Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

I TRAGUARDI DELLA BIOENERGIA IN ITALIA
ELEMENTI CHIAVE PER GLI OBIETTIVI AL 2020

Rapporto 2008

1. Il quadro sistemico
2. Risorse/Efficienze
3. Mercato/ Buone pratiche
4. Sostenibilità/ Garanzie
5. Verso un piano d'azione

PRESENTAZIONE
PREMESSA
RINGRAZIAMENTI
INFORMAZIONI UTILI

ITABIA
Italian Biomass Association

Indice Rapporto

PRESENTAZIONE 1

PREMESSA 1

RINGRAZIAMENTI 2

CAPITOLO 1 - **Il quadro sistemico** **3**
1.1. Lo status nazionale 3
1.2. Le biomasse: fattori trainanti e criticità 3
1.3. Le iniziative e il dibattito in corso 4
1.4. Il futuro della bioenergia in Italia: luci e ombre 7
1.5. Il Position Paper del Governo italiano (settembre 2007) 10

> Addenda **Capitolo 1** **11**
A1.1 - Il programma di lavoro del GBEP 11
A1.2 - Analisi dei contenuti delle Direttiva sulle FER 12
A1.3 - Note sulle recenti Leggi Finanziarie 14
A1.4 - Una rivoluzione energetica anche in Italia 15
A1.5 - Il Position Paper del Governo italiano 16
A1.6 - Normativa per la bioenergia 17

CAPITOLO 2 - **Risorse/Efficienze** **39**
2.1 - Risorse di materia prima ed efficienza di raccolta e conferimento 39
2.1.1 - La disponibilità di biomassa e le competizioni 39
2.1.2 - La raccolta e il conferimento delle biomasse 42
2.1.3 - La disponibilità finale di biocobustibili "sostenibili" al 2020 43
2.2. - Risorse tecnologiche ed efficienze d'uso 43
2.2.1 - Filiera termica 45
2.2.2 - Filiera dell'energia elettrica, cogenerazione e trigenerazione 46
2.2.3 - Filiera dei biocarburanti 50
2.2.4 - Considerazioni conclusive sulla scelta delle filiere 52

> Addenda **Capitolo 2** **53**
A2.1 - Attuali destinazioni dei residui delle coltivazioni agricole e delle industrie connesse 53
A2.2 - Rese per ettaro di alcune colture agro-energetiche 53
A2.3 - Tecnologie di raccolta trasformazione e conferimento 54
A2.4 - Definizione di biomasse, biomasse combustibili e biocombustibili 56

CAPITOLO 3 - **Mercato/Buone pratiche** **58**
3.1 - Criteri per l'individuazione delle buone pratiche 58
3.1.1 - Impianti a biocombustibili solidi 58
3.1.2 - Impianti a biogas e biocarburanti 62
3.2 - Valutazioni economiche 67
3.3 - Considerazioni sulle principali opportunità di sviluppo 71
3.3.1 - Energia termica 72
3.3.2 - Energia elettrica 72
3.3.3 - Biocarburanti 73
3.3.4 - Conclusioni 74

> Addenda **Capitolo 3** **75**
A3.1 - Valutazione del grado di successo degli impianti a biomassa 75
A3.2 - Centrali di teleriscaldamento a biomasse 77
A3.3 - Centrali termoelettriche a biomasse 80
A3.4 - Maggiori centrali termiche e termoelettriche europee a biomasse 81
A3.5 - Impianti di termovalorizzazione RSU e/o CDR 82
A3.6 - Impianti di biogas per categoria di substrato 85
A3.7 - Impianti di biogas che operano con effluenti zootecnici, scarti organici agroindustriali e civili, colture energetiche 86
A3.8 - Dati sui costi delle caldaie a biomasse 92
A3.9 - Tabella zone climatiche 93

CAPITOLO 4 - **Sostenibilità/ Garanzie** **94**
4.1 - Il dibattito sui criteri di sostenibilità 94
4.1.1 - Il dibattito nel GBEP 94
4.1.2 - Il dibattito nella UE 95
4.1.3 - Alcuni spunti in Italia 95
4.1.4 - Riflessioni attorno agli elementi chiave 96
4.2 - Formulazioni metodologiche 98
4.2.1 - Criteri di certificazione 98
4.2.2 - Piani di monitoraggio 99
4.2.3 - Conclusioni 100

Addendum **Capitolo 4** **101**
A4.1 - Bilancio energetico della cogenerazione 101

CAPITOLO 5 - **Verso un Piano d'Azione per la bioenergia** **103**
5.1 - Considerazioni generali 103
5.2 - Gli indirizzi strategici 103
5.3 - Gli investimenti necessari 105

INFORMAZIONI UTILI **106**
Itabia, chi siamo 106
Unità di misura adottate nel testo 107
Indirizzi Internet 109

Presentazione

Le biomasse, ma più in generale il settore della bioenergia, assumeranno un ruolo sempre più importante nel panorama energetico ed ambientale del nostro Paese. Il corretto utilizzo della bioenergia rappresenta un classico esempio di attuazione dei principi della sostenibilità in quanto agli evidenti vantaggi di natura ambientale ed economica si aggiungono quelli di natura sociale, attraverso la valorizzazione di risorse locali per la diversificazione delle fonti energetiche e la riduzione della dipendenza dall'estero.

Il bilancio, praticamente nullo, in termini di emissioni di anidride carbonica in atmosfera a seguito della produzione ed utilizzo sostenibile della bioenergia porta a puntare sulle biomasse come uno dei punti di riferimento della strategia nazionale per la riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra, soprattutto alla luce dei nuovi impegni fissati a livello europeo per il 2020. Inoltre, da non sottovalutare, la produzione sostenibile di bioenergia può contribuire concretamente alla tutela del nostro territorio, con particolare riferimento alla gestione dei suoli e, soprattutto, alla conservazione e rilancio delle aree marginali. Le colture a fini energetici possono infatti dare un notevole contributo alla lotta contro i fenomeni di degrado ambientale e dissesto idrogeologico, sia in contesti di eccessivo sfruttamento, sia di abbandono.

Con questo Rapporto continua l'impegno del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) verso una maggiore conoscenza di settore con la consapevolezza che molte delle barriere che ancora si frappongono al pieno sviluppo della bioenergia nel nostro Paese potranno essere più facilmente superate proprio grazie alle indicazioni che provengono da analisi di questo tipo. Il rapporto di collaborazione instaurato già da alcuni anni con ITABIA viene quindi confermato e rafforzato dal ruolo che ITABIA ha assunto anche nell'ambito della campagna Energia Sostenibile per l'Europa -SEE. Tale campagna, lanciata nel 2005 e coordinata a livello comunitario dalla Commissione Europea (**www.sustenergy.org**) e a livello nazionale dal MATTM (**www.campagnaSEEitalia.it**), si pone l'obiettivo di aumentare la consapevolezza sui temi dell'energia sostenibile ai diversi livelli della società civile. Ad oggi, sono oltre 100 le partnership attivate in Italia e oltre un terzo di esse riguardano, direttamente o indirettamente, il tema della bioenergia nelle sue diverse forme: progetti dimostrativi nel settore delle biomasse solide; produzione di biocombustibili da residui organici; studi di fattibilità per progetti relativi alla diffusione dei biocarburanti; analisi e studi sul settore della bioenergia in Italia; iniziative di promozione e divulgazione. Obiettivo comune di tutte queste iniziative, inclusa quella di ITABIA, partner ufficiale della campagna SEE, è quello di aumentare la consapevolezza del ruolo positivo che le bioenergie possono svolgere nel nostro Paese.

CORRADO CLINI
DIRETTORE GENERALE
MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE

Premessa

SCOPO DEL RAPPORTO

Nel 2004 ITABIA redasse, per conto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), un rapporto esaustivo su "Biomasse per l'Energia e l'Ambiente" in cui, insieme a dati statistici sull'uso energetico delle biomasse, venivano esposti principi, concetti, modalità d'azione, prospettive, indirizzi dell'intero settore, tutto inquadrato in una visione sistemica ed olistica della bioenergia.

Successivamente altre organizzazioni, scientifiche e istituzionali, hanno elaborato statistiche sulla produzione e l'uso delle biomasse che hanno contribuito a consolidare e rendere più chiaro lo stato dell'arte del settore. Inoltre, sono stati elaborati documenti d'indirizzo a livello nazionale, europeo e mondiale che richiedono un attento esame ed una valutazione di congruenza.

Il MATTM, nell'ambito delle azioni di sostenibilità ambientale ed energetica previste dalla campagna Sustainable Energy Europe (SEE), ha recentemente reiterato l'incarico a ITABIA per la redazione di un rapporto aggiornato al 2008. Il leitmotiv del Rapporto 2008 è quello di esaminare gli aspetti di congruenza tra obiettivi nazionali, direttive europee e globali ed effettiva potenzialità del settore in Italia, valutando la distanza tra la situazione attuale e i traguardi del prossimo decennio e indicando gli strumenti politici e tecnici per colmare tale distanza. Per una conoscenza generale del sistema biomasse, in tutti i suoi risvolti: energetici, agricoli, forestali, industriali ed ambientali, si rimanda al precedente rapporto.

LA STRUTTURA

Il Rapporto 2008 consta di 5 Capitoli: un primo capitolo in cui viene delineato il quadro generale con particolare enfasi sugli aspetti di sistema; tre successivi capitoli in cui vengono esaminati i punti di forza e di debolezza del sistema bioenergetico nazionale nelle tre coppie di elementi chiave: risorse/efficienza; mercato/buone pratiche; sostenibilità/garanzie; il quinto capitolo è dedicato a tracciare i possibili percorsi per arrivare ad un nuovo Piano d'Azione Nazionale sulla Bioenergia.

Ringraziamenti

ITABIA desidera esprimere la sua profonda gratitudine a tutti coloro che hanno contribuito, a vario titolo, alla realizzazione del presente Rapporto commissionato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. In primo luogo, determinante è stato il supporto che il Consiglio Direttivo di ITABIA unanimemente ha accordato all'iniziativa. Un contributo sostanziale al reperimento dati e informazioni, elaborazione e stesura del testo è stato fornito da **Andrea Scarpini**, Vice Presidente, **Matteo Monni**, Segretario Generale e dai Consiglieri **Aldo Abenavoli**, **Walter Merzagora**, **Marcello Ortenzi**, **Sergio Piccinini**, **Filippo Stirpe**.

Un ringraziamento particolare va riconosciuto ad **Antonio Lumicisi** della Direzione Generale per la Ricerca Ambientale e lo Sviluppo del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per il supporto dato all'impostazione del lavoro e all'attività di revisione del testo e a **Michela Morese**, della Global Bioenergy Partnership (GBEP), per le informazioni fornite e la preziosa co-operazione instauratasi con ITABIA fin dai tempi della fase preparatoria del GBEP.

Siamo inoltre grati a **Marino Berton**, Presidente AIEL, **Walter Righini**, Presidente FIPER e **Pietro Giorgio**, Direttore SEA, per i dati forniti e le utilissime discussioni che hanno avuto luogo in occasione del lancio della Rete Bioenergia, istituita per consolidare uno stretto rapporto di collaborazione tra organizzazioni private in questo importante settore delle fonti rinnovabili di energia.

Infine, ci sembra doveroso ricordare la figura di **Vittorio Bartolelli**, già vice Presidente e Segretario Generale che, insieme a due soci fondatori di ITABIA **Carlo Baldelli** e **Francesco Alfani**, tutti prematuramente scomparsi negli ultimi anni, ha contribuito non poco alla elaborazione di principi, concetti, impostazioni che rappresentano il tessuto connettivo dell'Associazione. Quelli che trent'anni fa potevano sembrare i sogni di giovani idealisti - come lo sviluppo sostenibile, le biomasse, la tutela del territorio, la coesione sociale - sono oggi concetti riconosciuti a livello globale e condivisi dalla maggioranza del mondo politico, scientifico, industriale e sociale. A tutti loro un grato ricordo.

GIUSEPPE CASERTA
Presidente ITABIA

TRADUZIONE IN INGLESE:
Sarah Tripepi Winteringham

GRAFICA:
Giorgia Monni

PROGRAMMAZIONE HTML:
Antonio Scimone

VITTORIO BARTOLELLI

1] Il quadro sistemico

LO STATUS NAZIONALE
LE BIOMASSE: FATTORI TRAINANTI E CRITICITÀ
LE INIZIATIVE E IL DIBATTITO IN CORSO
IL FUTURO DELLA BIOENERGIA IN ITALIA: LUCI ED OMBRE
IL POSITION PAPER DEL GOVERNO ITALIANO (SETTEMBRE 2007)
ADDENDA

È sempre più diffusa la cognizione e la consapevolezza che la bioenergia sia un comparto complesso fortemente interconnesso con altri settori produttivi, ambientali e socio-economici. Pertanto l'approccio alla bioenergia non può che essere di tipo "sistemico".

1.1) LO STATUS NAZIONALE

La ricerca e lo sfruttamento di risorse eco-compatibili che siano in grado di migliorare la qualità della vita nelle nazioni industrializzate e, nello stesso tempo, assicurare il progresso delle nazioni emergenti e delle regioni povere del mondo, è un'esigenza primaria del terzo millennio. I settori chiave di preminente impatto ambientale, dove più si gioca il futuro della convivenza umana sono: l'energia, i gas climalteranti, il territorio. Anche l'Italia non può esimersi dall'affrontare le sfide che derivano da questi settori usando gli strumenti che le attuali conoscenze scientifiche e tecnologiche mettono a disposizione. Il nostro Paese infatti:

a) Continua ad avere un'elevata dipendenza dall'estero per quanto riguarda gli approvvigionamenti energetici. Ancora oggi tale dipendenza è superiore a circa l' 80% su un fabbisogno complessivo di195 Mtep; il contributo delle fonti rinnovabili (idroelettrico compreso) al bilancio energetico nazionale è stato, negli ultimi anni, di circa il 9%, di cui quasi 1/3 proveniente dalla bioenergia.

b) Ha sottoscritto l'impegno per mitigare l'effetto serra attraverso la riduzione delle relative emissioni gassose. Nel 1990 in Italia è stata emessa una quantità di gas serra equivalente a 550 Mt di CO_2; l'attuale tendenza porta al 2010 (come media del quinquennio 2008- 2012) a valori pari a 622 Mt; per gli impegni presi nell'ambito del Protocollo di Kyoto, nel 2012 il livello delle emissioni dovrebbe attestarsi su un valore pari a 519 Mt di CO_2 equivalente. Occorre, quindi, ridurre le emissioni di circa 100 Mt di CO_2/anno.

c) Ha al suo interno vaste estensioni di territori dismessi dalla produzione agricola, tra cui ex aziende mezzadrili abbandonate già da 20-30 anni per mancanza di reddito adeguato e quindi esposte ai rischi di degrado prodotti dall'incuria (dissesto idrogeologico, incendi, ecc.). Anche i territori dove la presenza dell'uomo è massiccia, cioè i territori agricoli coltivati, sono a rischio per una perdita consistente di biodiversità, di sostanza organica nei suoli, per pratiche agronomiche scorrette molto spesso causa di emissioni nette di gas climalteranti. Infine, la superficie forestale italiana copre quasi il 35% del territorio nazionale, ma i boschi sono spesso vecchi e mal tenuti. Mancano tra l'altro infrastrutture, imprese ed aziende forestali in grado di provvedere ad una corretta manutenzione e gestione produttiva del bosco e di fornire un prodotto-legno a costi accettabili.

d) Ha sul suo territorio sufficienti risorse primarie di Fonti di Energia Rinnovabili (FER) - dal sole alle biomasse - che possono contribuire a risolvere molti problemi legati alle negative situazioni energetico - ambientali.

e) Può contare su una struttura industriale ed imprenditoriale che, anche nel settore delle FER, poggia su solide basi tecnologiche ed ingegneristiche, come dimostrano i molteplici interventi impiantistici realizzati su tutto il territorio nazionale, ma che non è sufficientemente orientata da una chiara politica energetica di ampio respiro e supportata da una ricerca innovativa di processi e di prodotti.

Di fronte, quindi, all'incalzare delle emergenze ambientali, delle sollecitazioni e delle direttive delle comunità sovranazionali, dei costi di uno sviluppo socio-economico non equilibrato, è più che mai necessario rivedere i vecchi programmi nazionali e pervenire ad una nuova politica energetica che, nel caso specifico delle FER e delle bioenergie integri, in un unico "corpus" legislativo, gli aspetti energetici, ambientali, industriali, agro-forestali e sociali del settore.

1.2) LE BIOMASSE: FATTORI TRAINANTI E CRITICITÀ

La fonte rinnovabile che attualmente dà il maggior contributo al bilancio energetico e ambientale è la biomassa nelle sue varie tipologie, tecnologie di trasformazione e usi finali.

Il termine biomassa include, nel suo significato più generale, ogni tipo di materiale che origina direttamente o indirettamente dagli organismi viventi e, in particolare, dalla fotosintesi clorofilliana. La biomassa può essere definita come una fonte energetica atipica caratterizzata da:

- molteplicità di opzioni energetiche attuali e potenziali;
- forte radicamento nell'ecosistema;
- pluralità di usi extra-energetici;
- vaste implicazioni sociali.

L'uso energetico delle biomasse va inquadrato in una visione "sistemica" che integri questi aspetti.

Il sistema, nei suoi molteplici risvolti

1. Il quadro sistemico

applicativi, può interferire positivamente, con maggiore o minore intensità a seconda dei casi, con i settori-chiave di cui sopra e in particolare con:
L'ENERGIA, con un contributo non trascurabile alla riduzione delle importazioni energetiche.
IL CLIMA, attraverso la riduzione delle emissioni di gas climalteranti (CO_2, CH_4 NOx ecc.) e di sostanze volatili tossiche (VOCs, benzene, particolato, ecc.).
L'INDOTTO AGRICOLO E INDUSTRIALE, con il miglioramento delle tecniche agronomiche e lo sfruttamento di brevetti agro-industriali.
LE DIVERSIFICAZIONI DEL MERCATO, con un'attenzione particolare verso i produttori agricoli dei Paesi in via di sviluppo.
Occorre tuttavia ricordare che, accanto agli effetti positivi, vi sono delle "criticità" che vanno attentamente valutate, quali:
LE COMPETIZIONI tra biocombustibili (o biocarburanti) e alimenti o altre destinazioni industriali, tra biocarburanti per autotrazione e biocombustibili per generazione di calore e/o di elettricità.
LA SOSTENIBILITÀ ambientale (che riguarda, ad esempio, la biodiversità, la deforestazione, ecc.), sociale (l'accettabilità di una installazione impiantistica), economica (la profittabilità di una filiera), politica (i piani di sviluppo nazionali e locali), tecnica (la maturità di tecnologie e di processi).
IL MERCATO, per l'influenza della struttura di import/export (supporto alle economie della UE nei confronti del libero mercato e della potenzialità interna); l'armonizzazione normativa intra/inter Paesi UE.
Sarà possibile dar vita ad un sistema "environmentally-friendly" solo se a livello globale e locale sarà raggiunto un equilibrio tra criticità e fattori trainanti. Ed è per questo che a livello mondiale si è acceso un vivace dibattito che coinvolge istituzioni pubbliche e private.

1.3) LE INIZIATIVE E IL DIBATTITO IN CORSO

La domanda mondiale di energia sta aumentando molto rapidamente. Secondo il piú recente Scenario di Riferimento (World Energy Outlook 2007) dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), la crescita economica e l'aumento della popolazione globale porterà ad un aumento del consumo mondiale di energia pari al 55% tra il 2000 e il 2030, con vertiginosi picchi nei Paesi in via di sviluppo che contribuiranno per due terzi a questo aumento di domanda. Sempre secondo l'AIE, questa domanda verrà soddisfatta per l'85% tramite il ricorso ai combustibili fossili con inevitabili ripercussioni sull'ambiente ed in particolare sulle emissioni di CO_2 che si prevede aumenteranno del 57% nello stesso periodo di riferimento.

Questa previsione corrisponde agli scenari peggiori del IV Rapporto sul Clima del Panel Intergovernativo sui Cambiamenti Climatici (IPCC), secondo il quale é necessaria una riduzione delle emissioni globali del 30-50% tra il 2030 e il 2050 al fine di garantire una stabilizzazione della concentrazione di CO_2 ad un livello di sicurezza (450-550 ppm) entro la fine del secolo ed evitare quindi cambiamenti irreversibili sul clima.

Ancora secondo l'AIE, nei prossimi 25 anni saranno investiti oltre 20.000 miliardi di US dollari per l'esplorazione di olio e gas, nonché per la costruzione delle centrali elettriche e delle infrastrutture necessarie a rispondere alla crescente domanda di energia. Una quota marginale sarà destinata allo sviluppo delle fonti rinnovabili e della bioenergia (nel 2008 a livello federale le misure a sostegno del settore hanno riguardato aiuti per circa 13 miliardi di dollari).

Considerando la vita media di centrali e infrastrutture energetiche (da 30 a oltre 50 anni), questi investimenti decideranno il futuro energetico e ambientale del pianeta.

La possibilità di modificare il trend energetico globale verso una minore "intensità di carbonio" è legata allo sviluppo e all'uso, entro il 2030, di fonti energetiche alternative ai combustibili fossili e di tecnologie ad alta efficienza. Ovvero, all'adozione di misure urgenti e globali per:
› la "diversione" di una parte significativa degli investimenti per l'aumento di rinnovabili, nucleare e bioenergie nel portafoglio energetico;
› la promozione dell'efficienza energetica in tutti gli usi;
› la modificazione dei regimi di tassazione e sussidi nell'energia, per favorire le fonti a basso contenuto di carbonio fossile.

Le bioenergie, ed in particolare i biocombustibili, rappresentano un'opzione già disponibile in grado di assicurare sia risposte immediate, sia ulteriori sviluppi tecnologici in tempi relativamente brevi. Il ricorso alla bioenergia è attualmente trainato da quattro fattori principali:
a) l'instabilità dei prezzi dei combustibili fossili; b) la diversificazione delle fonti energetiche e delle aree di approvvigionamento energetico; c) la necessità di ridurre le emissioni dei gas serra responsabili dei cambiamenti climatici; d) la possibilità di stimolare lo sviluppo nelle zone rurali, garantendo accesso all'energia e creando opportunitá di impiego per nuova imprenditoria locale.

GLOBAL BIOENERGY PARTNERSHIP: UN'INIZIATIVA ITALIANA*

In questo scenario globale, le bioenergie sono quindi destinate a svolgere un ruolo sempre più importante nella nostra società, ed è in questo contesto globale che si inserisce la proposta italiana, nel contesto G8, di istituire una Global Bioenergy Partnership (GBEP). Sulla base di questa proposta italiana, i Capi di Stato e di Governo dei Paesi G8 +5 (Cina, Brasile,

1. Il quadro sistemico

India, Messico e Sud Africa), riuniti a Gleneagles nel Luglio 2005, concordarono il lancio della Global Bioenergy Partnership per "sostenere un più ampio ed efficiente uso delle biomasse e dei biocombustibili, in particolare nei Paesi in via di sviluppo dove l'uso delle biomasse è prevalente".

A seguito di un processo di consultazione tra Paesi G8 +5, organizzazioni internazionali e associazioni del settore privato, il Ministero italiano dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha redatto, in collaborazione con ITABIA e Imperial College di Londra, un "Libro Bianco" sulle bioenergie, per fare il punto sulle attività internazionali in corso sull'argomento e guidare le attivitá della Partnership.

La Partnership, ufficialmente lanciata a New York l'11 maggio 2006 durante il segmento ministeriale della Commissione sullo Sviluppo Sostenibile (CSD14), fornisce un forum per favorire l'attuazione di politiche efficienti attraverso l'identificazione di metodi e strumenti di supporto agli investimenti e attraverso la rimozione di barriere all'attuazione di progetti di sviluppo in cooperazione. La GBEP, inoltre, fonda le sue attività su tre pilastri strategici: Sicurezza Energetica - Sicurezza Alimentare - Sviluppo Sostenibile.

La Partnership, dopo il primo anno di attivitá, ha ricevuto un nuovo mandato dal Vertice G8 di Heiligendamm (7 giugno 2007).

La GBEP riunisce i responsabili delle decisioni politiche, i rappresentanti del settore privato e della societá civile, cosí come agenzie internazionali ed esperti nel settore delle bioenergie.

Gli attuali membri della Partnership sono: Brasile, Canada, Cina, Francia, Germania, Giappone, Italia, Messico, Olanda, Regno Unito, Russia, Stati Uniti d'America, l'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Alimentazione e l'Agricoltura (FAO), la Conferenza delle Nazioni Unite sul Commercio e lo Sviluppo (UNCTAD), il Dipartimento delle Nazioni Unite degli Affari Economici e Sociali (UNDESA), il Programma delle Nazioni Unite per lo Sviluppo (UNDP), il Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente (UNEP), l'Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale (UNIDO), l'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), la Fondazione delle Nazioni Unite, il Consiglio Mondiale per l'Energia Rinnovabile (WCRE) e l'Associazione delle Industrie Europee della Biomassa (EUBIA).

Partecipano in qualità di osservatori Austria, India, Indonesia, Israele, Kenya, Marocco, Mozambico, Sud Africa, Svezia, Tanzania, Tunisia, l'Agenzia Europea dell'Ambiente (AEA), la Commissione Europea e la Banca Mondiale.

All'Italia è stato affidato il compito di presiedere la Partnership, con il supporto del Messico come co-presidente. A presiedere la GBEP per l'Italia è Corrado Clini, Direttore Generale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con la collaborazione del Segretariato del GBEP che ha sede presso la FAO di Roma, con il supporto finanziario dell'Italia.

OBIETTIVI DELLA PARTNERSHIP

La GBEP fornisce ai propri Partners un meccanismo per organizzare, coordinare ed incrementare i livelli internazionali di ricerca, sviluppo, applicazione e diffusione commerciale, relativi alla produzione, conversione ed uso della biomassa ai fini dell'energia, con particolare attenzione verso i Paesi in via di sviluppo.

I principali obiettivi della Partnership sono:

› Creare un dialogo politico di alto livello sulle bioenergie, sostenere le politiche nazionali e regionali oltre alla loro diffusione sul mercato e facilitare la cooperazione internazionale;

› Favorire un uso efficiente e sostenibile delle biomasse e sviluppare progetti concreti nel campo delle bioenergie;

› Incoraggiare lo scambio di informazioni e di conoscenze tecniche e tecnologiche attraverso l'identificazione e la promozione di potenziali aree di cooperazione bilaterale e multilaterale;

› Facilitare l'integrazione delle bioenergie nei mercati dell'energia, analizzando e superando le barriere esistenti al loro sviluppo;

› Agire come un'iniziativa trasversale, in sinergia con le altre attivitá rilevanti, evitando duplicazioni.

La GBEP lavora in sinergia con altre rilevanti iniziative internazionali, tra cui: International Bioenergy Platform (IBEP) della FAO; International Biofuels Forum (IBF); International Partnership for the Hydrogen Economy (IPHE); Mediterranean Renewable Energy Programme (MEDREP); Methane to Markets; Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21); Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP); UNCTAD BioFuels Initiative, Bioenergy Implementing Agreements della Agenzia Internazionale dell'Energia.

Il programma di lavoro, molto intenso ed articolato è descritto nell'**Addendum A1.1** del presente capitolo (v. anche il sito www.globalbioenergy.org).

*CONTRIBUTO
DI MICHELA MORESE (GBEP)

IL PACCHETTO "ENERGIA E CLIMA" DELLA UE

Il 23 gennaio 2008 la Commissione Europea ha adottato un nuovo **Pacchetto Energia e Clima** che include una proposta per una Direttiva sulla promozione e l'uso di energia da fonti rinnovabili. Questa Direttiva stabilisce obiettivi vincolanti per gli Stati Membri in vista del raggiungimento del 20% di fonti rinnovabili nei consumi energetici del 2020. Le proiezioni fatte dalla Renewable Road Map del gennaio 2007 fanno rilevare un significativo contributo della bioenergia nel raggiungimento del 20%. Inoltre, nel documento del Consiglio Europeo del marzo 2007 sulla politica climati-

1. Il quadro sistemico

• Quali le tecniche agronomiche da adottare nelle diverse situazioni di coltura?
• Per il sistema Italia quali sono i *drivers* fondamentali per i biocarburanti?
• Quali meccanismi per favorire le produzioni Italiane?
• Il mercato libero è sempre positivo?

LE COMPETIZIONI

• In che misura e a quali condizioni l'agricoltura italiana può contribuire alla produzione di biocarburanti?
• Questo contributo andrà a condizionare la capacità dell'Italia di produrre cibo di qualità?
• Quali sono le relazioni tra uso del territorio per biocarburanti e per altri usi non alimentari?

LA RICERCA

• Relazione tra tecnologie di prima e seconda generazione, ovvero sviluppo delle prime per aprire la strada alle seconde.
• Ripresa e presidio delle attività - già avviate negli anni '80/'90 - sui biocombustibili di seconda generazione in linea con il 7° Programma Quadro della Commissione Europea (CE/FP).
• Creazione di strutture di supporto per il monitoraggio, proposte di normative, formazione, comunicazione, assistenza tecnica, promozione di studi, ricerche e sperimentazioni.
• Validazione su ampia scala dei risultati ottenuti.

LA CAMPAGNA SUSTAINABLE ENERGY EUROPE*

Particolare importanza in questo contesto riveste la campagna di diffusione delle buone pratiche, soprattutto per quanto riguarda la compatibilità ambientale di iniziative "cantierabili", sostenuta dal Progetto Europeo Energia Sostenibile per l'Europa ("Sustainable Energy Europe", SEE) che vede una cospicua partecipazione italiana.

La Campagna SEE è un'iniziativa lanciata dalla Commissione Europea nel 2005 e finalizzata all'aumento della consapevolezza sui temi dell'energia. In particolare, mira alla produzione e all'uso sostenibile dell'energia tra i diversi attori del panorama energetico europeo (settore pubblico, settore privato, cittadini, organizzazioni, ecc.). Uno degli strumenti chiave all'interno della Campagna è l'attivazione di partnerships energetiche sostenibili, in particolare nel settore delle fonti di energia rinnovabile, dell'efficienza energetica e del risparmio energetico, pensate al fine di coinvolgere concretamente e promuovere un largo spettro di progetti e programmi in diverse aree strategiche, quali le Regioni, le Città, il settore dei Trasporti e dell'Edilizia. In definitiva, la campagna SEE si propone come supporto al raggiungimento degli obiettivi fissati dall'Unione Europea per il 2020.

Per quanto riguarda l'Italia, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare agisce come "focal point" nazionale della campagna SEE e fino ad oggi sono state attivate nel nostro Paese oltre 100 partnerships, senza dubbio la migliore performance tra tutti gli Stati Membri dell'UE. L'elevato numero di partnerships attivate in Italia si unisce all'alta qualità delle proposte e progetti presentati. Infatti, nel corso della seconda edizione della Settimana dell'energia sostenibile (EUSEW 2008), tra le migliori 26 partnerships a livello europeo selezionate dalla Commissione ben 6 erano italiane e, tra queste, 3 sono risultate vincitrici, nelle rispettive categorie, degli Awards SEE 2008, i premi che la Commissione ha voluto istituire per i progetti più meritevoli.

Uno dei settori che maggiormente ha attirato l'attenzione degli stakeholders italiani è stato quello della bioenergia. Molteplici sono state le proposte presentate in questo settore da Enti Locali, Centri di ricerca specializzati, Associazioni, Imprese e Agenzie energetiche locali, scaturite poi nell'attivazione di partnerships strategiche. Tra queste, quella attivata con ITABIA che ha portato alla pianificazione e realizzazione del Rapporto 2008 "I traguardi della Bioenergia in Italia - Elementi chiave per gli obiettivi al 2020".

Nell'ambito della campagna SEE, particolare importanza riveste il Patto dei Sindaci (Covenant of Mayors) che si propone di coinvolgere direttamente le città europee nel raggiungimento degli obiettivi fissati dall'UE al 2020. Considerando che a livello europeo, in media, oltre il 50% dell'energia viene consumata nelle città, risulta fondamentale coinvolgere le stesse negli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas climalteranti e il settore della bioenergia potrà risultare strategico. Il Ministero dell'Ambiente ne coordinerà le azioni in Italia insieme alla Commissione Europea con l'obiettivo di coinvolgere il maggior numero possibile di città.
Maggiori informazioni sulla campagna SEE in Italia con l'elenco completo dei partners italiani e delle iniziative in atto nel nostro Paese, incluse le modalità per aderire al "Patto dei Sindaci", sono reperibili sul sito www.campagnaSEEitalia.it.

*CONTRIBUTO DI ANTONIO LUMICISI (MATTM)

1.4) IL FUTURO DELLA BIOENERGIA IN ITALIA: LUCI ED OMBRE

I NODI DEL SISTEMA

Il crescente interesse per l'utilizzo delle biomasse come risorsa energetica ed il pressoché unanime riconoscimento dei vantaggi legati alla diffusione della bioenergia nel contesto economico italiano, costituiscono indubbiamente un punto di forza che allinea l'Italia alle altre nazioni europee ed extraeuropee. Le molteplici realizzazioni in atto, soprattutto nel settore dell'utilizzo termico ed elettrico della fonte biomassa, rivelano una solida base industriale ed un potenziale di ricerca finalizzata molto elevato. Tuttavia, la bioenergia non ha an-

1. Il quadro sistemico

cora raggiunto in molte applicazioni una dimensione reale di mercato mantenendo inespresse parte delle potenzialità che le competono.

Ciò è riconducibile ad una complessa serie di fattori e barriere, che ne rallentano, tuttora, lo sviluppo. In estrema sintesi, i punti di debolezza del sistema biomasse in Italia possono essere ricondotti ai seguenti aspetti:

POCA ATTENZIONE ALLE FILIERE DI SUCCESSO (teleriscaldamento, teleraffrescamento, co-combustione, cogenerazione, biogas e biocarburanti) sia in termini di efficienza di conversione energetica sia in termini di accettabilità sociale.

DEBOLE IMPOSTAZIONE SISTEMICA DEI PROGETTI (pochi collegamenti con il mondo agricolo e forestale).

PRECARIETÀ DEI BACINI TERRITORIALI DI PRODUZIONE DI BIOMASSA (poco riguardo alle condizioni dei suoli agricoli e forestali).

DIFFICOLTÀ DI ISTITUIRE ACCORDI DI FILIERA PLURIENNALI TRA GLI OPERATORI DEL SETTORE (scarsità di consorzi o associazioni di impresa tra produttori agricoli, industriali e imprese di servizi per la fornitura, la prima lavorazione delle biomasse, la gestione e la manutenzione degli impianti e, infine, la distribuzione dell' energia elettrica e/o termica prodotta).

NUMEROSITÀ E FRAMMENTARIETÀ DI NORMATIVE SIA GIURIDICHE CHE TECNICHE (in Italia se ne contano circa 100 senza considerare i provvedimenti regionali - Addendum A1.6).

SCARSO COINVOLGIMENTO DELLE POPOLAZIONI LOCALI (poca percezione dei benefici diretti connessi con l'uso energetico delle biomasse).

Inoltre, occorre tener presente che la biomassa è l'unica fonte rinnovabile che deve essere prodotta prima di essere raccolta e utilizzata.

La catena che va dalla produzione all'uso finale deve essere considerata in blocco e la relativa filiera progettata in base a criteri di efficienza, dimensione ed estensione dei bacini di approvvigionamento, compatibilità con il contesto territoriale e socio-economico.

I PILASTRI

I pilastri sui cui deve fondarsi in Italia, come in altre regioni del mondo, il futuro bioenergetico sono: **la Policy, l'Imprenditoria e la Ricerca.**

» LA POLICY

L'attività di policy condotta attualmente in Italia appare frammentaria e disorganica.

I DOCUMENTI STRATEGICI NAZIONALI

I primi documenti strategici nazionali risalgono al 1998 quando l'allora Ministero delle Politiche Agricole e Forestali varò il *Programma Nazionale Energia Rinnovabile da Biomasse (PNERB)* e, in ottemperanza alla delibera CIPE n. 137 del 19/11/98 "Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra", il *Programma Nazionale per la Valorizzazione delle Biomasse Agricole e Forestali (PNVBAF)*

Purtroppo da quella data nessun nuovo Piano organico è stato concepito per adattare gli interventi alle diverse situazioni che nel frattempo si sono venute a creare. Inoltre, a causa delle particolari situazioni in cui il Parlamento si è trovato in questi ultimi anni, le iniziative per una razionalizzazione della legislazione sulle FER non hanno avuto esito. Gli unici strumenti utili per apportare qualche innovazione sono state e sono le Leggi Finanziarie (anche se sembra che il Governo attualmente in carica abbia deciso di abbandonare questa strada). Alcune note sulla Legge Finanziaria 2008 sono riportate nell'Addendum A1.3.

Occorre però far rilevare che provvedimenti legislativi e incentivanti si sono spesso arenati per mancanza di strumenti attuativi (o per i ritardi con cui sono stati emanati), e per continui cambiamenti nel tempo delle normative giuridiche e tecniche, nonché per procedure autorizzative lunghe e defaticanti. Di tutto questo ha sofferto anche il recepimento di Direttive Europee che è avvenuto sempre in ritardo e in maniera parziale.

Se la redazione di un **Testo Unico** che racchiuda tutte le norme emanate nel corso degli anni appare irrealizzabile, sarebbe auspicabile un'opera di semplificazione e accorpamento di alcuni filoni essenziali. La Direttiva Europea sulle FER approvata nell'aprile del 2009, potrebbe essere recepita dagli Stati Membri, con un unico Decreto Legislativo in cui accorpare le misure vigenti a favore delle FER.

LE ATTUALI PROPOSTE DI LEGGE (2008)

Sono in discussione nel Parlamento Italiano 5 principali proposte di legge che riguardano direttamente o indirettamente le bioenergie:

C. 337: Disposizioni per incentivare la produzione e l'impiego di biocarburanti derivanti da biomasse;

C. 357: Disposizioni per lo sviluppo e la valorizzazione della produzione agroenergtica;

C. 983: Disposizione per la promozione di energie rinnovabili di origine agricola;

C. 1139: Disposizioni per la promozione del recupero di biomasse e della produzione e dell'impiego di biocarburanti di origine agricola.

C. 1696: Disposizioni in materia di agroenergia e di impiego di biocarburanti.

La Commissione Agricoltura della Camera sta tentando di fare un unico Testo.

In merito alle suddette proposte si osserva che le iniziative dovrebbero essere finalizzate non solo al rispetto degli obiettivi di Kyoto, ma anche al recepimento della Direttiva Europea sulle FER. Anche se tale Direttiva non è ancora in vigore, le finalità e la struttura sono già delineate, per cui sembra opportuno individuare già da subito le

1. Il quadro sistemico

linee guida entro le quali ci si intende muovere. A questo proposito, le proposte in esame potrebbero essere anche l'occasione per conferire al Governo una delega a razionalizzare e semplificare la normativa in materia di FER.

Nel corso dell'ultima legislatura, benché di breve durata, si è proceduto ad un salto di qualità nel regime degli incentivi a favore delle FER, attraverso il nuovo regime dei Certificati Verdi, l'innalzamento degli obiettivi di incorporazione dei biocarburanti nei carburanti fossili ed il miglioramento della normativa sull'efficienza energetica. Le proposte, partendo dalla situazione vigente, si propongono di fare ulteriori progressi. Tutto questo è naturalmente positivo ma occorre fare molta attenzione per evitare inutili duplicazioni normative.

Sono da valutarsi positivamente le disposizioni volte a prevedere un piano agroenergetico nazionale (ma sarebbe meglio riferirsi ad un piano bioenergetico complessivo) e a promuovere i distretti agro- e bio- energetici, le intese di filiera con la relativa tracciabilità e i contratti quadro.

Con riferimento ai biocarburanti le proposte confermano le preoccupazioni a proposito del conflitto fra la destinazione alimentare o energetica delle coltivazioni agricole; è da tenere presente, peraltro, che tali preoccupazioni coinvolgono l'Italia in misura marginale rispetto ad altri Paesi, dove le superfici interessate sono molto più estese.

In questo senso, si condivide la volontà di favorire:

› la filiera agricola corta, anche se quella agroindustriale, purché ambientalmente sostenibile, può dare un contributo significativo al conseguimento dell'obiettivo del 10% di incorporazione;

› i biocarburanti di seconda generazione.

Su alcuni aspetti dei provvedimenti in corso, si è sviluppato un ampio dibattito tra gli operatori del settore che ha portato alla costituzione di reti di cooperazione tra cui, su iniziativa di ISES Italia, il Comitato di Indirizzo fra numerose organizzazioni private che a vario titolo sono coinvolte nel processo di promozione e sviluppo delle FER. Scopo del Comitato è sollecitare i decisori politici ed istituzionali a dare ulteriore impulso al settore in vista degli ambiziosi, ma realistici, traguardi al 2020. Nell'**Addendum A1.4** è riprodotto un primo documento "Una rivoluzione energetica anche in Italia" sottoscritto dai membri del Comitato, che fortunatamente ha prodotto esiti positivi sulle bozze del Decreto anticrisi.

» L'IMPRENDITORIA

In Italia è presente una solida struttura industriale in grado di gestire tecnologie mature per la produzione di energia termica ed elettrica, anche in cogenerazione, nonché di biodiesel e bioetanolo per autotrazione. Lo dimostrano le molteplici realizzazioni presenti sul territorio, attuate nonostante l'incertezza sulle agevolazioni e la farraginosità delle procedure autorizzative. Possiamo legittimamente considerare positivo il fatto che ad oggi sul territorio nazionale sono installati, in tre grandi distretti agroenergetici del nord Italia, ma anche in altre regioni del centro, circa 130 impianti di teleriscaldamento con una potenza complessiva di poco inferiore ai 400 MW termici, e circa 500 impianti piccoli, medi e grandi, di cui oltre 400 alimentati da biogas, in grado di generare energia elettrica con una potenza installata complessiva stimata per 1.300 MW elettrici . Molti di questi impianti mostrano aspetti di eccellenza per l'ottimo livello organizzativo, l'elevato consenso sociale e per il notevole grado di successo. Per quanto riguarda i biocarburanti la capacità produttiva è di circa 2.000.000 t annue (sfruttata nel 2007 solo per il 25%) in massima parte costituita da impianti per la produzione di biodiesel.

Il quadro delle principali aziende italiane che operano nel settore dell'utilizzo energetico delle biomasse legnose è rappresentato da una pluralità di soggetti aventi caratteristiche societarie che si differenziano a seconda della dimensione e della struttura sia degli impianti, sia dell'utenza finale a cui sono destinati il calore e l'energia elettrica prodotti. Si tratta di aziende che hanno figure giuridiche spesso diverse tra loro e che comprendono Società di capitali, Società cooperative, Consorzi aziendali e Onlus.

In Italia gli operatori che utilizzano biomasse, di diversa origine, come combustibili per produrre energia termica e/o elettrica si possono suddividere in due grandi categorie:

› Società di proprietà e/o di gestione di centrali di teleriscaldamento a biomasse legnose vergini, dedicate alla prevalente produzione e distribuzione di energia termica per usi domestici.

› Società di proprietà e/o di gestione di centrali termoelettriche alimentate con sole biomasse legnose, di origine agricola e/o industriale, oppure con un mix di biomasse e CDR, dedicate principalmente alla produzione e alla cessione al GSE dell'energia elettrica prodotta.

La prima categoria è rappresentata principalmente dalla Fiper, Federazione Italiana Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili, che raggruppa 20 Società, oltre al Consorzio Biomassa Alto Adige al quale aderiscono 38 Società pubbliche e private.

La seconda categoria è invece rappresentata da una più articolata e per certi versi disomogenea pluralità di Società private, che hanno ritenuto di avviare le loro iniziative soprattutto grazie ai contributi economici in conto esercizio, a suo tempo concessi dal CIP 6 e ora previsti ed erogati a fronte dei **Certificati Verdi**.

Questa categoria è rappresentata da numerosi gruppi privati, tra cui la

1. Il quadro sistemico

ca ed energetica integrata e nel successivo dibattito in corso in ambito europeo sulla nuova Direttiva riguardante le Fonti Rinnovabili di Energia, particolare importanza viene data a tre punti-chiave:

› definizione di obiettivi al 2020 fondati sulle prospettive ed aspettative nazionali;
› sostegno del commercio delle biomasse e della bioenergia;
› certificazione chiara e trasparente delle filiere.

Su questa Direttiva (approvata ad aprile 2009) è in corso un vivace dibattito in vista del suo possibile varo nel 2010. La proposta viene a modificare il quadro di riferimento in quanto definisce un obiettivo unico di risparmio energetico per il trasporto, l'energia elettrica e quella termica, lasciando agli Stati Membri la libertà di definire il mix di misure ritenuto più idoneo. A questo proposito occorre tener presente che:

› la Direttiva deve essere recepita dagli Stati Membri entro il 31 marzo 2010;
› ciascuno Stato deve adottare un piano nazionale per rendere operative le misure;
› è prevista la semplificazione delle procedure amministrative.

LA DIRETTIVA SI ARTICOLA IN (sintesi in **Addendum A1.2**):

- Obiettivi e ambito di applicazione (Art. 1)
- Definizioni (Art. 2)
- Obiettivi delle FER e Piani d'Azione Nazionali (Art. 3, 4)
- Calcolo della percentuale di energia da FER (Art.5)
- Criteri per definire le garanzie di origine delle biomasse (Art. 6, 10)
- Procedure amministrative (Art. 12)
- Informazione e formazione (Art. 13)
- Accesso alla rete dell'energia elettrica (Art. 14)
- Criteri di sostenibilità per i biocarburanti (Art. 15, 16)
- Calcolo dell'impatto sull'effetto serra dei biocarburanti (Art. 17)
- Rapporti da parte degli Stati Membri e monitoraggio da parte della CE (Art. 19, 25)

La Direttiva apre prospettive molto interessanti per perseguire:

› un salto di qualità nello sviluppo delle FER;
› la previsione di un quadro normativo che includa anche la produzione di energia termica;
› un'opera di sistemazione e semplificazione del quadro normativo generale.

Un importante accordo sulla Direttiva è stato raggiunto nella UE (8 dicembre 2008) tra il Parlamento, il Consiglio (27 Stati Membri) e la Commissione, nell'ambito della Conferenza sul Clima di Poznan. Tale accordo prevede di sostenere tutti i settori riguardanti l'uso energetico delle biomasse, inclusi i biocarburanti di seconda generazione, il biogas e le filiere tecnologiche di produzione di energia termica. Particolare attenzione è riservata all'efficienza energetica e ai valori dell'energia finale effettivamente utilizzata, ai criteri di sostenibilità e ai piani d'azione nazionali. Il 17 dicembre 2008, infine, il Parlamento Europeo ha approvato a larghissima maggioranza il **Pacchetto.**

LE PIATTAFORME BIOCARBURANTI

La Direzione Generale per la Ricerca della Commissione Europea, sulla base di un documento di analisi e prospettive elaborato da Biofuels Research Advisory Council (BIOFRAC), lanciò nel giugno del 2006**,** la European Biofuels Technology Platform (EBTP) per favorire le attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione necessarie affinché la filiera Biofuel nel 2030 possa fornire, a costi competitivi, in modo economicamente e ambientalmente sostenibile, il 25% dell'energia necessaria per i trasporti su strada.

Le linee di sviluppo riguardano sia la produzione di materia prima sia le tecnologie di conversione con coinvolgimento di "stakeholders" pubblici e privati. I settori d'interesse sono:

FILIERA BIODIESEL: oli vegetali transesterificati prodotti da piante oleaginose o proteoleaginose.

FILIERA ETANOLO: alcoli da carboidrati fermentiscibili originati da piante zuccherine e amidacee, nonché da residui dell'agricoltura, dell'agroindustria e probabilmente anche da altre fonti di derivazione organica.

CARBURANTI DI SECONDA GENERAZIONE prodotti da fonti lignocellulosiche. Le filiere sono giustificate prevalentemente da esigenze ambientali: sequestro della CO_2 e minor inquinamento atmosferico nel settore dei trasporti.

Successivamente altri 16 Stati Membri hanno costituito Piattaforme Nazionali e "Mirror Groups" che hanno lo scopo di mantenere i collegamenti tra la Piattaforma Europea e le singole Piattaforme Nazionali.

Nella scia delle Piattaforme Europee, anche in Italia nel gennaio 2008 è stata costituita la **Piattaforma Tecnologica Italiana Biocarburanti** (Biofuels Italia) la cui missione è *"contribuire, attraverso l'emanazione di linee guida, studi di sistema, promozione di ricerca, divulgazione e dimostrazione, allo sviluppo delle filiere di produzione ed uso di biocarburanti per autotrazione, macchine agricole e motonautica, competitive, eco-compatibili e in grado di creare un mercato sostenibile dei biocombustibili".*

La Piattaforma Italiana dovrà valutare e rispondere ad una serie di quesiti riguardanti le strategie, le competizioni, la ricerca. In particolare:

LE STRATEGIE

- L'industria dei biocarburanti è un'industria strategica per l'Italia?
- Quali i vantaggi che potrà trarne l'agricoltura?
- Quale è la stima delle superfici disponibili in Italia ai fini energetici?
- Quali i terreni potenzialmente più adatti per le colture energetiche?

1. Il quadro sistemico

Falck, attraverso la società Actelios; Biomasse Italia, i gruppi Marseglia e Saviola; le società dei gruppi risieri Curti, Scotti e Ticino; il Gruppo delle distillerie Caviro e altre società facenti capo al Gruppo Bioenergie.

» LA RICERCA

Negli anni '90 l'Italia era all'avanguardia in attività di R&S, anticipando gli attuali orientamenti dell' UE. Si citano solo alcune delle attività iniziate in quegli anni.

ENEA Trisaia: bioraffinazione delle biomasse, biocarburanti di seconda generazione, gassificazione, colture energetiche;

Università dell'Aquila: l'idrolisi enzimatica della cellulosa per produrre etanolo, gassificazione innovativa;

Università di Bologna, Perugia, Tuscia, Genova, Firenze: ricerche su colture energetiche;

Gli istituti sperimentali (ora CRA) del MIPAAF con progetti finalizzati (PRISCA);

Il Centro di Ricerche Agrobiochimiche (CRA) con le sperimentazioni in campo di numerose varietà di Topinambur;

SES (Gruppo FIAT): gassificazione di biomasse legnose per l'alimentazione di piccole unità cogenerative (TOTEM - Total Energy Module);

ENEL - CRAM: sperimentazione su colture erbacee da biomassa per la produzione di energia elettrica.

Alcune di queste attività di ricerca sono continuate sia pure in forma ridotta e senza adeguati finanziamenti, ad esempio:

- Biocarburanti di sintesi (CREAR).
- Alghe (Università di Genova, Associ costieri).
- Etanolo di seconda generazione (M&G Group).
- Idrogeno dal metabolismo batterico delle biomasse (EniTecnologie);
- Le alghe e le biomasse Euforbiacee come nuovo percorso verso la produzione sostenibile di biocarburanti (Dipartimento di Meccanica e Aeronautica, CIRPS, Università degli Studi di Roma "La Sapienza").

Occorre, quindi, dare un nuovo impulso alla ricerca di base e tecnologica anche attraverso un progetto nazionale di R&S.

1.5) IL POSITION PAPER DEL GOVERNO ITALIANO (SETTEMBRE 2007)

L'ultimo riferimento ufficiale a livello nazionale sulla situazione e le prospettive delle biomasse e della bioenergia al 2020, è contenuto nella bozza del Position Paper del Governo su *"L'Energia: temi e sfide per l'Europa e per l'Italia"* (10 settembre 2007), inviato anche alla Commissione Europea. Questo documento è assunto come base per successive elaborazioni. Uno stralcio del documento, riguardante le biomasse, è riportato di seguito.

Come principio generale nel citato documento si afferma che *"La condivisione dell'obiettivo comunitario deve essere basata su una valutazione attenta e dettagliata dei potenziali nazionali e su una chiara definizione del ruolo dell'importazione delle energie rinnovabili e tenuto conto che i diversi Stati Membri presentano differenti situazioni in termini di territorio, clima, dotazione di risorse naturali, e di livello tecnologico"*. E ancora: *"L'impegno su uno specifico obiettivo deve essere basato su scenari di consumo credibili, che tengano conto degli impegni nell'efficienza energetica e degli scenari presentati dagli Stati Membri"*.

Inoltre, *"la scelta tra il consumo di energia finale o quello di energia primaria non è irrilevante nella definizione del target: le perdite di trasformazione, per esempio, non sarebbero considerate nel caso della scelta di energia finale"*. Infine: *"il commercio delle biomasse tra i Paesi UE dovrebbe essere incoraggiato, al fine di beneficiare delle opportunità derivanti dalle differenti situazioni"*.

Dal predetto documento si possono ricavare i seguenti dati riguardanti il potenziale nazionale delle biomasse, espressi in energia primaria, utilizzabile nel 2020 (v. anche **Addendum A1.5**):

ENERGIA ELETTRICA	3,0Mtep*
ENERGIA TERMICA	9,3Mtep
BIOCARBURANTI	4,2Mtep
TOTALE	**16,5**Mtep

*14,50TWh

Per poter valutare il percorso da seguire per realizzare 16,5 Mtep nel 2020, occorre riferirsi alla situazione attuale. Il documento fornisce per il **2005** i seguenti consumi di energia primaria da biomasse:

ENERGIA ELETTRICA	1,35 Mtep
ENERGIA TERMICA	1,88 Mtep
BIOCARBURANTI	0,30 Mtep
TOTALE	**3,53** Mtep

In realtà questi dati non tengono conto delle biomasse auto-prodotte e autoconsumate al di fuori dei circuiti commerciali, soprattutto nel settore degli usi termici domestici. Una elaborazione approfondita di questi usi è stata eseguita da ITABIA attingendo dati da varie fonti. Il risultato è che l'energia primaria per usi termici risulta pari a circa 4 Mtep, anziché 1,88 Mtep, per cui il totale dell'energia primaria fornita nel 2005 è pari a circa **5,65 Mtep**.

In ogni caso, per raggiungere gli obiettivi al 2020, l'Italia dovrà più che raddoppiare gli attuali consumi di materia prima biogenica; per questo, occorre valutare se:

› sono disponibili sufficienti risorse sia di materia prima che di efficienti tecnologie d'uso (Capitolo 2 - Risorse/Efficienza);

› le realizzazioni in atto sono consistenti e ben strutturate (Capitolo 3 - Mercato/Buone pratiche);

› c'è la consapevolezza e ci sono gli strumenti per garantire la sostenibilità delle iniziative (Capitolo 4 - Sostenibilità);

› è possibile definire un piano organico di sviluppo (Capitolo 5). ■

1] Addenda

A1.1) IL PROGRAMMA DI LAVORO DEL GBEP

In linea con i "Terms of Reference" della Partnership e con particolare attenzione allo stato attuale della discussione sulla bioenergia a livello internazionale, i Partners GBEP hanno selezionato le seguenti aree quali prioritá del programma di lavoro:

1. Produrre un Rapporto sullo stato delle bioenergie nei Paesi G8 + 5. Il Rapporto GBEP "A Review of the Current State of Bioenergy Development in G8 +5 Countries" è stato pubblicato il 13 Novembre 2007 e rappresenta un'importante base per il futuro lavoro della GBEP.
2. Facilitare lo sviluppo sostenibile delle bioenergie e la collaborazione su progetti concreti nel settore della bioenergia.
3. Armonizzare le metodologie per la misurazione della riduzione dei gas ad effetto serra determinati dall'uso di biocarburanti per il trasporto e di biomassa solida.
4. Svolgere attivitá di comunicazione e disseminazione di informazioni in materia di bioenergia.

1) Il Rapporto GBEP "A Review of the Current State of Bioenergy Development in G8 +5 Countries".

Il Rapporto, redatto sotto la supervisione della FAO e del Segretariato GBEP, consiste in una disamina dell'attuale situazione di sviluppo delle bioenergie nei Paesi G8 +5, corredata da indicazioni per potenziarne la diffusione sul mercato.

Le bioenergie risultano rappresentare circa il 10% delle forniture mondiali di energia primaria. La produzione è soprattutto locale e vi fanno maggior ricorso Cina, India, USA e Brasile, ma il consumo complessivo di bioenergia sta crescendo anche in Germania, Italia e Regno Unito.

Questa crescita è imputabile a quattro fattori: l'instabilità dei prezzi dei combustibili fossili, la sicurezza energetica, il cambiamento climatico e lo sviluppo rurale. Il Rapporto evidenzia che per i Paesi G8 +5 sono determinanti la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e il cambiamento climatico. Anche lo sviluppo rurale é rilevante, ma sembra centrale soprattutto nei Paesi +5 ove maggiore è l'attenzione per la riduzione della povertà.

Il Rapporto evidenzia inoltre che il mercato delle bioenergie è fortemente condizionato dalle misure di sostegno, poiché la produzione non è ancora sufficientemente competitiva rispetto ai prezzi dei combustibili fossili. Lo strumento di incentivazione a cui si fa maggior ricorso è la tariffa incentivante (feed-in tariff). Nei Paesi G8 sono altrettanto diffusi i sistemi di quote volontarie, mentre gli obblighi di miscelazione stanno diventando uno strumento sempre più diffuso anche nei Paesi +5.

Il Rapporto rileva inoltre alcune criticità che condizionano la diffusione delle bioenergie. Innanzitutto vi è il riconoscimento che, benché le bioenergie siano potenzialmente "verdi", queste non sempre sono prodotte in modo sostenibile. Per sciogliere tali difficoltá sono in corso di definizione dei criteri per garantirne la sostenibilità. Tuttavia, la mancanza di un quadro di riferimento sulla sostenibilità condiviso a livello internazionale è percepito come un ostacolo alla diffusione delle bioenergie sui mercati internazionali. Inoltre, sono necessari sforzi adeguati per garantire che lo sviluppo di criteri di sostenibilità e sistemi di certificazione contribuiscano a conseguire gli obiettivi ambientali senza creare barriere al commercio internazionale, in particolare alle esportazioni dei Paesi in via di sviluppo. È infine necessario ridurre ed eliminare le barriere commerciali e rimuovere gradualmente le sovvenzioni che distorcono gli scambi per contribuire a instaurare un equo contesto competitivo.

2) Facilitare lo sviluppo sostenibile delle bioenergie e la collaborazione su progetti concreti nel settore della bioenergia.

La Partnership, alla luce delle conclusioni del Rapporto GBEP e dei mandati G8 2005 e 2007, sta valutando come indirizzare il futuro lavoro per favorire lo sviluppo sostenibile delle bioenergie e facilitare la collaborazione su progetti concreti. La GBEP, sotto la guida della Gran Bretagna, ha deciso di istituire una Task Force ad hoc sulla sostenibilitá, con lo scopo ultimo di individuare criteri di sostenibilitá internazionali, volontari. Tale quadro di riferimento potrá essere utilizzato da tutti gli attori interessati al tema delle bioenergie e nella formulazione di politiche nazionali e di programmi di cooperazione internazionali.

3) Armonizzare le metodologie per la misurazione della riduzione dei gas ad effetto serra determinati dall'uso di biocarburanti per il trasporto e di biomassa solida.

Un'altra attività di primaria importanza per il GBEP è rappresentata dal lavoro della Task Force per l'armonizzazione delle metodologie di misurazione della riduzione dei gas ad effetto serra dovuta all'uso di biocarburanti per il trasporto e di biomassa solida per la produzione di energia termica e/o elettrica. Tale quadro metodologico di riferimento potrebbe essere utilizzato dai legislatori, sia dei Paesi sviluppati che di quelli in via di sviluppo, nella formulazione di politiche energetiche e di mitigazione dei cambiamenti climatici a livello nazionale ed internazionale. Sotto la guida degli Stati Uniti d'America, la Task Force sta elaborando delle linee guida per calcolare i risparmi ottenuti attraverso la bioenergia.

La Task Force si propone di formulare una bozza di quadro metodologico di riferimento entro la fine del 2008 in vista di un prodotto finale entro la primavera 2009.

Addenda al Capitolo 1

4) **Svolgere attivitá di comunicazione e disseminazione di informazioni in materia di bioenergia.**
Le attività di comunicazione promosse dalla GBEP hanno l'obiettivo di aumentare la sensibilizzazione e diffusione delle informazioni sulle bioenergie. Le attività di comunicazione GBEP si concentrano sulla creazione del sito web www.globalbioenergy.org (inaugurato a Maggio 2000), sulla diffusione di materiale informativo sulla Partnership, sulla partecipazione a conferenze internazionali ed incontri dedicati alle bioenergie.

A1.2) ANALISI DEI CONTENUTI DELLA DIRETTIVA SULLE FER

(CONTRIBUTO DI EDITA VAGONITE, AEBIOM, EUROPEAN BIOMASS ASSOCIATION)

Il 23 gennaio 2008 la Commissione Europea ha proposto una Direttiva sulle Fonti di Energia Rinnovabile. La proposta è stata analizzata dal Parlamento Europeo e si spera possa essere adottata da entrambi - il Parlamento e il Consiglio - già nel 2009.

OBIETTIVI E AMBITO DI APPLICAZIONE (ARTICOLO 1)

Il pacchetto contiene proposte per l'implementazione di decisioni concordate in sede europea dai capi di governo degli Stati Membri nel marzo 2007, tra cui:

- 20 % di energia da fonti rinnovabili sul consumo energetico dell'UE,
- 20% di aumento di efficienza energetica,
- 10% di biocarburanti per autotrazione,
- 20% di riduzione di emissioni di gas effetto serra dell'UE.

Al fine di poter raggiungere gli obiettivi stabiliti dal Consiglio entro il 2020, la Commissione propone i seguenti strumenti: obiettivi obbligatori per energie rinnovabili e biocarburanti per autotrazione per tutti gli Stati Membri, regole sulle garanzie di origine che stabiliscano lo scambio tra gli Stati Membri, procedure amministrative (rimozione di barriere), connessioni di rete per l'elettricità e criteri di sostenibilità dei biocarburanti per autotrazione.

DEFINIZIONI (ARTICOLO 2)

Il presente articolo fornisce una definizione di energia da fonti rinnovabili, biomassa, consumo finale di energia, bioliquidi, biocombustibili, sistema di riscaldamento e raffrescamento urbano, garanzie di origine, regime di sostegno e obbligo in materia di energie rinnovabili. Buona parte di queste definizioni erano già contenute nella Direttiva 2003/77/EC per la produzione di energia elettrica da FER.

OBIETTIVI DELLE FER E PIANI D'AZIONE NAZIONALI (ARTICOLI 3, 4)

Questi articoli stabiliscono, per i 27 Stati Membri, gli obiettivi nazionali di produzione di energia da fonti rinnovabili (per l'Italia il 17% del consumo complessivo) al 2020, nonché gli obiettivi intermedi (Allegato IB). Gli Stati Membri dovranno adottare, entro il 31 marzo 2010, dei piani d'azione nazionali vincolanti per la quota di energia da fonti rinnovabili nei settori del riscaldamento e raffreddamento, dell'elettricità e dei biocarburanti per autotrazione. I singoli Stati Membri restano liberi di definire il contributo che ciascuno di questi settori potrà dare per il raggiungimento dei rispettivi obiettivi nazionali, lasciando la scelta dei mezzi più consoni al contesto locale. Tuttavia, ciascun Stato Membro dovrà raggiungere almeno l'obiettivo del 10% di biocarburanti nei trasporti entro il 2020.

CALCOLO DELLA QUOTA DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (ARTICOLO 5)

Ai fini del calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili, la proposta prende in considerazione il consumo finale di energia (beni energetici forniti al consumatore finale per scopi energetici), piuttosto che il consumo di energia primaria (utilizzato in vari documenti precedenti della Commissione quali il Libro Bianco sull'energia rinnovabile, il Piano di Azione sulla Biomassa, la Direttiva sui Biocarburanti, ecc.). Ai fini del calcolo dell'energia finale nel settore della biomassa, i produttori di bioenergia dovranno prendere in considerazione l'efficienza di conversione da energia primaria a quella finale.

GARANZIE DI ORIGINE (ART. 6, 7, 8, 9, 10)

Al fine di dare maggiore flessibilità agli Stati Membri, nella proposta di Direttiva viene stabilito il sistema non obbligatorio di scambio dei certificati. Gli Stati Membri avranno dunque la possibilità di acquistare garanzie di origine (certificati che attestano/indicano l'origine rinnovabile dell'energia) da altri Stati Membri nel caso in cui non raggiungessero l'obiettivo nazionale. Le garanzie d'origine saranno rilasciate (su richiesta del produttore) per impianti con una capacità produttiva minima pari a 5 MWth per la produzione di elettricità, riscaldamento o raffrescamento da FER. La garanzia di origine corrisponde ad un quantitativo standard di 1MWh.

PROCEDURE AMMINISTRATIVE (ARTICOLO 12)

La proposta stabilisce che gli Stati Membri dovranno modificare le vigenti norme amministrative (autorizzazione, certificazione e concessione di licenze per gli impianti) al fine di semplificare e definire meglio le procedure ad esse legate.

IL SETTORE DEL RISCALDAMENTO E DEL RAFFRESCAMENTO (ART. 12, 13)

Questa proposta stabilisce per la prima volta un quadro legislativo europeo per lo sviluppo del mercato delle tecnologie di riscaldamento e raffrescamento da energia rinnovabile.

Addenda al Capitolo 1

Oltre all'obbligo di includere il settore del riscaldamento e del raffrescamento nei piani di azione nazionali per le FER, il riscaldamento da fonti rinnovabili potrà beneficiare di requisiti minimi di utilizzo negli edifici nuovi e ristrutturati. Gli Stati Membri dovranno richiedere alle autorità locali di promuovere in sede di pianificazione, progettazione, costruzione e ristrutturazione di aree industriali o residenziali l'installazione di apparecchiature e sistemi di produzione di riscaldamento o di raffrescamento e di elettricità da fonti rinnovabili. Sono previsti inoltre dei criteri di certificazione per gli installatori di sistemi alimentati da fonti rinnovabili, comprese le caldaie e le stufe a biomassa di piccole dimensioni. Tale sistema di certificazione dovrà essere riconosciuto dagli altri Stati Membri. Si intende puntare su una maggiore informazione e formazione sulle FER per architetti, pianificatori e per l'accreditamento di installatori. Inoltre, nel caso dell'utilizzo di biomassa come fonte di calore, gli Stati Membri dovranno promuovere le tecnologie di conversione che raggiungano un'efficienza minima di conversione dell'85% per le applicazioni residenziali e commerciali e del 70% per le applicazioni industriali.

ELETTRICITÀ (ARTICOLO 14)

Gli Stati Membri dovranno creare infrastrutture e adottare misure volte ad agevolare la messa in rete di elettricità prodotta da fonti rinnovabili.
La Commissione propone che gli Stati Membri impongano ai gestori della rete di trasmissione e della rete di distribuzione l'obbligo di elaborare e pubblicare norme standard in materia di costi degli adattamenti tecnici, quali le connessioni di rete e il potenziamento della rete, necessari per integrare i nuovi produttori che immettono nella rete l'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

CRITERI DI SOSTENIBILITÀ (ART. 15, 16, 17)

I biocarburanti e gli altri bioliquidi che non rispettano i criteri di sostenibilità ambientale di cui all'Articolo 15, non saranno presi in considerazione. I criteri di sostenibilità sono fissati non solo per i biocarburanti per autotrazione, ma anche per i bioliquidi (combustibili liquidi prodotti da biomassa per cogenerazione e riscaldamento).

Il primo criterio riguarda la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra grazie all'uso di biocarburanti e di altri bioliquidi che deve essere di almeno il 35%. Le riduzioni di gas a effetto serra sono calcolate attraverso l'analisi del ciclo di vita e comparate ai combustibili convenzionali sostituiti dai biocarburanti. La proposta fornisce i valori di riduzione dei gas a effetto serra per tutti i tipi di biocombustibili, nonché le formule per il calcolo. Il secondo criterio prevede che i biocarburanti e i bioliquidi non siano prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità (terreni che possedevano questo status nel gennaio 2008), quali aree designate per scopi di protezione della natura, foreste non intaccate da rilevante attività umana e praterie ad elevata biodiversità. La produzione di biocarburanti è altresì proibita su terreni che presentano un elevato stock di carbonio (terreni che possedevano questo status nel gennaio 2008), quali zone umide e zone boschive continue. I biocarburanti e i bioliquidi saranno ottenuti nel rispetto delle norme elencate nel regolamento del Consiglio (1782/2003) e conformemente ai requisiti minimi per il mantenimento di buone condizioni agricole e ambientali.

Tali criteri saranno oggetto di ulteriori miglioramenti. Nel 2010 e 2012 la Commissione riferirà al Parlamento Europeo e al Consiglio sui criteri di sostenibilità e, se necessario, proporrà delle azioni correttive. Entro il 31 Dicembre 2010, la Commissione presenterà inoltre una relazione (al Parlamento Europeo e al Consiglio) sulla necessità di un regime di sostenibilità per gli altri usi energetici della biomassa.

BIOCARBURANTI PER AUTOTRAZIONE (ART. 18).

Gli Stati Membri dovranno assicurare il rispetto delle specifiche definite per le miscele al 7% e 10% di biodiesel nel gasolio per autotrazione rispettivamente fissate per il 2011 e 2015. Il diesel conforme a tali specifiche dovrà essere disponibile in tutte le stazioni di servizio (con 2 o più pompe). I biocarburanti prodotti da rifiuti, da residui, da materie cellulosiche di origine non alimentare e da materie ligno-cellulosiche sarà considerato equivalente al doppio di quello di altri biocarburanti.

Nel definire i propri sistemi di sostegno, gli Stati Membri potranno incoraggiare la produzione di biocarburanti da biomasse (rifiuti, residui, materie ligno-cellulosiche, colture dedicate, ecc.) in funzione delle disponibilità, costi di produzione e ricadute ambientali.

LA CONFERENZA DI POZNAN (8 Dicembre 2008): Accordo Finale sulla Direttiva sull'Energia Rinnovabile

A Poznan è stato raggiunto un accordo sulla Direttiva per le energie rinnovabili. Si riportano i punti principali della Direttiva in merito al settore delle biomasse.
L'accordo sulla Direttiva è stato raggiunto durante la sessione di negoziazione tra il Parlamento Europeo (PE), il Consiglio (27 Stati Membri EU) e la Commissione. La Direttiva favorirà lo sviluppo della biomassa in tutti i settori di utilizzo, compresi i biocarburanti di seconda generazione e il biogas ma in particolare le tecnologie per il riscaldamento e il raffrescamento.

Secondo questa Direttiva, gli Stati

Addenda al Capitolo 1

Membri (SM) dovranno raggiungere degli obiettivi nazionali vincolanti mediante dei piani di azione nazionali. La Commissione EU si occuperà di monitorare questi piani e potrà avviare procedure di violazione contro gli Stati che non applicheranno la nuova Direttiva.

Entro il 30 Giugno 2009 la Commissione adotterà un modello per i **piani di azione nazionali**, gli Stati Membri dovranno presentare i rispettivi piani entro il 30 Giugno 2010.

I regimi di sostegno nazionali e il raggiungimento del 20% di fonti rinnovabili nei consumi energetici non subiranno l'influenza della revisione nel 2014.

La Direttiva apporta cambiamenti significativi nel **settore del riscaldamento e del raffrescamento**, richiedendo agli SM di introdurre misure per aumentare l'utilizzo delle FER nell'edilizia. Gli Stati Membri dovranno stabilire i livelli minimi di energia rinnovabile che dovrà essere utilizzata negli edifici già esistenti e in quelli di nuova costruzione. Questi livelli dovranno essere applicati al più tardi a partire dal 2015.

L'**efficienza energetica** riveste un ruolo di primaria importanza insieme all'utilizzo delle FER. Al fine di ottenere una migliore efficienza energetica, l'energia risparmiata sarà conteggiata come quota da rinnovabili e gli SM dovranno implementare delle misure per promuovere la cogenerazione e gli edifici a basso o nullo consumo energetico.

Nella **definizione di biomassa fornita nell'accordo**, è stata eliminata la frase "frazione separata biodegradabile dei rifiuti", indicando quindi che una parte significativa di rifiuti biodegradabili non separati viene presa in considerazione per l'obiettivo di utilizzo di fonti rinnovabili. L'accordo finale rifiuta la proposta del PE di escludere la torba dal novero delle fonti rinnovabili, tuttavia, vengono poste delle limitazioni di sostenibilità per lo sfruttamento delle zone umide torbose.

I BIOCARBURANTI E I CRITERI DI SOSTENIBILITÀ

Per quanto riguarda i **biocarburanti**, è stato mantenuto l'obiettivo vincolante del 10%. L'uso nel settore del trasporto di elettricità e di biocarburanti di seconda generazione riceverà maggiori sostegni. Il consumo di elettricità nel settore dei trasporti sarà considerato equivalente a 2,5 volte il contenuto energetico dell'input elettrico dato dalle fonti di energia rinnovabile. Il contributo dei biocarburanti prodotti da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligno-cellulosiche sarà considerato equivalente al doppio di quello di altri biocarburanti. Inoltre, i requisiti di sostenibilità per questo tipo di biocarburanti saranno meno restrittivi.

L'accordo stabilisce che l'impiego di biocarburanti per l'autotrasporto dovrà garantire nel ciclo produttivo, rispetto ai carburanti di origine fossile, una riduzione delle emissioni di gas serra del 35% a partire dal 2013 e del 50% a dal 2017 (60% per nuovi impianti).

Per il momento, i criteri di sostenibilità si applicheranno soltanto ai biocarburanti e bioliquidi per autotrazione. Tuttavia, entro il 31 Dicembre 2009, la Commissione presenterà un rapporto sulle esigenze di un regime di sostenibilità ambientale per gli utilizzi energetici delle biomasse, oltre ai biocarburanti e ai bioliquidi. L'accordo finale indica altresì che i criteri dovranno essere applicati sia ai biocarburanti europei che a quelli importati.

I criteri di sostenibilità prevedono che i biocarburanti e i bioliquidi non siano prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità.

Esistono inoltre limitazioni legate alla tutela del terreno, dell'acqua e dell'aria. Nel 2014 sarà stilata una relazione sui biocarburanti ed in particolare sulla riduzione minima di emissioni di gas a effetto serra, sui cambiamenti indiretti nella destinazione d'uso della terra, sugli impatti sociali, sulla biodiversità, sulla disponibilità di elettricità o di idrogeno da fonti rinnovabili.

A1.3) NOTE SULLE RECENTI LEGGI FINANZIARIE

La Legge 24 dicembre 2007 n 244 (Finanziaria 2008) innova il regime delle agevolazioni per l'impiego delle fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica con l'adozione di un sistema misto fra tariffe "feed in tariff" e incentivazione tramite Certificati Verdi.

Il nuovo regime prevede che gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ed entrati in funzione dal 2008 possono beneficiare dei Certificati Verdi (CV) per un periodo di 15 anni. I CV sono emessi dal GSE per ciascun impianto riconosciuto in un numero pari al prodotto della produzione netta di energia elettrica da FER moltiplicata per un coefficiente, riferito alla tipologia della fonte di cui alla tabella 2 allegata alla legge. In alternativa ai CV gli impianti con potenza non superiore a 1 MW possono beneficiare di tariffe agevolate, diversificate per fonte rinnovabile e fissate nella tabella 3 della legge, che vengono regolate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Agli impianti entrati in funzione prima del 2008 continua ad applicarsi la precedente normativa.

Il Decreto Legge 1 ottobre 2007 n 159, convertito nella Legge 29 novembre 2007 n 222, (Collegato alla Finanziaria), modificando il disposto della Finanziaria 2007, viene a prefigurare un'interessante prospettiva per la produzione di energia elettrica da biomasse agricole, sia da colture dedicate che da sottoprodotti, legate a filiera o a raggio di approvvigionamento entro i 70 km; in questa ipote-

Addenda al Capitolo 1

si il valore dei CV viene incrementato del coefficiente 1,8 e la durata estesa a 15 anni. Per gli impianti con capacità inferiore a 1 MW, invece, è prevista, in alternativa ai CV, una tariffa omnicomprensiva di 0,30 euro per KWh per un periodo di 15 anni. Anche a seguito di alcune obiezioni dei Servizi della Commissione Europea, il regime a favore della cosiddetta filiera corta, con particolare riferimento alla tariffa omnicomprensiva per gli impianti con potenza inferiore ad 1 MW è stato sospeso, in attesa di modifiche più accettabili alla Commissione. Nel frattempo il Ministero dello Sviluppo Economico con apposito Decreto Ministeriale (31/12/2008) ha dettato le norme applicative del nuovo regime dei CV, rinviando ad un decreto del Ministero delle Politiche Agricole la definizione del regime per la filiera corta che naturalmente dovrà tenere conto delle modifiche preannunciate. Uno dei punti deboli della finanziaria 2008, è di riconoscere i CV alla sola produzione di energia elettrica da FER, senza nessun incentivo specifico per la cogenerazione. Visti gli impegni cogenti della Direttiva Europea di prossima emanazione, e la probabile limitatezza delle risorse, sarebbe opportuno, sia in sede di applicazione della finanziaria sia in occasione di futuri provvedimenti, di razionalizzare al massimo le risorse. Dopo una risoluzione della Commissione Agricoltura della Camera che aveva impegnato il Governo a mantenere le norme vigenti in materia di produzione e di incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili di origine agricola, il recente ddl sullo sviluppo delle imprese e l'energia, in via di approvazione finale dal Parlamento, stabilizza la tariffa per i piccoli impianti di produzione di elettricità (1 MW) da biomassa di ogni tipo sul valore 0,28. Inoltre, è confermato il CV incrementato di 1,8 per biomasse da filiera corta e si chiarisce anche la cumulabilità tra la tariffa e altri incentivi pubblici, ma solo per gli impianti di proprietà di aziende agricole, agroalimentari, di allevamento e forestali, alimentati a biomasse e biogas, in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata non eccedente il 40% del costo di investimento.

A1.4) UNA RIVOLUZIONE ENERGETICA ANCHE IN ITALIA (ROMA, 10 DICEMBRE 2008)

Il pacchetto clima-energia e gli obiettivi al 2020 sono un'occasione importante per una svolta energetica anche in Italia e sulla quale va superata una posizione di retroguardia che rischia di far perdere un appuntamento storico. Le recenti norme che aboliscono la certificazione energetica obbligatoria in campo edile e la sostanziale abolizione degli sgravi per le ristrutturazioni energetiche vanno nella direzione diametralmente opposta a quella necessaria, e per di più contraggono la domanda dei relativi beni e servizi, con effetti contrari a quelli necessari per uscire dall'attuale recessione economica. Il ricorso alle rinnovabili e ad una maggiore efficienza energetica sono oggi un fattore che caratterizza le scelte di importanti Paesi industrializzati e rappresentano una parte rilevante delle proposte di rinascimento economico e sociale sostenute dal nuovo Presidente USA.

QUINDI:

1. Gli incentivi alle fonti rinnovabili di energia non vanno assunti come costi ma come finanziamenti all'innovazione tecnologica e nel contempo come investimenti che hanno ricadute di rilevanza strategica sul piano sia economico, sia occupazionale. La realizzazione in Italia del pacchetto europeo relativo alla rinnovabili comporterebbe un'occupazione aggiuntiva, mediamente piuttosto qualificata, di almeno 150.000 posti di lavoro, senza considerare l'effetto moltiplicatore delle retribuzioni di costoro. Per il solo settore eolico sono stati valutati incrementi di oltre 50.000 unità. Cosa importante, una quota di questa occupazione sarebbe concentrata nelle aree a minore sviluppo del Paese. È necessario quindi l'immediata emanazione dei decreti attuativi.

2. Gli investimenti in efficienza negli usi finali dell'energia hanno un potenziale elevato sia per gli usi elettrici che per quelli termici. Negli usi elettrici, dai sistemi di illuminazione efficiente ai motori industriali, dai sistemi di refrigerazione agli elettrodomestici (tecnologie che il nostro Paese produce), il 20% di risparmio al 2020 avrebbe un impatto occupazionale netto di circa 50.000 posti di lavoro nel settore manifatturiero. Nel settore degli usi termici gli investimenti nel settore edilizio potrebbero generare occupazione sia per il migliore isolamento degli edifici che per la sostituzione degli impianti. Pertanto, è necessario il ritiro del provvedimento in discussione in Parlamento.

3. La prospettiva di sviluppo dell'energia solare non è limitata al solo fotovoltaico, che sta decollando anche nel nostro Paese, ma deve essere estesa agli usi termici di bassa, media e alta temperatura. Dall'integrazione con i sistemi di riscaldamento alle applicazioni in campo industriale, oggi in sviluppo, il nostro Paese può e deve rientrare in un settore nel quale segna ancora un forte ritardo, mentre i segnali positivi degli ultimi mesi rischiano di essere cancellati dalla sostanziale sospensione degli incentivi.

4. Un forte impegno nelle rinnovabili può aprire all'Italia un possibile ruolo nell'area mediterranea nella quale la cooperazione tecnologica e ambientale può dare una prospettiva importante sia all'industria che alle relazioni con i Paesi della sponda Sud.

5. Nei trasporti, l'aumento di efficienza dei veicoli, il sostegno al trasporto pubblico locale e nazionale, lo

Addenda al Capitolo 1

sviluppo di bioraffinerie di seconda generazione, oltre alle condizioni ambientali, possono contribuire a ridurre in misura significativa la dipendenza dai prodotti petroliferi, trasformando parte del deficit nella bilancia energetica in valore aggiunto all'interno del Paese.

Alla sfida dei cambiamenti climatici dunque si può e si deve rispondere spingendo sulle soluzioni pulite ed efficienti già disponibili, che rappresentano un'occasione di sviluppo e di occupazione, e promuovendo in modo più deciso la ricerca e lo sviluppo di nuove opzioni tecnologiche. Il valore strategico degli investimenti in efficienza e rinnovabili va dunque al di là dei soli obiettivi ambientali, come hanno capito i grandi Paesi europei e la nuova presidenza statunitense.

AIEL Associazione Italiana Energie Agroforestali
ANAB Associazione Nazionale Architettura Bioecologica
ANEV Associazione Nazionale Energia del Vento
APER Associazione Produttori Energia da fonti Rinnovabili
ASSOLTERM Associazione Italiana Solare Termico
ASSOSOLARE Associazione dell'Industria Solare Fotovoltaica
FEDERPERN Federazione Produttori Energie Rinnovabili
FIPER Federazione Italiana Produttori di Energia da fonti Rinnovabili
GIFI Gruppo Imprese Fotovoltaiche Italiane
GREENPEACE Italia
GSES Gruppo per la Storia dell'Energia Solare
ISES ITALIA Sezione italiana dell'International Solar Energy Society
ITABIA Italian Biomass Association
KYOTO CLUB
LEGAMBIENTE
WWF Italia

A1.5) IL POSITION PAPER DEL GOVERNO ITALIANO (SETTEMBRE 2007)

Di questo documento programmatico, i principali paragrafi che riguardano la bioenergia in Italia sono testualmente riportati negli stralci seguenti.

BIOMASSE PER LA PRODUZIONE ELETTRICA. Il potenziale realizzabile è stato stimato essere dell'ordine di 5 TWh/anno, riguardante in particolare l'utilizzo di residui industriali. Si suppone inoltre un'efficienza elettrica del 25%. Supponendo che la frazione biodegradabile sia il 40% dell'RSU. Il valore è dato da un potenziale di 1,7 TWh/anno dovuto all'utilizzo di gas da fermentazione anaerobica controllata, che si somma ad un potenziale di circa altri 1,5 TWh/anno principalmente da gas di discarica, nell'ipotesi di migliorare la captazione del gas nonostante una prevedibile riduzione del ricorso a queste modalità di trattamento dei rifiuti. L'obiettivo è raggiungibile solo con alte incentivazioni.
Il potenziale totale al 2020 sarebbe di 14.50 TWh, rispetto al 6.16 TWh del 2005.

BIOMASSE PER LA PRODUZIONE TERMICA. Si presuppone l'uso del 5% di tutti gli scarti non trattati potenzialmente disponibili sul territorio per il riscaldamento civile e si ipotizza un'efficienza media del 50%. Supposto che il 50% della nuova potenza installata sia cogenerativa e che il rendimento medio sia del 70%, stimiamo pertanto un potenziale pari a 389.933 TJ, o 9,32 Mtep.

BIOCARBURANTI. Alla luce dei trend di crescita dei consumi di carburanti per autotrazione, è ipotizzabile un consumo pari a 40 milioni di tonnellate al 2020. Per produrre 5,5 milioni di tonnellate necessarie per coprire il 10% dell'energia equivalente da biocombustibili (presupponendo l'introduzione della seconda generazione di biocarburanti), sarebbe dunque necessario dedicare una superficie agricola pari a 5 milioni di ettari, pari al 16,7% dell'intera superficie territoriale del paese e al 60% circa della superficie attualmente coltivata a seminativi. Ricorrere alle importazioni è dunque inevitabile se vogliamo raggiungere un tale ambizioso obiettivo.
L'Italia potrebbe produrre al massimo 800.000 - 1.000.000 tonnellate all'anno, dedicando per questo scopo una superficie agricola di circa 600.000 ettari, contro gli attuali 260.000. questo è equivalente a 25.600 TJ, o 0,61 Mtep.
Le restanti tonnellate necessarie per raggiungere il 10% di un consumo di combustibili pari a 4,6 Mt, si affidano alle importazioni. Il raggiungimento di tale obiettivo dovrà essere supportato da un'analisi dei possibili impatti negativi sulle filiere alimentari che deriverebbero dalla riduzione della superficie agricola loro dedicata. Nella valutazione del fabbisogno in questione, si deve tenere conto della possibile evoluzione del mercato dell'autotrasporto, con motori sempre più efficienti e che consumano meno e politiche che rendono più competitivo il trasporto pubblico. Questi due fattori potrebbero ridurre la domanda di carburante e quindi ridurre la domanda per i biocarburanti importati.
Per i settori del riscaldamento/raffrescamento e biocarburanti è stimato un potenziale nazionale massimo teorico di 12,01 Mtep.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

BIOCARBURANTI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
D.lgs 504/95 (Testo unico delle disposizioni legislative per le imposte sulla produzione e consumo) Art.21, 22bis GU 279 SO, 29/11/1995	Programma pluriennale 2007-2010, 250.000 t biodiesel accisa pari 20% del diesel. La fabbricazione o la miscelazione del biodiesel con oli minerali è effettuata in regime di deposito fiscale (22bis). > 2007 - 180.000 t biodiesel da Agenzia delle dogane a operatori in attesa assenso comunitario (22bis). > 2007 - aliquota d'accisa per ETBE euro 298,92/1000 litro. L'agevolazione fiscale è rideterminata ogni anno. Dal 2008 il bioetanolo avrà un'aliquota d'accisa di 289,22 per 1000 litro. Per ETBE 298,92 entro un limite di 73 ml euro/anno decretato dal Ministero Economia (art.22bis). Dopo legge finanziaria 2007]. Per ogni anno di validità del programma i quantitativi del contingente non ancora miscelati con il gasolio al termine di ogni anno, ovvero non ancora trasferiti ad impianti di miscelazione nazionali ovvero, per il biodiesel destinato ad essere usato tal quale, non ancora immessi in consumo, sono ripartiti tra gli operatori proporzionalmente alle quote loro assegnate; tali quantitativi devono essere miscelati o, per il biodiesel usato tal quale, immessi in consumo, entro il successivo 30 giugno (art.22-bis). Dopo DL 159/07 convertito da legge 222/07. > oli vegetali non modificati esenzione accisa. > energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili inferiori a 20 kW esenzione accisa.
DPCM 8/3/2002 (Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione) GU 154 del 3/7/2002	> Individuazione dei combustibili consentiti e caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione per uso industriale. > Individuazione delle biomasse combustibili e condizioni di utilizzo.
DM 256 del 25/7/2003 **Ministero dell'Economia** (Regolamento concernente le modalità di applicazione dell'accisa agevolata sul prodotto biodiesel) GU 212 del 12/09/2003 **Abrogato dal DM 3/9/2008** **dall' 11/10/2008**	> Regime di esonero dall'accisa per il biodiesel in 300.000 t/anno nel periodo 1/7/2001 - 30/6/2004. > Possibile l'esterificazione oli senza vincoli d'origine.
DM 96 del 20/2/04 **Ministero dell'Economia** (Regolamento agevolazioni fiscali al bioetanolo agricolo) GU 87 del 14/4/2004 SO	> Progetto sperimentale 2003-2005 di incremento dell'impiego di bioetanolo, ETBE e additivi provenienti da biomassa. > Accise ridotte al contingente di sperimentazione entro una spesa di 15.493.000 euro. > Caratteristiche tecniche delle miscele con benzina. > Procedure di partecipazione al progetto.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

BIOCARBURANTI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Legge 239/04 (Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia) Art.1 comma 8, lett. c GU 215 del 13/9/ 2004	> Il biodiesel è assimilato agli oli minerali greggi, residui delle loro distillazioni e tutte le specie e qualità di prodotti petroliferi derivati.
Legge 311/04 (Finanziaria 2005) Art.1 commi 521,522 GU 306 del 31/12/ 2004 S. O. 192	> Programma di esenzione d'accisa sul biodiesel per 200.000 tonnellate (1/1/2005-31/12/2010).
Dlgs 128 /05 (Attuazione direttiva 2003/30/CE promozione dell'uso dei biocarburanti) GU 160 del 12/7/2005	> Sostituzione dei combustibili fossili con l'1% di biocombustibili entro il 2005 e il 2,5% entro il 2010, dopo parere Commissione Nazionale Biocombustibili **a)** entro il 31 dicembre 2005: 1,0 per cento; **b)** entro il 31 dicembre 2008: 2,5 per cento; **c)** entro il 31 dicembre 2010: 5,75 per cento. (Dopo finanziaria 2007) > Accordi di filiera bioenergetica.
DM 6/6/2005 MiPAAF (Riconoscimento delle imprese che procedono alla trasformazione dell'alcole in bioetanolo da destinare alla carburazione). GU 160 del 12/7/2005	> Procedura per l'aggiudicazione di alcole di origine vitivinicola detenuto dalla Comunità da utilizzare, come bioetanolo, nel settore della carburazione.
Legge 266/05 (Finanziaria 2006) Art.1 commi 115, 117,421,422, 423 GU 302 del 29/12/2005 SO	> Agevolazione fiscale con credito d'imposta fino al 31/12/2006 per le reti di teleriscaldamento a biomassa e geotermia. > Incentivo fiscale per manutenzione dei boschi fino al 31/12/2006 entro 100.000 euro di spese. > 200.000 t di biodiesel esente da accise ma 20.000 provenienti da contratti di filiera, programma 2005-2010. > Ulteriori 20.000 t di biodiesel esenti da accisa con fondi exbioetanolo. > 5 milioni di euro per programmi di ricerca del Mipaf sulla bioenergia. > Produzione di energia elettrica e calorica da biomassa e fotovoltaico effettuate da imprenditori agricoli costituiscono attività connesse alle agricole. [anche carburanti e prodotti chimici ottenuti dal fondo agricolo da imprenditori agricoli sono attività connesse. Dopo finanziaria 2007].
Legge 81/06 (Conversione DL 2/06 recante interventi urgenti per l'agricoltura) Art. 2, 2quater GU 8 del 11/1/2006	> Fondo per la riconversione della produzione bieticola- saccarifera presso Agea (art.2) >Incentivazione per sei anni del bioetanolo dal 1 gennaio 2008 (art. 2quater). > Miscelazione di benzina e diesel con biocarburanti all'1% dal 1luglio 2006. Incremento annuale dei biocarburanti dell'1% anni successivi fino al 2010. [1% di tutti i carburanti consumati nel 2006 per il 2007, 2% dal 2008 e un decreto del Ministro Sviluppo Economico stabilirà sanzioni per gli inadempienti. Somme delle sanzioni per sviluppo biocarburanti. I biocarburanti da miscelare sono biodesel, bioetanolo, ETBE, bioidrogeno. Dopo la finanziaria 2007].

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

BIOCARBURANTI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Legge 81/06	> I produttori di carburante certificano la miscelazione avvenuta. > Intesa di filiera e contratto quadro hanno per scopo l'integrazione delle filiera agroenergetica, valorizzazione e commercializzazione delle biomassa agricole e biocarburanti. > Il CIPE disciplina i contratti di programma agroenergetici che hanno valenza territoriale nazionale. > Gli operatori di filiere agroenergetiche garantiscono la tracciabilità del prodotto energia. > La sottoscrizione di un contratto di coltivazione e fornitura o contratto di programma è titolo preferenziale nei bandi pubblici per finanziamento dei progetti promozionali di bioenergia e per il trasporto pubblico. [Anche nelle forniture di biocarburanti per il trasporto ed il riscaldamento pubblici. Dopo la finanziaria 2007].
Legge 296/06 (Legge Finanziaria 2007) Commi 371 - 382 GU 299 del 27/12/2006 SO	> Per l'anno 2007 la quota di contingente di biodiesel di cui all'articolo 22-bis, comma 1, del Dlgs 504/1995, assegnato secondo le modalità di cui all'articolo 22-bis, comma 2, primo periodo, è incrementata in misura corrispondente alla somma di euro 16.726.523 e, nei limiti di tali risorse, può essere destinata anche come combustibile per riscaldamento. In caso di mancato impiego del contingente di biodiesel di cui all'articolo 22-bis, Dlgs 504/1995, le corrispondenti maggiori entrate per lo Stato possono essere destinate, con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, per le finalità di sostegno ai biocarburanti, tra cui il bioetanolo.
Dlgs 26/07 (Attuazione della direttiva 2003 /96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità) Art. 1 comma 15 GU 68 del 22/3/2007 SO	> Non è sottoposta ad accisa l'energia elettrica prodotta in impianti da fonti rinnovabili con potenza non superiore a 20 kW. Anche superiore ai 20 kW ma consumata dalle imprese di autoproduzione in luoghi diversi dalle abitazioni. > Gli oli vegetali non modificati chimicamente sono esenti dall'addizionale all'accisa. > Sono esenti da accisa gli oli vegetali utilizzati nelle coltivazioni sotto serra.
Legge 244/07 (Legge Finanziaria 2008) Art. 2 Comma 139 GU 300 del 28/12/2007 S.O.	> La quota minima di biocarburanti da immettere al consumo nel 2009 è elevata al 3% di tutto il carburante immesso al consumo nell'anno solare precedente.
Legge 222/07 (Conversione DL 159/07 recante interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale. Art. 26 comma 4 sexies GU 229 del 2/10/2007	> Gli imprenditori agricoli che producono oli vegetali non modificati chimicamente e li impiegano per autoconsumo nel parco macchine aziendale, fino ad un quantitativo annuo di 5 t sono soggetti al regime di deposito fiscale per la produzione, trasformazione e cessione dei prodotti soggetti ad accisa.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

BIOCARBURANTI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
DM 100 del 23/4/2008 **Ministero per lo Sviluppo Economico** (Regolamento recante le sanzioni amministrative per il mancato raggiungimento dell'obbligo di immissione in consumo di una quota minima di biocarburanti, ai sensi dell'articolo 2-quater, comma 2, della legge 11 marzo 2006, n. 81, così come sostituito dall'articolo 1, comma 368, della legge 27 dicembre 2006, n. 296.) GU 131 del 6/6/2008	> Nel caso di violazione dell'obbligo di immettere in consumo nel territorio nazionale la quota minima di biocarburanti si applica la sanzione amministrativa pecuniaria di 600,00 euro. > A diversa gravità della violazione si applica una maggiorazione della sanzione, calcolata in ragione del diverso peso percentuale dei certificati di immissione in consumi mancanti, secondo il seguente schema: **1)** Primo 25% del quantitativo di obbligo si applica la sanzione di 600,00 euro. **2)** Per ogni certificato mancante rientrante nel secondo 25% del quantitativo di obbligo si applica la sanzione maggiorata di 100,00 euro. **3)** Per ogni certificato mancante rientrante nel terzo 25% del quantitativo di obbligo la sanzione è maggiorata di 200,00 euro. **4)** Per ogni certificato mancante rientrante nel quarto 25% del quantitativo di obbligo si applica la sanzione maggiorata di 300,00 euro.
DM 110 del 29/4/2008 **MiPAAF** (Regolamento recante criteri, condizioni e modalità per l'attuazione dell'obbligo di immissione in consumo nel territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti, ai sensi dell'articolo 1, comma 368, punto 3, della legge n.296/2006 GU 142 del 19/6/2008	> Definite le caratteristiche fiscali di biodiesel e bioetanolo, mentre per il bioidrogeno e l'ETBE occorrerà un altro decreto. > I soggetti obbligati all'immissione devono comunicare al Mipaaf i quantitativi in Gcal di benzina e gasolio immessi in consumo nell'anno precedente. > La quantità di biocarburanti da immettere in consumo è calcolata moltiplicando la quota minima obbligatoria vigente in un anno in Gcal per il contenuto termico della somma di benzina e gasolio immessa nell'anno precedente in Gcal. > L'immissione in consumo di 10 Gcal di biocarburanti da diritto ad un certificato da parte Mipaaf. I certificati sono commerciabili. > Ogni anno dal 2009, entro il 31 maggio ogni soggetto tenuto agli obblighi di immissione in consumo di una quota di biocarburanti trasmette al Mipaaf i certificati di immissione in proprio possesso per l'anno precedente. > Stabilita procedura di tracciabilità del biocarburante.
Determinazione 5/12/2008 **Agenzia delle Dogane** (Biodiesel agevolato assegnazione, per l'anno 2008, ai sensi dell'articolo 22-bis, comma 1 del Decreto legislativo 26 ottobre 1995, n.504)	> Suddivisione del contingente di 180.000 t di biodiesel 2008 non di filiera tra 24 società nazionali ed estere. > I quantitativi di biodiesel possono essere miscelati con gasolio oppure trasferiti ad impianti di miscelazione nazionale, o, infine, immessi in consumo tal quali entro il termine del 30 giugno 2009.
Determinazione 29/12/2008 **Agenzia delle Dogane** (Assegnazione, per l'anno 2008, di 70.000 tonnellate di contingente di biodiesel agevolato prodotto a seguito della sottoscrizione di contratti di coltivazione realizzati nell'ambito di contratti quadro in applicazione dell'articolo 22-bis, comma 1 del Decreto legislativo 26 ottobre 1995, n.504)	> In via definitiva, relativamente alle 70.000 tonnellate dell'anno 2008 provenienti da intese di filiera, nei limiti certificati dall'AGEA, è consentita l'estrazione dei quantitativi di biodiesel richiesti dalle ditte Agroinvest, Cereal Docks, Comlube , DP Lubrificanti, Eco Fox (già Fox Petroli) , Ital Bi Oil, Novaol, Oil.B. > I quantitativi di biodiesel possono essere miscelati con gasolio oppure trasferiti ad impianti di miscelazione nazionale, o, infine, immessi in consumo tal quali entro il termine del 30 giugno 2009.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Legge 205/08 (Conversione del DL 171/08 "Misure urgenti per il rilancio competitivo del settore agroalimentare") Art.2, 2-bis GU 303 del 30/12/2008	> Proroga agli operatori per miscelare il biodiesel del contingente 2008 o per immetterlo al consumo tal quale al 30/6/2009. > Vinacce verdi ed esauste e loro componenti , trattate solo meccanicamente, destinate alla combustione nel medesimo ciclo produttivo, sono sottoprodotti di cui sez.4 parte II, allegato X (caratteristiche delle biomasse combustibili) del Dlgs 152/06. > Il biogas derivante da processi anaerobici di depurazione delle borlande della distillazione destinato alla combustione nel medesimo ciclo produttivo è sottoprodotto di cui sez.6 parte II, allegato X (caratteristiche del biogas) del Dlgs 152/06.
BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI, LIQUIDI E GASSOSI	
DM 16/01/1995 **Ministero dell'Ambiente** (Norme tecniche per il riutilizzo in un ciclo di combustione per la produzione di energia dai residui derivanti da cicli di produzione o di consumo)	> Individuazione dei tipi, caratteristiche dei residui, norme tecniche e condizioni per riutilizzarli nella combustione (anche residui agricoli, sanse, residui legno, pollina).
Legge 448/1998 (Misure di finanza pubblica per la stabilizzazione e lo sviluppo) Art.8 comma 10 lett. F (Tassazione sulle emissioni di anidride carbonica e misure compensative) GU 302 del 29/12/1998 S.O.	> Con la tassazione delle emissioni di anidride carbonica derivanti dall'impiego di oli minerali le risorse dono destinate a misure compensative (credito d'imposta come contributo in conto esercizio) per le fonti rinnovabili e per la gestione di reti di teleriscaldamento alimentato con biomassa nei comuni ricadenti nelle zone climatiche E ed F e per gli impianti e le reti di teleriscaldamento ad energia geotermica, da traslare all'utente finale.
Delibera CIPE 217 21/12/1999 (Programma Nazionale Valorizzazione Biomassa Agricola e Forestale - PNVBAF) GU 59 del 11/3/2000	> Strumento di attuazione del PNERB (energia da biomassa) e si propone come obiettivo lo sviluppo delle filiere agroenergetiche per l'ottenimento di biocombustibili solidi destinati ad usi elettrici e termici e di biocombustibili per l'autotrazione ed il riscaldamento. Il Programma sviluppa azioni in grado di stimolare iniziative pubbliche e private per l'uso efficiente delle biomasse agricole e forestali.
Delibera CIPE 027 del 15/02/2000 (Programma Nazionale Biocombustibili-PROBIO) GU 27 del 17/5/2000	> Azioni nazionali per sviluppare i biocombustibili. Sono attuate attività dimostrative/divulgative con una forte caratterizzazione territoriale, in grado di stimolare sia le Amministrazioni locali sia gli imprenditori agricoli ed industriali verso un ulteriore sviluppo dei biocombustibili. > Progetti dimostrativi regionali. > Validità prima fase 1999-2001.
DPCM 8/3/2002 (Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione) Art. 3 comma 1 lett.n Art. 6 commna 1 lett. h GU 154 del 3/7/2002	> Tra i combustibili per uso industriale sono ammessi biodiesel , biomasse combustibili, biogas con le caratteristiche in allegati. > Tra i combustibili per impianti termici sono ammessi biodiesel , biomasse combustibili, biogas con le caratteristiche in allegati.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI, LIQUIDI E GASSOSI	
Legge 239/04 (Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.) GU 215 del 13/9/2004	> La promozione dell'uso delle energie rinnovabili deve avvenire anche attraverso il sistema complessivo dei meccanismi di mercato, assicurando un equilibrato ricorso alle fonti stesse, assegnando la preferenza alle tecnologie di minore impatto ambientale e territoriale. > Il risparmio di energia primaria ottenuto mediante la produzione e l'utilizzo di calore da fonti energetiche rinnovabili è idoneo al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico.
Circolare 16 febbraio 2009 **n. ACIU.2009.207 Agea 12/2/2009** (STRATEGIA NAZIONALE 2009-2013 - Misure di prevenzione e gestione delle crisi previste nei programmi operativi: ritiri dal mercato dei prodotti ortofrutticoli).	> Le Organizzazioni di Produttori possono ritirare dal mercato i prodotti ortofrutticoli a rischio di crisi e destinarli, tra l'altro, a realizzazione di biomasse e trasformazione industriale no-food, ai fini della stabilizzazione a breve termine dell'offerta del prodotto fresco.
DM 01/10/2008 **Ministeri dell'Ambiente, dello Sviluppo Economico e della Salute** (Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo n.59 del 18/2/2005) GU 51, 3/3/2009 SO	> Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per gli impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW. In allegato diversi tipi di impianti tra cui alimentazione a biomasse e co-combustione. Il documento è strumento per approfondire le conoscenze tecnologiche nel settore per favorire la presentazione dell'autorizzazione integrata ambientale. > Apparecchiature a letto fluido sono maggiormente impiegate nei nuovi impianti per la combustione di biomasse, aventi capacità termica inferiore a 200 MWt.
BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI, LIQUIDI E GASSOSI	
Dlgs 152 del 3/4/2006 (Norme in materia ambientale) Art. 181 comma 1 Art. 267, comma 4)d Art. 269 comma 14)e All. II GU 88 del 14/4/2006 SO	> Ai fini di una corretta gestione dei rifiuti le pubbliche amministrazioni favoriscono il loro smaltimento finale anche attraverso l'utilizzazione dei rifiuti come mezzo per produrre energia. > Prolungato il periodo di validità dei certificati verdi da otto a dodici anni. > Non sono soggetti ad autorizzazione ad emettere CO_2 gli impianti alimentati a biogas. > Definizione di biomassa e valori limite di emissione per impianti a biomasse e biogas.
BIOGAS	
DM del 20/7/2004 **Ministeri dell'Industria e dell'Ambiente** (Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 16, comma 4, del Dlgs. 23 maggio 2000, n. 164) GU 205 del 1/9/2004	> Le imprese di distribuzione del gas perseguono gli obiettivi di risparmio energetico e diffusione delle fonti rinnovabili con progetti che prevedono misure ed interventi di riscaldamento con biomasse nel periodo 2005 - 2009.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

RIFIUTI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
DM del 5/2/1998 M Ministero dell'Ambiente (Individuazione dei rifiuti non pericolosi sottoposti alle procedure semplificate di recupero ai sensi degli articoli 31 e 33 del Dlgs. 5 febbraio 1997, n. 22) GU 88 del 16/4/1998 SO	> Modalità per il recupero energetico termico ed elettrico dei rifiuti comprese le biomasse.
DM 5/5/2006 Ministeri delle Attività Produttive e dell'Ambiente (Individuazione dei rifiuti e dei combustibili derivati dai rifiuti ammessi a beneficiare del regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili) GU 125 del 31/5/2006	> Individua ulteriori rifiuti e combustibili ricavati dai rifiuti che sono ammessi a beneficiare dei certificati verdi. Alcuni di questi rifiuti sono classificati biomassa. > Stabilisce le modalità con le quali viene assicurato il rispetto della gerarchia comunitaria di trattamento dei rifiuti, di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 art. 179, in particolare per i rifiuti a base di biomassa.
Legge 210/08 (Conversione del DL 172/08) "Misure straordinarie per fronteggiare l'emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Campania, nonché misure urgenti di tutela ambientale" Art. 9 GU 260 del 6/11/08	> La data della procedura del riconoscimento in deroga del diritto agli incentivi per le fonti energetiche assimilate (inceneritori) per gli impianti autorizzati e non ancora in esercizio e, in via prioritaria, per quelli in costruzione o entrati in esercizio fino alla data del 31/12/2008 completata dal Ministro dello sviluppo economico, è spostata al 31/12/2009 > Sono fatti salvi i finanziamenti e gli incentivi agli impianti autorizzati e avviati alla costruzione prima del 31/12/2006 senza distinzione fra parte organica ed inorganica, ammessi ad accedere agli stessi per motivi connessi alla situazione di emergenza rifiuti dichiarata dal PCM.

COLTURE ENERGETICHE

D.M. 401 del 11/9/1999 Ministero dell' Agricoltura (Regolamento recante norme di attuazione dell'articolo 1, commi 3 e 4, del D.Lgs. 30 aprile 1998, n. 173, per la concessione di aiuti a favore della produzione ed utilizzazione di fonti energetiche rinnovabili nel settore agricolo). GU 260 del 5/11/1999	È favorita la produzione ed utilizzazione di biomassa da destinare a finalità energetiche e per la diffusione e l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili nel settore agricolo ed agro-industriale. > Sono concessi aiuti in contributi, in conto capitale o interessi, per investimenti finalizzati, all'autoproduzione aziendale o il recupero di energia termica, elettrica e meccanica da fonti rinnovabili. > Disciplina gli aiuti per le coltivazioni energetiche dedicate, in termini di partecipazione ai maggiori costi sostenuti per la produzione sperimentale, da calcolarsi per ettaro in funzione del valore energetico della produzione e del livello di intensità colturale cui la produzione è soggetta. Aiuti concessi, previa stipula di un contratto di fornitura, alle sole produzioni destinate ad uso industriale (no per colture già ammesse ad uno specifico regime di aiuti comunitario). > Istruttoria progetti da parte Regioni.
D.M. 15-3-2005 Ministero dell'Agricoltura (Disposizioni nazionali di attuazione del regolamento CE n. 1782/2003 del 29 settembre 2003 del Consiglio e del Regolamento CE n. 1973/2004 del 29 ottobre 2004 della Commissione, concernenti norme comuni relative ai regimi di sostegno e l'uso di superfici ritirate dalla produzione allo scopo di ottenere materie prime). Art. 4 GU 95 del 26/4/2005	> Il produttore di colture energetiche deve esibire il contratto con il trasformatore con la quantità totale prevedibile di materia prima per accedere agli aiuti energetici previsti nel Reg 1782. > Modalità di gestione del regime di aiuto alle colture energetiche.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Dlgs 79/99 (Attuazione direttiva 96/92/CE norme comuni mercato interno dell'energia elettrica) Art. 11 GU 75 del 31/3/1999	> Importatori e produttori di energia elettrica devono immettere una quota di energia da fonte rinnovabile in rete dal 2001. Inizialmente energia eccedente del 2% i 100 GWh. > Incentivazione indiretta dell'energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso il mercato e i Certificati Verdi (titoli triennali). > Commercio dei diritti di produzione da fonte rinnovabile. Il GRTN acquista i diritti di produzione. > Il Cipe delibera obiettivi pluriennali di incentivazione per ogni fonte rinnovabile e ripartisce le risorse tra le regioni. Le regioni favoriscono il coinvolgimento delle comunità locali nelle iniziative e incentivano le fonti rinnovabili.
DM 11/11/1999 **Ministero dell'Industria** (Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili in base al Dlgs. 79/99) GU 292 del 14/12/1999	> L'obbligo di immissione di energia elettrica da fonte rinnovabile in rete può essere ottemperato con la produzione di impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1/4/1999 oppure da impianti termoelettrici entrati in servizio prima, che però operino in co-combustione. > Gli impianti a energia rinnovabile hanno diritto a certificati verdi per i primi otto anni di esercizio. Valore del certificato verde pari o multiplo di 100 MWh e lo stesso è emesso dal Gestore della rete.
DM del 9/5/2001 **Ministero dell'Industria** (Approvazione della disciplina del mercato elettrico di cui all'art.5 comma 1 del Dlgs 79/1999)	> Il mercato dei Certificati Verdi organizzato dal Gestore del mercato elettrico prevede la contrattazione dei certificati emessi a consuntivo trattabili nel corso dell'anno; certificati emessi in anticipo trattabili in anticipo di un anno rispetto all'anno di validità; certificati intestati al GRTN collocati al prezzo prefissato per l'anno di validità. > Le contrattazioni avvengono mediate negoziazione continua. > Sono stabiliti i metodi di contrattazione.
Dlgs 387/03 (Attuazione direttiva 2001/77 relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili) GU 25 del 31/1/2004 SO	> Definizioni di biomasse, fonti rinnovabili, fonti rinnovabili programmabili, ecc. > Incremento annuale dell'energia elettrica da fonti rinnovabili è di 0,35%, da immettere in rete nel periodo 2004-2006. Da fissare la percentuale per periodi successivi. > Definizione dei criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da biomassa e biogas, con decreto interministeriale. > Le centrali ibride possono essere avvantaggiate nel dispacciamento dal Gestore di rete. > Accordo di programma tra Ministero delle Attività Produttive, altri ministeri con ENEA per attuare misure di sostegno della ricerca e diffusione delle fonti rinnovabili ed efficienza negli usi finali dell'energia. > Certificazione della qualità dell'energia da fonti rinnovabili qualora la produzione imputabile sia non inferiore a 100 MWh. > Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio dell'energia elettrica da impianti rinnovabili con potenza < 20 kW da parte Autorità Energia. > Autorizzazione unica per costruzione ed esercizio degli impianti da fonti rinnovabili. > Certificati verdi riconosciuti per otto anni (dodici anni dopo art. 267, Dlgs. 3 aprile 2006, n. 152).

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Legge 239 del 23/8/2004 (Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia) Art. 1 commi 3 lett. E, 71, 76, 87 GU 215 del 13/9/2004	> Tra gli obiettivi generali di politica energetica nazionale c'è l'incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse. La promozione dell'uso delle energie rinnovabili deve avvenire anche attraverso il sistema complessivo dei meccanismi di mercato, assicurando un equilibrato ricorso alle fonti stesse, assegnando la preferenza alle tecnologie di minore impatto ambientale e territoriale. > Il Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, sentito il Ministero delle Politiche Agricole eForestali, stipula un accordo di programma quinquennale con l'Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente (ENEA) per l'attuazione delle misure a sostegno della diffusione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza negli usi finali dell'energia. > Hanno diritto alla emissione dei certificati verdi l'energia elettrica prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno e l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento. > Il valore dei certificati verdi emessi ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, è stabilito in 0,05 GWh o multipli di detta grandezza.
Delibera 60/04 **Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)** (Avvalimento della cassa conguaglio per intensificare le verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fonti assimilate e cogenerazione). GU 108 del 10/5/2004	> Avvalimento della Cassa conguaglio per i controlli sulle condizioni tecniche di cui in titolo.
Dlgs 59/05 (Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento) GU 93 del 22 aprile 2005 SO	> Disciplina il rilascio, il rinnovo e il riesame dell'autorizzazione integrata ambientale di vari impianti, tra cui impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili e impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW, nonché le modalità di esercizio degli impianti medesimi, ai fini del rispetto dell'autorizzazione integrata ambientale. > La costruzione degli impianti previsti nella norma senza autorizzazione integrata sottopone a sanzione penale e amministrativa.
DM 24/10/2005 **Ministeri delle Attività Produttive e dell'Ambiente** (Aggiornamento delle direttive [96/92/CE] per l'incentivazione **DM** dell' energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi art. 11 comma 5, Dlgs 16/3/1999 n. 79) GU 265 del 14/11/2005 SO	> Aggiornamento delle direttive per il funzionamento dei meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica con impiego di fonti energetiche rinnovabili. > Gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati. La quota di cui sopra è inizialmente stabilita nel 2% della suddetta energia eccedente i 100 GWh. > Produttori e importatori di energia elettrica trasmettono al Gestore di re-

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
DM 24/10/2005	te, ogni anno, l'autocertificazione delle proprie importazioni e produzione di energia rinnovabile. > La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e centrali ibride hanno diritto ai certificati verdi per i primi otto anni di esercizio. > Il Certificato Verde ha valore unitario 50 MWh, è emesso dal gestore di rete, è oggetto di libero mercato. > Viene ammessa la frazione biodegradabile dei rifiuti per il conseguimento dei certificati verdi (disposizione poi eliminata dalla Finanziaria 2007 comma 1120).
Delibera 34/05 **Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG)** (Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica di cui art.13, commi 3 e 4 Dlgs387/03 - fonti rinnovabili e comma 41 Legge 239/04) GU 61 del 15/3/2005	> L'energia elettrica è ritirata dal gestore della rete alla quale l'impianto è collegato. > Il Gestore di rete riconosce ai produttori un prezzo pari a quello di cessione dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato.
Legge 266/05 (Legge Finanziaria 2006) Art. 1 Comma 423 GU 302 del 29/12/2005 SO	> La produzione e la cessione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche e i carburanti ottenuti da produzioni vegetali provenienti prevalentemente dal fondo effettuate dagli imprenditori agricoli, costituiscono attività connesse e si considerano produttive di reddito agrario.
DM 6/2/2006 **Ministero Attività Produttive** (Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica da fonte solare) GU 38 del 15/2/2006	> Obiettivo nazionale di potenza nominale fotovoltaica cumulata da installare entro il 2015 arriva a 1000 MW. > Incrementati i valori di potenza nominale cumulata degli impianti previsti dal DM 28/7/2005. > L'aggiornamento delle tariffe incentivanti previste dal DM 28/7/2005 è effettuato dopo il 2006 sulla base del tasso di variazione annuo dei prezzi al consumo dell'Istat.
Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 28 del 10/2/2006 (Condizioni del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 20 kW); GU 55 del 7/3/2006	> Disciplina delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto. > La disciplina è applicata sia a clienti vincolati che liberi possessori di impianti da fonti rinnovabili < 20 kW. > Previsto un corrispettivo a copertura dei costi aggiuntivi per l'erogazione del servizio di scambio sul posto.
Legge 296/06 (Legge Finanziaria 2007) Commi 382 - 382septies GU 299 del 27/12/2006 SO	> La produzione di energia elettrica mediante biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro, oppure di filiere corte, cioè ottenuti entro un raggio di 70 chilometri dall'impianto, autorizzata in data successiva al 31 dicembre 2007 > 1 MW è incentivata con certificati verdi per 15 anni. > Impianti < 1 MW sono incentivati con CV o con una tariffa fissa omni-

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Legge 296/06	comprensiva pari a 0,30 euro per ogni kWh, per un periodo di quindici anni. > Dall'1/1/2008 i CV hanno valore unitario 1MW e sono emessi dal GSE per ciascun impianto incentivato, in numero pari al prodotto della produzione di energia elettrica da biomassa di filiera dell'anno precedente moltiplicata per il coefficiente di 1,8. > Un decreto del Mipaaf stabilisce le modalità con le quali gli operatori della filiera sono tenuti a garantire la tracciabilità e la rintracciabilità della filiera, al fine di accedere agli incentivi. [Disposizioni dopo DL 159/07 art.26 comma 4bis].
Dlgs 20/07 (Attuazione della direttiva 2004 /8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE) GU 54 del 6/2/2007	> L'elettricità prodotta da cogenerazione ad alto rendimento ha diritto al rilascio da parte del GSE, se la potenza è non inferiore a 50 MWh, della garanzia di origine di elettricità da cogenerazione ad alto rendimento. > Hanno diritto alla emissione dei Certificati Verdi l'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento ma se i medesimi impianti posseggano almeno uno dei seguenti requisiti: a) siano già entrati in esercizio nel periodo intercorrente tra la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239, e la data del 31 dicembre 2006; b) siano stati autorizzati dopo la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239, e prima della data del 31 dicembre 2006 ed entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2008; c) siano entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2008, purché i lavori di realizzazione siano stati effettivamente iniziati prima della data del 31 dicembre 2006. I benefici si applicano anche a cogenerazione + teleriscaldamento. > l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas emana la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento con potenza nominale non superiore a 200 kW, tenendo conto della valorizzazione dell'energia elettrica scambiata con il sistema elettrico nazionale. > Le amministrazioni pubbliche che effettuano agevolazioni a sostegno della cogenerazione trasmettono al GSE, per l'immissione nella banca dati di cui al comma 3, le informazioni relative agli impianti medesimi, alle modalità di sostegno e alla erogazione delle agevolazioni stesse. > È definito come impianto di microgenerazione un impianto per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità massima inferiore a 50 kWe.
DM del 21/12/2007 **Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente** (Approvazione delle procedure per la qualificazione di impianti a fonti rinnovabili e di impianti a idrogeno, celle a combustibile e di cogenerazione abbinata	> Procedure tecniche per l'espletamento delle funzioni in materia di fonti rinnovabili assegnate al Gestore dei servizi elettrici. > I CV rilasciati per le produzioni di cui al decreto interministeriale 24 ottobre 2005 altre produzioni, realizzate nel periodo intercorrente tra il 28 settembre 2004 e il 31 dicembre 2007, possono essere usati per ottemperare all'obbligo di immissione di energia elettrica da FR anche agli anni 2008 e 2009. Possono essere usati per ottemperare all'obbligo anche i CV rilasciati ai soggetti

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
DM del 18/12/2008 **Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente** (Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244) GU 1 del 2-1-2009	> I certificati verdi sono per tutti gli impianti che producono energia elettrica da rinnovabili ma anche ibridi e a cogenerazione e teleriscaldamento che hanno acquisito i diritti all'ottenimento dei certificati verdi in applicazione del decreto ministeriale 24 ottobre 2005 "altre produzioni". I CV hanno coefficienti differenziati per tipo di fonte. 1,1 per le biomasse da filiera non corta. > Gli impianti entrati in esercizio dal 1/1/2008 hanno l'incentivo per 15 anni, mentre gli impianti alimentati da rifiuti non biodegradabili, in esercizio entro il 31/12/2006, che hanno acquisito i diritti all'ottenimento dei certificati verdi lo hanno per 8 anni. > Tariffa fissa onnicomprensiva per impianti da 1 kW a 1MW, in alternativa ai CV, esclusi i solari, ma eolici fino a 200kW, di entità variabile. Impianti a biomassa non filiera corta 0,22 €/kW. > Scambio sul posto per tutti gli impianti a fonti rinnovabili fino a 20 kW e minimo 1 kW. Anche gli impianti a fonti rinnovabili fino a 200 kW entrati in esercizio dopo il 31.12.07 e gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento fino a 200 kW entrati in esercizio dopo il 31.12.07 ne hanno diritto.
Delibera n. 1/09 **Autorità Energia Elettrica e Gas del 8/01/2009** (Attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto) GU 54 del 6/3/ 2009	> La tariffa fissa onnicomprensiva, che comprenderà sia le componenti remunerative di mercato che quelle di incentivazione vere e proprie, sarà garantita dal GSE, e i produttori, potranno concludere una convenzione di ritiro dell'energia elettrica (impianti < 1MW) immessa secondo procedure uniche per tutto il sistema elettrico nazionale, basate su specifiche tecniche verificate dall'Autorità (AEEG). > Estesa la possibilità di aderire al meccanismo di scambio sul posto agli impianti di potenza fino a 200 kW entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 ai quali si applicheranno le regole già in vigore dal 1 gennaio 2009 per gli impianti da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW.
Delibera n. 10/09 **Autorità Energia Elettrica e Gas del 6 marzo 2009** (Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/2003 ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi di cui all'articolo 2, comma 148, della legge n. 244/2007, per l'anno 2009) GU 54 del 6/3/2009	> Ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei Certificati Verdi per l'anno 2009, ai sensi dell'art. 2, comma 148, della legge n. 244/2007, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica per l'anno 2008, calcolato applicando i criteri previsti dalla deliberazione ARG/elt 24/08, è pari a 91,34 €/MWh.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

EFFICIENZA ENERGETICA

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
DM del 24/4/2001 **Ministero dell'Industria** (Individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili di cui all'art. 16 comma 4 Dlgs 23/5/2000 n.164)	> Obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili che devono essere conseguiti dalle imprese di distribuzione di gas naturale sono ottenuti con riduzione dei consumi di energia primaria secondo le seguenti quantità e anni: • 0,10 Mtep/anno nel 2002 • 0,40 Mtep/anno nel 2003 • 0,70 Mtep/anno nel 2004 • 1 Mtep/anno nel 2005 • 1,3 Mtep/anno nel 2006 Sono soggette le imprese di distribuzione con non meno di 100.000 clienti finali. In allegato I le tipologie di interventi per il risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, quali cogenerazione, utilizzo di calore di recupero, impiego di impianti fotovoltaici di potenza elettrica minore di 20 kW.
DM del 20/7/2004 **Ministeri dell'Industria e dell'Ambiente** (Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del Dlgs. 16 marzo 1999, n. 79.) GU 205 del 1/9/2004	> Gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia che devono essere conseguiti dai distributori di energia elettrica sono ottenuti attraverso misure e interventi che comportano una riduzione dei consumi di energia primaria secondo le seguenti quantità e cadenze annuali: • 0,10 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2005 • 0,20 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2006 • 0,40 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2007 • 1,2 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2008 • 1,8 Mtep/a, da conseguire nell'anno 2009 > Entro tre mesi le regioni determinano i propri obiettivi indicativi di incremento dell'efficienza energetica. > Il GSE emette a favore dei distributori Titoli di Efficienza Energetica (TEE), denominati anche Certificati Bianchi, di valore pari alla riduzione dei consumi certificata ai sensi dell'art. 7, comma 1. > I TEE rilasciati nell'ambito del presente decreto e i TEE rilasciati nell'ambito del decreto di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, sono oggetto di contrattazione tra i detentori e i soggetti sottoposti alle disposizioni dei medesimi decreti, nel rispetto delle relative norme.
DPR "Regolamento recante attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a e b, del DLG 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia" **Consiglio dei Ministri: 06/03/2009** Art. 4 commi 22, 23,24,27	> Per tutte le categorie di edifici è obbligatorio l'utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione di energia termica ed elettrica. In occasione di installazione di impianti termici l'impianto di produzione deve essere progettato in modo da coprire almeno il 50% del fabbisogno annuo di energia primaria richiesta per la produzione di acqua calda sanitaria con le fonti di energia rinnovabile. > I dettagli degli obblighi saranno fissati con un successivo provvedimento. > Per gli edifici nuovi è obbligatoria la predisposizione delle opere necessarie a favorire il collegamento a reti di teleriscaldamento, nel caso di tratte di rete ad una distanza inferiore a 1000 metri.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

PROGRAMMAZIONE ENERGETICA

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Documento Strategico Preliminare Nazionale 2007-2013 (Politiche di Coesione). Ministero Economia del 14/12/ 2005	> Strategie di intervento integrate nei processi di produzione e commercializzazione delle fonti di energie rinnovabili in una logica di filiera. > Azioni per realizzare impianti energetici rinnovabili e piccola cogenerazione. > Promozione piccoli impianti da fonti rinnovabili.
Legge 13/09 Conversione DL 208 del 30/12 2008 recante "Misure straordinarie in materia di risorse idriche e di protezione dell'ambiente") Art. 8-bis GU n. 49 del 28-2-2009	> La ripartizione fra le regioni della quota minima di incremento dell'energia prodotta con fonti rinnovabili, che era del 25% del consumo interno lordo al 2012 nella Finanziaria 2008 (art. 2 c. 167), è ora del 17% del consumo interno lordo entro il 2020 e la ripartizione è definita con decreti del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni. I decreti sono emanati tenendo conto: • Della definizione dei potenziali regionali secondo l'attuale livello di produzione delle energie rinnovabili. • Dell'introduzione di obiettivi intermedi al 2012, 2014, 2016 e 2018 calcolati coerentemente con gli obiettivi intermedi nazionali. • Della determinazione delle modalità di esercizio del potere sostitutivo del Governo ai sensi dell'articolo 120 della Costituzione nei casi di inadempienza delle regioni per il raggiungimento degli obiettivi individuati.

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - EUROPA

BIOCARBURANTI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Risoluzione del Parlamento Europeo 18/6/1998 (sulla comunicazione della Commissione "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili" Libro Bianco per una strategia e un piano d'azione della Comunità (COM(97) 0599 C4-0047/98) GUC 210 del 6/7/1998	> Il Parlamento Europeo invita la Commissione a inserire nel piano d'azione un progetto pilota volto a promuovere l'utilizzazione del combustibile ottenuto dalla biomassa allo scopo di aumentarne in cinque anni la quota di mercato, portandola al 2%, prevedendo allo scopo contributi finanziari per l'industria di trasformazione ovvero obbligando le società petrolifere a inserire nella miscela un quantitativo minimo di combustibile ottenuto dalla biomassa. Il PE ritiene che, per l'introduzione sul mercato, sia inoltre opportuno esentare in misura più che proporzionale i combustibili misti dall'imposta sugli oli minerali.
Regolamento 1623/2000 (applicazione del regolamento (CE) n. 1493/1999 del Consiglio, relativo all'organizzazione comune del mercato vitivinicolo, per quanto riguarda i meccanismi di mercato). Art. 92, 93 GUE L 194 del 31/07/2000	> La Commissione può decidere di vendere alcole di origine vinica, da utilizzare come carburante, con bando di vendita pubblica pubblicato nella Gazzetta ufficiale della Comunità Europea. > È costituito un elenco di imprese riconosciute che sono in grado di utilizzare almeno 50.000 hl di alcol l'anno e pubblicato sulla Gazzetta Europea.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - ITALIA

ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
al teleriscaldamento ai fini del rilascio dei certificati verdi) GU 16 del 19-1-2008 SO	titolari degli impianti di cui all'art. 14, comma 1, del decreto legislativo 8 febbraio 2007 n. 20. Il mantenimento del diritto al rilascio dei CV all'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento, aventi potenza elettrica superiore a 10 MW, è subordinato all'ottenimento, entro due anni dalla data di entrata in esercizio ovvero, per gli impianti entrati in esercizio prima del 7 marzo 2007, entro il 7 marzo 2009, della registrazione del sito secondo il regolamento EMAS.
Legge 244/07 **(Legge Finanziaria 2008)** Art. 2 Commi 143 - 172 GU 300 del 28/12/2007 SO	> La produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da fonti rinnovabili > 1 MW, è incentivata mediante certificati verdi per quindici anni. > Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili < 1 MW può essere incentivata con tariffa fissa al posto dei certificati verdi, per 15 anni, di entità variabile a seconda delle fonti nella tabella allegata. È in vigore la normativa specifica che incentiva l'uso delle biomasse. > I certificati verdi sono collocati sul mercato a un prezzo per MWh pari alla differenza tra il valore di riferimento (180 euro/MWh) e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente. > I certificati verdi si possono dare fino a 12 anni solo agli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 fino al 31/12/2007. > L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas definisce le modalità di erogazione delle tariffe incentivanti. > Connessione prioritaria alla rete da parte del Gestore per quella proveniente da fonti rinnovabili. > Il Ministero dello Sviluppo Economico, d'intesa con la Conferenza Stato-Regioni, stabilisce la ripartizione fra le regioni della quota minima di incremento dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili necessaria per raggiungere l'obiettivo del 25% del consumo interno lordo entro il 2012, e dei successivi aggiornamenti proposti dall'Unione Europea.
DM del 8/2/2008 **Ministero dello Sviluppo Economico** (Adozione del progetto di innovazione industriale per l'efficienza energetica ai sensi dell'articolo 1, comma 844 della legge 27 dicembre 2006, n. 296) GU 88 del 14-4-2008	> Sono adottate azioni di incentivazione finanziaria a sostegno di progetti da realizzare in aree tecnologiche prioritarie tra cui bioenergia e produzione di energia dai rifiuti. > Le azioni sono espletate attraverso progetti assegnati a bando di tipo infrastrutturale, da attuarsi attraverso: • la realizzazione o il potenziamento di strutture ed infrastrutture tecnologiche per la ricerca industriale e per il trasferimento tecnologico nell'area dell'efficienza energetica, funzionali alle iniziative previste; • la dimostrazione e la qualificazione tecnologica ed organizzativa della domanda pubblica; • la formazione e lo sviluppo del capitale umano; • altre attività per la messa in rete, il trasferimento e la diffusione dei risultati; • attività per lo sviluppo di filiere produttive sul territorio.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - EUROPA

BIOCARBURANTI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Decisione 2002/265/CE (Autorizzazione ad applicare aliquote di accisa differenziata ad alcuni carburanti contenenti biodiesel) GUE L 92 del 9/4/2002	> L'Italia è autorizzata a ridurre le accise sulle miscele di biodiesel al 5% (€/l 363,6) e al 25% (€/l 286,3) fino al 30/6/2004.
Direttiva 2003/30/CE (Promozione dell'uso dei biocarburanti nei trasporti) GUE L 123 del 17/5/2003	> Sostituzione dei combustibili fossili con il 2% di biocombustibili entro il 2005 e il 5,75% entro il 2010.
Decisione 1230/2003/CE (che adotta un programma 2003-2006 di azioni nel settore dell'energia "Energia intelligente per l'Europa") GUE L 176 del 15/7/2003	> Obiettivi: sviluppo sostenibile nell'energia, coesione economica e sociale attraverso l'energia. > Obiettivi specifici: settore "save" rafforzamento efficienza energetica e uso razionale energia nell'edilizia e nell'industria; settore "alterner" promozione energie nuove e rinnovabili per produzione centralizzata e decentralizzata di energia elettrica e calore; settore "steer" per nuovi caburanti; settore "coopner" promozione energie rinnovabili ed efficienza energetica nei paesi in via di sviluppo. Dotazione 200 milioni di euro.
Direttiva 2003/96/CE (Ristrutturazione del quadro comunitario per la tassazione dell'energia). Art. 15 e 16 GUE L 283 del 31/10/2003	> Facoltà agli Stati membri di applicare esenzioni o riduzioni di tassazione a: • Carburanti da risorse rinnovabili • Elettricità generata con la biomassa
Regolamento 360/2005 (Apertura di vendite pubbliche di alcole di origine vinica ai fini dell'utilizzazione di bioetanolo nella Comunità). GUE L 057 del 03/03/2005	> Modalità di vendita pubblica di partite di alcole vinico da impiegare come carburante a 23,5 €/hl, al fine di ridurre le scorte comunitarie.
Piano d'azione per le biomassa Comunicazione della Commissione 628/2005	> Introduzione di una percentuale minima di biocarburanti da incorporare nei carburanti convenzionali da immettere sul mercato. > Presentazione di un rapporto sull'applicazione della Direttiva "Biocarburanti" per una revisione della stessa con la fissazione (obbligatoria) di obiettivi nazionali relativamente al mercato. > Incoraggiamento dell'utilizzo di biomasse per l'elettricità ed il riscaldamento. > Promuovere investimenti a favore della ricerca per favorire in particolare la produzione di combustibili liquidi a partire dal legno e dai residui. > Promuovere una campagna d'informazione per gli imprenditori agricoli e forestali sull'interesse allo sviluppo delle colture energetiche. > Migliorare il sostegno all'energia verde attraverso l'introduzione da parte di ciascun Stato Membro di un regime nazionale che dia orientamenti chiari, servizi di autorizzazione unici, meccanismi di pianificazione preliminari per garantire un accesso ai certificati trasparente e non discriminatorio. > Adozione di una strategia comunitaria volta a promuovere l'utilizzazione di energie rinnovabili per il riscaldamento.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - EUROPA

BIOCARBURANTI

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Comunicazione 2008(850) 12/3/2008 (Aiuti di Stato - Italia. Riduzione della tassazione sul biodiesel) N 326/2007 Registro aiuti di stato	**Approvato:** > L'aumento della quota di biodiesel ad accisa agevolata a 250.000 t (da 200.000) anno. > L'applicazione di un'aliquota di accisa pari al 20% di quella applicata al diesel ad uso carburante, nell'ambito di un programma pluriennale con decorrenza dal 1 gennaio 2007 - 31 dicembre 2010. Dal 1 giugno 2007, l'aliquota di accisa ridotta è pari a 84,60 €/1.000 litri. > Che l'agevolazione fiscale proposta dall'Italia non copre l'intero differenziale fra i costi di produzione del biodiesel e il prezzo di mercato del diesel ordinario. > L'impegno delle autorità italiane a fornire un rapporto di monitoraggio sul regime di agevolazione fiscale per il biodiesel al più tardi nel novembre 2009.
Regolamento 800/2008 del 6/8/2008 [che dichiara alcune categorie di aiuti compatibili con il mercato comune in applicazione degli articoli 87 e 88 del trattato (regolamento generale di esenzione per categoria)] Art. 22, 23 GUL 214 del 9/8/2008	> Gli aiuti agli investimenti per la tutela dell'ambiente sono compatibili con il mercato comune ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 3, del trattato e sono esenti dall'obbligo di notifica purché l'intensità di aiuto non superi il 45 % dei costi ammissibili, aumentata del 20% per gli aiuti concessi alle piccole imprese e del 10% per gli aiuti concessi alle medie imprese: • I costi ammissibili corrispondono ai sovraccosti d'investimento necessari a realizzare un impianto di cogenerazione ad alto rendimento rispetto all'investimento di riferimento. • Una nuova unità di cogenerazione permette di ottenere un risparmio generalizzato di energia primaria rispetto alla produzione separata. • Il miglioramento di un'unità di cogenerazione esistente o la conversione di un impianto di produzione di energia esistente in un'unità di cogenerazione consentono di ottenere un risparmio di energia primaria rispetto alla situazione di partenza. > Gli aiuti agli investimenti per la tutela dell'ambiente volti a promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili sono compatibili con il mercato comune ai sensi dell'articolo 87, paragrafo 3, del trattato e sono esenti dall'obbligo di notifica purché l'intensità di aiuto non superi il 45 % dei costi ammissibili, l'intensità di aiuto può essere tuttavia aumentata del 20% per gli aiuti concessi alle piccole imprese e del 10% per gli aiuti concessi alle medie imprese.
Regolamento della Commissione n. 127 del 12/2/2009 (Fissazione delle procedure e condizioni per la vendita dei cereali detenuti dagli organismi pagatori o dagli organismi d'intervento) Art 7 GUL 42 del 13/2/2009	> Gli organismi di intervento dei paesi membri, in caso di vendita dei cereali, possono procedere alla vendita sul mercato comunitario ai fini della trasformazione dei cereali in bioetanolo da utilizzare per la produzione di biocarburanti nella Comunità, (salvaguardando il mercato dei prodotti alimentari tradizionali). In tal caso, il prezzo minimo di vendita corrisponde almeno al prezzo rilevato, per una qualità equivalente e per una quantità rappresentativa, sui mercati dei prodotti per biocarburanti, comprese le spese di trasporto.
Regolamento della Commissione n. 194 del 11/3/2009 (Fissazione delle procedure e condizioni per la vendita dei cereali detenuti dagli organismi pagatori o dagli organismi d'intervento) Art 7 GUL 67 del 1 2/3/2009	> È istituito un dazio compensativo provvisorio (4 mesi) sulle importazioni di biodiesel, in forma pura o in miscela contenente in peso oltre il 20 % di esteri monoalchilici di acidi grassi, dalle società produttrici USA, viste le sovvenzioni governative ai produttori americani. > I dazi applicati alle società USA vanno dai 211 ai 237 €/t netta.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - EUROPA

BIOCOMBUSTILI SOLIDI E BIOGAS

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Regolamento della Commissione 1576/07 (che modifica il regolamento (CE) n. 92/2005 recante attuazione del regolamento (CE) n. 1774/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio per quanto riguarda le modalità di eliminazione e l'utilizzazione dei sottoprodotti di origine animale) GU L340 22/12/2007	> Incenerimento, sotterramento in discarica, trasformazione per biogas sono i metodi ammessi per lo smaltimento dei materiali derivanti dal trattamento di sottoprodotti zootecnici derivanti dalla produzione di biogas o biodiesel.
Posizione comune (CE) N. 9/2009 (adottata dal Consiglio il 9 gennaio 2009 in vista dell'adozione della direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE) Art. 1 comma 2 GUC 70 del 24/3/2009	> La direttiva stabilisce norme comuni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale, definisce le norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore del gas naturale, l'accesso al mercato, i criteri e le procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale nonché la gestione dei sistemi. > Le norme stabilite dalla presente direttiva per il gas naturale, si applicano anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa nella misura in cui i suddetti gas possano essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza.

RECUPERO RIFIUTI

Direttiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio (relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive) Art. 2, 4 GUL 312 del 22/11/2008	> Stabilita la gerarchia dei rifiuti: • prevenzione • preparazione per il riutilizzo • riciclaggio • recupero di altro tipo, per esempio il recupero di energia • smaltimento > Sono sottoprodotti le sostanze derivanti da un processo di produzione il cui scopo primario non è la produzione di tale articolo se sono soddisfatte le seguenti condizioni: a) È certo che la sostanza sarà ulteriormente utilizzata. b) La sostanza può essere utilizzata direttamente senza alcun ulteriore trattamento diverso dalla normale pratica industriale. c) La sostanza è prodotta come parte integrante di un processo di produzione. d) L'ulteriore utilizzo è legale sotto ogni aspetto. > Sono esclusi dall'ambito di applicazione della direttiva paglia e altro materiale agricolo o forestale naturale non pericoloso utilizzati nell'attività agricola, nella selvicoltura o per la produzione di energia da tale biomassa mediante processi o metodi che non danneggiano l'ambiente né mettono in pericolo la salute umana.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - EUROPA

PRODUZIONE COLTURE ENERGETICHE

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Risoluzione del Parlamento Europeo 18/6/1998 (sulla comunicazione della Commissione "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili" Libro Bianco per una strategia e un piano d'azione della Comunità (COM(97) 0599 C4-0047/98) GUC 210 del 6/7/1998	Il Parlamento Europeo chiede alla Commissione la: > Concessione di un premio supplementare decrescente nel tempo per le colture energetiche, sostituendo progressivamente tale premio con un contributo finanziato attraverso le imposte energetiche, così che il premio per le superfici risulti superiore a quello per i seminativi. > Rapida modifica del regolamento (CEE) n. 2078/92 allo scopo di consentire l'erogazione di aiuti nazionali complementari per le colture energetiche. > Creazione di incentivi speciali per la coltivazione di specie pluriennali. > Presa in considerazione dell'utilizzazione a fini energetici della biomassa nel quadro di una nuova direttiva sulla strategia forestale europea, come già richiesto nella sua risoluzione del 30 gennaio 1997 sulla strategia forestale dell'Unione Europea.
Regolamento 2461/99 (Modalità d'applicazione del regolamento 1251/1999 per l'uso di superfici ritirate dalla produzione allo scopo di ottenere materie prime per la fabbricazione, di prodotti non destinati in primo luogo al consumo umano o animale). GUL 299 del 20/11/1999	> I terreni coltivabili a seminativo e ritirati dalla produzione possono essere impiegati per coltivare colture dedicate ai carburanti. > Con un contratto di trasformazione si può incassare una compensazione per l'obbligo del ritiro, calcolato a ettaro a seconda delle zone.
Regolamento 345/02 (Modifica il regolamento (CE) n. 2461/1999 recante modalità d'applicazione del regolamento (CE) n. 1251/1999 del Consiglio per quanto riguarda l'uso di superfici ritirate dalla produzione allo scopo di ottenere materie prime per la fabbricazione, nella Comunità, di prodotti non destinati in primo luogo al consumo umano o animale) GUL 055 del 26/02/2002	> Gli Stati membri possono autorizzare il coltivatore a: a) utilizzare tutti i cereali o tutti i prodotti oleosi raccolti su determinate superfici messe a riposo: • Come combustibili per il riscaldamento della propria azienda agricola. • Per la produzione, nella propria azienda agricola, di energia o di biocombustibili. b) trasformare, nella propria azienda agricola, tutta la materia prima raccolta su determinate superfici messe a riposo, in biogas. > I cereali e prodotti oleosi sul set aside utilizzati come combustibili devono formare oggetto di una denaturazione secondo il metodo che viene stabilito dallo Stato membro.
Regolamento 1782/03 (che stabilisce norme comuni relative ai regimi di sostegno diretto nell'ambito della Politica Agricola Comune) Art. 88-92 GUE L 270 del 21/10/2003	> È concesso un aiuto comunitario di 45 euro per ettaro l'anno per le superfici seminate a colture energetiche. > È fissata una superficie massima garantita, pari a 1.500.000 ettari, per la quale può essere concesso l'aiuto. > L'aiuto è concesso soltanto per le superfici la cui produzione forma oggetto di un contratto stipulato tra l'agricoltore e l'industria di trasformazione, salvo nel caso in cui la trasformazione sia effettuata dall'agricoltore stesso nell'azienda.
Regolamento (CE) 1413/07 (che fissa il coefficiente di riduzione applicabile alla superficie per agricoltore per la quale è chiesto l'aiuto alle colture energetiche per il 2007) GU L 314 dell' 1/12/2007	> Aiuto alle colture energetiche per il periodo colturale 2007 scende a circa 31 euro/ettaro, visto che la superficie totale europea coltivata a colture energetiche è stata di 2.843.450 ha.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - EUROPA

ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Direttiva 96/92/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 (concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica) GUEL 027 del 30/01/1997	> Lo Stato membro può imporre al gestore della rete che effettua il dispacciamento degli impianti di generazione l'obbligo di dare la precedenza agli impianti di generazione che impiegano fonti energetiche o rifiuti rinnovabili, ovvero che assicurano la produzione mista di calore e di energia elettrica. [Direttiva abrogata dalla Direttiva 2003/54/CE mantenendo la disposizione].
Direttiva 2001/77/CE (promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità) GUE L 283 del 27/10/2001	> Raddoppiare la quota di rinnovabili dell'Unione, dall'attuale 6% al 12% entro il 2010. > Promuovere il raggiungimento di uno obiettivo indicativo del 22% del consumo di elettricità prodotta da rinnovabili. > Uniformare il sistema di certificazione d'origine dell'energia elettrica da fonti rinnovabili per tutto il territorio dell'Unione. > Verificare che i programmi di sostegno in favore di tale produzione vengano correttamente utilizzati e consentano l'introduzione progressiva di un regime di sostegno uniforme, entro 5 anni, con la possibilità di stabilire, di conseguenza, un prezzo equo dell'energia fondato sulla concorrenza tra i produttori.
Direttiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2002 (Rendimento energetico nell'edilizia) GUE L 1 del 4/1/2003	> Per gli edifici di nuova costruzione la cui metratura utile totale supera i 1.000 m^2, gli Stati membri provvedono affinché la fattibilità tecnica, ambientale ed economica di sistemi alternativi quali: »sistemi di fornitura energetica decentrati basati su energie rinnovabili, » cogenerazione, sia valutata e sia tenuta presente prima dell'inizio dei lavori di costruzione.
Direttiva 2003/54/CE (Relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE) GUE L 176 del 15/07/2003	> Gli Stati membri dovrebbero avere, ai fini della tutela dell'ambiente e della promozione di nuove tecnologie nascenti, la possibilità di bandire gare per nuove capacità sulla base di criteri pubblicati. Le nuove capacità comprendono tra l'altro le energie rinnovabili e la generazione combinata di calore ed elettricità.
Direttiva 2004/8/CE (Promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE) GU L 052 del 21/02/2004	> Gli Stati membri fanno sì che l'origine dell'elettricità prodotta dalla cogenerazione ad alto rendimento è garantita secondo criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori, stabiliti da ciascuno Stato membro per assicurare che detta garanzia di origine dell'elettricità consenta ai produttori di dimostrare che l'elettricità da essi venduta è prodotta mediante cogenerazione ad alto rendimento ed è rilasciata a tal fine su richiesta del produttore. > Gli Stati membri effettuano un'analisi del potenziale nazionale per l'attuazione della cogenerazione ad alto rendimento, compresa la micro-cogenerazione ad alto rendimento. > Gli Stati membri assicurano che il sostegno alla cogenerazione sia basato sulla domanda di calore utile e sui risparmi di energia primaria, alla luce delle opportunità disponibili per ridurre la domanda energetica. >Previa notifica alla Commissione, gli Stati membri possono rendere particolarmente agevole l'accesso alla rete dell'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento prodotta da unità di piccola cogenerazione e di micro-

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - EUROPA

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE	
Direttiva 2004/8/CE	cogenerazione. > Sono fissati valori soglia per calcolare il rendimento della produzione mediante cogenerazione e il risparmio di energia primaria, che sono adeguati al progresso tecnico.
Decisione 2007/74/CE (che fissa valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di Calore - cogenerazione in applicazione della direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio) GUL 32 del 6/2/2007	> La Commissione deve fissare valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di calore che constano di una matrice di valori differenziati da fattori pertinenti, tra cui l'anno di costruzione e i tipi di combustibile. > I valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di calore sono basati sul potere termico inferiore e sulle condizioni ISO standard. Per le biomasse di origine agricola il valore di rendimento è 80 per il vapore e 72 per utilizzo diretto del gas di scarico; mentre per i biocarburanti rispettivamente 89 e 81.
EFFICIENZA ENERGETICA	
Decisione 1230/2003/CE (che adotta un programma 2003-2006 di azioni nel settore dell'energia "Energia intelligente per l'Europa") GUE L 176 del 15.7.2003	> Obiettivi: sviluppo sostenibile nell'energia, coesione economica e sociale attraverso l'energia. > Obiettivi specifici: settore "save" rafforzamento efficienza energetica e uso razionale energia nell'edilizia e nell'industria; settore "alterner" promozione energie nuove e rinnovabili per produzione centralizzata e decentralizzata di energia elettrica e calore; settore "steer" per nuovi carburanti; settore "coopner" promozione energie rinnovabili ed efficienza energetica nei paesi in via di sviluppo. Dotazione 200 milioni di euro.
Direttiva 2006/32/CE (efficienza negli usi finali dell'energia e servizi energetici) GU L 114/2006	> Gli Stati membri mirano a conseguire un obiettivo nazionale indicativo globale di risparmio energetico, pari al 9 % per il nono anno di applicazione della presente direttiva ed è il risultato del cumulo dei risparmi energetici annuali conseguiti nell'intero periodo da conseguire tramite servizi energetici ed altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica. > Gli Stati membri affidano ad una o più autorità o agenzie, nuove o preesistenti, di verificare il risparmio energetico risultante dai servizi energetici e dalle altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica, comprese quelle vigenti a livello nazionale, e riferiscono in merito ai risultati della verifica. > Fatti salvi gli articoli 87 e 88 del trattato, gli Stati membri possono istituire uno o più fondi per sovvenzionare la fornitura di programmi di miglioramento dell'efficienza energetica e di altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica e per promuovere lo sviluppo di un mercato di misure, quali: la promozione di diagnosi energetiche, strumenti finanziari per il risparmio energetico e un miglioramento delle misurazioni e delle fatture informative.

Addenda al Capitolo 1

A1.6) NORMATIVE PER LA BIOENERGIA - EUROPA

PROGRAMMAZIONE

NORMATIVA	ARGOMENTI CARATTERIZZANTI
Comunicazione (2006) 105 (Libro verde della Commissione, dell'8 marzo 2006, "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura) Non pubblicato sulla GU	> La Commissione invita gli Stati membri a fare di tutto per attuare una politica energetica europea articolata su tre obiettivi principali: • La sostenibilità, per lottare attivamente contro il cambiamento climatico, promuovendo le fonti di energia rinnovabili e l'efficienza energetica. • La competitività, per migliorare l'efficacia della rete europea tramite la realizzazione del mercato interno dell'energia. • La sicurezza dell'approvvigionamento, per coordinare meglio l'offerta e la domanda interne di energia dell'UE nel contesto internazionale. > Per creare un ambiente stabile per lo sviluppo delle energie rinnovabili, la Commissione si impegna a presentare una tabella di marcia per l'energia rinnovabile che deve consentire di rivedere gli obiettivi generali e particolari dell'UE entro il 2020 e redigere un elenco di misure per favorire lo sviluppo delle fonti di energia pulite e rinnovabili.
Decisione del Consiglio 144 del 20/2/2006 (Orientamenti strategici comunitari per lo sviluppo rurale 2007-2013) GUL 55 del 25/2/2006	> La PAC deve contribuire ad uno sviluppo sostenibile anche procurando materie prime rinnovabili. > Azioni chiave per sostenere la competitività è la promozione dello sviluppo di materiali energetici rinnovabili e biocarburanti. > L'agricoltura deve contribuire a combattere il cambiamento climatico anche con lo sviluppo di energie rinnovabili e di filiere bioenergetiche. > Sviluppare l'offerta di fonti di energia rinnovabile contribuisce a creare nuovi sbocchi di mercato per i prodotti agroforestali nei territori rurali. > Gli stati membri devono tener conto della strategia UE sull'uso delle fonti di energia rinnovabile nel definire le strategie nazionali.
Comunicazione (2007) 2 (Limitare il surriscaldamento dovuto ai cambiamenti climatici a 2°C - La via da percorrere fino al 2020 e oltre) Non pubblicata nella GU	> La Commissione prevede l'adozione di provvedimenti energetici: • Migliorare del 20% l'efficienza energetica dell'UE entro il 2020. • Incrementare la percentuale delle energie rinnovabili portandole al 20% entro il 2020. • Sviluppare una politica di cattura e stoccaggio del carbonio che sia compatibile con l'ambiente.
Regolamento (CE) 74/2009 del Consiglio del 19 gennaio 2009 (che modifica il regolamento (CE) n. 1698/2005 sul sostegno allo sviluppo rurale da parte del FEASR) Art. 1 comma 3 GUL 3 del 31/1/2009	> A decorrere dal 1 gennaio 2010, gli Stati membri prevedono nei programmi di sviluppo rurale, in funzione delle loro particolari esigenze, tipi di operazioni rispondenti a 5 priorità, enunciate negli orientamenti strategici comunitari e meglio specificate nei piani strategici nazionali, tra cui: • Cambiamenti climatici • Energie rinnovabili > I PSR devono essere rivisti in connessione con le 5 priorità entro il 30/6/2009, prevedendo anche sostegni maggiorati dal 2010.

2] Risorse/Efficienze

RISORSE DI MATERIA PRIMA ED EFFICIENZA DI RACCOLTA E CONFERIMENTO
RISORSE TECNOLOGICHE ED EFFICIENZE D'USO
ADDENDA

La bioenergia è costituita da tre principali filiere d'uso: la filiera termica per la produzione localizzata o distribuita di calore e/o frigorie; la filiera elettrica per la produzione di elettricità o cogenerazione in impianti di piccola potenza e la filiera dei biocarburanti dedicata alla sostituzione parziale di carburanti fossili con carburanti di origine biologica nell'autotrazione. Come riportato nel Capitolo 1, il Position Paper del Governo Italiano del 2007, già indicava per queste tre filiere alcuni obiettivi per il 2020, confermati, nella sostanza, dalla Direttiva Europea sulle Fonti di Energia Rinnovabile (FER), di prossima entrata in vigore. Per verificare la possibilità di raggiungere questi obiettivi per l'Italia occorre innanzitutto valutare la disponibilità di risorse di materia prima e di tecnologie di raccolta, trattamento, conferimento e conversione, ponendo l'accento sulle efficienze d'uso.

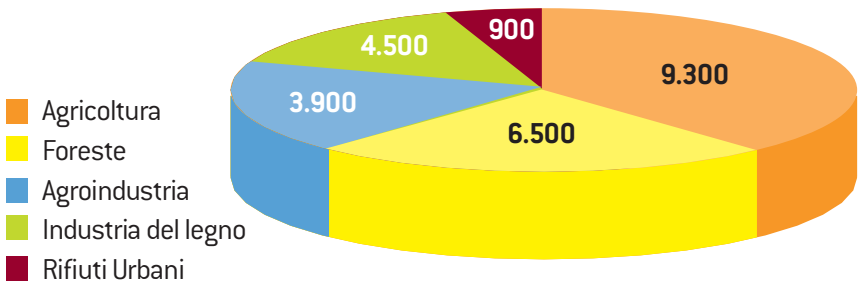
2.1) RISORSE DI MATERIA PRIMA ED EFFICIENZA DI RACCOLTA E CONFERIMENTO

Negli ultimi anni molte organizzazioni pubbliche e private hanno svolto indagini complessive o parziali sulla disponibilità di biomasse di vario tipo, costituite essenzialmente da residui delle lavorazioni agricole e forestali, dalla legna da ardere, nonché dalla parte biodegradabile dei rifiuti urbani e industriali, da utilizzare per scopi energetici. È stata anche presa in considerazione la possibilità di produrre ulteriori quantità di materia prima attraverso interventi di ristrutturazione del comparto agricolo non alimentare, del comparto forestale e della ricolonizzazione di territori marginali ancora adatti per la messa a coltura con specie poco esigenti dal punto di vista degli input energetici e degli strumenti colturali. Accenneremo perciò all'argomento in modo sintetico, considerando che l'ordine di grandezza delle stime è sufficientemente realistico e che è illusorio pervenire a dati più precisi vista l'elevata dispersione e frammentazione sul territorio di tali materiali. La quantità totale di residui e sottoprodotti di natura organica prodotta ogni anno in Italia ammonta a svariate decine di milioni di tonnellate; attualmente però si è in grado di utilizzarne solo una parte a causa:
1) della competizione con altri usi non energetici della materia biogenica;
2) dei problemi connessi con la raccolta di tali materiali e il successivo conferimento all'impianto di conversione energetica.

2.1.1) LA DISPONIBILITÀ DI BIOMASSA E LE COMPETIZIONI

Formulare delle stime sulla disponibilità di biomassa da destinare ad uso energetico può dare un'idea sulle potenzialità del settore, ma lascia comunque ampi margini di aleatorietà viste le tante variabili che entrano in gioco. Uno studio utile in tal senso lo sta avviando l'Enea con l'elaborazione di un **"Atlante delle Biomasse"** strutturato come geodatabase interattivo, accessibile e consultabile sul WEB.
La banca dati conterrà informazioni a livello provinciale circa i quantitativi annuali di biomassa disponibile in Italia. I dati censiti saranno georiferiti e associati agli elementi del territorio che maggiormente influenzano la gestione delle filiere bioenergetiche (infrastrutture di trasporto, geomorfologia, limiti amministrativi, vincoli ambientali, ecc.).
Il sistema informativo così strutturato e periodicamente aggiornato in considerazione delle variabili produttive, tecnologiche e legislative, costituirà un valido strumento d'indirizzo attraverso l'individuazione di distretti vocati alla produzione di energia da biomasse.
Per un quadro di massima, visto che ancora non è fruibile una mappatura così dettagliata e attendibile, è possibile fare riferimento ad una recente indagine con cui ITABIA ha voluto focalizza-

RIEPILOGO COMPLESSIVO DELLE BIOMASSE RESIDUALI (kt/anno s.s.)



2. Risorse/ Efficienze

re l'attenzione sui residui vegetali derivanti dai cinque comparti più idonei: agricoltura, foreste, agroindustria, industria del legno e rifiuti urbani. I dati ottenuti sono il frutto di stime che hanno escluso dal conteggio quantitativi notevoli di biomasse non accessibili per ragioni economiche, logistiche o di mercato. Nel complesso si è stimato un quantitativo annuo di tali biomasse che si attesta oltre i 25 milioni di tonnellate di sostanza secca (vedi grafico a pag 39).
Questa disponibilità annua di biomasse residuali, con l'aggiunta degli scarti della zootecnia e delle potenziali colture dedicate, può essere schematizzata con buona approssimazione nei valori che seguono e che vengono espressi in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep/anno), in termini di energia primaria.

	MTEP/ANNO
1. RESIDUI DA	
AGRICOLTURA E AGRO-INDUSTRIA	5
FORESTE E INDUSTRIA DEL LEGNO	4.3
RIFIUTI SOLIDI URBANI	0.3
ALLEVAMENTI ZOOTECNICI	10-12
2. LEGNA DA ARDERE	2-4
3. COLTURE DEDICATE (POTENZIALE)	3-5
4. TOTALE	**24-30**

Questa disponibilità potenziale andrà ulteriormente ponderata (vedi paragrafo 2.1.2), in relazione ai problemi tecnici ed economici legati all'effettivo conferimento della materia prima, sotto forma di "biocombustibile", alla bocca dell'impianto di conversione (es.: costi di raccolta e trasporto, costi di stoccaggio e pretrattamento, ecc.). Per le varie categorie di biomassa la disponibilità potenziale calcolata è di seguito illustrata.

BIOMASSE RESIDUALI AGRICOLE

Sono stati presi in considerazione tutti quegli scarti di matrice lignocellulosica (paglie, steli, potature, ecc.) che derivano dalla coltivazione di piante erbacee ed arboree presenti sul territorio nazionale. Per le valutazioni sono stati analizzati i principali studi effettuati negli ultimi anni, che riguardavano sia porzioni più o meno ampie di territorio, sia alcune tipologie di biomassa; questi hanno consentito di verificare il grado di approssimazione dei coefficienti adottati di disponibilità di biomasse residue per unità di superficie e/o di prodotto principale.
Tali residui trovano in molti casi impiego, all'interno della stessa azienda che li produce, per vari scopi (ad esempio, lettiere per ricovero degli animali, alimentazione animale, interramento, ecc.) o entrano in qualche mercato locale (industria cartaria e varie), come schematicamente riportato in Addendum A2.1.
La quantità stimata come effettivamente disponibile (al netto quindi di quella esistente ma non utilizzabile) ammonta a circa 9,3 Mt/anno di sostanza secca.

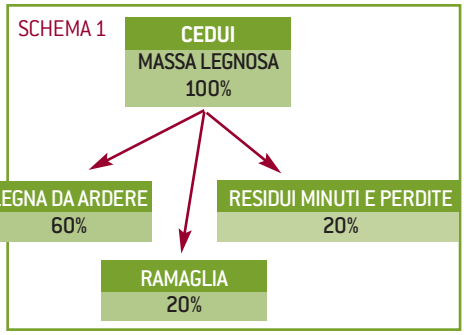
RESIDUI DELLE PRINCIPALI COLTURE ERBACEE E ARBOREE

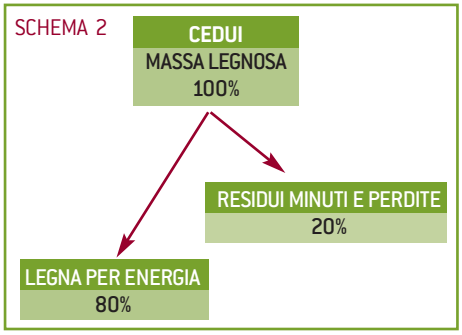
COMPARTO	TIPOLOGIA SCARTO	QUANTITÀ (kt s.s.)
AGRICOLTURA		
FRUMENTO TENERO	Paglia	500
FRUMENTO DURO	Paglia	1.600
ORZO	Paglia	380
AVENA	Paglia	120
RISO	Paglia	550
MAIS	Stocchi, tutoli	3.100
TABACCO	Steli	10
GIRASOLE	Steli	350
VITE	Sarmenti	880
OLIVO	Legna, rami, frasche	800
MELO	Rami	90
PERO	Rami	50
PESCO	Rami	150
AGRUMI	Rami	480
MANDORLO	Rami	95
NOCCIOLO	Rami	85
ACTINIDIA	Sarmenti	25
ALBICOCCO, CILIEGIO, SUSINO	Rami	35
TOTALE	Paglie, steli, stocchi, foglie	**9.300**

BIOMASSE FORESTALI

La stima dei quantitativi di biomasse forestali destinabili ad uso energetico è stata fatta a due livelli: il primo analizzando l'attuale produzione di legna da ardere; il secondo valutando i possibili ed auspicabili maggiori interventi di manutenzione e valorizzazione del bosco.
Per i **boschi cedui**, oggi sfruttati decisamente al di sotto del loro potenziale, si è considerato un incremento delle superfici utilizzate dal 2% attuale al 5%. Inoltre, sia per le fustaie sia per i cedui, il ricorso ad una più razionale organizzazione dei cantieri forestali, supportata anche dalla meccanizzazione innovativa disponibile, consentirebbe di recuperare ingenti quantitativi di biomasse (rami, cimali) oggi lasciate in bosco.
La massa legnosa asportata dai boschi cedui ha una destinazione d'uso prevalentemente energetica (legna da arde-

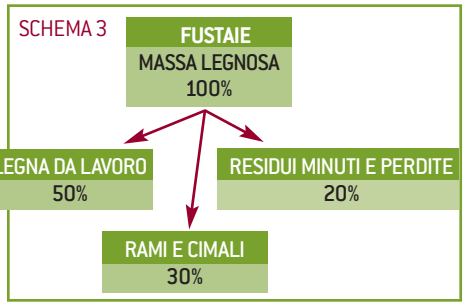
2. Risorse/ Efficienze





re), le percentuali di produzione sono visibili nello **schema 1**.
Ipotizzando una gestione ottimale con finalità prettamente energetiche, che preveda metodologie di lavoro e meccanizzazione idonee, il quantitativo di legna per energia potrebbe incrementare sensibilmente come da **schema 2**.
Per contro, le **fustaie** sono formazioni forestali dalle quali si ricava legname di maggior pregio comunemente utilizzato dall'industria del legno e della pasta da cellulosa.
Dai tagli nelle fustaie si possono ritrarre le masse legnose e valorizzare la parte di biomasse, costituita per il 30% da rami e cimali, per un uso energetico (**schema 3**).
Sulla base di queste considerazioni si è calcolato che la quantità di materiale destinabile ad impieghi energetici, senza diminuire la consistenza dei boschi, ammonterebbe annualmente a circa 13 milioni di tonnellate di legno tal quale, ovvero circa 6,5 milioni di tonnellate espresse in sostanza secca.

Attualmente la legna da ardere prodotta a livello nazionale si attesta intorno a 2,2 Mt/anno in sostanza secca (4,5 milioni di tonnellate annue tal quale) ed è assorbita pressoché interamente da un mercato consolidato di piccoli utenti che l'impiegano per attività commerciali (pizzerie, forni a legna, ecc.) o, in scala maggiore, per il riscaldamento individuale. Per arrivare ai 6,5 Mt/anno calcolati a partire dalla produzione odierna, si avrebbe un importante incremento di risorse (4,3 Mt/anno in s.s.) da destinare alla filiera legno-energia. Come ulteriore risorsa andrebbero valutate anche le biomasse ottenibili da interventi di governo e manutenzione di alvei fluviali, fasce frangivento, filari e siepi, la cui cura produrrebbe per di più ricadute positive a livello ambientale.



DISPONIBILITÀ DI BIOMASSE FORESTALI

TIPOLOGIA BOSCO	BIOMASSA	QUANTITÀ (kt/anno s.s.)
FUSTAIE (latifoglie, conifere)	Rami, cimali e residui minuti	1.800
CEDUI (semplici, composti)	Intera pianta	4.700
TOTALE		**6.500**

BIOMASSE RESIDUALI INDUSTRIALI

La disponibilità di residui dell'agroindustria e dell'industria del legno risulta significativa dal punto di vista del contenuto energetico. Il loro utilizzo è oggi in parte incluso negli stessi cicli produttivi delle varie aziende (prodotti secondari e calore di processo), in parte indirizzato verso altri segmenti di mercato come materie prime seconde (mangimistica per la zootecnia, ammendanti per il suolo, fibre per pannelli truciolari o MDF, ecc.) e in parte smaltito come rifiuto. Tali residui, pur avendo una loro destinazione, meritano comunque di essere considerati, in quanto svariati possono essere i motivi di mercato tali da spostare queste disponibilità verso la produzione di energia. Negli ultimi anni, in particolare nelle regioni del Nord

RESIDUI DELL'AGROINDUSTRIA E DELL'INDUSTRIA DEL LEGNO

SETTORI	TIPOLOGIA SCARTO	QUANTITÀ (kt/anno s.s.)
AGROINDUSTRIA		
ZUCCHERIFICI	melasso, polpe secche, melme	1.570
POMODORO	bucce e semi	135
AGRUMI	pastazzo	210
FRUTTA FRESCA	noccioli	35
FRUTTA SECCA	bucce	135
MOLITORIA	cruscami	185
PASTIFICAZIONE	rotture	60
RISIERA	lolla, pula, farinaccio, rotture	520
OLIO	sanse vergini, sanse esauste	750
VINO	vinacce vergini, vinacce esauste, raspi	300
TOTALE	sanse, vinacce, bucce, ecc.	**3.900**
INDUSTRIA DEL LEGNO		
I LAVORAZIONE LEGNO	cortecce, refili, ecc.	2.500
II LAVORAZIONE LEGNO	segatura, trucioli, ecc.	1.700
CARTIERE	polpa-carta, pulper	300
TOTALE	segatura, trucioli, refili, ecc.	**4.500**
TOTALE COMPLESSIVO		**8.400**

2. Risorse/ Efficienze

Italia, il forte sviluppo delle centrali di teleriscaldamento a biomasse, ha creato una forte concorrenza con i produttori di pannelli per l'approvvigionamento dei residui delle segherie. Tale aspetto è stato ulteriormente acuito dalla recente crisi economica che ha ridotto l'attività delle imprese di prima e seconda trasformazione del legno. Inoltre, l'incremento della richiesta di scarti agroindustriali per la produzione di biogas, legata anche alla facilità di approvvigionamento dai centri di produzione, ha fatto si che ciò che qualche anno fa veniva consegnato gratuitamente, oggi arriva a costare fino a 10-15 Euro/t.
Secondo recenti stime di ITABIA, la disponibilità globale dei residui industriali, espressa in termini di sostanza secca, ammonta a circa 8,4 Mt/anno di cui 3,9 Mt dall'agroindustria e a 4,5 Mt/anno dall'industria del legno.

BIOMASSE DI ORIGINE URBANA

I rifiuti urbani, come quelli industriali, sono sempre più sottoposti a processi per il recupero della frazione riciclabile, per cui c'è molta incertezza sulla percentuale di tali materiali che può essere utilizzata per produrre energia nei prossimi anni. Attualmente solo l'8%-10% dell'intera massa di rifiuto è usata come combustibile, secondo quanto previsto dal DI 152/06. Infatti:
> **Dalla raccolta differenziata** derivano quasi 0,9 Mt/anno di biomassa tal quale, pari a circa 100.000 t/anno di sostanza secca.
> **Dalla manutenzione del verde pubblico** derivano oltre 0,9 Mt/anno di biomassa tal quale, pari a circa 380.000 t/anno di sostanza secca.

La FORSU ottenibile dagli impianti di trattamento dei rifiuti esistenti o in costruzione ammonta a circa 2 Mt/anno di tal quale, pari a circa 400.000 t/anno di sostanza secca; tale valore potrebbe in prospettiva anche quadruplicare se dovessero realizzarsi impianti in grado di trattare la totalità dei rifiuti nazionali.

I REFLUI ZOOTECNICI

Rappresentano una buona fonte di substrati per la digestione anaerobica con produzione di biogas, un combustibile intermedio adatto per produrre energia termica e/o elettrica che dovrebbe avere una maggiore considerazione da parte degli operatori pubblici e privati. In Italia dagli allevamenti zootecnici vengono prodotti annualmente circa 300 milioni di tonnellate di reflui che solo per una piccola parte sono destinati alla digestione anaerobica.
Fatta salva la quota limitata che può andare allo spandimento in campo, non esistono quindi utilizzi alternativi che entrino in competizione con il loro impiego a scopi energetici. In Germania e Olanda, dove il settore è molto sviluppato, esiste una borsa dei liquami ove lo scambio ha registrato quote che variano da 1,5 Euro/t entro 5 km di distanza dal digestore, fino a 5 Euro/t oltre i 5 km. Sulla base dei quantitativi di reflui disponibili a livello nazionale, si è stimato un potenziale energetico pari a circa 10-12 Mtep in termini di energia primaria.

LE COLTIVAZIONI DEDICATE

Devono competere con l'uso del territorio per scopi alimentari o industriali e quindi sono oggi limitate a poche migliaia di ettari di girasole soia e colza per biodiesel e a poche migliaia di ettari di pioppi a rapida crescita (Short Rotation Forest, SRF) nel Nord Italia.
L'analisi del territorio porta a stimare la possibilità di utilizzare circa 500.000-600.000 ha di terreno arabile per colture energetiche da destinare a biodiesel e bioetanolo di prima generazione, e circa 1.000.000 ha di territori marginali per colture energetiche a basso input colturale, adatte per produrre sia biomassa lignocellulosica, sia biocarburanti (in Addendum A2.2 sono riportate le rese per ha di alcune coltivazioni). La massima produzione vegetale sostenibile (lignocellulosiche, oleaginose, zuccherine, ecc.) è stimabile in circa 16.000.000 t/anno (tal quali), equivalenti a 5 Mtep/anno di energia primaria.

2.1.2) RACCOLTA E CONFERIMENTO DELLA BIOMASSA

Oggi l'organizzazione di cantieri di raccolta, condizionamento e trasporto delle biomasse agroforestali può contare su tecniche ampiamente sperimentate per ottimizzare, nei contesti più vari, l'efficienza e la sicurezza di macchine operatrici altamente sofisticate. Per il conseguimento degli odierni livelli di efficienza è stato determinante l'impegno congiunto di Istituti di ricerca (CNR-IVALSA, CRA-ISMA) e Associazioni Nazionali nel settore della meccanizzazione agroforestale (UNACOMA, ENAMA, UNIMA).
Nonostante ciò, per l'approvvigionamento degli impianti alimentati a biomasse, permangono delle difficoltà dovute alla forte dispersione sul territorio di tali risorse, particolarmente accentuate nel caso che si abbia a che fare con biomasse legnose o residui lignocellulosici. In Italia si registra infatti una scarsa capacità nell'organizzare consorzi o associazioni d'impresa tra produttori agricoli, imprese industriali e società di servizi per la raccolta e fornitura di tali materiali all'impianto di conversione energetica. Per una breve descrizione di come si articola la filiera di approvvigionamento nei suoi aspetti tecnici ed economici, si rimanda all'Addendum A2.3.
Di contro per alcuni settori, come ad esempio quello dei reflui e dei residui organici, il problema del reperimento si semplifica; non è infatti difficile approntare, in un corto raggio, una rete di convogliamento del refluo all'impianto di trasformazione, o predisporre la raccolta dei residui organici anche su un lungo raggio, cosa dovuta anche dall'esigenza del loro smaltimento.

2. Risorse/ Efficienze

Tenendo conto di questi aspetti riduttivi, che dovranno peraltro essere in parte superati nel percorso verso il 2020, la disponibilità effettiva di biomassa è stimabile intorno all'80% di quella potenziale (vista nel precedente punto 2.1.1), e quindi pari a 19 -24 Mtep/anno, in termini di energia primaria.

2.1.3) LA DISPONIBILITÀ FINALE DI BIOCOMBUSTIBILI "SOSTENIBILI" AL 2020

Tali quantitativi possono fornire alla bioenergia un ruolo d'importanza primaria per il rispetto del target nazionale, che al 2020 prevede il 17% di quota "rinnovabile" su un consumo finale lordo che ammonta oggi a circa 150 Mtep/anno. Se tale consumo dovesse rimanere costante, in virtù delle misure per il risparmio e l'efficienza energetica previste dalla Proposta di Direttiva EU 2008, la quota utile da FER dovrà coprire, al 2020, circa 26 Mtep/anno di consumi finali lordi nei settori elettrico, termico e dell'autotrazione. In considerazione della situazione attuale e delle proiezioni di sviluppo per le altre fonti rinnovabili, il contributo della bioenergia potrà essere di circa 16-18 Mtep/anno ottenibili da biomasse disponibili in ambito nazionale.

Se sulla base della disponibilità di materia prima si potrebbe arrivare a soddisfare la quota di bioenergia necessaria per il target al 2020, è comunque necessario rispettare i criteri di sostenibilità di produzione finale dei biocombustibili contenuti nella proposta di Direttiva sulle FER.

Sotto questo punto di vista il settore che presenta maggiori criticità è quello dei biocarburanti per autotrazione, da cui è atteso il contributo principale per la sostituzione del 10% dei carburanti fossili al 2020. Il Position Paper (Capitolo 1) prevede l'impiego di un quantitativo di biocarburanti pari a 4,2 Mtep, realizzabile solo attraverso l'importazione di materia prima nonché incentivi e importanti interventi a sostegno della ricerca (biocarburanti di seconda generazione). ITABIA ha infatti stimato che con i biocarburanti di prima generazione (se prodotti da colture nazionali) rispettando i nuovi criteri proposti dalla Direttiva, si potrebbe al massimo raggiungere una produzione di 2 Mtep, contro una domanda che nel 2020 sarà (realisticamente) superiore alle 5 Mtep, necessarie per raggiungere la quota di incorporazione del 10% di biocarburanti nei consumi di carburanti fossili.

Il settore dei biocombustili solidi, liquidi e gassosi, destinati a produzione di energia termica e/o elettrica, è meno critico in quanto non è assoggettato al rispetto degli stessi severi criteri di sostenibilità. Occorre comunque ottimizzare i sistemi di conferimento della biomassa e di efficienza della conversione energetica limitando il raggio del bacino di approvvigionamento (meno emissioni per il trasporto) e facendo ricorso a tecnologie ad alto rendimento (cogenerazione). Si fa presente che oggi una quota rilevante dell'energia primaria contenuta nelle biomasse lignocellolosiche destinate ad uso termico domestico viene dissipata per l'impiego di tecnologie obsolete e a basso rendimento (30%-35%). La loro sostituzione con apparecchiature ad alta efficienza (70%-80%) potrebbe rendere disponibili nel 2020 ulteriori risorse di bioenergia primaria stimabili in 2 Mtep. Tali risorse potrebbero essere indirizzate alla produzione di biocarburanti di seconda generazione, qualora questa tecnologia raggiungesse entro il 2020 una solida maturità tecnica, sostenibile ed economica.

Inoltre, soprattutto per gli impianti di grossa taglia, è importante poter fare affidamento su un biocombustibile di qualità. Appare quindi chiara l'importanza di definire degli standard per tali biocombustibili (vedi Capitolo 4), onde evitare incerte interpretazioni della normativa in vigore e per non creare "turbative amministrative" verso il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi posti dall'EU, e verso i "macroscopici" sviluppi previsti per la bioenergia.

Le stesse proiezioni danno già oggi un'idea chiara sul fatto che un ruolo predominante sarà assunto dai biocombustibili solidi e non solo per la produzione di energia termica (legna da ardere, cippato di legno e pellets) e di energia elettrica/cogenerazione (cippato di legno), ma anche per la produzione di biocarburanti di seconda generazione.

Definizioni, caratteristiche merceologiche e specifiche tecniche dei biocombustibili solidi sono maggiormente dettagliate in **Addendum A2.4**.

2.2) RISORSE TECNOLOGICHE ED EFFICIENZE D'USO

Oggi, a livello nazionale, è disponibile una vasta gamma di tecnologie mature tecnicamente ed economicamente, per la conversione energetica delle biomasse. Tra queste alcune consentono la produzione di energia termica ed elettrica isolatamente o in co- e trigenerazione, altre la produzione di vettori energetici intermedi destinati prevalentemente all'autotrazione. Per gli stessi usi finali, sono in fase di avanzata messa a punto tecnologie innovative. Qui di seguito viene fatto un breve cenno delle tecnologie di conversione in uso in Italia, rimandandone a testi specialistici la descrizione dettagliata. In ogni caso, anche per valutare l'efficienza d'uso, occorre sempre riferirsi alle filiere complete più che alle singole tecnologie. Le tipologie di biomasse e i relativi processi di conversione energetica sono schematizzati nella tabella che segue a pag. 44.

Questo quadro non esclude che, soprattutto in prospettiva, non sia conveniente per esempio produrre bioetanolo dalla degradazione batterica degli zuccheri contenuti in forma di cellulosa ed emicellulosa nella biomassa legnosa, oppure (come già av-

2. Risorse/ Efficienze

TIPOLOGIE DI BIOMASSE E LORO CONVERSIONE ENERGETICA

TIPI DI BIOMASSE	PROCESSO DI CONVERSIONE	PRODOTTO	UTILIZZO
Materiali legnosi e frazione secca dei rifiuti solidi urbani $H_2O \leq 35\%$ C/N>30	Combustione	calore	Utenze Termiche Utenze Elettriche
Liquami e frazione umida dei rifiuti solidi urbani $H_2O > 35\%$ $20 \leq C/N \leq 30$	Digestione anaerobica	biogas 60% metano	Utenze Termiche Utenze Elettriche
Materiali zuccherini amidacei e cellulosici rifiuti solidi urbani $15 \leq H_2O \leq 90\%$ C/N qualunque	Fermentazione degli zuccheri in alcool etilico	bioetanolo e derivati	Motori a benzina
Piante oleaginose $H_2O > 35\%$ C/N qualunque	Esterificazione degli oli	biolio	Motori diesel

viene) generare elettricità dalla combustione di oli vegetali, ecc..

L'attivazione di qualsiasi tipo di filiera per la produzione di energia da biomasse necessita di un approfondito studio del contesto territoriale ove si intende operare. Saranno gli aspetti di sistema a determinare le scelte idonee per una corretta articolazione ed integrazione dell'intero processo produttivo, che va dalla fase di approvvigionamento della biomassa (coltivazione e/o raccolta, trasporto, stoccaggio), della trasformazione (cippato, pellet, oli vegetali, biodiesel, bioetanolo, biogas, ecc.) fino alla conversione energetica (calore, elettricità, autotrazione, ecc.).

Un criterio distintivo delle filiere bioenergetiche è quello riferibile al loro grado di complessità. Vengono così definite le così dette "filiere aziendali" e "filiere industriali".

Le filiere aziendali sono quelle sviluppabili in ambito agro-forestale, a livello aziendale o di piccolo distretto. Allo stato attuale, per via di una maggiore facilità di realizzazione legata anche ad investimenti meno onerosi, le più affermate sono quelle incentrate sulla produzione a piccola media scala di energia elettrica, termica o di biocombustibili da parte dell'impresa agricola. Si verifica in tal modo un passo oltre le tradizionali produzioni agro-forestali, sviluppando l'azienda agroenergetica in grado di fornire il servizio calore, produrre in proprio energia elettrica, ecc.. Sulla scia del concreto interesse riscontrato, hanno raggiunto una notevole maturità di mercato le seguenti tecnologie:

- > piccole caldaie per riscaldamento domestico da biocombustibili solidi;
- > teleriscaldamento da biocombustibili solidi;
- > energia elettrica da biocombustibili solidi;
- > energia elettrica da biocombustibili liquidi e gassosi;
- > energia elettrica e cogenerazione da biocombustibili solidi;
- > energia elettrica e cogenerazione da biocombustibili liquidi e gassosi;
- > trigenerazione da biocombustibili solidi;
- > trigenerazione da biocombustibili liquidi e gassosi.

Le filiere industriali si basano invece sulla stretta relazione tra il settore agricolo/forestale e quello industriale e necessitano di un elevato livello organizzativo dal quale non può prescindere un forte coinvolgimento delle amministrazioni. Spesso accade che tali filiere, fortemente volute sia a livello politico sia dagli stakeholders del settore, stentino a decollare per l'assenza, fino ad oggi riscontrata, di una concreta programmazione energetica nazionale di ampio respiro. Per queste filiere difficilmente si possono immaginare scenari di crescita e sviluppo prescindendo da importanti e affidabili aiuti finanziari almeno nella fase di avvio. Un esempio emblematico della situazione attuale è quello riferibile al quantitativo di biodiesel esente da accisa il cui contingente varia di anno in anno in base alla legge finanziaria, bloccando di fatto l'impegno industriale verso la produzione di un biocarburante che tecnicamente è ampiamente maturo per il mercato. Ad oggi, nonostante le forti difficoltà menzionate, le filiere agro-industriali di maggior interesse in Italia sono quelle orientate alla:

- > produzione di energia elettrica da biocombustibili solidi e liquidi su scala industriale;
- > produzione di biodiesel;
- > produzione di bioetanolo.

In un prossimo futuro sarà possibile parlare di biocombustibili di seconda e terza generazione tra cui:

- > etanolo da lignocellulosiche;
- > idrogeno da biomasse;
- > BTL (Biomass to Liquid);
- > BTG (Biomass to Gas).

Una valutazione delle filiere dal punto di vista della loro efficienza d'uso porta alle considerazioni che seguono.

2. Risorse/ Efficienze

2.2.1) FILIERA TERMICA

È la più diffusa e nella maggioranza dei casi rientra tra le filiere "aziendali". Principalmente legata ai biocombustibili solidi (legna da ardere, residui di potatura, cippato di legno, pellet), vede anche un uso marginale dei biocombustibili gassosi (biogas) e dei biocombustibili liquidi (oli vegetali). Biogas e oli vegetali sono oggi infatti più vocati (per la loro "molteplicità" di opzioni energetiche) ad uno sviluppo nel settore della generazione combinata di energia (cogenerazione) e nel settore dell'energia meccanica (autotrazione). Si può semplificare il concetto dicendo che il "valore aggiunto" acquisito nei processi per convertire la biomassa d'origine in biogas o in olio vegetale li qualifica per impieghi più nobili, quali la produzione di energia elettrica e/o meccanica, suggerendo di non "bruciare" tale valore aggiunto per la sola produzione di calore. Per questo motivo non verranno qui trattate le filiere di produzione di energia termica da biogas e oli vegetali, anche se in alcuni casi specifici l'impiego termico è giustificato economicamente, come ad esempio per gli impianti a biogas annessi a caseifici.

Nonostante lo sviluppo di apparecchiature termiche a legna e pellets, è oggi di fondamentale importanza insistere sul tema della loro efficienza. La biomassa legnosa è una risorsa energetica che, non essendo illimitata, deve essere utilizzata al meglio; inoltre si è visto che il suo costo è in qualche modo legato anche al prezzo delle fonti fossili. Un suo utilizzo "economico" richiede pertanto applicazioni basate sulla massima efficienza di "filiera", dalle fasi di coltivazione, raccolta e trasporto della biomassa all'uso finale (rendimento degli impianti, gestione delle utenze).

Per quanto riguarda le efficienze d'uso, il settore termico (impianti domestici, industriali e di teleriscaldamento) è quello più eterogeneo non solo per la larga distribuzione degli impianti sul territorio nazionale, ma anche per il loro livello di evoluzione in termini di rese e affidabilità. Appare evidente che la categoria delle piccole utenze, pur essendo molto significativa da un punto di vista quantitativo, mostra mediamente rendimenti termici relativamente bassi (30-35%). Tali valori contrastano con l'elevato sviluppo tecnologico delle moderne caldaie a fiamma inversa, cippato e pellet che presentano rendimenti elevatissimi (fino al 90%).

Ciò nonostante, in Italia le apparecchiature a scarsa efficienza o addirittura obsolete (vecchie stufe, camini, cucine economiche, ecc.) risultano essere circa 6 milioni, con una potenza totale installata di circa 30.000 MW termici (Fonte: ITABIA, Progetto Europeo K4 RES -Heat).

L'installazione di moderne caldaie a biomassa dovrebbe essere fortemente promossa anche attraverso incentivi sulla rottamazione delle esistenti vecchie apparecchiature a legna, che rappresentano oggi la maggior parte del contributo di bioenergia primaria (circa 4 Mtep) sul totale consumo di energia primaria in Italia (circa 200 Mtep).

Gli impianti di teleriscaldamento a biomasse, invece, sono pressoché tutti caratterizzati da sistemi altamente tecnologici e innovativi tali da consentire elevate rese energetiche e consistenti risparmi economici sia per il costo della materia prima utilizzata sia per la gestione e manutenzione dell'impianto.

Al momento per gli impianti di teleriscaldamento si registra una forte concentrazione nelle regioni del Nord, ma da qualche anno a questa parte l'interesse si sta estendendo, lungo la dorsale appenninica, verso il Mezzogiorno d'Italia.

Per quello che riguarda l'efficienza delle specifiche tecnologie della filiera termica, si possono fare le considerazioni che seguono.

RISCALDAMENTO

Caldaie a biomassa ad alimentazione manuale per riscaldamento domestico (fino a 100 kW).

Per le piccole caldaie a biomassa è possibile oggi l'installazione di apparecchiature garantite dal costruttore per un valore di efficienza (rendimento termico) nominale fino al 90%.

Il rendimento energetico effettivo (medio annuo) dipende invece da numerosi fattori, legati al corretto dimensionamento della caldaia e alle condizioni in cui viene realmente esercìta.

Il rendimento energetico effettivo si discosta da quello nominale se la caldaia funziona per lunghi periodi ad una potenza sensibilmente inferiore a quella nominale o se viene alimentata da combustibile disomogeneo e/o con un'umidità relativa superiore al 50%. È opportuno verificare che il rendimento effettivo (medio annuo) non sia inferiore al 60-70%.

Caldaie a biomassa ad alimentazione automatica per riscaldamento domestico/teleriscaldamento/usi produttivi (fino a svariati MW).

Per impianti ad alimentazione automatica è possibile oggi installare caldaie garantite dal costruttore per un valore di rendimento nominale non inferiore all' 85%-90%.

Le caldaie di potenza maggiore di 100 kWt sono in genere alimentate automaticamente da cippato di legno. Per caldaie di questa fascia di potenza il rendimento effettivo (medio annuo) non dovrebbe essere inferiore al 80%-85%.

Nel caso di teleriscaldamento, in considerazione delle naturali perdite termiche dalla rete di distribuzione del calore, si deve verificare che il rendimento effettivo complessivo (caldaia+rete) non sia inferiore al 75%-80%.

RISCALDAMENTO E RAFFRESCAMENTO

Caldaie a biomassa ad alimentazione manuale o automatica e macchina ad

2. Risorse/ Efficienze

assorbimento per riscaldamento/raffrescamento domestico (da 35 kW fino a svariati MW).
Un impianto di produzione di energia termica e frigorifera da biocombustibili solidi si compone di due principali componenti:

> Caldaia per la produzione di acqua calda.
> Macchina frigorifera ad assorbimento a bromuro di litio.

La stessa caldaia a biomassa progettata per il riscaldamento invernale sarà accesa d'estate per alimentare la macchina frigorifera ad assorbimento.

Il motivo per cui si citano macchine a bromuro di litio (e non ad ammoniaca) risiede nel fatto che il ciclo di processo non richiede temperature elevate (caldaie a vapore o a olio diatermico) ma può essere alimentato da normali caldaie ad acqua calda.
La temperatura dell'acqua calda richiesta dal ciclo ad assorbimento è infatti compresa tra 75°C e 95°C.
L'acqua refrigerata prodotta esce dall'evaporatore a 7°C, temperatura particolarmente idonea quindi ai processi di condizionamento dell'aria.
Il range dimensionale delle macchine frigorifere ad assorbimento a bromuro di litio disponibili sul mercato parte da una taglia minima di 20 kW frigoriferi ed arriva intorno ai 200 kW (per taglie superiori si installano normalmente più macchine in parallelo alimentate da una unica caldaia a biomassa).
Il loro corretto funzionamento richiede l'accoppiamento con una caldaia a biomassa di potenza termica 1,6 volte maggiore. L'efficienza effettiva globale del sistema riscaldamento/raffrescamento dipende dalle ore di funzionamento estivo in rapporto a quello invernale: a parità di ore di funzionamento l'efficienza effettiva globale annua è circa il 15% in meno di quella della sola caldaia, a causa della dissipazione termica alla torre di raffreddamento della macchina frigorifera.

Il rapporto tra la potenza frigorifera erogata dalla macchina e quella termica fornitale quantifica le sue prestazioni: tale valore di efficienza, denominato COP (Coefficient of Performance) è normalmente pari a 0,7 ed indica che per produrre 1 kWh frigorifero saranno necessari 1,43 kWh termici.

2.2.2) FILIERA DELL'ENERGIA ELETTRICA, COGENERAZIONE E TRIGENERAZIONE

Mentre le filiere termiche sono praticamente tutte di carattere "aziendale", quelle elettriche o di cogenenerazione mantengono le loro caratteristiche di filiera "aziendale" solo per i piccoli impianti (potenza elettrica <1 MW); impianti di maggiore potenza rientrano nelle filiere industriali. Anche per la produzione di energia elettrica è di fondamentale importanza insistere sul tema dell'efficienza dei processi di conversione e della relativa "filiera". Nell'ottica di un utilizzo ottimale della biomassa, per ragioni di carattere ambientale ed economico, è preferibile la produzione congiunta di elettricità e calore, anche in relazione agli elevati costi iniziali di investimento.

Per quanto riguarda la filiera elettrica, i grandi impianti (>3 MWe), nati quasi tutti in seguito al provvedimento CIP 6/92, privilegiavano la produzione elettrica, presentando un rendimento finale di conversione dell'energia primaria non superiore al 20-25%, utilizzando tecnologie basate sul ciclo Rankine (vapore acqueo). Il consumo di biomassa (umidità relativa 35-45%) specifico medio di questi impianti può essere assunto intorno a 1,3-1,5 t/MWhe prodotto.
Con il graduale esaurimento del CIP6 e con l'avvento dei Certificati Verdi è diminuita la "corsa" verso l'esclusiva produzione elettrica, ed una maggiore sensibilizzazione verso la cogenerazione sta prendendo piede, anche per migliorare il risultato economico delle iniziative.

Il ricorso alla cogenerazione dovrebbe comunque essere perseguito con decisione, per aumentare la quota di energia finale utile (elettrica + termica) e quindi il rendimento globale della conversione: ciò per rispettare il principio che la biomassa non è una risorsa infinita e che pertanto va utilizzata con la migliore efficienza possibile.
Per quello che riguarda l'analisi delle specifiche risorse tecnologiche della filiera elettrica/cogenerativa, relativamente ai diversi processi di conversione, si possono fare le seguenti considerazioni.

ENERGIA ELETTRICA

Si considerano le filiere per la produzione di energia elettrica da: biocombustibili solidi, liquidi e gassosi.

Generazione elettrica da biocombustibili solidi

La produzione di energia elettrica da biocombustibili solidi si basa su due tecnologie ormai consolidate:

> Caldaia per la produzione di vapore.
> Turbina abbinata ad alternatore.

La produzione di vapore avviene attraverso due principali processi di conversione, a seconda della dimensione degli impianti.
»Piccoli impianti (< 1 MWe): caldaia a olio diatermico con ciclo ORC (Organic Rankine Cycle).
Per impianti di produzione di energia elettrica di piccole/medie dimensioni, la tecnologia oggi più referenziata è quella proposta dalla Turboden (società italiana), che abbina una caldaia ad olio diatermico ad un turbogeneratore a fluido organico.
Sul mercato sono disponibili gamme di potenza tra 200 kWe e 2.000 kWe.
Nel processo ORC il turbogeneratore sfrutta l'olio diatermico caldo per preriscaldare e vaporizzare un opportuno fluido organico che muove la turbina, la quale è accoppiata all'alternatore elettrico.
L'efficienza elettrica di queste unità

2. Risorse/ Efficienze

varia dal 15% al 18%, secondo le dimensioni. In mancanza dell'assetto cogenerativo, la loro realizzazione è giustificata economicamente e termodinamicamente solo in aree decentrate, dotate di una ampia disponibilità di biomasse e comunque in prossimità della rete elettrica nazionale. Per un ritorno economico di questi impianti, visto l'elevato costo d'investimento attuale, è fondamentale poter fare affidamento sugli incentivi pubblici per kWhe prodotto (CV o tariffa omnicomprensiva).
Esistono anche altre risorse tecnologiche, ma ancora in fase di sviluppo, per piccolissimi impianti di produzione elettrica (< 200 kWe): si basano essenzialmente sui motori Stirling e sulla gassificazione dei biocombustibili solidi con la combustione del gas in microturbine.
»Medi e grandi impianti (> 1 MWe): Caldaia a ciclo vapore acqueo.
Le risorse tecnologiche relative agli impianti termoelettrici medi e grandi sono ormai consolidate da lunga esperienza. Questo processo, infatti, è stato ed è impiegato in tutte le grandi Centrali (da 1 MWe fino a 40 MWe), dove quasi mai è prevista la contemporanea applicazione della cogenerazione, anche per la mancanza di utenze termiche tali da impiegare e valorizzare le notevoli quantità di calore che residuano dal processo di produzione elettrica.
L'efficienza elettrica del ciclo è molto più elevata rispetto a quella degli impianti a ORC ed inoltre le maggiori dimensioni permettono notevoli economie di scala sui costi unitari di investimento.
La redditività economica dipende comunque strettamente dal costo del biocombustibile (non sempre è possibile l'approvvigionamento da fonti locali) e dagli incentivi nazionali.
La tecnologia di combustione oggi maggiormente impiegata nei generatori di vapore acqueo (caldaie) è la griglia mobile, che rispetto alle caldaie a letto fluido presenta una più alta affidabilità d'esercizio contro una minore efficienza di combustione e controllo delle emissioni (NOx, CO, ecc.).
Questi impianti, per gli elevati costi d'investimento e i grandi quantitativi di biomassa necessaria (operano a ciclo continuo tutto l'anno), richiedono il massimo rendimento elettrico netto. Tenendo conto che il combustibile non è mai completamente omogeneo, devono essere scelte soluzioni di processo equilibrate (es. vapore a 450° C e 50 bar), che consentano l'esercizio dell'impianto anche per 8.000 ore/anno ad un rendimento elettrico del 25%, permettendo l'impiego di biomasse più critiche rispetto al cippato (es. sanse di oliva, farine di vinaccioli, lolla di riso, ecc.) senza rischi per il funzionamento. Scelte di parametri di processo più spinti (es. vapore a 520° C e 90 bar) comportano rendimenti più elevati (fino al 30%) ma anche maggiori rischi di fermate per interventi di manutenzione dovuti a corrosioni e sporcamenti eccessivi.

Generazione elettrica da biocombustibili liquidi e gassosi

Un impianto di produzione di energia elettrica a biocombustibili liquidi (oli vegetali) o gassosi (biogas) si compone di:

> Motore a combustione interna.
> Alternatore.

Le taglie disponibili sul mercato vanno da 50 kWe a circa 20 MWe. Le potenze elettriche minori solitamente lavorano ad alta velocità (1.500 giri/min) mentre con potenze superiori si passa a medie-basse velocità. I fumi sono caratterizzati da elevati contenuti di NOx e CO che nel caso di motori di taglia <1 MWt (350 kWe) non sono ritenute significative dalla normativa vigente, ma nel caso di taglie superiori necessitano di adeguati impianti di trattamento per rientrare nei limiti imposti (DLgs. 152/2006).
La filiera, nel caso di piccoli e medi impianti, è di grande interesse e i suoi elementi principali sono:

- le attività produttive sia di campo che di centro aziendale;
- la vicinanza della rete elettrica e/o la presenza di utenze dal fabbisogno significativo per sviluppare l'autosufficienza energetica e razionalizzarne approvvigionamento e gestione;
- la disponibilità di terreno destinato o destinabile nel breve termine alla produzione di colture dedicate.

Ciò che interessa è l'ottenimento di energia elettrica da biocombustibili autoprodotti, per sviluppare forme di reddito integrative in quei periodi (stagioni fredde) in cui l'attività di campo è ridotta.
Dal punto di vista dell'efficienza, queste filiere presentano un rendimento elettrico nettamente più elevato rispetto alle filiere da biocombustibili solidi.
Per le varie fasce dimensionali può essere infatti così delineato:

Da **50 kWe** a **350 kWe**	32%
Da **350 kWe** a **1 MWe**	36%
Da **1 Mwe** a **10 MWe**	40%
>10 MWe	45%

Dal punto di vista economico, oltre al più alto rendimento elettrico, la convenienza risiede nel costo di investimento unitario di impianto (per kWe di potenza installata) decisamente più basso, anche se nel caso degli oli vegetali il costo del biocombustibile per l'alimentazione del motore è circa tre volte più alto (in termini di contenuto energetico primario) del costo dei biocombustibili solidi (cippato di legno).

COGENERAZIONE

La delibera AEEG 42/02 e il Dlgs 20/2007, hanno fissato i parametri per la definizione di impianto "cogenerativo" da combustibili fossili.
Questi sono:
> Il Limite Termico (LT), dato dal rapporto dell'energia termica utile prodotta rispetto alla somma di produzione utile elettrica e termica. Questo indica la quota di energia termica utile prodotta

2. Risorse/ Efficienze

ESEMPIO 1: IMPIANTO CON TURBOGENERATORE A CICLO ORC DA 5 MWT ENERGIA PRIMARIA (20% RENDIMENTO ELETTRICO)

CARATTERISTICHE:

1 MWe potenza disponibile per immissione in Rete.
3 MWt potenza disponibile per utenze termiche.
1 MW (perdite e consumi).
Produzione elettrica in Rete con funzionamento annuo di 7.500 ore : 7.500 MWhe.
Produzione termica potenziale con funzionamento annuo di 7.500 ore: 22.500 MWht.
Ipotesi di produzione annua effettiva di energia termica utile per 1.100 ore: 3.300 MWht
LT = 3.300/(7.500 + 3.300)=30,5% IRE = 10%
Si può dunque vedere che già uno sfruttamento termico limitato a 1.100 ore/anno
porta ad un valore di LT > 30%.
Sfruttando invece tutta l'energia termica potenziale si arriverebbe ad un LT pari al 70%, e ad un IRE pari al 43%, che rappresentano i valori massimi dei due parametri ottenibili con ciclo ORC.

sul totale utile (elettrica + termica).
> L'Indice di Risparmio Energetico (IRE), dato dal rapporto tra l'energia primaria totale consumata e la somma delle specifiche energie primarie relative alla produzione utile elettrica e termica. L'IRE indica la percentuale di risparmio energetico che si ha cogenerando, con un unico processo, le stesse quantità di energia elettrica e termica altrimenti prodotte con due processi separati.

Tali normative prevedono che un nuovo impianto di produzione termoelettrica potrà godere dei vantaggi riservati alla cogenerazione se:
> LT > 30%
> IRE > 10%
Per gli impianti di cogenerazione a biomassa non ci sono ancora prescrizioni simili, ma sarebbe ragionevole legare a tali parametri la normativa sui futuri incentivi per la bioenergia.
È comunque importante notare che i parametri LT e IRE non riguardano l'efficienza energetica globale dei processi di conversione, ma valgono per l'ammissibilità di un determinato impianto ad accedere agli incentivi economici connessi alla cogenerazione.

Cogenerazione da biocombustibili solidi

Un impianto di produzione di energia elettrica e termica da biocombustibili solidi si articola in tre componenti principali:
> Caldaia per la produzione di vapore.
> Turbina abbinata ad alternatore.
> Circuito termico per il recupero del calore di condensazione alla turbina.
L'impianto si compone dunque degli stessi elementi necessari per la sola produzione di energia elettrica, con l'aggiunta del circuito di recupero termico del calore che costituisce, in pratica, una seconda caldaia.
Di seguito analizziamo i valori di LT ed IRE per un impianto di cogenerazione, ponendo che la sezione di produzione elettrica funzioni a ciclo continuo per tutto l'anno (vedi esempio 1).
L'efficienza globale della cogenerazione a ciclo ORC è dunque strettamente dipendente dal numero di ore annue di utilizzo dell'energia termica utile, e può variare da un minimo del 30% ad un massimo del 70%.

Cogenerazione da biocombustibili liquidi e gassosi

Un impianto di produzione di energia elettrica a biocombustibili liquidi (oli vegetali) e/o gassosi (biogas) si compone principalmente di:
> Motore a combustione interna.
> Alternatore.
> Circuito termico per il recupero del calore dai gas di scarico e dall'acqua di raffreddamento.

ESEMPIO: IMPIANTO CON GENERATORE CICLO DIESEL DA 5 MWT ENERGIA PRIMARIA (40% RENDIMENTO ELETTRICO)

CARATTERISTICHE:

2 MWe potenza disponibile per immissione in Rete.
2,5 MWt potenza disponibile per utenze termiche.
0,5 MW (perdite e autoconsumi).
Produzione energia elettrica in Rete con funzionamento annuo di 7.500 ore: 15.000 MWhe.
Produzione termica potenziale con funzionamento annuo di 7.500 ore: 18.750 MWht.
Ipotesi di produzione annua utile energia termica utile per 1.100 ore: 2.750 MWht
LT= 2.750 / (15.000 + 2.750) = 15,5% IRE= 8%
Si può vedere che, con lo stesso assetto cogenerativo (potenza installata e ore annue di produzione di energia termica utile), si ottiene un valore di LT = 15,5 contro il 30% della cogenerazione a biocombustibili solidi, e ad un valore di IRE del 8% contro il 10% dei biocombustibili solidi. Sfruttando invece tutta l'energia termica potenziale si arriverebbe ad un LT pari al 55 %, e ad un IRE pari al 40%, che rappresentano i valori massimi di tali parametri ottenibili con ciclo Diesel.

2. Risorse/ Efficienze

Per le componenti dell'impianto e il periodo di produzione energetica vale quanto detto nel caso precedente.
L'efficienza globale della cogenerazione con ciclo Diesel è anch'essa strettamente dipendente dal numero di ore annue di utilizzo dell'energia termica utile, e può variare da un minimo del 50% ad un massimo dell'85% (vedi Esempio 2).

I valori più bassi di LT ed IRE che si riscontrano con il ciclo Diesel sono semplicemente dovuti al più alto rendimento elettrico ed a una conseguente minore quota di energia termica utile residua.

TRIGENERAZIONE

Ancora non molto diffuse, ma certo di ormai consolidata tecnologia, risultano essere le filiere per la produzione congiunta di elettricità, calore e fresco da biocombustibili solidi, liquidi e gassosi.
La realizzazione di una centrale trigenerativa si profila come soluzione ottimale per soddisfare una forte domanda di energia termica sia nel periodo invernale (calore), sia in quello estivo (raffrescamento). In una tale situazione il Limite Termico (LT), l'Indice di Risparmio Energetico (IRE) e l'efficienza globale del sistema migliorano nettamente rispetto al caso di sola cogenerazione.
Sia i valori di efficienza globale sia il risultato economico dell'iniziativa saranno tanto migliori (rispetto alla sola cogenerazione) quanto più alto sarà il numero di ore di funzionamento estivo della macchina ad assorbimento.
In generale il limite alle dimensioni di impianto si pone intorno ai 5 MW di potenza primaria, poiché fino a questa potenza è relativamente facile trovare utenti per l'energia termica/frigorifera ottenuta a valle della produzione elettrica, che in ogni caso viene immessa nella rete nazionale.
Dal punto di vista ambientale, l'uso del calore/freddo prodotto è molto importante, perché permette di sfruttare al meglio il contenuto energetico della biomassa impiegata a parità delle emissioni di CO_2.

Trigenerazione da biocombustibili solidi

Un impianto di questo tipo è composto da:

- Caldaia per la produzione di vapore.
- Turbina abbinata ad alternatore.
- Circuito termico per il recupero del calore di condensazione alla turbina.
- Macchina ad assorbimento.

Gli elementi principali sono quelli di un impianto di cogenerazione, con l'unica aggiunta di una macchina frigorifera ad assorbimento. Per la tecnologia dell'assorbimento valgono le stesse considerazioni svolte nel paragrafo relativo a "Riscaldamento e raffrescamento" (pf. 2.2.1.), sia per il range dimensionale delle macchine disponibili sul mercato (da una taglia minima di 20 kW a taglie intorno ai 200 kW), sia per il loro corretto funzionamento, che richiede l'accoppiamento ad un cogeneratore (turbina abbinata ad alternatore) con potenza termica disponibile almeno 1,6 volte maggiore di quella frigorifera nominale della macchina ad assorbimento.
Anche in questo caso l'efficienza effettiva globale del sistema riscaldamento/raffrescamento dipende dalle ore di funzionamento estivo in rapporto a quello invernale: a parità di ore di funzionamento l'efficienza effettiva globale annua è circa il 15% in meno di quella termica (solo calore) cogenerata, a causa della dissipazione termica alla torre di raffreddamento nei periodi estivi.

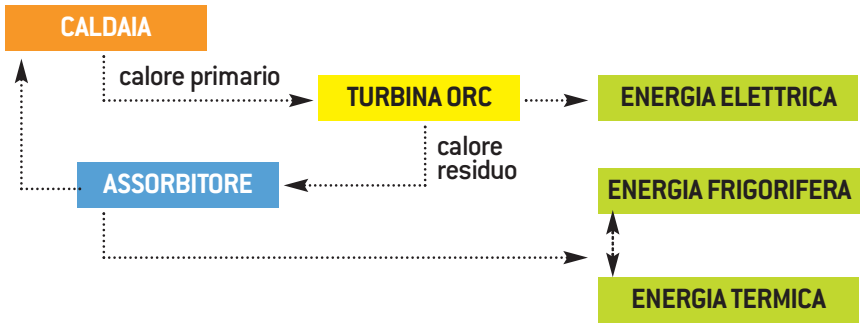
Trigenerazione da biocombustibili liquidi e gassosi

I componenti principali che caratterizzano questo tipo di impianto sono:

- Motore a combustione interna.
- Alternatore.
- Circuito termico per il recupero del calore dai gas di scarico e dall'acqua di raffreddamento.
- Macchina ad assorbimento.

Si compone degli stessi principali elementi di un impianto di cogenerazione a biocombustibili liquidi e gassosi con l'unica aggiunta di una macchina frigorifera ad assorbimento. Valgono le stesse considerazioni svolte nel paragrafo precedente, per le macchine disponibili sul mercato, e per il loro funzionamento, che richiede l'accoppiamento ad un motore di potenza termica almeno 1,6 volte maggiore di quella frigorifera della macchina ad assorbimento.
Anche in questo caso l'efficienza effettiva globale del sistema riscaldamento/raffreddamento dipende dalle ore di funzionamento estivo in rapporto a quello invernale e di nuovo vale quanto sopra detto per la trigenerazione da biocombustibili solidi.

SCHEMA DI IMPIANTO DI TRIGENERAZIONE DA BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI



2. Risorse/ Efficienze

2.2.3) FILIERA DEI BIOCARBURANTI

I principali biocombustibili utilizzabili anche nel settore dell'autotrasporto, così come indicato dalla Direttiva 2003/30/CE sono:

- Bioetanolo e bio-ETBE
- Biometanolo e bio-MTBE
- Biodiesel
- Biogas
- Bioidrogeno

Da studi e valutazioni effettuate è emerso che, tra questi, i biocombustibili la cui tecnologia di produzione può essere considerata sufficientemente matura per una diffusione su scala industriale e di mercato nel breve-medio periodo siano essenzialmente il bioetanolo da destinare alla produzione di ETBE, il biodiesel e il biogas.

IL BIOETANOLO

L'etanolo può essere prodotto per via chimica con sintesi a partire da fonte fossile o per via fermentativa a partire da biomasse. Questa seconda via porta alla produzione del cosiddetto bioetanolo. Le materie prime per la produzione di etanolo possono essere racchiuse nelle seguenti classi:

- Residui di coltivazioni agricole.
- Residui di coltivazioni forestali.
- Eccedenze agricole temporanee ed occasionali.
- Residui di lavorazione delle industrie agrarie e agro-alimentari.
- Coltivazioni ad hoc.
- Rifiuti urbani.

Secondo la loro natura, le materie prime possono essere classificate in tre tipologie distinte:

- Materiali zuccherini: sostanze ricche di saccarosio come la canna da zucchero, la bietola, il sorgo zuccherino, taluni frutti, ecc.
- Materiali amidacei: sostanze ricche di amido come il grano, il mais, l'orzo, il sorgo da granella, la patata.
- Materiali lignocellulosici: sostanze ricche di cellulosa come la paglia, lo stocco del mais, gli scarti legnosi, ecc.

Per quanto riguarda le coltivazioni ad hoc, quelle più sperimentate e diffuse nel mondo sono la canna da zucchero (si veda l'esperienza brasiliana), il mais e il grano.

Le materie prime attualmente utilizzate in Italia per la produzione del bioetanolo (non destinato al mercato energetico, se non in via eccezionale) sono le vinacce, il vino eccedentario, frutta e verdure ritirate dal mercato.
Per ciò che concerne le colture dedicate, in assenza di un vero e proprio mercato, sono state sperimentate, anche su ampia scala, altre colture, quali la bietola, il sorgo zuccherino, il topinambur con risultati notevolmente interessanti.

Molte aspettative in termini di rendimenti economici ed energetici sono riposti nella produzione di bioetanolo di seconda generazione attraverso l'impiego di materiali lignocellulosici che consentirebbe di abbassare al 20 ÷ 30% l'aliquota del costo della materia prima sul costo totale del processo, rispetto al 60-70% che si ha nel caso degli altri materiali di partenza. Inoltre la possibilità d'impiego di residui agricoli, forestali e agroindustriali, unita anche alle alte rese produttive delle colture ad hoc lignocellulosiche consentirebbe di contenere notevolmente l'uso di superfici agricole evitando il rischio di competizioni tra *food* ed *energy crops*.

Tuttavia, l'impiego di queste materie prime è ancora relativamente poco diffuso per la complessità e i costi delle tecnologie necessarie. Infatti il processo che porta alla produzione di bioetanolo è più complesso di quello che parte da materiali zuccherini. Le sostanze che contengono lignina, cellulosa ed emicellulosa per arrivare alla fermentazione devono subire un pretrattamento che ammorbidisce la biomassa. Questo può avvenire con tre diversi tipi di processo: chimico (idrolisi basica o acida), fisico (steam explosion) o microbiologico. In seguito avviene la detossificazione che consiste nell'allontanamento di emicellusa, acidi organici e composti fenolici prodotti nella fase precedente. Infine l'idrolisi con cui si scompone la struttura complessa lignocellulosica in monosaccaridi, che forniscono un buon substrato per la fermentazione alcolica, a cui segue per distillazione l'ottenimento del bioetanolo.

L'efficienza e la convenienza economica del processo descritto va perfezionata e a tal fine l'interesse del settore industriale è molto elevato. Sono infatti decine le grandi compagnie (soprattutto USA) impegnate in progetti sperimentali. Secondo stime della Commissione Europea al 2020 circa il 30% dei biocarburanti prodotti sarà di seconda generazione.

IL BIODIESEL

Il biodiesel è un estere metilico di acidi grassi di oli vegetali e/o animali, prodotto attraverso una reazione di transesterificazione, un processo nel quale un olio vegetale è fatto reagire in eccesso di alcool metilico, in presenza di un catalizzatore alcalino.
Il prodotto finale è costituito da una miscela di alcuni (6-7) metil esteri che non contiene zolfo e composti aromatici; contiene invece ossigeno in quantità elevata (non meno del 10%) e può essere utilizzato come combustibile per autotrazione e riscaldamento, sia miscelato con gasolio che tal quale.

L'uso del biodiesel in miscela nel gasolio per motori diesel, in percentuali comprese tra il 2 ed il 30% in volume, non richiede alcuna modifica dei motori.
L'uso del biodiesel puro come combustibile per autotrazione può richiedere qualche modifica del motore, a causa del minore potere calorifico.
Il sottoprodotto che si ottiene dalla reazione di produzione è il glicerolo (comunemente conosciuto come glicerina), che, dopo essere stato raffi-

2. Risorse/ Efficienze

nato, viene venduto alle industrie farmaceutiche e cosmetiche.
Le materie prime per la produzione del biodiesel possono essere distinte in due classi principali:
a) oli provenienti da colture diffuse o da diffondere con elevato tenore di acido oleico e/o acido erucico (ad es. olio di soia, di colza, di girasole, di palma, di noce di cocco e di ricino);
b) oli vegetali esausti e/o altre materie grasse di scarto o di recupero.
Attualmente, la classe b) di materie prime non è utilizzata su scala industriale, ma esistono solo applicazioni a carattere sperimentale o dimostrativo.
Su scala mondiale, la materia prima principale impiegata per la produzione di biodiesel è l'olio di colza.
Più ragioni determinano tale prevalenza dell'olio di colza come materia prima: innanzitutto la limitata disponibilità e l'elevato prezzo delle materie prime alternative alla colza; in secondo luogo lo scetticismo dei produttori di motori diesel rispetto all'impiego di biodiesel prodotto a partire da oli vegetali ad elevato contenuto di iodio e da oli esausti e grassi.

Questa situazione è stata di fatto "ratificata" dagli standard definiti dal Comitato Europeo per la Normazione. Per poter rispettare tali standard, i produttori di biodiesel devono utilizzare come materia prima olio di colza o una miscela di oli contenente almeno il 50 - 60% in peso di olio di colza. Il bilancio di massa semplificato dell'intero processo è il seguente: da 1.000 kg di olio raffinato e 100 kg metanolo si ottengono 1.000 kg biodiesel e 100 kg glicerina.
Poiché si tende ad ottenere un elevato tasso di conversione in estere metilico (se possibile superiore al 97%), occorre eliminare fosfolipidi e mucillagini e mantenere il tasso di acidità dell'olio il più basso possibile.

Per il biodiesel, come per il bioetenolo, l'efficienza produttiva della filiera punta molto su tecnologie innovative, anche per limitare l'estensione delle superfici agricole da dedicare a colture energetiche. È stato calcolato che a livello europeo per arrivare a produrre il quantitativo di biodiesel necessario a sostituire il 10% del gasolio utilizzato per autotrazione occorrerebbero 24 milioni di ettari coltivati a colza, oppure 18 milioni di ettari a girasole, che scenderebbero a 4 milioni di ettari di Arundo donax (canna comune) per biocarburanti ottenibili con innovativi processi di produzione "biomass to liquid". Altro settore di ricerca molto promettente è quello che punta sull'impiego delle alghe. Secondo la sperimentazione in corso sarebbe possibile ottenere rese in olio pari a circa il 50% della biomassa di partenza e questa, rispetto alle colture tradizionali di oleaginose, potrebbe avere un potenziale annuo produttivo superiore dalle 10 alle 20 volte per ettaro di coltura acquatica.

IL BIOGAS

Negli ultimi dieci anni la digestione anaerobica si è diffusa in molti Paesi europei, tra i quali l'Italia, allo scopo di recuperare energia rinnovabile sottoforma di biogas.
Le principali materie prime impiegabili nel processo di produzione del biogas sono:

- Reflui zootecnici.
- Residui agricoli.
- Scarti dell'agroindustria.
- Colture dedicate.
- Frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU).
- Fanghi di depurazione civile.

In ambito agricolo la digestione anaerobica ha una valenza particolare per il trattamento dei liquami zootecnici, riducendo le emissioni maleodoranti, stabilizzando la carica di azoto delle biomasse prima del loro utilizzo agronomico. Ora le prospettive per il mondo agricolo si sono notevolmente ampliate, poiché nella produzione di biogas possono entrare convenientemente in gioco anche biomasse vegetali appositamente coltivate allo scopo.

Il biogas recuperato ha un potere calorifico inferiore normalmente compreso tra 4.000 e 6.000 kcal/Nm^3 e può avere vari impieghi:

- Produzione di energia elettrica e/o termica, sia per autoconsumi sia per distribuzione, tipicamente in gruppi elettrogeni cogenerativi.
- Uso in motori a gas per autotrazione, previa opportuna purificazione.
- Produzione di gas di sintesi e/o di idrogeno, attraverso processi catalizzati analoghi a quelli utilizzati per il metano (ossidazione parziale catalitica).

In Italia la prima categoria di tipologie d'uso trova applicazioni su larga scala, mentre le altre due sono a livello di sperimentazione o di dimostrazione.
In diversi paesi europei è già molto sviluppato l'impiego del biogas, dopo purificazione a metano al 95-98% (biometano), nel settore dell'autotrasporto per alimentare gli stessi veicoli che utilizzano il gas naturale o metano di origine fossile. Da un punto di vista energetico il biometano è un valido combustibile che brucia in modo efficiente nei motori riducendo le emissioni dirette di CO_2 del 20% rispetto alla benzina e del 5% rispetto al gasolio.
Tuttavia il vero vantaggio ambientale sulle emissioni di gas ad effetto serra va considerato sull'intero ciclo di vita del biometano. In primo luogo si tratta infatti di un combustibile rinnovabile, poi le emissioni di CO_2 del ciclo di vita sono molto ridotte, inoltre, derivando da materia organica, elimina la dispersione di metano dovuto alla naturale decomposizione. Questi effetti combinati producono una riduzione dei composti CO_2 equivalenti superiore al 100%. A seconda del substrato di base utilizzato per la produzione del biometano la riduzione di emissioni di CO_2 equivalente varia dal 75 al 200%. Il biometano ha un comportamento buono in termini di emissioni nel ri-

2. Risorse/ Efficienze

spetto degli standard per la qualità dell'aria. Dalla sua combustione è basso il livello di particolato e con specifici dispositivi per il trattamento dei fumi è accettabile anche il livello degli NO_x. I veicoli a biometano generalmente rispettano i limiti in materia di emissioni previsti dalle norme più severe vigenti in Europa (Euro V e EEV per veicoli Bi-Fuel, Euro IV per veicoli dual-fuel). Gli ultimi sviluppi della tecnologia fanno prevedere un ulteriore miglioramento nelle performances ambientali.

In merito agli aspetti economici del biometano i dati più attendibili fanno riferimento al mercato svedese dove l'utilizzo nel trasporto è molto sviluppato e i costi variano tra 0,65 e 0,75 €/l tasse escluse. In termini di costo per unità di energia si tratta di un costo di produzione di 0,47-0,57€/litro di gasolio equivalente rispetto ad un costo di gasolio fossile di 0,75€/litro (tasse escluse). In molti Paesi la tassazione sul biometano è ridotta rispetto ai carburanti tradizionali e quindi c'è un buon vantaggio economico nel suo utilizzo. Tuttavia, il costo dei veicoli a biometano è attualmente maggiore rispetto a quelli convenzionali anche se ci si aspetta un calo dei prezzi legato all'espansione del mercato.

EFFICIENZE DI CONVERSIONE D'USO DELLA BIOMASSA

Utenze termiche individuali	70-85 %
Teleriscaldamento	75-90%
Riscaldamento e raffrescamento	55-70%
Bioelettricità da biocombustibili solidi	15-30%
Bioelettricità da biocombustibili liquidi e gassosi	32-45%
Co-generazione da biocombustibili solidi	30-70%
Co-generazione biocombustibili liquidi e gassosi	50-85%
Tri-generazione da biocombustibili solidi	15-55%
Tri-generazione biocombustibili liquidi e gassosi	35-70%

2.2.4) CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE SULLA SCELTA DELLE FILIERE

In sintesi, con le tecnologie oggi disponibili, le efficienze di conversione energetica della biomassa sono schematicamente rappresentate come in tabella.

Stabilire a priori quale sia la filiera più indicata per un particolare tipo di conversione energetica è nella maggior parte dei casi uno sforzo teorico inutile. Diventa invece molto più semplice stabilire un orientamento quando sono chiari i contesti aziendali, comprensoriali e geografici in cui si intende operare. Tali aspetti sono dati principalmente dalle seguenti variabili:

- > disponibilità di biomasse e quindi produzione agricola o forestale (influenzata da orografia, clima, suolo, disponibilità di acqua, dimensione media degli appezzamenti, ecc.);
- > costi di raccolta, trasporto e stoccaggio (influenzati dalle dimensioni delle aziende, dal grado di meccanizzazione, dal livello di ricorso a contoterzismo, dalle infrastrutture esistenti, ecc.);
- > esistenza di utenze termiche e/o elettriche e loro fabbisogno annuale (curve di carico);
- > fattori che incidono sulla conversione energetica (rendimenti, taglie e tipologie di impianto, ecc.);
- > fattori che incidono sul controllo e sulla gestione delle emissioni (climatologia, tipologia di biomasse, tipologia di processo di conversione, tecnologie sistemi trattamento dei fumi, ceneri, ecc.).

Nel capitolo che segue viene decritta la situazione degli impianti bioenergetici esistenti sul territorio nazionale completati da stime economiche e da alcune valutazioni sulle linee di tendenza. ■

2] Addenda

A2.1) ATTUALI DESTINAZIONI DEI RESIDUI DELLE COLTIVAZIONI AGRICOLE E DELLE INDUSTRIE CONNESSE

COLTURE	RESIDUI	DESTINAZIONE	% DI DESTINAZIONE
FRUMENTO	Paglia	> Lettiera per ricovero degli animali	40-50 %
tenero e duro		> Alimentazione animale	5-10 %
		> Industria cartaria e varie	5-10 %
		> Bruciata in campo	30-40 %
ORZO	Paglia	> Lettiera per il ricovero degli animali	40-50 %
		> Bruciata in campo	50-60 %
AVENA	Paglia	> Alimentazione animale	40-60 %
		> Bruciata in campo	40-60 %
RISO	Paglia	> Lettiera per il ricovero degli animali	20-30 %
		> Bruciata in campo	70-80%
MAIS	Stocchi (steli)	> Lettiera per il ricovero degli animali (stocchi)	40-50 %
da granella	Tutoli	> Alimentazione animale (stocchi)	10-20 %
	(assi delle spighe)	> Interramento (tutoli)	70-80 %
BARBABIETOLA	Foglie	> Alimentazione animale	10-20 %
da zucchero		> Interramento	90-80%
TABACCO	Steli	> Interramento	100%
GIRASOLE	Steli	> Interramento	100%
VITE	Sarmenti (rami)	> Interramento	30-40 %
da vino e da tavola		> Bruciati in campo	30-40 %
		> Fascine da ardere	20-40 %
OLIVO	Legna, rami, frasche	> Energia (legna)	90-100 %
		> Bruciati in campo (rami)	90-100 %
FRUTTIFERI	Rami	> Interrati (in pianura)	10-20 %
(melo, pero, pesco, ecc.)		> Bruciati in campo	80-90%
AGRUMI	Rami	> Bruciati in campo	90-100 %
(arancio, limone, ecc.)			
FRUTTIFERI A GUSCIO	Rami	> Bruciati in campo	90-100 %
noci, noccioli, mandorli, ecc.)			

A2.2) RESE PER ETTARO DI ALCUNE COLTURE AGRO-ENERGETICHE (ELABORAZIONI ITABIA SU DATI INEA)

PRINCIPALI COLTURE DA CARBOIDRATI

COLTURE	t/ha di ZUCCHERI		AREA	PROBLEMATICHE
	attuale	a5/10 anni		
MAIS	5-8	8-12	Pianura irrigua	Competizione alimentare
GRANO	4-7	7-10	Pianura/collina asciutta	Competizione alimentare
SORGO zuccherino	7-12	12-20	Pianura irrigua	Breve periodo di raccolta
BIETOLA	5-10	10-15	Pianura irrigua	Breve periodo di raccolta, costi
TOPINAMBUR	5-8	8-15	Collina asciutta	Rotazione difficile

Addenda al Capitolo 2

A2.2) RESE PER ETTARO DI ALCUNE COLTURE AGRO-ENERGETICHE (ELABORAZIONI ITABIA SU DATI INEA)

PRINCIPALI COLTURE OLEAGINOSE

COLTURE	t/ha DI OLIO		AREA	PROBLEMATICHE
	Attuale	a 5/10 anni		
GIRASOLE	0,8-1,2	1,2-1,8	Suoli argillosi	Scelte varietali
COLZA	0,6-0,9	0,8-1,5	Centro-Nord	Adattamento, scelte varietali
CARTAMO	0,5-0,8	1,0-1,6	Centro-Sud	Adattamento, meccanizzazione

PRINCIPALI COLTURE LIGNO-CELLULOSICHE

ANNUALI				
Sorgo fibra	15-20	20-30		Sfruttamento terreno
POLIENNALI				
Canna comune	20-22	30-35		Sperimentazioni limitate, difficoltà avvicendamento
Miscanthus	15-20	20-30		Sperimentazioni limitate
Ginestra	6-8	8-12		Raccolta
Cardo	10-12	12-20		Rese variabili
S.F.R.	10-16	15-25		Tecniche da mettere a punto; costo trapianto

(Fonte: elaborazione Itabia su dati INEA)

A2.3) TECNOLOGIE DI RACCOLTA TRASFORMAZIONE E CONFERIMENTO

Le biomasse legnose possono essere ottenute da fonti diverse, tra cui il recupero degli scarti negli impianti di prima trasformazione del legno (segherie, mobilifici e falegnamerie), l'utilizzazione dei boschi, la valorizzazione dei residui colturali in agricoltura e infine le coltivazioni legnose dedicate.

RACCOLTA E TRASFORMAZIONE**

Il recupero degli **scarti industriali** è il caso più semplice, perché richiede unicamente la sminuzzatura ed il trasporto in centrale. Le due operazioni possono avvenire anche nell'ordine inverso, ossia trasportando il legname in centrale per sminuzzarlo lì. In molti casi la sminuzzatura avviene in apposite piattaforme di lavorazione, per cui il materiale è trasportato due volte: in forma sfusa dal sito di origine alla piattaforma e come cippato dalla piattaforma alla centrale. Indipendentemente dal luogo in cui avviene, la lavorazione principale è sempre la stessa e consiste nella sminuzzatura, effettuata impiegando una cippatrice o un trituratore. La principale differenza tra le due macchine è l'organo sminuzzatore, visto che le cippatrici utilizzano lame affilate (coltelli) mentre i trituratori impiegano attrezzi smussati non taglienti (martelli). Tra le due opzioni, le cippatrici offrono un prodotto di migliore qualità e consumano meno energia: d'altra parte le loro lame sono molto sensibili al contatto con pietre, metallo e particelle di terreno, e se il legname da sminuzzare contiene questi elementi, è meglio usare un trituratore, nonostante la qualità inferiore del prodotto.

I boschi rappresentano un caso molto più complesso, perché presentano condizioni di lavoro estremamente variabili, e oltretutto offrono assortimenti diversi - legna da ardere e cippato - con caratteristiche e prezzi molto differenti. Nell'ottica di un approvvigionamento del legno da energia, possiamo suddividere i boschi in due grandi categorie: quelli che producono solamente legno da energia e quelli che producono altri prodotti e da cui si può ricavare biomassa ad uso energetico sfruttando gli scarti di lavorazione.

Alla prima categoria appartengono i boschi giovani, soprattutto i **cedui** e le giovani piantagioni, che una corretta gestione forestale impone di diradare al fine di garantirne uno sviluppo ottimale ed una migliore resistenza alle avversità. L'intervento può essere effettuato con diversi sistemi, a seconda delle condizioni operative. Il sistema del legno corto prevede l'abbattimento delle piante, il loro allestimento in tronchetti e il successivo esbosco dei tronchetti fino ad una strada camionabile. Il lavoro può essere effettuato con metodi manuali o meccanici, optando nel primo caso per motoseghe e trattori e nel secondo per harvester e forwarder. Al contrario, il sistema della pianta intera prevede di posticipare l'allestimento in tronchetti fino alla strada camionabile, e quindi implica l'esbosco di piante intere. Anche qui il lavoro può eseguirsi secondo diversi livelli di meccanizzazione, che nel caso più spinto prevedono l'uso di feller e skidder. A questo proposito, occorre ricordare che la meccanizzazione spinta è disponibile in diver-

Addenda al Capitolo 2

se taglie e non è obbligatoriamente basata su attrezzature grosse e pesanti. Esistono mini-abbattitrici e mini-processori che traducono i dettami della migliore tecnologia scandinava o nordamericana in attrezzature leggere ed economiche, dove peso e costo sono ridotti a meno della metà rispetto a quelli dei modelli commerciali più diffusi.

Nei boschi di maggior valore (**fustaie**), quelli sfruttati per la produzione di tronchi da lavoro, è sempre possibile ricavare della biomassa energetica attraverso il recupero dei residui, soprattutto ramaglie e cimali, che spesso rappresentano una quota cospicua del volume abbattuto. In genere il lavoro è effettuato in due passaggi: nel primo si abbattono le piante e si allestiscono i tronchi da lavoro, che immediatamente vengono esboscati; nel secondo si recuperano le ramaglie ed i cimali, che erano rimasti sul terreno. Questo secondo passaggio generalmente prevede la cippatura, che può essere effettuata direttamente in campo, oppure all'imposto. La cippatura in campo richiede l'impiego di una cippatrice semovente, che può essere dotata di un cassone incorporato in cui raccogliere il cippato, oppure affiancata da un trattore che traina un rimorchio cassonato a sponde alte. Quando il cassone è pieno, la macchina ritorna all'imposto e lo svuota a terra o in un container scarrabile. La sequenza inversa si osserva quando invece sono le ramaglie ad essere caricate su un cassone e portate all'imposto, dove saranno cippate e caricate direttamente su autocarro. Una terza opportunità è rappresentata dall'imballatura dei residui, che consiste nel comprimere e legare le ramaglie in modo da formare pacchi cilindrici, simili ai tronchi per forma e dimensione. Questo consente di movimentare il residuo con le stesse macchine impiegate per movimentare i tronchi, evitando la duplicazione delle attrezzature.

Il recupero dei residui può anche essere effettuato in un solo passaggio, esboscando le piante intere e lavorandole all'imposto: qui vengono separati il legname da industria ed il residuo ad uso energetico, il primo caricato sui camion ed inviato in fabbrica, ed il secondo cippato e portato in centrale. La raccolta integrata consente notevoli economie e spesso è l'unico modo per recuperare il residuo nei boschi di montagna, dove l'esbosco separato di rami e cimali sarebbe troppo laborioso e in ultima analisi del tutto antieconomico. Oggi questo sistema di lavoro si sta diffondendo molto rapidamente soprattutto sulle Alpi, perché consente di meccanizzare l'allestimento attraverso l'impiego del processore. In questo modo, il costo di raccolta del legname da industria viene ridotto di oltre il 30% e in più si riesce a recuperare una buona quantità di biomassa da cui trarre un introito aggiuntivo.

La valorizzazione dei **residui agricoli** rappresenta un'altra fonte importante di biomassa legnosa, visto che la potatura di frutteti e vigneti produce annualmente da 1 a 3 tonnellate di sostanza secca ad ettaro, che vanno moltiplicate per l'enorme superficie investita da queste colture. Al recupero delle potature si aprono essenzialmente due vie: la raccolta e cippatura e l'imballatura. Nel primo caso, il materiale può essere concentrato in capezzagna con un trattore munito di lama frontale e quindi sminuzzato con un trituratore. Esistono anche macchine che effettuano il lavoro in un solo passaggio - in pratica trinciasarmenti modificate attraverso l'applicazione di un cassone ove convogliare il trinciato. Queste macchine sono disponibili in diverse versioni e si distinguono in modelli leggeri e modelli industriali, i secondi molto più pesanti e costosi, ma anche molto più produttivi. In alternativa si possono usare imballatrici di vario tipo, capaci di confezionare balle di varia forma e dimensioni: rispetto al trinciato, le balle si conservano meglio ma implicano una doppia lavorazione, perché il materiale deve essere comunque trinciato prima dell'avvio in caldaia.

L'agricoltura può contribuire alla produzione di biomassa legnosa anche attraverso l'impianto di **colture dedicate** - soprattutto pioppo e robinia - che oggi stanno riscontrando un notevole successo anche in Italia. Per raccogliere queste colture esistono due sistemi distinti. Uno prevede che la biomassa venga tagliata, raccolta e sminuzzata in una successione continua: l'intera operazione è effettuata da una sola macchina, ed il materiale è scaricato a bordo campo già in forma di cippato. L'altro sistema invece si basa sulla separazione delle fasi di taglio, raccolta e sminuzzatura, che possono essere effettuate anche con macchine diverse ed in tempi separati. Il primo sistema è generalmente più produttivo e più semplice sotto il profilo organizzativo, ma ha una scarsa flessibilità operativa e può richiedere attrezzature piuttosto ingombranti. Il secondo sistema è più flessibile, consente un parziale ricorso ad attrezzature convenzionali e soprattutto permette di dilazionare la sminuzzatura fino a che l'umidità dei fusti non sia scesa a livelli ottimali. In Italia esistono ormai conoscenze e attrezzature per entrambi i sistemi, anche se attualmente il metodo più diffuso è quello della raccolta in un solo passaggio, effettuata con falciatrinciacaricatrici di grossa potenza. Queste sono equipaggiate con speciali punte di raccolta, e raggiungono una produttività anche superiore alle 40 tonnellate ad ora. Esistono anche punte di raccolta analoghe destinate ad equipaggiare trattori agricoli, ma le prestazioni e l'affidabilità di queste attrezzature sono molto inferiori a quelle delle falciatrinciacaricatrici.

In sostanza, il settore è vasto e articolato e offre opportunità molto interessanti per chi opera in agricoltura e forestazione. La sua complessità non deve spaventare, perché esistono già numerose realtà in cui le conoscenze e le attrezzature disponibili consentono di affrontare al meglio le diverse esigenze operative. Questo è stato ampia-

Addenda al Capitolo 2

mente illustrato nell'ambito di **Eima Energy 2008**, dove UNACOMA, ITABIA e CNR hanno fornito abbondanti informazioni al pubblico, attraverso seminari e dimostrazioni pratiche, condotte in collaborazione con i maggiori costruttori di macchine agricole e forestali.

***Contributo di Raffaele Spinelli (CNR-IVALSA)*

CONFERIMENTO

Il trasporto delle biomasse o dei "biocombustibili finali" all'impianto di conversione energetica pone delle criticità per il contenimento dei costi di approvvigionamento e delle emissioni di CO_2 fossile in atmosfera. Per questi motivi è sempre opportuno fare ricorso a mezzi efficienti e stabilire un corretto rapporto tra il quantitativo di biomassa trasportata e la distanza di percorrenza. Un eccesso di emissioni di CO_2 dovuti a trasporti mal gestiti andrebbe infatti ad influire negativamente sul bilancio neutro prodotto dalla combustione della biomassa. L'influenza è comunque trascurabile se le distanze percorse sono brevi, o se eventuali grandi distanze sono percorse trasportando grandi quantitativi di biomassa (trasporto su navi). Itabia ha comunque calcolato che anche prolungati trasporti su gomma (fino a 1.000 km), per autoarticolati ed autotreni da 25 t, incidono in negativo, sul bilancio della CO_2, per non più del 10%.

Dal punto di vista dei costi ambientali del trasporto, Itabia ha stimato che autocarri leggeri adatti a trasporti di biomassa in ambito locale (3,5 t lorde, 1,5 t nette) hanno un consumo medio di carburante pari a circa 0,125 l/km, corrispondente ad un'emissione di CO_2 fossile pari a 0,33 kg/km, il che equivale a 0,22 kg/km di CO_2 per ogni t di biomassa trasportata.

Nel caso di un autotreno (40 t lorde, 27 t nette) il consumo unitario di carburante è 0,42 l/km, corrispondente ad una emissione di CO_2 fossile pari a 1 kg/km, il che equivale a 0,037 kg/km di CO_2 per ogni t di biomassa trasportata.

Da questo deriva che, a livello di consumi di gasolio e di emissioni di CO_2, 50 km su autocarro da 3,5 t equivalgono a 300 km su autotreno da 27 t.

Ragionando per assurdo si può anche vedere che, prima di portare a zero il beneficio delle emissioni di CO_2 legato alle biomasse trasportate, un autocarro da 1,5 t potrebbe viaggiare per circa 5.500 km, mentre un autotreno da 27 t potrebbe viaggiare per circa 36.000 km.

Se si svolge lo stesso ragionamento per i trasporti via mare, il beneficio in termini di risparmio di combustibili fossili e di ridotte immissioni di CO_2 fossile in atmosfera è ulteriormente esaltato, fermo restando che le biomasse andrebbero comunque trasportate al porto di partenza e ritirate da quello di arrivo.

Con quanto detto non si vogliono certo incoraggiare trasporti transoceanici o su lunghe distanze, ma si intende solo sottolineare che anche nelle cosiddette filiere "corte", l'efficienza del sistema di approvvigionamento va comunque ben ponderato in quanto può incidere fortemente sulla sostenibilità ambientale dell'intera efficienza di tutta la filiera.

A2.4) DEFINIZIONI DI BIOMASSE, BIOMASSE COMBUSTIBILI E BIOCOMBUSTIBILI

Per le tipologie di biomassa, citate in apertura di capitolo, è necessario un approfondimento concettuale sulle definizioni di "biomassa come fonte di energia rinnovabile", di "biomassa combustibile" e di "biocombustibili".

Le biomasse sono un insieme eterogeneo di materiali di origine organica e rinnovabili e costituiscono anche una fonte energetica atipica caratterizzata da:

- > Molteplicità di opzioni energetiche
- > Forte radicamento nell'ecosistema
- > Pluralità di usi extra-energetici
- > Vaste implicazioni sociali

Per questo i modi per definire le biomasse sono innumerevoli e difficilmente si riesce a trovarne uno sintetico ed esaustivo allo stesso tempo. Per semplicità ci si può rifare a quanto stabilito in alcune Direttive europee, recepite anche nel nostro Paese.

LA DEFINIZIONE DI "BIOMASSA , COME FONTE DI ENERGIA RINNOVABILE"

La biomassa destinata a fini energetici è definibile secondo il D. Lgs 29/12/03, n. 387 - "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", come:

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

LA DEFINIZIONE DI "BIOMASSA COMBUSTIBILE"

Secondo il D.Lgs 152/2006 (Parte V, Allegato X, parte II, sez. 4, n. 1) rientrano nella definizione di biomassa combustibile i seguenti materiali:

a) Materiale vegetale prodotto da coltivazioni dedicate.

b) Materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico di coltivazioni agricole non dedicate.

c) Materiale vegetale prodotto da interventi selvicolturali, da manutenzione forestale e da potatura.

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

e) Materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica di prodotti agricoli.

f) Sansa di oliva disoleata... (omissis).

g) Liquor nero ottenuto nelle cartiere dalle operazioni di lisciviazione del legno e sottoposto ad evaporazione al fine di incrementarne il residuo solido... (omissis).

I prodotti energetici derivanti dalle "bio-

Addenda al Capitolo 2

masse combustibili" possono trovare impiego in un'ampia gamma di applicazioni come biocombustibili solidi, liquidi e gassosi.

LA DEFINIZIONE DI "BIOCOMBUSTIBILE"

I biocombustibili derivano dalla trasformazione della "biomassa combustibile" e sono i prodotti che dovranno essere definiti da precise caratteristiche merceologiche e assoggettati a specifiche normative tecniche e certificazioni nazionali ed internazionali (UNI, CEN, ecc.).

Nell'ambito della produzione dei "biocombustibili" un ruolo preminente è occupato dalla trasformazione meccanica delle biomasse legnose originali in legna da ardere, pellet e cippato (combustibili solidi), dalla pressatura delle biomasse oleaginose in olio vegetale (combustibili liquidi), dalla fermentazione di biomasse amidaceo-zuccherine in etanolo (combustibili liquidi) e dalla digestione anaerobica di liquami zootecnici e produzioni erbacee umide in biogas (combustibili gassosi).

Il "biocombustibile" non si identifica dunque nella materia prima da cui si origina, bensì nello specifico prodotto finale ottenuto, che deve essere assolutamente idoneo alle specifiche esigenze tecnologiche di conversione finale (caldaie, motori endotermici per generare elettricità o per autotrazione, ecc.).

Le tecnologie disponibili per i vari processi di conversione energetica finale richiedono dunque precisi standards qualitativi dei biocombustibili impiegati, perciò per tutte le tipologie è da tempo in corso un'impegnativa attività di classificazione, standardizzazione e normazione tecnica in rapporto agli impianti dedicati al loro utilizzo finale.

L'importanza di tale attività, oltre all'efficienza energetica ed ambientale, riguarda anche la loro diffusione sul mercato, per il controllo della qualità, la certificazione della provenienza e la difesa del consumatore finale.

Una sintesi delle attività di normazione sui "biocombustibili" è presentata nella figura che segue:

Per quanto riguarda i biocombustibili liquidi è stata recentemente approvata la Direttiva EU sulla qualità dei carburanti che definisce una dettagliata serie di specifiche tecniche per la loro immissione nel mercato dei carburanti per autotrazione. ■

NORMATIVA SULLE BIOMASSE

> Raccomandazione CTI R 03/1 - Biocombustibili solidi
> Raccomandazione CTI R 04/5 - Biocombustibili solidi Caratterizzazione del pellet a fini energetici
> Norme del CEN/TC 335 - Solid Biofuels
> Norme del CEN/TC 343 - Solid Recovered Fuels
> Documenti nazionali CTI su pellet, oli, vinacce.
> Attività del CEN sugli impianti a biomasse: stufe, caminetti, barbecue, caldaie a legna e a pellet
> Norme UNI su Biodiesel, oli, e grassi

IL BIOCOMBUSTIBILE: PRODOTTO DELLA TRASFORMAZIONE DELLA BIOMASSA (CTI)

BIOMASSA

> Legnosa (SRF, gestione boschi, verde urbano)
> Erbacea,(Barbabietola, canna da zucchero, patata, frumento, mais, sorgo)
> Semi e frutti (Girasole, colza, soia)
> Miscugli e miscele delle precedenti

PROCESSO DI TRASFORMAZIONE

- Taglio di tronchi e ramaglie → Legno da ardere
- Compressione di segatura → Pellet
- Sminuzzatura di tronchi, ramaglie e fascine → Cippato
- Spremitura meccanica a freddo di semi oleosi → Olio vegetale
- Esterificazione di oli vegetali con alcool metilico → Biodiesel
- Fermentazione di biomassa zuccherina e amidacea → Etanolo
- Fermentazione anaerobica di reflui zootecnici, insilati e scarti vegetali → Biogas

BIOCOMBUSTIBILE

BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI
> Legno da ardere
> Pellet
> Cippato

BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI
> Olio vegetale
> Biodiesel
> Etanolo

BIOCOMBUSTIBILI GASSOSI
> Biogas

3] Mercato/Buone pratiche

CRITERI PER L'INDIVIDUAZIONE DELLE BUONE PRATICHE
VALUTAZIONI ECONOMICHE
CONSIDERAZIONI SULLE PRINCIPALI OPPORTUNITÀ DI SVILUPPO
ADDENDA

Il mercato delle biomasse si fonda sull'incontro tra domanda, offerta e compatibilità con il territorio. L'individuazione delle filiere di successo, effettuata attraverso la selezione delle "buone pratiche", aiuta il mercato rendendo possibile la moltiplicazione e la commerciabilità di risorse, tecnologie, prodotti ecologicamente e socio-economicamente sostenibili.

3.1) CRITERI PER L'INDIVIDUAZIONE DELLE BUONE PRATICHE

In Italia sono ormai numerose le iniziative attivate per una valorizzazione energetica della biomassa. Si è visto che quando queste sono programmate con un corretto approccio di filiera si rivelano efficaci e durature nel tempo conseguendo gli obiettivi energetici, economici ed ambientali attesi.
Al fine di catalogare e valutare le caratteristiche e le qualità di tali iniziative, ITABIA ha messo a punto uno schema d'indagine originale strutturato in 3 "macro aree" (tecnica, legale ed economica) e contenente varie "chiavi d'indagine" (processo di conversione energetica, raccolta-stoccaggio-trasporto, pratiche agricole, ecc.) e altri parametri di valutazione (rendimento del processo di conversione, bilancio energetico di filiera, bilancio CO_2, replicabilità, ecc.). A titolo d'esempio tale schema è riportato in **Addendum A3.1**.
I criteri di analisi in esso contenuti sono stati già impiegati nel progetto europeo Bites - Biofuels Technologies European Showcase (coordinato da ITABIA)e in parte utilizzati per alcuni impianti a biomasse esistenti sul territorio nazionale. Lo schema è stato utile per individuare, tra i casi analizzati, quelli caratterizzati da "buone pratiche", sia a livello tecnologico ed impiantistico, che a livello gestionale ed economico.

3.1.1) IMPIANTI A BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI

Allo stato attuale gli impianti che utilizzano biomasse solide, per produrre energia termica e/o elettrica si possono suddividere in tre grandi categorie:
a) Piccoli impianti domestici (legna a ciocchi, pellets e cippato di legno) che hanno rappresentato fino ad oggi il settore portante della bioenergia nazionale.
b)Centrali di teleriscaldamento (cippato di legno), dedicate alla prevalente produzione e distribuzione di energia termica per usi domestici e spesso abbinate alla generazione di elettricità.
c) Centrali termoelettriche alimentate con sole biomasse legnose, di origine agricola e/o industriale (cippato di legno), oppure con un mix di biomasse e combustibili derivati dai rifiuti (CDR), dedicate esclusivamente alla produzione e alla cessione al Gestore Servizi Elettrici (GSE) dell'energia elettrica prodotta.

Piccoli impianti domestici
Questa prima categoria, certamente di grande importanza per le ampie potenzialità d'impiego attuali e di ulteriore sviluppo futuro, non verrà trattata in questa sede in quanto difficilmente inquadrabile in un lavoro di censimento. Si rimanda perciò a quanto detto nel precedente capitolo sulle tecnologie.

Centrali di teleriscaldamento
Il censimento condotto nel corso del 2008 ha evidenziato l'esistenza in Italia di circa 130 centrali di teleriscaldamento, a servizio di utenze diffuse sul territorio e gestite da una pluralità di operatori, (società di servizi comunali, società cooperative, società private e alcune ONLUS).
Il censimento non ha preso ovviamente in considerazione le caldaie a servizio di singoli soggetti, quali condomini privati o ville unifamiliari, che utilizzano biomasse, ma che sono privi di reti di distribuzione collettiva del calore.
La capacità delle centrali considerate raggiunge complessivamente circa 370 MWt; esse sono dotate di 172 caldaie, per una rete totale di circa 700 km e un numero di utenze allacciate superiori alle 14.000 unità.
Il consumo complessivo di biomasse utilizzate, per i dati resi disponibili, si aggira su circa 300.000 t/anno, dato sottostimato in quanto di parecchie centrali non è stato possibile reperire dati a consuntivo della stagione invernale 2007-2008.
Le centrali censite sono diffuse soprattutto nelle regioni del Nord Italia, per ovvie ragioni climatiche. Risultano maggiormente concentrate in Valle d'Aosta e in Piemonte (13 centrali), in Lombardia (12 centrali), in Trentino-Alto Adige (73 centrali) e in Friuli - Venezia Giulia (15 centrali). Le restanti 15 centrali sono distribuite tra Veneto, Liguria, Emilia Romagna, Toscana, Marche, Campania e Basilicata. In particolare, ben 35 centrali di teleriscaldamento dell'Alto Adige aderiscono al Consorzio Biomassa Alto Adige, mentre altre 12 centrali sono operative sul territorio provinciale.
Nell'**Addedum A3.2** si riporta l'elenco delle 128 centrali censite, con l'indicazione dei principali aspetti tecnici-gestionali e della loro ubicazione. Sulla base dei dati raccolti, è stato possibile individuare dal punto di vista territoriale alcuni "distretti energetici" con impian-

3. Mercato/ Buone pratiche

ti in grado di soddisfare il fabbisogno termico e di acqua calda per usi igienico-sanitari di differenziate utenze cittadine (edifici pubblici e utenze private).
I principali "distretti energetici" sono quello altoatesino-trentino, quello lombardo-valtellinese e quello piemontese-valdostano. Tutti e tre si caratterizzano per l'ottimo livello organizzativo, l'elevato consenso sociale e per il notevole grado di successo, come testimoniato dai dati raccolti con un apposito questionario elaborato da ITABIA e redatto dalle principali società facenti parte della Fiper, Federazione dei Produttori di Energie Rinnovabili (SEA di Aosta, TCVVV di Tirano, Azienda Pubbliservizi Brunico e dalla FTI di Dobbiaco-San Candido).

DISTRETTO altoatesino-trentino
Costituito da centrali realizzate a partire dalla metà degli anni '90 e che alla fine del 2008 ha in esercizio 73 unità dotate di 102 caldaie per una capacità termica totale di oltre 220 MW.
Di particolare rilevanza, per il loro grado di successo, sono da menzionare le due centrali dell'Azienda Pubbliservizi di Brunico e della Cooperativa FTI di Dobbiaco-San Candido, che costituiscono le principali realtà presenti in Val Pusteria. Queste, assieme alle altre 33 centrali, sono caratterizzate dai seguenti dati tecnici ed operativi:

> Ente di gestione: Consorzio Biomasse Alto Adige (Biomasseverband Südtirol).
> 35 centrali, con 53 caldaie per 217 MWt, pari al 58,6 % del totale installato.
> 35 Comuni serviti dalla distribuzione di calore e acqua per usi sanitari.
> Circa 500 km di reti distributive.
> Oltre 6.500 utenze allacciate, pari a circa 19.000 abitanti serviti.

DISTRETTO lombardo-valtellinese
Si tratta del secondo distretto per importanza di centrali di teleriscaldamento a biomasse. Le 12 centrali entrate in esercizio, realizzate a partire dalla fine degli anni '90, sono dotate di 17 caldaie per una capacità termica totale di oltre 75 MW.
Per il loro grado di successo, sono da menzionare le centrali di Tirano, Sondalo e Santa Caterina Valfurva della società Teleriscaldamento Cogenerazione Valtellina Valchiavenna Valcamonica SpA, che sono le principali realtà presenti in Valtellina, così caratterizzate:

> Società di gestione: TCVVV SpA.
> 3 centrali, con 7 caldaie per 42 MWt, pari all'11,3 % del totale installato.
> 3 Comuni serviti dalla distribuzione di calore e acqua per usi sanitari
> Oltre 50 km di reti distributive.
> Oltre 1.000 utenze allacciate, pari a circa 15.000 abitanti serviti.

DISTRETTO piemontese-valdostano
Il terzo distretto italiano, per presenza e importanza di centrali di teleriscaldamento a biomasse. È costituito dalle unità installate in Piemonte e Valle d'Aosta a partire dai primi anni del 2000 e oggi conta13 centrali, dotate di 21 caldaie per una capacità termica totale di oltre 50 MW.
Per il loro grado di successo, sono da menzionare le tre centrali valdostane di Morgex, Pollein e Pré-Saint-Didier gestite dalla società SEA Srl, che costituiscono le principali realtà presenti in Val d'Aosta, caratterizzate dai seguenti dati tecnici e operativi:

> Società di gestione: Società Energetica Aostana (SEA) Srl.
> 3 centrali, con 6 caldaie per 16,1 MWt, pari al 4,3 % del totale installato.
> 3 Comuni serviti dalla distribuzione di calore e acqua per usi sanitari.
> Circa 20 km di reti distributive.
> Oltre 300 utenze allacciate, pari a circa 2.300 abitanti serviti.

Oltre ai tre distretti indicati, si deve considerare anche la diffusione del teleriscaldamento a biomasse avvenuta nella Regione Friuli - Venezia Giulia dove, negli anni 2004 e 2005, sono state installate 15 centrali di teleriscaldamento di tipo collettivo.
Nelle altre Regioni italiane la presenza di centrali di teleriscaldamento è tuttora circoscritta a poche e sporadiche realtà, alcune delle quali entrate in esercizio negli ultimi anni. Tra queste si possono annoverare: le centrali venete di Treviso, di Ponte San Nicolò (PD) e di Valdastico (VI); la centrale di Vidiciatico nel comune di Lizzano in Belvedere (BO); le centrali di Campo Ligure e Rossiglione (GE); le centrali toscane di Camporgiano (LU), di Castel San Niccolò e di Loro Ciuffenna (AR), quelle di Casole d'Elsa e di Monticano (SI); la centrale di Apiro (MC); la centrale di Eboli (SA) e infine, la centrale di Calvello (PZ).

Centrali termoelettriche
In Italia risultano attualmente operative 25 centrali, a prevalente produzione di energia elettrica, di cui 19 ad esclusiva produzione di energia elettrica, mentre in 6 centrali l'assetto energetico è di tipo cogenerativo, con produzione combinata di energia elettrica e di vapore, quest'ultimo utilizzato per usi industriali e per il teleriscaldamento urbano.
Le suddette centrali sono alimentate con solo biomasse, di origine agricola e/o industriale, oppure con un mix di biomasse e CDR di qualità. Oltre a dette centrali, ad oggi, risultano in fase di costruzione avanzata altri 2 impianti, e sono in fase di sviluppo diversi progetti predisposti da aziende multiservizi e da società energetiche private.
Le centrali in funzione sono costituite da impianti di potenzialità variabile da 2,5 a 40 MWe, che sono stati realizzati in diverse regioni italiane in funzione della disponibilità di risorse biogeniche, del consenso delle popolazioni locali e delle possibilità di superare le

3. Mercato/ Buone pratiche

complesse pratiche amministrative per l'ottenimento delle dovute autorizzazioni. In diversi casi le centrali sono state realizzate riconvertendo siti industriali dismessi, dei quali hanno potuto fruire di infrastrutture logistiche già esistenti (strade di accesso, aree di stoccaggio, servizi ausiliari, ecc.).

L'indagine di ITABIA ha permesso di identificare alcuni esempi di "eccellenza" tra i quali citiamo, per necessità di sintesi, la centrale di Ospitale di Cadore (SICET), ed in particolare le Centrali di Crotone (20 MWe) e di Strongoli (40 MWe) della Società Biomasseltalia, la quale ha ricevuto nel 2008 una Speciale Menzione per il Premio Impresa Ambiente come "ottimo esempio di impresa sostenibile sviluppata in un territorio svantaggiato con un buon sistema di gestione ambientale e capacità di recupero di manodopera specializzata in una provincia, come quella di Crotone, che ha subito negli ultimi anni una rapida deindustrializzazione".

Il Premio Impresa Ambiente è stato promosso dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, dal Ministero dello Sviluppo Economico, da Unioncamere e dalle Camere di Commercio di Roma e Milano.

ITABIA ha potuto verificare come Biomasseltalia sia fortemente impegnata nella creazione di infrastrutture locali per la coltivazione e raccolta della materia prima per l'alimentazione del biocombustibile finale agli impianti (circa 800.000 t/anno tra l'impianto di Crotone e quello di Strongoli.

L'**Addedum A3.3** riporta l'elenco delle 25 centrali, con le indicazione delle località, delle società di gestione, della loro potenzialità elettrica, della quantità di biomasse utilizzabili, della tecnologia di combustione adottata e della tipologia di recupero energetico. Nell'elenco è stata inserita anche la terza linea dell'impianto di termovalorizzazione dei RSU di Brescia, che nel corso dell'anno di esercizio 2007 ha trattato 289.000 tonnellate di biomasse, con una produzione annuale di circa 190.000 MWht utilizzati per il teleriscaldamento cittadino.

Dalla disamina delle 25 centrali in funzione, si possono ricavare i seguenti dati tecnici ed operativi complessivi:

a. Tecnologie adottate:
14 combustori a griglia mobile;
6 combustori a letto fluido;
4 combustori a griglia vibrante;
1 combustore a griglia fissa.

b. Capacità di trattamento: circa 3.000.000 t/anno di biomasse varie.

c. Potenza netta cedibile al GSE: 285,8 MWe.

I dati operativi raccolti, per capacità di trattamento e per produzione di energia elettrica netta cedibile alla rete del GSE, si devono intendere come dati di massima potenzialità e non sono il risultato di un'effettiva rendicontazione annuale, la quale può variare in funzione di situazioni tecniche particolari o programmate (guasti, incidenti, fermate per manutenzioni ordinarie e/o straordinarie, ecc.) oppure per ragioni di mercato legate all'approvvigionamento delle biomasse o del CDR, laddove quest'ultimo sia stato autorizzato alla co-combustione con le biomasse medesime.

Allo scopo di fornire un quadro di riferimento a livello europeo, riteniamo utile riportare le più significative esperienze di utilizzo energetico delle biomasse, che hanno trovato ampia diffusione soprattutto nei Paesi del centro e nord Europa (Svezia, Finlandia, Germania, Danimarca, Olanda e Austria), oltre che in Spagna.

In **Addendum A3.4** si riporta l'elenco delle maggiori centrali termoelettriche europee, con le indicazione delle località, delle società di gestione, della capacità di biomasse utilizzabili, della loro potenzialità elettrica e della tecnologia di combustione adottata. Tutte le centrali elencate adottano un assetto cogenerativo, con produzione di energia elettrica e di energia termica per il teleriscaldamento cittadino e anche per usi industriali.

Centrali a Rifiuti Solidi Urbani (RSU)

Un discorso a parte meritano i RSU e i termovalorizzatori.

Per termovalorizzazione si deve intendere la fase finale di un sistema integrato di gestione dei rifiuti che permette di sfruttarne il potere calorifico e di trasformare il calore prodotto dalla loro combustione in energia elettrica e/o termica.

Questo tipo di impianti sono, quindi, da considerare a tutti gli effetti delle vere e proprie centrali termoelettriche che utilizzano i RSU adeguatamente pretrattati e/o rimanenti dalle raccolte differenziate e il CDR (combustibile derivato dai rifiuti), come combustibili sostitutivi di quelli di origine fossile.

In particolare, la politica dell'Unione Europea prevede il superamento della discarica come principale strumento per lo smaltimento dei rifiuti, puntando molto di più sul riutilizzo di materie secondarie e sul recupero energetico dei residui altrimenti non riciclabili.

Attualmente, infatti, in Europa sono attivi più di 400 impianti di termovalorizzazione (cui se ne aggiungeranno un centinaio entro il 2012), che trattano ogni anno circa 50 milioni di tonnellate di rifiuti solidi urbani; questo sistema di gestione è molto diffuso anche al di fuori dell'Europa, come in Usa, Canada, Giappone e sud-est asiatico.

I paesi europei più "virtuosi" sono Francia e Germania, ma anche Svezia, Danimarca e Olanda si pongono tra le prime nazioni, con tassi di termovalorizzazione compresi tra il 55 e il 60% dei rifiuti da loro prodotti.

La Francia con i suoi 123 termovalorizzatori è il paese europeo con il maggior numero di impianti; la Germania è invece quello che termoutilizza la maggior quantità di rifiuti (circa 12 milioni di tonnellate ogni anno), a fronte di 58 impianti operativi. Ci sono però anche paesi europei, come Austria, Spagna, Inghilterra, Finlandia, Irlanda e Grecia, che ne fanno un uso limitato o pressoché nullo.

Per contro, in Italia, la gestione dei ri-

3. Mercato/ Buone pratiche

fiuti mediante incenerimento si è diffusa sul territorio nazionale tra il 1960 e il 1970, subendo una marcata battuta di arresto nel corso degli anni '70 e '80. A partire dalla metà degli anni '90 si sono riscontrati dei deboli ma continui segni di ripresa, a seguito sia degli sviluppi tecnologici del settore sia, soprattutto, dell'evolversi della normativa in campo ambientale, che ha riconosciuto al recupero energetico un ruolo irrinunciabile ai fini dell'attuazione di un sistema integrato di gestione dei rifiuti.

La situazione nazionale si è quindi lentamente ripresa attraverso un costante aumento degli impianti operativi che ha riguardato dapprima le regioni del Nord del Paese e, solo negli ultimi anni, anche quelle del Centro-Sud, nelle quali tuttavia tale opzione rimane, ad oggi, in forte ritardo; contestualmente, anche i quantitativi annui di rifiuti trattati termicamente sono passati dai circa 1,6 milioni di tonnellate del 1996 ai circa 6 milioni del 2007.

Per quanto riguarda invece le modalità di recupero energetico, negli anni c'è stata una forte riduzione degli impianti privi di forme di recupero energetico, a favore di quelli con sistemi di produzione energetica, in prevalenza elettrica.

Il Rapporto Rifiuti 2007 dell'APAT riporta in maniera puntuale la situazione italiana. Dai dati emerge che, di fronte ad una produzione nazionale di rifiuti urbani in crescita, pari a 32,5 milioni di tonnellate nel 2006 (oltre il 2,7% in più rispetto al 2005), ed una positiva diffusione della raccolta differenziata (25,8% della produzione totale dei rifiuti urbani, contro il 24,2% rilevato nel 2005), in Italia la discarica si conferma la modalità di gestione dei rifiuti urbani più diffusa (47,9%).

Il ricorso alle altre forme di gestione appare in generale abbastanza stabile: la combustione, rispetto al 10,1% del 2006, vede crescere la potenzialità dei rifiuti termotrattati, che sale, con i nuovi impianti in costruzione, a circa il 20% dei rifiuti urbani prodotti a livello nazionale.

Nel 2006, in base ai dati APAT, in Italia erano operativi 50 impianti di termovalorizzazione, 48 dei quali attivi a pieno regime; circa il 60% di questi risultava localizzato al Nord (29) e oltre il 70% degli impianti delle regioni settentrionali veniva localizzato in due sole regioni, Lombardia (13) ed Emilia Romagna (8). Al Centro risultavano operativi 13 impianti, dei quali 8 in Toscana; meno dotato il Sud che contava 8 impianti: 2 in Puglia, 2 in Basilicata, 1 in Calabria, 1 in Sicilia e 2 in Sardegna.

Nel numero totale dei termovalorizzatori veniva considerato anche l'impianto di Potenza, che risultava in fase di collaudo, nonché l'impianto di Taranto, che tuttavia aveva funzionato solo per un breve periodo; tra gli impianti operativi, due risultavano privi di recupero energetico, quelli di Messina e di Montale, tra l'altro ormai tecnologicamente superati, che avevano smaltito nel 2006 circa 39 mila tonnellate di rifiuti urbani.

Gli impianti dotati di cicli cogenerativi risultavano invece otto (Bolzano, Cremona, Milano, Brescia, Ferrara, Reggio Emilia, Granarolo dell'Emilia e Forlì), con la produzione sia di energia elettrica, sia di quella termica, questi avevano trattato 1,7 milioni di tonnellate di rifiuti recuperando 1,3 milioni di MWh di energia elettrica e 690 mila MWh di energia termica.

I rimanenti 38 impianti, infine, presentavano sistemi per il solo recupero energetico elettrico e avevano trattato oltre 2,7 milioni di tonnellate di rifiuti urbani e CDR, con un recupero di 1,6 milioni di MWh di energia elettrica; in totale, nel 2006, sono stati recuperati circa 2,9 milioni di MWh di energia elettrica e 689 mila MWh di energia termica.

Sempre secondo il Rapporto APAT, ammontavano a circa 4,5 milioni di tonnellate i rifiuti trattati negli impianti dedicati al termotrattamento dei RSU, così suddivisi: 3,3 milioni di tonnellate risultavano rifiuti urbani, 687 mila tonnellate CDR, 500 mila tonnellate altri rifiuti speciali e 52 mila tonnellate di rifiuti sanitari.

I rifiuti pericolosi trattati risultavano pari a più di 72 mila tonnellate, costituiti, in gran parte, da rifiuti del settore sanitario ed ospedaliero.

Prendendo in considerazione la distribuzione territoriale degli impianti, nel 2006 risultava che la maggior quantità di rifiuti veniva trattata nelle regioni del Nord: la Regione Lombardia, con il 39%, era al primo posto nel recupero energetico dei RSU, rispetto alla propria produzione regionale, seguita da Friuli-Venezia Giulia (22,7%), Emilia-Romagna (22,2%), Sardegna (18,3%), Trentino-Alto Adige (13,2%), Calabria (12,5%), Basilicata (11,6%) e Veneto (6,7%).

Con l'aggiornamento delle informazioni, raccolte nel corso del 2008 e alla data del presente rapporto, in Italia risultano in esercizio, in fase di adeguamento e/o collaudo e in costruzione, 54 impianti di termovalorizzazione di RSU, CDR e anche di biomasse, per un totale complessivo di 102 linee di combustione, aventi una capacità di trattamento pari a circa 22.000 t/giorno e un recupero energetico complessivo pari a oltre 800 MWe.

Tuttavia, tale capacità di trattamento non rappresenta l'effettiva quantità di rifiuti trattabili ogni giorno dai suddetti 54 impianti, in quanto bisogna tener presente i reali fattori di utilizzo di ogni singolo impianto, i quali possono dipendere, principalmente, dalle variazioni stagionali quali - quantitativi dei RSU raccolti e dalle fermate dei forni per manutenzioni straordinarie.

Un elenco dei termovalorizzatori con recupero energetico in funzione e in costruzione al 31 dicembre 2008 (localizzazione geografica, principali caratteristiche tecniche e siti internet) sono riportati nell'**Addendum A3.5**.

In conclusione, si può evidenziare il fatto che il sistema integrato italiano di trattamento dei RSU appare ancora inadeguato ed insufficiente; in particolare, risulta ancora arretrata la dotazione di

3. Mercato/ Buone pratiche

moderni termovalorizzatori in molte regioni italiane del Centro-sud; anche grandi città come Genova, Firenze, Roma, Napoli, Bari, Palermo e Catania sono tuttora prive di tali indispensabili strutture, necessarie per gestire efficacemente l'intero processo di gestione dei rifiuti urbani, a partire dalla raccolta differenziata di materiali riciclabili, per poi completare il ciclo dello smaltimento, mediante il recupero energetico delle frazioni rimanenti.

I motivi di questi squilibri sarebbero, forse, oggetto più di indagini sociologiche che tecniche; ma resta il fatto che anche in Campania, Puglia e Sicilia, Regioni dove le aggiudicazioni di gare emesse dai Commissari Straordinari per le politiche ambientali prevedevano la realizzazione di un sistema integrato per la gestione e la termovalorizzazione dei RSU, si è attualmente in situazioni di stallo e di perenne emergenza ambientale.

Queste Concessioni, con modalità diverse, sono state basate sulla realizzazione e gestione di un sistema costituito da più impianti per il pretrattamento meccanico, più o meno spinto, dei RSU raccolti in maniera indifferenziata, ovvero delle frazioni rimanenti dei RSU, oggetto delle raccolte differenziate e da più termovalorizzatori in grado di assorbire quanto prodotto in tali impianti sotto forma del cosiddetto CDR e, infine, da una serie di discariche controllate di servizio per il deposito dei residui prodotti, quali scarti dei pretrattamenti e scorie dei forni.

In Campania i notevoli ritardi nella realizzazione dei due grandi termovalorizzatori previsti, per un totale di 5 linee da 650 t/giorno ciascuna, hanno portato a crisi ambientali a più riprese denunciate all'opinione pubblica dagli organi di stampa, poi sfociate nella ben nota gravissima emergenza igienico-sanitaria.

Anche in Sicilia tardano a partire i lavori di costruzione dei 4 termovalorizzatori previsti, (Augusta, Siracusa, Palermo, Catania) per un totale di 11 linee di combustione, progettate per trattare circa 5.000 t/giorno di RSU.

Per quanto riguarda il 2009, nel Lazio è in programma l'avvio dell'iter autorizzativo per dotare anche il Comune di Roma di un adeguato e moderno impianto di termovalorizzazione dei RSU, nonché il potenziamento dell'impianto di S.Vittore del Lazio con una seconda linea. Sempre per il 2009 è stato pianificato il potenziamento, con una terza linea, dell'impianto di Valmadrera, in provincia di Lecco e dovrebbero essere completati i lavori per la costruzione e l'entrata in esercizio del "famoso" termovalorizzatore di Acerra, in Campania.

Infine, è recente la notizia dell'assegnazione dell'appalto per la realizzazione del nuovo impianto di termovalorizzazione a servizio dell'area sud della città e della provincia di Torino, da parte della società di scopo TRM di Torino.

3.1.2) IMPIANTI A BIOGAS E BIOCARBURANTI

Il biogas

In Italia il settore del biogas è in forte espansione, sia dal punto di vista della costruzione di nuovi impianti, sia per la costituzione di nuove ditte o nuovi ambiti d'impresa interessati alla realizzazione di impianti completi e componentistica.

Il settore zootecnico può rappresentare la forza motrice per lo sviluppo su larga scala della digestione anaerobica, come già sta avvenendo in Germania, Danimarca, Svezia e Austria.

Gli incentivi in tal senso sono molti: un miglioramento della "sostenibilità ambientale" degli allevamenti, un'integrazione di reddito "dall'energia verde", una riduzione dei problemi ambientali legati alle emissioni in atmosfera e agli odori, una migliore utilizzazione agronomica degli ele-

Ripartizione regionale, all'ottobre 2007, degli impianti di biogas operativi e/o in corso di realizzazione in Italia (306), ad esclusione degli impianti di recupero del biogas da discarica dei rifiuti urbani

3. Mercato/ Buone pratiche

menti fertilizzanti presenti nei liquami. In Italia, secondo stime di EurObserv'ER, la produzione di biogas nel 2007 ammonta a circa di 406,2 ktep di energia primaria, di cui oltre l'85% deriva dalle discariche per rifiuti urbani. Sempre per il 2007 il GSE riporta una produzione lorda di energia elettrica da biogas di 1,45 TWh, di cui circa l'86% è ottenuta dal biogas da discariche per rifiuti urbani.

Un quadro nazionale di maggior dettaglio deriva da un censimento svolto dal CRPA per conto della Regione Emilia-Romagna sugli impianti di digestione anaerobica operativi nel settore zootecnico ed agro-industriale.

All'inizio del 2008 risultavano installati circa 306 impianti (vedi **Addendum A3.6**) di taglia piccola-media di cui:

- > 154 alimentati con effluenti zootecnici, scarti organici, colture energetiche;
- >121 alimentati con fanghi di depurazione civile;
- > 9 alimentati da FORSU (frazione organica dei rifiuti solidi urbani);
- > 22 impianti da reflui agroindustriali.

A questi vanno aggiunti circa 140 impianti operativi per il recupero del biogas dalle discariche di rifiuti urbani (circa 210 MWe installati) che per ora rappresentano la principale fonte di biogas da biomasse.

Nel complesso il potenziale di generatori elettrici alimentati da biogas è stimato essere di circa 250-300 MWe installati.

Dall'indagine è risultato che gli impianti sono realizzati per la quasi totalità nelle regioni del Nord. Le aree più interessate risultano essere quelle in cui è presente una maggiore concentrazione di allevamenti zootecnici come la Lombardia, l'Emilia-Romagna e il Veneto. Alcuni impianti si stanno sviluppando in zone in cui sono prodotte quantità significative di scarti e sottoprodotti organici del comparto agro-industriale da utilizzare in co-digestione, anche come soluzione gestionale al recupero di questi scarti.

La quantità di impianti presente in Provincia di Bolzano è influenzata dalla vicinanza con Austria e Germania, oltre che dalla forte politica di incentivazione dell'amministrazione provinciale. Il numero di impianti risulta invece decisamente più contenuto nel Centro e nel Sud dell'Italia.

Dei **154** impianti che trattano effluenti zootecnici, scarti agricoli e agro-industriali e colture energetiche, la maggior parte hanno una potenza elettrica installata inferiore a 100 kWe e sono14 quelli di potenza maggiore di 1 MWe, per un totale di circa 50 MWe installati (vedi **addendum A3.7**). Di questi sono 115 gli impianti che utilizzano quasi esclusivamente effluenti zootecnici. Rispetto ad un precedente censimento del 1999, questo numero è aumentato di circa 43 unità (+60%) e di 78 unità (+108%) se si considerano anche quelli attualmente in fase di realizzazione. Questo conferma il forte impulso che la digestione anaerobica sta avendo nel nostro Paese. Come impiego finale del biogas prodotto in questi impianti prevale la cogenerazione; solo in alcuni, in genere annessi a caseifici, il biogas viene bruciato direttamente in caldaia per la sola produzione di calore.

I **121** impianti di digestione anaerobica per la stabilizzazione dei fanghi di depurazione civile e industriale sono realizzati per lo più all'interno di grossi stabilimenti urbani di depurazione delle

PRODUZIONE BIODIESEL 2007		CAPACITÀ PRODUTTIVA 2008	
PAESE	Kt	PAESE	Kt
GERMANIA	2.890	GERMANIA	5.302
FRANCIA	872	FRANCIA	1.980
ITALIA	469	ITALIA	1.916
AUSTRIA	267	SPAGNA	1.267
PORTOGALLO	175	REGNO UNITO	726
SPAGNA	168	BELGIO	665
BELGIO	166	PAESI BASSI	571
REGNO UNITO	150	GRECIA	565
GRECIA	100	AUSTRIA	485
PAESI BASSI	85	POLONIA	450
DANIMARCA	85	PORTOGALLO	406
POLONIA	80	BULGARIA	215
SVEZIA	63	SVEZIA	212
REP. CECA	61	SLOVACCHIA	206
SLOVACCHIA	46	REP. CECA	203
FINLANDIA	39	UNGHERIA	186
ROMANIA	36	FINLANDIA	170
LITUANIA	26	LITUANIA	147
SLOVENIA	11	DANIMARCA	140
BULGARIA	9	ESTONIA	135
LETTONIA	9	LETTONIA	130
UNGHERIA	7	ROMANIA	111
IRLANDA	3	IRLANDA	80
CIPRO	1	SLOVENIA	67
MALTA	1	MALTA	8
ESTONIA	0	CIPRO	6
LUSSEMBURGO	0	LUSSEMBURGO	0
TOTALE	5.819	TOTALE	16.949

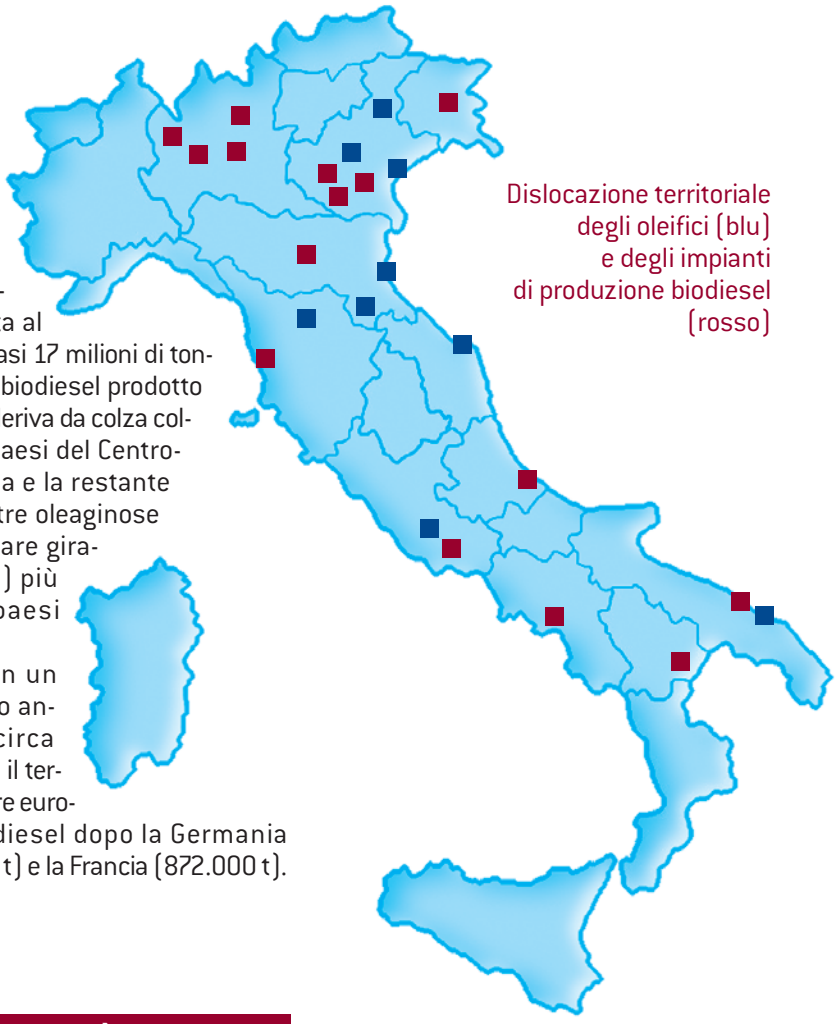
3. Mercato/ Buone pratiche

acque reflue civili e industriali.
Tra i 9 impianti che trattano la frazione organica pre-selezionata da raccolta differenziata (Forsu), alcuni lo fanno in miscela con fanghi di depurazione. Inoltre 4 impianti, tra quelli che utilizzano effluenti zootecnici, trattano anche Forsu insieme a liquami, pollina, fanghi agro-industriali e colture energetiche.

È in corso, sempre a cura del CRPA, un aggiornamento del censimento che, a testimonianza della forte espansione del settore, ha rilevato nell'ultimo anno l'entrata in costruzione di 52 impianti di biogas che operano con effluenti zootecnici, colture energetiche, residui organici, reflui dell'agro-industria e la frazione organica dei rifiuti urbani.

Il biodiesel e gli oli vegetali*

In Europa nel 2007 la produzione del biodiesel ha sfiorato i 6 milioni di tonnellate a fronte di una capacità produttiva, stimata al 2008, di quasi 17 milioni di tonnellate. Del biodiesel prodotto circa l'80% deriva da colza coltivata nei paesi del Centro-Nord Europa e la restante parte da altre oleaginose (in particolare girasole e soia) più adatte ai paesi meridionali.
L'Italia, con un quantitativo annuo di circa 470.000 t è il terzo produttore europeo di biodiesel dopo la Germania (2.890.000 t) e la Francia (872.000 t).



Dislocazione territoriale degli oleifici (blu) e degli impianti di produzione biodiesel (rosso)

TABELLA 1 - IMPIANTI DI PRODUZIONE DI BIODIESEL PRESENTI IN ITALIA E LORO POTENZIALITÀ

AZIENDE	LOCALITÀ	CAPACITÀ PRODUTTIVA (t)
ALCHEMIA ITALIA SRL	Rovigo	15.000
BIO-VE-OIL OLIMPO SRL*	Corato (BA)	100.000
CAFFARO BIOFUEL SRL	Torviscosa (UD)	60.000
CAFFARO BIOFUEL SRL*	Torviscosa (UD)	100.000
CEREAL DOCKS SPA	Vicenza (VI)	150.000
COMLUBE SRL	Castenedolo (BS)	120.000
DP LUBRIFICANTI SRL	Aprilia (LT)	155.520
ECOIL*	Priolo (SR)	200.000
F.A.R. Spa Divisione Polioli	Cologno Monzese (MI)	100.000
FOREDBIO SPA	Nola Marigliano (NA)	70.000
ECO FOX SRL	Vasto (CH)	131.370
ITAL BI OIL SRL	Monopoli (BA)	190.300
ITAL GREEN OIL SRL	San Pietro di Morubio (VR)	365.000
GDR BIOCARBURANTI	Cernusco sul Naviglio (MI)	50.000
MYTHEN SPA	Ferrandina (MT)	200.000
NOVAOL SRL	Livorno (LI)	250.000
NOVAOL SRL*	Ravenna (RA)	200.000
OIL.B SRL	Solbiate Olona (VA)	200.000
OXEM S.p.A.	Mezzana Bigli (PV)	200.000
TOTALE		2.257.190**

*Impianti da realizzare
**Nel totale sono esclusi gli impianti da realizzare (600.000 t/a)

Fonte – www.assocostieribiodiesel.com (2009)

La Germania che da sola produce circa il 50% del biodiesel europeo, è anche il primo produttore a livello mondiale.
In Italia, attualmente sono presenti 15 impianti con un potenziale produttivo di circa 2.250.000 t/anno di biocombustibile e altri 4 sono in fase di realizzazione. La maggiore concentrazione di impianti si ha nella regione Lombardia, con una capacità produttiva complessiva di 670.000 t/anno pari al 33% del totale nazionale.
Nel nostro Paese il commercio del biodiesel è regolato dal Decreto del Ministero dell'Economia e delle Finanze n. 256 del 25 luglio 2003, che fissa il contingente ad accisa ridotta di anno in anno rivisto nell'ambito della finanziaria, e ne determina le modalità di utilizzo (miscele fino al 5% di biodiesel possono essere avviate al consumo sia in rete che extra rete; miscele fino al 25% possono essere avviate al consumo solo presso utenti extra-rete; miscele sopra al 25%

3. Mercato/ Buone pratiche

non hanno riferimenti normativi). Le quantità così stabilite sono limitate rispetto alla capacità produttiva degli impianti presenti sul territorio nazionale che, quindi, esportano parte della produzione soprattutto verso la Germania, la Francia e l'Austria.
In Italia sono presenti 7 grandi oleifici (tabella 2) tutti associati ad Assitol (Associazione Italiana dell'Industria Olearia) tranne uno. Altri oleifici di piccole dimensioni servono mercati locali e hanno un limitato interesse a rifornire di materia prima il mercato dei biocarburanti.
Gli oleifici sono concentrati soprattutto nel centro-nord della penisola con particolare presenza in Emilia Romagna ed in Veneto (figura pag. 64). Tra gli oleifici indicati quelli principalmente legati all'industria del biodiesel sono gli oleifici 1, 2 e 3, dotati di un proprio impianto di esterificazione, ed il 7.
Oltre ad industrie che producono olio di semi, sono presenti, a livello nazionale, industrie che si occupano solo della raffinazione e/o del confezionamento e/o della distribuzione (tabella 3).

Attualmente, a livello nazionale, l'unico anello forte della filiera è la fase di produzione industriale del biodiesel. Infatti la materia prima utilizzata viene per la maggior parte importata sia da paesi europei (Francia, Spagna, Germania) che extraeuropei (Argentina, Brasile, Sud America e Canada); il 60% del biodiesel prodotto in Italia viene esportato in paesi europei dove l'utilizzo è consolidato. Il sottoprodotto dell'esterificazione, la glicerina, viene in parte esportata nei paesi asiatici.
I produttori di biodiesel si avvalgono di olio extra-nazionale in quanto i costi di produzione del biocombustibile sono strettamente legati al prezzo della materia prima che a livello nazionale è elevato: ad esempio utilizzando una miscela di olio grezzo nazionale al 30% di soia e al 70% di colza, rispettivamente valorizzati a 565 €/t e a 665 €/t, e considerando un costo di raffinazione di 50 €/t e di esterificazione di 100 €/t, si arriverebbe ad un costo di produzione del biodiesel di 785 €/t; si evidenzia l'elevata percentuale (80%) con cui il costo della materia prima pesa sul costo di produzione finale del biodiesel (Assocostieri).

In Italia ci sono una serie di limitazioni di carattere soprattutto normativo che frenano il mercato del biodiesel come: l'esistenza di un limitato contingente annuo agevolato in termini di applicazione di accise; il limite di miscelazione al 5% per la vendita nella rete; "l'obbligatorietà" di miscelazione da parte dei produttori/commercianti di carburanti tradizionali regolarizzata in termini sanzionatori solo di recente.
In conclusione, sulla base della normativa vigente sembrerebbe che lo sviluppo dell'intera filiera sul territorio nazionale debba essere generato dall'ultimo anello della catena e cioè dai "petrolieri" che dovrebbero rispettare l'obbligo della miscelazione. Da qui infatti, si genererebbe una domanda di biocarburante che ricadrebbe sui produttori di biodiesel. Questi ultimi, hanno agevolazioni particolari per la quota di materia prima proveniente dalla realizzazione di filiere locali convalidate da accordi di filiera tra i vari attori. Si intende così creare un legame diretto tra il primo e l'ultimo anello della catena ottimizzando gli aspetti logistici ed economici del processo di produzione e dando un'opportunità di crescita imprenditoriale al mondo agricolo integrativa all'alimentare.

** Contributo di V. Scrosta e R. Cerioni*
Sistemi Innovativi Biomasse Energetiche - Spin-off dell'Università Politecnica delle Marche

TAB. 2 - PRINCIPALI INDUSTRIE OLEARIE PRESENTI NEL TERRITORIO NAZIONALE

OLEIFICIO	UBICAZIONE	SEMI TRATTATI	OPERAZIONI
1	San Pietro di Morubio (BA)	Soia Girasole	Spremitura, raffinazione, confezionamento
2	Camisano Vicentino (VI)	Soia	Spremitura
3	Porto Marghera (VE)	Colza, girasole	Spremitura, raffinazione
	Porto Corsini (RA)	Soia, mais	Confezionamento,
	Porto di Ancona (AN)	Arachide (no spremitura)	distribuzione
4	Castelfiorentino (FI)	Girasole	Spremitura
5	Fontanelle (TV)	Soia, vinaccioli,	Spremitura, raffinazione,
		mais, colza (no spremitura)	confezionamento,
		Girasole (no spremitura)	distribuzione
		Arachide (no spremitura)	
6	Cisterna di Latina (LT)	Girasole, colza, soia	Spremitura, raffinazione
7	Faenza (FC)	Girasole oleico e altoleico	Spremitura, raffinazione,
		Vinaccioli, mais	distribuzione
			(autocisterne o navi)

TAB. 3 - PRINCIPALI INDUSTRIE PER LA RAFFINAZIONE OLEARIA PRESENTI NEL TERRITORIO NAZIONALE

OLEIFICIO	UBICAZIONE	PROCESSO	OLI TRATTATI
8	Silea (TV)	Raffinazione, confezionamento Distribuzione	Mais, soia, girasole
9	Viareggio (LU)	Raffinazione, confezionamento Distibuzione	Colza, girasole, soia, vinaccioli, mais, arachide
10	Inveruno	Raffinazione, confezionamento Distibuzione	Colza, girasole, soia, vinaccioli, mais, arachide

3. Mercato/ Buone pratiche

Il bioetanolo

Lo sviluppo della filiera del bioetanolo destinato al mercato energetico in Italia è stato finora limitato ad iniziative di tipo sperimentale-dimostrativo, per le quali, generalmente, è stato utilizzato etanolo derivante dalle distillazioni obbligatorie di vino ed altri prodotti ortofrutticoli eccedenti. Esistono circa 150 aziende italiane che, a vario titolo, producono alcol etilico da prodotti o scarti agricoli. La maggior parte di queste sono piccole distillerie o aziende vinicole, ma vi sono anche alcuni impianti di moderna concezione con elevata capacità produttiva come l'IMA del Gruppo Bertolino (Trapani), la Caviro Sca (Faenza), la Alc.Este. SpA (Ferrara), la Sedamyl del Gruppo Amylum - Tate & Lyle (Saluzzo) e la Silcompa SpA (Correggio). Le aziende menzionate, che rientrano nel novero dei maggiori produttori di alcool in Europa, aderiscono alla Società Italiana BioEtanolo (Sibe) condividendo una strategia di filiera per la produzione di alcool etilico destinato alla biocarburazione. Le distillerie italiane sono caratterizzate dalla versatilità d'impiego delle diverse materie prime agricole fermentescibili e nel 2007 l'alcol agricolo prodotto è derivato da melasso (5%), da vino (34%), da materie vinose (36%), da cereali (23%) e da frutta (2%), per un quantitativo pari a circa 117,5 milioni di litri di alcol puro (1.175.000 ettanidri).

L'etanolo di origine agricola è destinato principalmente al mercato delle bevande alcoliche, all'industria alimentare e farmaceutica, ecc., dunque ad applicazioni completamente diverse dalla produzione di energia. Di fatto, invece, in Italia la commercializzazione di bioetanolo come combustibile è praticamente nulla. Peraltro, la distillazione obbligatoria dei vini e altri prodotti ortofrutticoli eccedenti, ha generato già notevoli giacenze di alcol etilico di origine agricola, stimate nell'ordine di alcuni milioni di ettanidri. La nuova OCM vitivinicola (agosto 2008) prevede il mantenimento delle distillazioni dei sottoprodotti (fecce e vinacce) e del vino invenduto (distillazione di crisi), ma a condizioni radicalmente diverse al vecchio regolamento 1493/99: non ci sarà più il prezzo minimo, resterà un aiuto alla trasformazione e al trasporto, non ci saranno più né stoccaggio né acquisto dell'alcol con organismi d'intervento. L'alcol resterà dunque nelle disponibilità del distillatore che lo dovrà commercializzare in proprio esclusivamente per usi industriali/energetici.

Diverso è il discorso che concerne l'ETBE: la capacità produttiva a livello nazionale nel breve periodo è dell'ordine delle 300 kt/anno di ETBE (pari a poco meno di 150 kt/anno di etanolo). Le prospettive aperte dalla riduzione degli aromatici nella benzina fanno triplicare tali spazi di mercato nel breve periodo: l'utilizzo di ETBE, nella percentuale minima del 5%, in tutta la benzina consumata in Italia richiederebbe circa 800 kt/anno di bioetanolo (d'altra parte, il mercato attuale dell'MTBE si aggira intorno alle 430 - 450 kt/anno).

Lo sviluppo di questo mercato è stato per anni condizionato da processi normativi farraginosi e incompleti nella definizione di misure a sostegno del bioetanolo come biocarburante (defiscalizzazione, obblighi di immissione, ecc.). La Finanziaria 2007 tuttavia, riprendendo la legge 81/2006, stabilisce obblighi di utilizzo dell'1% nel 2006, del 2% nel 2007 e indica un obiettivo non vincolante del 5,75% nel 2010. Inoltre, la stessa legge rinnova per il triennio 2007-2010 lo stanziamento annuo di 73 milioni di euro per lo sgravio parziale di accise del bioetanolo, già introdotto con le Finanziarie 2001 e 2005 e mai reso operativo. Infine nell'aprile 2008 sono stati pubblicati due decreti sugli obblighi di applicazione (n.100 del 23 aprile 2008 - n.110 del 29 aprile 2008), provvedimenti normativi a lungo attesi che saranno determinanti per la nascita di un mercato nazionale di biocarburanti. È evidente che anche e soprattutto gli industriali distillatori siano interessati agli sgravi previsti dalla finanziaria, visto che ancora oggi l'etanolo costa circa due-tre volte la benzina.

La potenziale produzione di bioetanolo soggetto a sgravi eccede di gran lunga il mercato potenziale di ETBE in Italia (ma anche la capacità produttiva di ETBE dell'industria italiana), e potrebbe determinarsi l'accumulo di ulteriori giacenze di bioetanolo, a meno di non avere un grande impulso delle esportazioni.

Per quanto riguarda la produzione del-

ALCOL PRODOTTO E MATERIE PRIME UTILIZZATE (ANNO 2007)

MATERIA PRIMA D'ORIGINE	TONNELLATE UTILIZZATE	ALCOL PRODOTTO (in hn)
MELASSO	19.000	61.000
VINO *	360.000	400.000
MATERIE VINOSE	975.000	421.000
FRUTTA	50.000	22.000
CEREALI	66.000	271.000
TOTALE	1.470.000	1.175.000

** 1.000 litri*
Fonte: AssoDistil

3. Mercato/ Buone pratiche

l'ETBE, infatti, l'unico stabilimento per la produzione di MTBE, in grado di produrre anche ETBE, è di proprietà dell'Ecofuel di Ravenna (ENI); la tecnologia SNAMPROGETTI/ECOFUEL permette, infatti, di alternare la produzione di MTBE e ETBE, con poche modifiche nella configurazione dell'impianto. Il passaggio da MTBE a ETBE si effettua, di solito, in funzione della disponibilità e del prezzo dell'etanolo. Nuovi impianti potrebbero essere realizzati in altre raffinerie. Tra le maggiori ditte produttrici di bioetanolo e l'Ecofuel, sono stati attivati accordi di fornitura per la recente produzione di alcune decine di migliaia di tonnellate di ETBE nell'ambito del programma nazionale bioetanolo/ETBE.
Sulla base dei menzionati obblighi di impiego per il triennio 2008-2010, Assodistil ha stimato il potenziale mercato italiano di bioetanolo/etbe, per la sostituzione del 2% nel 2008, del 3% nel 2009 e del 5,75% nel 2010, delle benzine immesse in consumo.

3.2) VALUTAZIONI ECONOMICHE

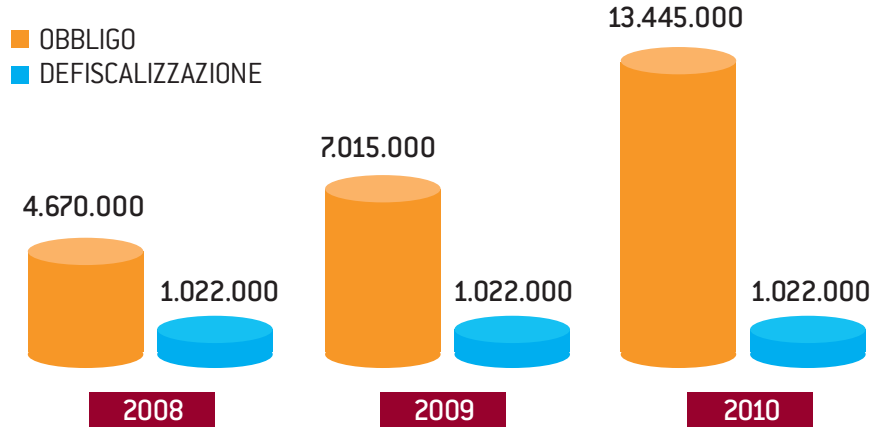
La valutazione economica delle filiere bioenergetiche è tra gli elementi fondamentali, assieme alla loro sostenibilità ambientale e sociale, per prevederne gli sviluppi verso il raggiungimento degli obiettivi al 2020.
È peraltro ovvio che tale valutazione deve riguardare, per ciascuna filiera, le relative BAT (Best Available Technologies) in termini di efficienza di conversione energetica, di affidabilità e qualità tecnica degli impianti.
Per questo motivo le considerazioni svolte in questo capitolo riguardano esclusivamente le filiere che già oggi hanno raggiunto una consolidata maturità tecnologica e di mercato.
Queste, in sintesi, sono:

- Filiera dell'energia termica (riscaldamento, raffrescamento e teleriscaldamento per uso domestico e/o calore per usi di processo).
- Filiera dell'energia elettrica.
- Filiera dell'energia elettrica in cogenerazione (riscaldamento, raffrescamento e teleriscaldamento per uso domestico e/o calore per usi di processo).
- Filiera dei biocarburanti per autotrazione.

Le principali soluzioni tecnologiche e impiantistiche, saranno sinteticamente trattate da un punto di vista economico per mostrare il loro potenziale di accesso al mercato nazionale.
È fondamentale premettere che la valutazione economica di qualunque filiera bioenergetica non è univocamente determinabile, ma è sempre strettamente legata alle specifiche situazioni locali (in termini di disponibilità di risorse, di condizioni climatiche, di vicinanza di utenze termiche ed elettriche, di aiuti e incentivi locali, di numero di ore di funzionamento annuo, ecc).
Per quanto riguarda gli incentivi si può vedere che alcune filiere, ed in particolare quelle per il riscaldamento domestico ed il teleriscaldamento da biocombustibili solidi, sono già di per sé economicamente sostenibili in gran parte delle realtà italiane, senza la necessità di ricorrere ad aiuti pubblici. Lo stesso non vale però per altre filiere dove gli incentivi (vedi la produzione di sola energia elettrica) o le defiscalizzazioni (vedi la produzione di biocarburanti) rivestono un ruolo importantissimo ed imprescindibile per garantirne lo sviluppo.
Una considerazione di carattere generale, comune a tutte le filiere bioenergetiche, è quella legata al numero di ore annue di funzionamento degli impianti. Quanto questo è più alto, tanto migliore sarà il risultato economico dell'iniziativa.
Sempre di carattere generale è la considerazione relativa al fattore "scala": i costi d'investimento degli impianti (per unità di potenza installata) sono minori quanto maggiori sono le dimensioni dell'impianto.
Qualunque valutazione economica in campo bioenergetico deve confrontarsi con il costo dell'energia fossile: è infatti il risparmio che si può conseguire usando biocombustibili (anziché combustibili fossili) che permette di ammortizzare il maggiore costo d'investimento in genere necessario per la realizzazione degli impianti.
In sintesi i principali dati e parametri di riferimento per una corretta valutazione economica devono tenere conto di:

- Costo dei combustibili fossili vs biocombustibili.
- Costo e tariffe dell'energia elettrica.

QUANTITATIVI DI BIOETANOLO DA UTILIZZARE OBBLIGATORIAMENTE VS. QUANTITATIVI DEFISCALIZZATI (2008-2010 in ettanidri)



3. Mercato/ Buone pratiche

- Costo del denaro (tassi interesse).
- Incentivi nazionali e locali (CV, TEE, defiscalizzazioni).

Gli indici normalmente utilizzati per la valutazione economica sono il Tempo di Ritorno dell'Investimento (o Payback) e il Tasso Interno di Rendimento (TIR).
Il Payback stima il numero degli anni necessari a far sì che i ricavi netti generati dall'investimento coprano il capitale investito.
Il TIR rappresenta il tasso di interesse che si dovrebbe ottenere investendo lo stesso capitale in banca, per il tempo di vita dell'iniziativa (normalmente 15 anni).
La valutazione del costo di investimento iniziale e dei successivi ricavi netti annui sono il punto di partenza per qualunque specifica valutazione economica.
Alcuni dati di massima sui costi di investimento delle caldaie a biomassa sono sinteticamente presentati nell'**Addendum A3.8**.
ITABIA ha recentemente elaborato, in collaborazione con UNACOMA, un programma di calcolo mirato a fornire un orientamento alle tecnologie di conversione energetica più convenienti in termini economici in funzione di tipologia, quantità e costo della biomassa disponibile. Tale programma, assumendo dati e parametri di riferimento medi relativi al 2008 (es. costo dei combustibili fossili, costo e tariffe dell'energia elettrica, tassi d'interesse, incentivi, ecc.), evidenzia, per le diverse filiere tecnologiche considerate, interessanti peculiarità "economiche" di seguito sintetizzate.

PICCOLE CALDAIE PER RISCALDAMENTO DOMESTICO DA BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI

Il "driver" principale per la loro valutazione economica è strettamente legato alla localizzazione dell'utenza e alla durata di funzionamento giornaliero e annuo prevista dal D.P.R. 412/93.
Un'immediata visualizzazione delle principali zone climatiche delle Province italiane è presentata in **Addendum A3.9.**
Per fare un esempio, l'acquisto di una caldaia alimentata a cippato (70 €/t) a servizio di un'ipotetica utenza con determinate caratteristiche strutturali (stessa volumetria e tipologia costruttiva) avrà tempi di "payback" che variano notevolmente in relazione alla zona climatica in cui avviene l'installazione. Come mostrato in tabella, passando dalle zone più calde a quelle più fredde, si riducono i tempi di ammortamento dell'investimento, nonostante la più alta potenza termica necessaria faccia crescere il prezzo dell'impianto.

LOCALIZZAZIONE	PAYBACK
Zona Climatica A	13 anni
Zona Climatica B	7 anni
Zona Climatica C	5 anni
Zona Climatica D	2,5 anni
Zona Climatica E	1,5 anni
Zona Climatica F	1 anno

Nel calcolo non sono stati presi in considerazione gli incentivi (essenzialmente misure di defiscalizzazione) previsti dalla carente legislazione nazionale in materia di energia rinnovabile termica.
Queste valutazioni valgono sia per le piccole caldaie ad alimentazione automatica che per quelle ad alimentazione manuale. Il risultato economico non varia sensibilmente, poiché a fronte di un costo più alto del biocombustibile nel caso di alimentazione manuale (pellet o legna da ardere), diminuisce il costo di investimento, in quanto la caldaia è priva degli onerosi componenti per l'alimentazione automatica.

TELERISCALDAMENTO DA BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI

Valgono le considerazioni fatte circa la zona climatica d'appartenenza. Rispetto alle piccole caldaie individuali il risultato economico di un impianto di teleriscaldamento è in parte "appesantito" dal costo della rete di distribuzione del calore, anche se la maggiore dimensione delle caldaie può, per un fattore di "scala", incidere positivamente sia sui costi d'investimento, sia su quelli di esercizio.
Per la stessa volumetria e tipologia di utenze servite, a parità di caratteristiche della rete di distribuzione e del costo del biocombustibile utilizzato (cippato di legno a 70 €/t), si hanno i seguenti valori di "payback":

LOCALIZZAZIONE	PAYBACK
Zona Climatica A	14 anni
Zona Climatica B	8 anni
Zona Climatica C	6 anni
Zona Climatica D	3 anni
Zona Climatica E	2 anni
Zona Climatica F	1,5 anni

ENERGIA ELETTRICA (<1MWe) DA BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI

Diversamente dalle filiere termiche, dove la localizzazione e le caratteristiche delle utenze sono il principale parametro di riferimento per la loro valutazione economica, nel caso della filiera elettrica l'utenza è costituita dalla rete pubblica nazionale, che è oltretutto obbligata dalle normative vigenti ad acquistare a tariffe incentivate l'energia elettrica "rinnovabile" prodotta da impianti qualificati IAFR.
In questo caso due sono i "drivers" principali per la loro valutazione:
> il costo del biocombustibile utilizzato (cippato di legno);
> l'incentivo riconosciuto al kWh elettrico prodotto.

Per un più rapido ammortamento dell'investimento iniziale, le centrali termoelettriche funzionano per il massimo di ore annue, compatibilmente con le fermate per la loro manutenzione programmata.
Considerando il valore di 0,30 € per kWh prodotto, come previsto dalla Fi-

3. Mercato/ Buone pratiche

nanziaria 2008, l'incidenza del costo del combustibile sui tempi di ammortamento è:

COSTO DEL BIOCOMBUSTIBILE €/t	PAYBACK
40	6 anni
70	8 anni

È interessante notare come cambierebbero i valori di pay back se l'incentivo sul kWh prodotto scendesse a 0,20 €/kWh :

COSTO DEL BIOCOMBUSTIBILE €/t	PAYBACK
40	15 anni
70	>100 anni

Questa forte variazione del payback sta a dimostrare l'importanza dell'incentivo per lo sviluppo futuro della tecnologia.
Indicativamente il costo di investimento per piccole centrali elettriche a biocombustibili solidi è valutabile intorno ai 5.000 € per kW elettrico di potenza lorda installata.

ENERGIA ELETTRICA (<1MWe) DA BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI E GASSOSI

Trattiamo separatamente la valutazione economica di impianti per la generazione elettrica da biocombustibili liquidi (oli vegetali), rispetto a quella da biocombustibili gassosi (biogas), in quanto necessitano di un diverso approccio.
Per quanto riguarda **i biocombustibili liquidi** è interessante osservare che, rispetto ai biocombustibili solidi, il costo d'investimento per la tecnologia di conversione energetica è di circa 5 volte minore, mentre il costo unitario dell'olio vegetale impiegato è di circa 10 volte maggiore del cippato, (possedendo comunque un contenuto energetico 3 volte superiore).
Anche in questo caso i "drivers" principali per la loro valutazione economica sono:
> il costo dell'olio vegetale utilizzato,
> l'incentivo riconosciuto al kWh elettrico prodotto.

Se per l'incentivo sul kWh prodotto si considera il valore di 0,30 €/kWh (Finanziaria 2008), l'incidenza del costo del combustibile (olio vegetale) sul payback è:

COSTO DEL BIOCOMBUSTIBILE €/t	PAYBACK
600	2,8 anni
800	4,0 anni

Detti valori muterebbero notevolmente se l'incentivo sul kWh prodotto scendesse, ad esempio, a 0,20 €/kWh.

COSTO DEL BIOCOMBUSTIBILE €/t	PAYBACK
600	15 anni
800	mai

Indicativamente il costo d'investimento per piccole centrali elettriche a biocombustibili liquidi è valutabile intorno ai 1.500 € per kW elettrico di potenza lorda installata.
Per quanto riguarda **il biogas**, la sua conversione finale in energia elettrica avviene con lo stesso processo utilizzato per gli oli vegetali (combustione in motore endotermico), ed il risultato economico dipende essenzialmente dai costi d'investimento e gestione per la produzione del biogas stesso, che sono però estremamente variabili e di difficile stima.
Si può comunque ipotizzare che il costo d'investimento per piccole centrali elettriche a biogas sia compreso in un range variabile tra i 2.500 ed i 5.000 € per kW elettrico di potenza lorda installata, in funzione delle dimensioni, della complessità e dell'efficienza dell'impianto.
La loro valutazione economica dipende, oltre che dal costo d'investimento, dal tipo e dal costo del substrato alimentato al digestore anaerobico e dalle ore di funzionamento annuo dell'impianto.
Per quanto riguarda l'incentivo sul kWh elettrico prodotto si considera il valore di 0,30 €/kWh, come previsto dalla Finanziaria 2008 per il biogas di origine agro-zootecnica: con questa ipotesi il payback è normalmente compreso in un range che può variare dai 3 ai 6 anni.
Per sviluppare le significative opportunità offerte dal biogas è però necessario che vengano emesse procedure autorizzative più chiare e percorribili di quelle attualmente in vigore, relative alla realizzazione degli impianti, all'allacciamento alla rete elettrica nazionale ed alla movimentazione e stoccaggio, come sottoprodotti e non come rifiuti, delle varie matrici utilizzabili per la sua produzione.

ENERGIA ELETTRICA (<1MWe) E COGENERAZIONE DA BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI

La cogenerazione presenta aspetti economici di assoluta validità quando il recupero del calore residuo avviene lungo tutto l'arco dell'anno ed in maniera parallela e proporzionale alla produzione elettrica. Tale situazione si può verificare solo nel caso di processi industriali con richiesta costante di calore a bassa temperatura. Si tratta quindi di realtà poco frequenti. Per questo motivo si limita la valutazione economica alle utenze più diffuse, cioè quelle domestiche e alla loro domanda stagionale di riscaldamento.
Anche per la cogenerazione ritorna dunque in primo piano l'importanza delle zone climatiche di appartenenza. Nella tabella sono state considerate le zone climatiche più interessanti per applicazioni cogenerative residenziali, per le quali si ipotizza di fare funzionare l'impianto di riscaldamento secondo prescrizioni ed orari indicati dal già citato D.P.R. 412. Come previsto dalla Finanziaria 2008 l'incentivo sul kWh prodotto si considera del valore di 0,30 Euro.
Per la stessa volumetria e tipologia di utenze servite, a parità di caratteristiche della rete di distribuzione e con lo

3. Mercato/ Buone pratiche

stesso costo del biocombustibile utilizzato (cippato di legno a 70 €/t), si hanno i seguenti valori di payback.

ZONA CLIMATICA	LIMITE TERMICO	PAYBACK
C	17%	6,7 anni
D	28%	5,6 anni
E	41%	4,4 anni

È interessante notare come il Limite Termico (LT) ed il payback migliorino nettamente in zone climatiche più fredde, e come il payback sia in ogni caso più interessante di quello ottenuto per la produzione di sola energia elettrica, a parità di costo del biocombustibile.

ENERGIA ELETTRICA (<1MWe) E COGENERAZIONE DA BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI E GASSOSI

Anche in questo caso valgono le considerazioni economiche esposte nel paragrafo precedente per la cogenerazione da biocombustibili solidi.
Rispetto a questi ultimi, il risultato economico è nettamente migliore, e questo si riflette anche sulla cogenerazione, dove comunque è sempre significativo il ruolo della zona climatica d'appartenenza; infatti, per la stessa volumetria e tipologia di utenze servite, a parità di caratteristiche della rete di distribuzione, la tabella mostra l'influenza della zona climatica su LT e payback nell'ipotesi di costo dell'olio vegetale pari a 600 €/t.

ZONA CLIMATICA	LIMITE TERMICO	PAYBACK
C	16%	2,5 anni
D	27%	2,3 anni
E	35%	2,0 anni

Anche nella cogenerazione da biocombustibili liquidi è interessante notare come il Limite Termico (LT) ed il payback migliorino passando a zone climatiche più fredde. Il miglioramento è però meno marcato di quanto non lo sia per la cogenerazione da biocombustibili solidi, per la minore quantità di calore residuo destinabile ad uso termico.

ENERGIA ELETTRICA (<1MWe) E TRIGENERAZIONE DA BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI

La valutazione economica della trigenerazione è assolutamente dipendente dal numero di ore annue previste per il condizionamento estivo: queste non sono regolate da alcuna normativa (come il D.P.R. 412 per il riscaldamento invernale) e pertanto la valutazione economica riveste un carattere del tutto ipotetico.
Anche l'importanza della zona climatica viene meno, e non per l'inapplicabilità del decreto, ma per il semplice fatto che tanto più è fredda una Zona Climatica tanto minore sarà la sua necessità di "fresco" estivo, e viceversa. L'indipendenza della trigenerazione dalla zona climatica è confermata, per quanto riguarda la valutazione economica, dalla tabella sottostante, elaborata con questa ipotesi di funzionamento estivo:

ZONA CLIMATICA	CONDIZIONAMENTO
C	1.000 ore
D	700 ore
E	400 ore

Restano inoltre le stesse ipotesi precedentemente applicate nel caso della cogenerazione, per quello che riguarda volumetria e tipologia di utenze servite, caratteristiche della rete di distribuzione e costo del biocombustibile utilizzato (cippato di legno a 70 €/t):

ZONA CLIMATICA	LIMITE TERMICO	PAYBACK
C	37%	7,0 anni
D	39%	6,3 anni
E	43%	5,6 anni

Dalla tabella emerge che il beneficio maggiore della trigenerazione risiede nell'alto valore del Limite Termico LT, che in sintesi si riflette sulla più alta efficienza energetica ed ambientale dell'intero sistema.
Il risultato economico (payback) della trigenerazione, per le stesse utenze e con le ore estive di funzionamento sopra considerate, non migliora quello della sola cogenerazione, a causa dell'elevato costo di investimento aggiuntivo per l'installazione della macchina ad assorbimento. Un forte aumento delle ore di funzionamento estivo si rifletterebbe comunque in una maggiore convenienza economica.

ENERGIA ELETTRICA (<1MWe) E TRIGENERAZIONE DA BIOCOMBUSTIBILI LIQUIDI E GASSOSI

Le stesse considerazioni, con le stesse ipotesi di durata di funzionamento estivo, volumetria e tipologia di utenze servite, caratteristiche della rete di distribuzione e costo del biocombustibile utilizzato (olio vegetale a 600 €/t) valgono per la trigenerazione da biocombustibili liquidi:

ZONA CLIMATICA	LIMITE TERMICO	PAYBACK
C	29%	3,5 anni
D	32%	3,3 anni
E	37%	3,0 anni

Anche in questo caso il beneficio maggiore risiede nell'alto valore del Limite Termico LT, e nella più alta efficienza energetica ed ambientale dell'intero sistema. Per quanto riguarda il ritorno economico valgono anche in questo caso le considerazioni fatte per la trigenerazione a biocombustibili solidi.

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI, LIQUIDI E GASSOSI (IMPIANTI A SCALA INDUSTRIALE)

Per i grandi impianti, siano essi alimentati da biocombustibili solidi piuttosto che liquidi e gassosi, valgono alcune favorevoli considerazioni di carattere economico:

3. Mercato/ Buone pratiche

> Il costo di investimento unitario è minore rispetto a quello degli impianti con potenza elettrica < 1 MWe, grazie all'effetto "scala", ed è stimabile in un range tra i 3 ed i 4 MEuro/MWe per i biocombustibili solidi ed a 1 MEuro/MWe per i biocombustibili liquidi.
> Il costo del biocombustibile è di norma inferiore (trattandosi di grandi quantitativi in genere legati a contratti di approvvigionamento pluriennali).
> I costi fissi di esercizio unitari in €/kWhe (gestione, manutenzione, finanziari, ecc.) sono inferiori, in quanto si spalmano su un gran numero di kWhe prodotti nel corso della vita dell'impianto.
Di contro le negatività sono rappresentate da:
> Bassa efficienza elettrica (25%) per gli impianti alimentati a biocombustibili solidi.
> Difficoltà di reperire adeguate utenze termiche per la valorizzazione economica delle grandi quantità di calore residuo.
> Dipendenza dal valore di mercato dei Certificati Verdi ed instabilità temporale della normativa in materia.
> Difficoltà degli investitori per l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni.
Anche per questi i "drivers" principali per la loro valutazione economica sono il costo del biocombustibile e l'incentivo al kWh prodotto.

Visti gli alti costi d'investimento iniziali si ipotizza che gli impianti funzionino per il massimo numero di ore annue possibile (7.000-8.000 h).

Per quanto riguarda l'incentivo sul kWhe prodotto vale il meccanismo dei Certificati Verdi, come previsto nella Finanziaria 2008 per gli impianti con potenza elettrica installata > 1 MWe.
Nel caso di filiera "corta" o locale, sostenibile solo per i biocombustibili solidi (e con l'obbligo di approvvigionare la biomassa da distanze non superiori ai 70 km), si hanno i seguenti valori di payback (in funzione del costo del combustibile):

COSTO DEL BIOCOMBUSTIBILE €/t	PAYBACK
40	4 anni
70	6 anni

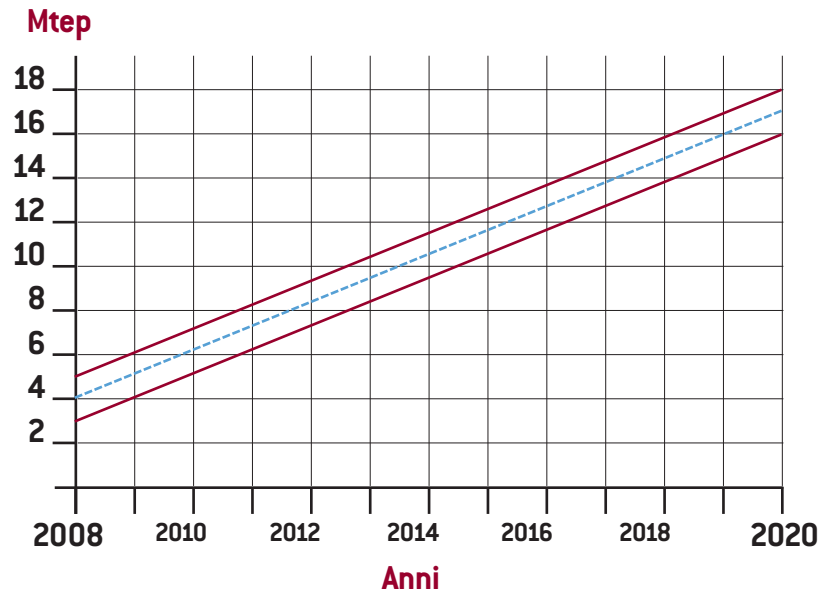
Tale valutazione è però condizionata dal valore di mercato dei Certificati Verdi non ancora ben definito.

3.3) CONSIDERAZIONI SULLE PRINCIPALI OPPORTUNITÀ DI SVILUPPO

Sulla base delle valutazioni economiche esposte, si possono ipotizzare possibili scenari di sviluppo per le diverse filiere bioenergetiche verso il raggiungimento degli obiettivi posti dalla Direttiva europea sulle FER. Ricordiamo (vedi Capitolo 2) che questi presumibilmente richiederanno dalla biomassa, al 2020, un contributo sui consumi lordi finali pari a circa 16-18 Mtep.
Nell'impostazione di tali scenari sono state anche tenute in considerazione le ipotesi fornite dal Position Paper (vedi Capitolo 1) che indica al 2020, in sostanziale accordo con la citata Direttiva, la sostituzione, attraverso la bioenergia, dei seguenti quantitativi di energia primaria fossile:
ENERGIA TERMICA: 9,3 Mtep, che comporteranno, a valle del rendimento termico medio effettivo (70%), una produzione termica utile di 80 TWh.
ENERGIA ELETTRICA: 3 Mtep, equivalenti, a valle del rendimento elettrico medio convenzionale (50%), ad una produzione elettrica di 14,5 TWh, e ad un corrispondente consumo di bioenergia primaria pari a 6 Mtep, in base al più basso rendimento energetico medio della conversione da biomasse (25%).
BIOCARBURANTI: 0,6 Mtep (contro i presumibili 4,2 Mtep necessari al 2020 per ottemperare alla copertura del 10% dei consumi autotrazione).

Le indicazioni fornite dal Position Paper, elaborato nel 2007, non potevano prevedere tutti gli obiettivi posti dalla Direttiva sulle FER, elaborata nel 2008, e sarà dunque necessario aspettare gli "Action Plans" nazionali che gli Stati Membri dovranno emanare entro il 2010, per tracciare dettagliate curve di tendenza.

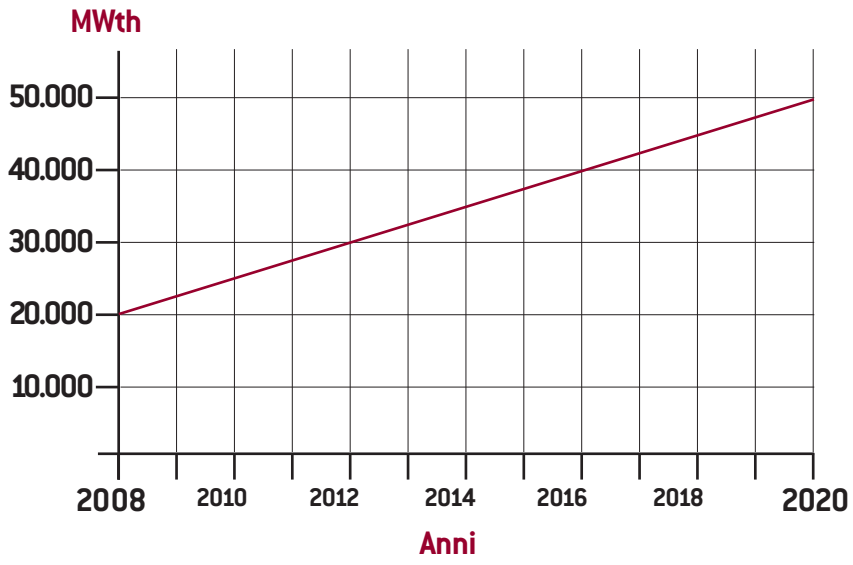
BIOENERGIA: TRAIETTORIA INDICATIVA DEI CONSUMI FINALI LORDI



3. Mercato/ Buone pratiche

L' Allegato 1 della Direttiva già oggi suggerisce comunque traiettorie indicative temporali, per verificare, in corso d'opera, l'effettivo raggiungimento degli obiettivi nazionali.
Per il nostro Paese la traiettoria indicativa, in termini di consumi finali lordi, è rappresentata nel grafico che segue.
Curve di tendenza più dettagliate per le singole tecnologie potranno essere elaborate solo dopo l'uscita del Piano d'Azione nazionale.
Alcune considerazioni di carattere generale possono comunque già oggi essere svolte, sulla base del Position Paper, in particolare per quanto riguarda i costi d'investimento da affrontare da qui al 2020.

ENERGIA TERMICA: TRAIETTORIA INDICATIVA DELLA POTENZA TERMICA DI NUOVA INSTALLAZIONE



3.3.1) ENERGIA TERMICA

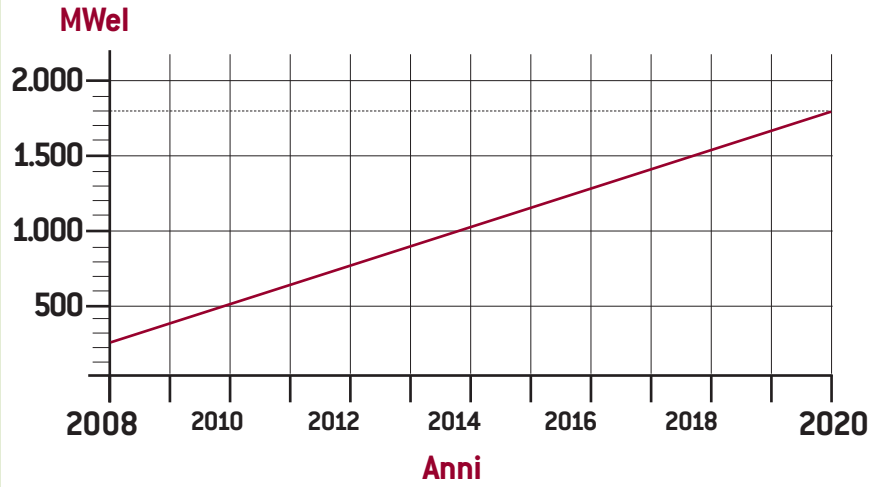
Produrre 80 TWh/anno di energia termica da biomasse (Position Paper 2007) significa disporre, al 2020, di una potenza totale installata di circa 50.000 MW, nell'ipotesi di un funzionamento medio annuo di 2.000 ore (tra utenze civili ed industriali).
L'attuale potenza installata del parco caldaie a biomassa nazionale è costituito da 16.000 MW termici per utenze civili e da 5.000 MW termici per utenze industriali (cfr. ITABIA - Progetto K4 RES Heating). Tale parco è in gran parte obsoleto ed in particolare quello destinato ad utenze civili opera a bassissime efficienze; è perciò ragionevole prevederne la quasi integrale sostituzione al 2020. Questo significa che almeno 40.000 MW sui 50.000 necessari dovranno essere di nuova costruzione.
Una significativa parte di energia termica può però provenire dagli impianti di cogenerazione per i quali si può conservativamente prevedere una potenza termica utile residua di almeno 3.000 MW. Questa valutazione riduce a 37.000 MW la potenza termica di nuova costruzione da installare entro il 2020.
Una stima dei relativi costi d'investimento si basa sulla considerazione che tale nuova potenza sarà per la maggior parte costituita da piccole caldaie domestiche, anche se da alcuni anni ha iniziato a diffondersi il teleriscaldamento, per il quale si prevede una forte crescita in considerazione dei favorevoli ritorni economici, ambientali e sociali ad esso legati. Si può mediamente assumere, per il parco caldaie di nuova costruzione, un costo di investimento unitario di € 400/kW, inclusivo dei costi delle nuove reti di teleriscaldamento: l'investimento totale necessario da qui al 2020 può pertanto essere stimato in circa 15 miliardi di Euro.
Il trend di sviluppo previsto per impianti termici a biomassa può essere ipotizzato come da grafico.
Sfuggono alle statistiche e non vengono qui computati ulteriori 14.000 MW termici installati in piccolissime apparecchiature, di potenza inferiore ai 10 kW, costituiti da caminetti, termo-camini, stufe, cucine, ecc. Secondo stime effettuate dall'Associazione Italiana Pellets attualmente le sole stufe alimentate con pellet di legno, quindi di moderna concezione, sono a livello nazionale circa 740.000 unità.

3.3.2) ENERGIA ELETTRICA

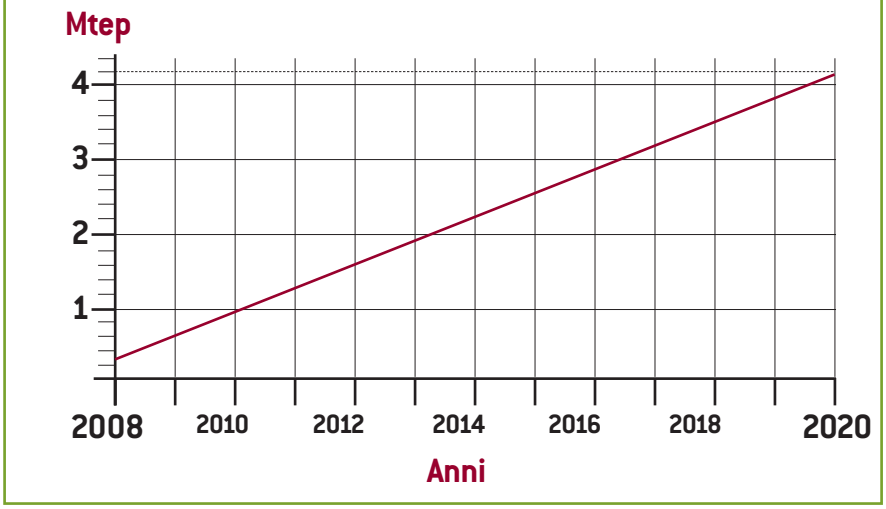
Produrre 14,5 TWh/anno da biomasse (Position Paper 2007) significa impiegare (rendimento elettrico medio pari al 25%) circa 6 Mtep/anno di bioenergia primaria, e disporre al 2020 di una potenza elettrica totale installata di circa 2.000 MWe (ipotizzando prudenzialmente un funzionamento medio di 7.000 ore/anno).
La potenza elettrica attualmente installata (includendo anche il contributo dei R.S.U.) è di circa1.300 MWe, ma è ipotizzabile che almeno l'80% di questi impianti sarà dismesso (causa vetustà, scadenza CIP6 e scadenza di altri incentivi) e assoggettato a rifacimenti totali.
Questa valutazione porta a circa 1.800 MWe la potenza elettrica di nuova costruzione da installare entro 2020.
Una stima dei relativi costi d'investimento si può basare sulla considerazione che tale nuova potenza sarà per la maggior parte costituita da piccole/medie centrali elettriche di cogenerazione (<1MWe), a biocombusti-

3. Mercato/ Buone pratiche

ENERGIA ELETTRICA: TRAIETTORIA INDICATIVA DELLA POTENZA ELETTRICA DI NUOVA INSTALLAZIONE



BIOCARBURANTI PER AUTOTRAZIONE: TRAIETTORIA INDICATIVA DELLA FUTURA PRODUZIONE



bili solidi, liquidi e gassosi, per le quali si può mediamente assumere un costo d'investimento unitario di € 3.000/kWe; l'investimento totale necessario da qui al 2020 può pertanto essere stimato per oltre 5 miliardi di Euro.
L'assetto cogenerativo auspicato per queste nuove centrali renderà disponibile una significativa quota di potenza termica (almeno 3.000 MW) che andrà a ridurre i costi d'investimento necessari per le caldaie di nuova costruzione, viste nel paragrafo precedente relativo all'energia termica.
Le favorevoli analisi economiche nei confronti della produzione elettrica e cogenerazione da biocombustibili solidi, liquidi e gassosi (vedi ottimo payback degli impianti), suggeriscono una previsione di trend (riportata nel grafico in alto).

3.3.3) BIOCARBURANTI

Al 2020, per ottemperare alla copertura del 10% di biocarburanti nei consumi per l'autotrazione, saranno necessari 4,2 Mtep rinnovabili (vedi grafico in basso). Questi corrispondono a circa 5,5 milioni di tonnellate di biocarburanti, che, seppur prodotti in buona parte con tecnologie di seconda generazione, non potranno evitare da parte dell'Italia un notevole ricorso alle importazioni.
Dalle considerazioni ed elaborazioni attualmente possibili emerge che il mercato dei biocarburanti, per rispettare gli obiettivi della Direttiva EU, dovrà sostenere, da oggi al 2020, significativi costi per la produzione di biocarburanti di prima e seconda generazione, non facilmente ipotizzabili allo stato attuale.

3.3.4) CONCLUSIONI

L'approvvigionamento per l'alimentazione delle diverse filiere tecnologiche comporterà per il mercato, sempre al 2020, la commercializzazione di biocombustibili solidi, liquidi e gassosi per valori prossimi ai 10 miliardi di Euro.
L'emanazione dei già citati Piani d'Azione nazionali, prevista entro il 2010, permetterà una verifica delle proiezioni di mercato svolte in questo capitolo. Nel frattempo, per una loro corretta formulazione, è importante prendere atto delle specifiche difficoltà legate al raggiungimento degli obiettivi posti dalla Direttiva ed è necessario da subito prevedere le azioni necessarie al loro superamento.
Queste sono ben sintetizzate nelle conclusioni di un documento dell'APER (Associazione Produttori di Energia da fonti Rinnovabili) di cui riportiamo uno stralcio:

"1. *La definizione concertata tra Governo Nazionale e Regioni degli obiettivi quantitativi, divisi per fonte energetica e per distribuzione regionale, quale obiettivo operativo: il target nazionale deve essere rappresentato dalla*

3. Mercato/ Buone pratiche

somma di realistici target regionali.
2. L'individuazione di meccanismi di premialità e di sanzione, che presiedano al raggiungimento dei target regionali con una logica di "meccanismi flessibili" tali da garantire ricadute economiche sui territori delle Regioni "virtuose".
3. La definizione concordata di criteri autorizzativi trasparenti, affidabili nel tempo e non discriminatori, che conducano all'armonizzazione delle discipline regionali e all'abbandono dell'atteggiamento di ostilità, presidiati da strumenti amministrativi efficaci quali il potere di sostituzione degli organi superiori e il potere di commissariamento.
4. L'istituzione di un organo collegiale dotato di ampi poteri esecutivi per il controllo delle azioni di perseguimento degli obiettivi di sviluppo delle FER nel nostro Paese, anche attraverso il rafforzamento del ruolo dell'Osservatorio Nazionale per le Fonti Rinnovabili e l'Efficienza Energetica, costituito ai sensi del D. Lgs 387/03, i cui compiti e attribuzioni dovrebbero essere maggiormente implementati.
5. Il rafforzamento del ruolo di CNR, ENEA, CESI sia nella pianificazione che nella informazione di supporto alla ricerca di base (e soprattutto alla ricerca applicata) nel settore delle rinnovabili.
6. La piena attuazione a quanto previsto dalle leggi 222/07 e 244/07 con l'immediata emanazione da parte dei Ministeri competenti (dove previsto in coordinamento anche con l'AEEG) dei decreti attuativi, già in ritardo rispetto alle scadenze stabilite." ■

3] Addenda

A3.1) VALUTAZIONE DEL GRADO DI SUCCESSO DEGLI IMPIANTI A BIOMASSE

REFERENTE: Azienda Pubbliservizi Brunico - Stadtwerke Bruneck
REGIONE/LOCALITÀ: TN-AA, 39031 Brunico (BZ)
PERIODO CONSIDERATO: 2007
CAPACITÀ DELL'IMPIANTO: 7.306 MW
BIOMASSE UTILIZZATE: Cippato, corteccia, trucioli "uso trieste"/da bosco

1 ASPETTI TECNICI	ARGOMENTO	DESCRIZIONE
1.1 Colture dedicate e/o fonti di provenienza delle biomasse	Specie coltivate e/o raccolte	Larice, abete
	Metodi di coltura e/o di raccolta	n. d.
	Tassi di produttività in termini di ton/ha	n. d.
	Costo di coltivazione unitario euro/ha	n. d.
	Fonti geografiche di provenienza	fornitori diretti: ca. 75 km
	Soggetti fornitori	segherie, prorietari boschivi
	Tipologia contrattuale della fornitura	m^3 steri
1.2 Approvvigionamento, trasporto e stoccaggio delle biomasse	Modalità di approvvigionamento	autotreni/camion
	Tipologia contrattuale del trasporto	incluso nel prezzo della biomassa
	Strutture dello stoccaggio	esterno non coperto
	Durata dello stoccaggio	6 mesi
1.3 Gestione dell'impianto	Processo di conversione energetica	caldaie a biomassa
	Tipologia del recupero energetico	caldaie: gas di scarico (950°C) - acqua calda (95°C)
	Quantità di biomasse utilizzate (t/anno)	43.320
	Potenza termica installata (MWt)	73,6
	Rendimenti energetici (% kJ in/kJ out)	85%
	Tecnologia di abbattimento delle emissioni	filtri elettrostatici e impianti di condensazione
1.4 Usi finali dell'energia prodotta	Popolazione e utenze servite (N° abitanti e N° Edifici)	ca. 13.000 abitanti ca. 2.200 edifici
	Volumetria riscaldata (m^3)	n. d.
	Energia prodotta (kJ/anno)	129 MWh - 467 TJ
	Energia distribuita (kJ/anno)	109 MWh
	Rapporto pro-capite energia/abitante (kJ/ab)	n. disp.
1.5 Sostenibilità energetica ed ambientale	Combustibili fossili risparmiati (t/anno)	11.000
	Emissioni di CO_2 risparmiate (t/anno)	27.000
	Emissioni evitate di HCl, NOx, ecc. (t/anno)	n. d.
1.6 Residui prodotti	Materiali di scarto e/o di recupero (t/anno)	
	Ceneri di processo (t/anno)	140
	Destinazione degli scarti e delle ceneri	discarica

Addenda al Capitolo 3

2 ASPETTI LEGALI	ARGOMENTO	DESCRIZIONE
2.1 Colture dedicate e/o fonti di provenienza delle biomasse	Presenza di prescrizioni legali regionali e/o nazionali	
	Stabilità e durata delle prescrizioni legali	
	Altre informazioni:	
2.2 Approvvigionamento, trasporto e stoccaggio delle biomasse	Presenza di prescrizioni legali regionali e/o nazionali	V.I.A. - APA Bolzano
	Stabilità e durata delle prescrizioni legali	
2.3 Gestione dell'impianto	Autorizzazioni all'esercizio e loro durata	Prov. Autonoma di Bolzano Ufficio Aria e rumore (rip. 29.2)
	Presenza di prescrizioni agli operatori dell'impianto	
2.4 Usi finali dell'energia prodotta	Presenza di prescrizioni e/o vincoli regionali e/o nazionali alla cessione dell'energia prodotta	
	Contratti regionali e/o nazionali alla cessione dell'energia prodotta	
2.5 Sostenibilità energetica ed ambientale	Presenza di prescrizioni legali alla produzione di energia	Prov. Autonoma di Bolzano Ufficio Aria e rumore (rip. 29.2)
	Presenza di prescrizioni legali alle emissioni in atmosfera	Prov. Autonoma di Bolzano Ufficio Aria e rumore (rip. 29.2)
2.5 Residui prodotti	Presenza di prescrizioni legali allo smaltimento dei residui	DLgs 22/1997, DM 145/1998, Del. CIR 27.07.1984

3 ASPETTI ECONOMICI	ARGOMENTO	DESCRIZIONE
3.1 Colture dedicate e/o fonti di provenienza delle biomasse	Presenza a livello regionale e/o nazionale di incentivi economico-finanziari	
	Stabilità e durata degli incentivi economico-finanziari	
	Misure di sostegno agli agricoltori/produttori	Proprietari boschivi: prezzo di mercato + 40%
	Valutazioni economiche specifiche (ROI, PBT, ecc.)	
	Risvolti e vantaggi occupazionali	
	Consenso politico e/o sociale	Altissimo
3.2 Approvvigionamento, trasporto e stoccaggio delle biomasse	Costi di approvvigionamento e di trasporto (€/t)	n. d. (incluso nel prezzo della biomassa - f.co destinazione)
	Costi di stoccaggio (€/t)	n. d.
3.3 Gestione dell'impianto	Valutazioni economiche specifiche (ROI, PBT, ecc.)	
	Tipologie delle misure di sostegno (ex-CIP 6, certificati verdi, ecc.)	contributo provinciale in conto capitale (LP 4/1993)
	Costi unitari di gestione (€/t)	
	Costi unitari di investimento (M€/t)	
3.4 Usi finali dell'energia prodotta	Contratti di cessione dell'energia	Si
	Valorizzazione unitaria dell'energia (€/kJ)	0,095 / kWh
3.5 Sostenibilità energetica e ambientale	Risparmi economici di combustibili fossili (€/anno)	
	Risparmi energetici (tep/anno)	
3.6 Residui prodotti	Costi di smaltimento dei residui (€/t)	
	Costi di smaltimento delle ceneri (€/t)	ca. 130 €/t
	Alternative di smaltimento e/o di recupero dei residui	

Addenda al Capitolo 3

A3.2) CENTRALI DI TELERISCALDAMENTO A BIOMASSE, ELEMENTI SINTETICI TECNICI E SOCIETARI

REGIONE Comune, Provincia e Società di gestione	POTENZE MWt-MWe	CALDAIE N°	RETE Km	UTENZE N°	ENERGIA ceduta MWh/anno	BIOMASSA utilizzata t/anno
VALLE D'AOSTA						
1 **Pollein (AO)** S.E.A. Srl	5	2	2,5	21	2.600	1.800
2 **Morgex (AO)** Le Brasier Srl	7	2	10	200	8.500	5.700
3 **Pré-Saint-Didier** S.E.A. Srl	4,1- 0,205	2	5	80	9.500	5.500
PIEMONTE						
4 **Leinì (TO)**Provana Calore Srl	10	2	10	67	14.790	6.788
5 **Castellamonte (TO)** A.S.A. Srl	9	2	13,75	152	12.729	8.600
6 **Chivasso (TO)** Comune di Chivasso	1,2	1	n.d.	240	Avvio recente	
7 **Vico Canavese (TO)** Vico Energia Srl	3,5	2	3	78	Avviata gennaio 2008	
8 **Vinovo (TO)** Comune di Vinovo	1,65	1	n.d.	5	Avvio recente	
9 **Verzuolo (CN)** ETS Srl	5,8	2	3,8	31	7.755	2.995
10 **Ormea (CN)** Calore Verde Srl	3,9	2	5,5	152	4.520	3.240
11 **Arquata Scrivia (AL)** B.E.A. Scarl	1	1	n.d.	n.d.	1.220	567
12 **Serravalle Scrivia (AL)** B.E.A. Scarl	1	1	0,55	4	2.130	1.054
13 **Casale Monferrato (AL)** Comune	0,2	1	n.d.	3	Avvio recente	
LOMBARDIA						
1 **Collio (BS)** F.R. Alta Val Trompia Srl	12,5	1	18	320	n.d.	n.d.
2 **Corte Franca (BS)** IS.PA.RO. Onlus	0,25	1	0,07	3	Autoconsumo	
3 **Ospitaletto (BS)** Fraternità Agricola Onlus	0,9	1	0,5	2	772	98
4 **Piancogno (BS)** Integra Srl	5,5	2	12,5	200	n.d.	n.d.
5 **Sellero Novelle (BS)** T.S.N. Srl	12,9	1	14	415	n.d.	n.d.
6 **Sondalo (SO)** T.C.V.V.V. SpA	10	2	17,3	339	28.982	8.600
7 **Tirano (SO)** T.C.V.V.V. SpA	20	3	30,4	641	66.882	25.500
8 **S. Caterina Valfurva (SO)** T.C.V.V.V. SpA	12	2	3,6	38	Avviata novembre 2007	
9 **Marchirolo (VA)** Energia Legno Varese Srl	1	1	0,36	8	Avviata gennaio 2008	
10 **Gerosa (BG)** Industria del legno	0,65	1	n.d.	4	Avvio recente	n.d.
11 **Peghera di Taleggio (BG)** Industria del legno	0,5	1	n.d.	4	Avvio recente	n.d.
12 **Gargnano (BS)** Struttura alberghiera	0,65	1	n.d.	3	Avvio recente	n.d.
PROVINCIA AUTONOMA DI TRENTO						
1 **Cavalese** Bioenergia Fiemme SpA	8	2	20	475	24.609	10.125
2 **Fiera di Primiero** Ecotermica S. Martino Srl	8	2	12,6	218	n.d.	n.d.
3 **Fondo** Bioenergy Anaunia SpA	5	2	6,5	144	5.932	7.285
4 **Pieve di Ledro** Foletto Snc	0,55	1	0,08	6	In funzione dal 1/1/07	
5 **Predazzo** Eneco Energia Ecologica Srl	2,32	1	16	40	6.700	2.160
6 **S. Martino di Castrozza** n.d.	8,8	2	13	230	23.952	9.140
7 **Malosco** n.d.	0,9	1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
8 **Tres** n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
9 **Grumes** n.d.	0,6	1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
10 **Cloz** n.d.	0,8	1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
11 **Coredo** n.d.	6	1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
12 **Pellizzano** n.d.	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
PROVINCIA AUTONOMA DI BOLZANO						
1 **Resia** Bioenergia Resia Scrl	1,6	1	5	31	n.d.	n.d.
2 **Slingia** Bioenergiegenossenschaft Scrl	0,3	1	n.d.	15	n.d.	n.d.
3 **San Valentino alla Muta** Bioenergie Scrl	1,6	1	n.d.	81	460	n.d.

Addenda al Capitolo 3

REGIONE Comune, Provincia e Società di gestione	POTENZE MWt-MWe	CALDAIE N°	RETE Km	UTENZE N°	ENERGIA ceduta MWh/anno	BIOMASSA utilizzata t/anno
4 **Siusi** Bio Heizwerk Srl	0,85	1	n.d.	15	680	n.d.
5 **San Pietro-Funes** Azienda Elettrica Scrl	1,1	1	n.d.	90	n.d.	n.d.
6 **Laces** Energetica Laces Scrl	8,4	2	n.d.	373	n.d.	n.d.
7 **Solda** Coop. di Energia Solda Scrl	4	2	17,1	111	9.847	6.070
8 **Vandoies** Energiegenoss. Vintl Scrl	2,5	1	9,4	145	6.772	n.d.
9 **Valles** Fonti Energetiche Valles Scrl	4	2	8,2	132	6.306	3.610
10 **Obereggen** Energia e Teler. Scrl	2,65	2	1,8	12	4.000	n.d.
11 **Varna-Bressanone** Ener-Team Srl	0,7	2	n.d.	7	440	830
12 **Prato allo Stelvio** Az. Energetica Scrl	2,8	2	17	347	7.416	3.495
13 **Lutago-Lutago di Sopra-Gisse** Feichter Holz Sas	2,95	3	5	162	4.881	1.840
14 **Dobbiaco-San Candido** FTI Scrl	18-1,5 (ORC)	3	87	680	44.096	34.430
15 **Colle Isarco** Teleriscald. Colle Isarco Scrl	3,5	1	n.d.	117	3.499	n.d.
16 **Racines di Dentro** teleris. Racines Srl	1,2	1	n.d.	29	n.d.	n.d
17 **Chiusa** Teleriscaldamento Chiusa Srl	3	1	n.d.	450	n.d.	n.d.
18 **Lazfons** Teleriscaldamento Chiusa Srl	1	1	n.d.	94	1.528	n.d.
19 **Valdaora di Sot. Mez. e Sop.** Centr. Teleris.	8	2	19	488	17.106	13.350
20 **Sorafurcia** Centr. Teleris. Valdaora SpA	1,1	1	n.d.	22	n.d.	n.d.
21 **Sesto** Teleriscaldamento Sesto Srl	9	2	17,4	335	17.520	n.d.
22 **Verano** Termocentrale Verano Scrl	1,6	2	5	90	1.929	1.050
23 **Monguelfo-Villabassa** Telerisc. Scrl	6	2	23,5	430	19.578	8.180
24 **Prato alla Drava** Telerisc. Rainer Srl	0,55	1	0,58	18	706	n.d.
25 **Tiso-Funes** Teleriscaldamento Tiso Scrl	0,85	1	n.d.	51	302	n.d.
26 **San Nicolò** Coop. Prom. Ultimo Scrl	0,7	1	n.d.	26	1.171	n.d.
27 **San Pancrazio** Coop. Prom. Ultimo Scrl	0,7	1	n.d.	49	1.866	n.d.
28 **S. Valpurga-Pracupola** Coop. Prom. Ultimo	1,4	1	n.d.	130	5.147	n.d.
29 **San Giovanni-Riepe Com. Valle Aurina**	0,55	1	n.d.	16	182	n.d.
30 **Laion** Comune di Laion	1,3	1	n.d.	110	3.165	n.d.
31 **Luson** Comune di Luson	1,4	1	n.d.	94	n.d.	n.d.
32 **Malles** Comune di Malles	1,2	1	n.d.	49	2.648	n.d.
33 **Martello** Comune di Martello	0,55	1	n.d.	5	437	n.d.
34 **Naturno** Comune di Naturno	1,4	1	1,05	10	2.608	n.d.
35 **Terento** Comune di Terento	1	1	n.d.	68	3.015	n.d.
36 **Terlano** Comune di Terlano	1,2	1	n.d.	15	n.d.	n.d.
37 **Velturno** Centrale Termica Velturno Scrl	2,1	1	n.d.	120	3.229	n.d.
38 **Sarentino-Villa** Telerisc. Sarentino Scrl	3	1	n.d.	199	6.794	3.400
39 **Nova Ponente** Holz & Ko Srl	0,84	1	0,96	12	791	1.050
40 **Lasa-Oris** Laser Eyrser Energie. Scrl Laser Eyrser Energie. Scrl	6,2	2	23	470	15.262	6.420
41 **La Villa-Funtanacia** Ligna Calor SpA	5	2	17	264	12.640	6.780
42 **Plan, Moso in Passiria** Pfelderer Genossenschaft Scrl	1,2	1	1,7	42	1.456	675
43 **Prato allo Stelvio** Polyfaser Srl e Az. En. Prato Scrl	3,2	2	n.d.	15	2.228	n.d.
44 **Sluderno-Glorenza** Schluderns Glurns Energieg. Scrl	4,5	2	19,4	447	11.369	10.270

Addenda al Capitolo 3

REGIONE Comune, Provincia e Società di gestione	POTENZE MWt-MWe	CALDAIE N°	RETE Km	UTENZE N°	ENERGIA ceduta MWh/anno	BIOMASSA utilizzata t/anno
45 **Malles** Impianti Sportivi Malles SpA	2,45	2	n.d.	64	4.323	n.d.
46 **Brunico-Perca** Az. Pubbliser. Brunico	20-4,5	3	110	1.884	109.429	43.320
47 **Versciaco** Sulzenbacher Otto & Co. Snc	1,1	1	n.d.	45	2.266	n.d.
48 **San Pietro-Laion** Telfholz Srl	0,55	1	n.d.	16	319	n.d.
49 **Antermoia** Termo Antermoia Scrl	1,2	1	2,4	50	1.445	n.d.
50 **Vipiteno-Prati-Casateia** Thermo Wipptal SpA	17,3	2	66,4	584	31.000	15.740
51 **Burgusio** Falegnameria Telser Snc	1,2	2	n.d.	50	477	n.d.
52 **S. Giovanni-Cadipietra** **S. Giacomo-Valle Aurina** Wärme und Energie. Ahrntal Scrl	1,6	1	n.d.	122	n.d.	n.d.
53 **Anterselva di Mezzo** Termocen. Scrl	3,4	2	n.d.	127	3.447	n.d.
54 **Rasun** Wärmewerke Rasen SpA	5	2	16	306	9.574	5.770
55 **Lappago** Az. Elet. Selva dei Mulini SpA	0,35	1	n.d.	24	n.d.	n.d.
56 **Selva dei Mulini** Az. Elettrica SpA	1,4	1	n.d.	90	2.110	275
57 **San Martino-Sarentino** Cons. Centr. F.lli Gruber	0,37	2	0,9	10	1.058	n.d.
58 **Castelrotto** Aziende private locali	n.d.	1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
59 **Lana** Comune di Lana	0,65	1	n.d.	82	n.d.	n.d.
60 **Lana** Comune di Lana	0,30	1	n.d.	4	n.d.	n.d.
61 **S. Martino in Passiria** Comune	0,19	1	n.d.	4	n.d.	n.d.
VENETO						
1 **Ponte S. Nicolò (PD)** Biomasse Europa Srl	0,58	1	0,3	3	n.d.	n.d.
2 **Treviso** Comune di Treviso	1,3	2	n.d.	8	Avvio rec.	n.d.
3 **Valdastico (VI)** Industria agroalimentare	0,3	1	n.d.	3	Avvio rec.	n.d.
FRIULI VENEZIA GIULIA						
1 **Buttrio, Caminetto (UD)** Azienda privata	0,17	1	n.d.	1	204	25
2 **Capriva del Friuli (GO)** Edifici privati	0,11	1	n.d.	1	132	n.d.
3 **Chiusaforte (UD)** Azienda privata	0,20	2	n.d.	3	300	180
4 **Cividale del Friuli (UD)** Agriturismo	0,10	1	n.d.	3	120	80
5 **Forni di Sopra (UD)** Azienda privata	0,54	1	n.d.	3	810	400
6 **Malborghetto Valbruna Ugovizza (UD)** Edifici privati	0,15	1	n.d.	2	225	150
7 **Ovaro (UD)** Albergo e edifici privati	0,50	1	0,22	4	750	290
8 **Pontebba (UD)** Azienda privata	0,68	1	n.d.	1	1.020	n.d.
9 **Romans d'Isonzo** Azienda privata	0,465	1	n.d.	1	558	n.d.
10 **San Giorgio della Richinvelda, Rauscedo (PN)** Azienda sperimentale	0,70	1	n.d.	3	840	300
11 **San Giorgio di Nogaro (UD)** Edifici privati	0,40	1	n.d.	1	480	400
12 **Sgonico (TS)** Agriturismo ed edifici priv.	0,10	1	n.d.	4	149	50
13 **Treppo Carnico (UD)** C. M. della Carnia	0,55	1	0,7	17	1.069	n.d.
14 **Villa Santina (UD)** Albergo e edifici priv.	0,10	1	n.d.	1	150	55
15 **Villa Vicentina (UD)** Enti locali	0,30	1	n.d.	3	360	n.d.
LIGURIA						
1 **Campo Ligure (GE)** C. M. Valli Stura e Orba	0,7	1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2 **Rossiglione (GE)** C. M. Valli Stura e Orba	1,2	1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
3 **Carcare (SV)** n.d.	1	1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Addenda al Capitolo 3

REGIONE Comune, Provincia e Società di gestione	POTENZE MWt-MWe	CALDAIE N°	RETE Km	UTENZE N°	ENERGIA ceduta MWh/anno	BIOMASSA utilizzata t/anno
EMILIA ROMAGNA						
1 **Lizzano in Belvedere, Vidiciatico (BO)** Warmwood Srl	3	1	20	235	3.868	1.840
TOSCANA						
1 **Camporgiano (LU)** Comune	0,54	1	0,3	3	n.d.	150
2 **Castel San Niccolò (AR)** C. M. del Casentino	0,35	1	0,6	17	n.d.	220
3 **Loro Ciuffenna (AR)** Comune	0,5	1	0,3	6	n.d.	266
4 **Casole d'Elsa (SI)** Comune	0,54	1	0,1	4	n.d.	211
5 **Monticiano (SI)** Comune	0,50	1	0,1	2	n.d.	50
MARCHE						
1 **Apiro (MC)** Comune	1,2	1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
CAMPANIA						
1 **Eboli (SA)** Azienda Improsta	0,29	1	0,1	5	110	60
BASILICATA						
1 **Calvello (PZ)** Centro Polifunzionale	0,22	1	0,1	3	85	120
TOTALI 128 Centrali	**370**	**172**	**716**	**14.388**	**620.000**	**280.000** (Dato parziale)

Fonti bibliografiche: Segreteria Generale Itabia, Segreteria Nazionale Fiper, Consorzio Biomassa Alto Adige, Provincia Autonoma di Bolzano e Provincia Autonoma di Trento - Agenzia provinciale per l'energia.

A3.3) CENTRALI TERMOELETTRICHE A BIOMASSE

REGIONE Comune, Provincia e Società di gestione	POTENZE MWe	CAPACITÀ (t/anno)	TECNOLOGIA adottata	RECUPERO energetico	SITO INTERNET o link informativo
PIEMONTE					
Airasca (TO) STC – ATEL Srl	14,6	120.000	Griglia mobile	Cogenerazione	stcgroup.com
Crova (VC) Idroblins Srl	6,7	64.000	Griglia mobile	Produzione E.E.	n.d.
Verzuolo (CN) Cartiere Burgo SpA	5,5	95.000	Letto fluido	Cogenerazione	burgo.com
LOMBARDIA					
Brescia ASM (III linea)	20,0	289.000	Griglia mobile	Cogenerazione	a2a.eu
Sustinente (MN) Gruppo Saviola	8,0	110.000	Griglia mobile	Produzione E.E.	grupposaviola.com
Pavia Riso Scotti Energia Srl	7,6	80.000	Griglia mobile	Cogenerazione	risoscotti.it
Valle Lomellina (PV) Curti Riso SpA	4,5	42.000	Griglia mobile	Produzione E.E.	regioneambiente.it
Lomello (PV) Riso Ticino Scrl	3,6	27.000	Griglia fissa	Produzione E.E.	calorsrl.com
Castiraga Vidardo (LO) Ecowatt Srl	3,6	40.000	Griglia mobile	Produzione E.E.	cti2000.it
VENETO					
Ospitale di Cadore (BL) SICET Srl	20,0	200.000	Letto fluido	Produzione E.E.	cti2000.it
Castellavazzo (BL) CEB SpA	5,0	39.000	Griglia mobile	Produzione E.E.	protoimprese.it
FRIULI VENEZIA GIULIA					
Manzano (UD) Nuova Romano Bolzicco	2,5	21.000	Griglia mobile	Cogenerazione	premioinnovazione.it
EMILIA ROMAGNA					
Bando d'Argenta (FE) S.Marco Bioenergie SpA	20,0	280.000	Griglia vibrante	Produzione E.E.	bioenergiespa.it

Addenda al Capitolo 3

REGIONE Comune, Provincia e Società di gestione	POTENZE MWe	CAPACITÀ (t/anno)	TECNOLOGIA adottata	RECUPERO energetico	SITO INTERNET o link informativo
Faenza (RA) Cavino Energia Scrl	3,2	33.000	Griglia mobile	Cogenerazione	distilleria.caviro.it
TOSCANA					
Scarlino (GR) Scarlino Energia Srl	19,5	120.000	Letto fluido	Produzione E.E.	marsegliagroup.com
UMBRIA					
Terni ENA Srl	10,0	90.000	Griglia mobile	Produzione E.E.	enertad.it
MOLISE					
Termoli (CB) Ecoenergy Srl	14,6	120.000	Griglia mobile	Produzione E.E.	stcgroup.com
Pozzilli (IS) Energonut Srl	11,4	85.000	Griglia mobile	Produzione E.E.	e-gazette.it
PUGLIE					
Monopoli (BA) Ital Green Energy Srl	12,0	110.000	Griglia mobile	Produzione E.E.	marsegliagroup.com
Maglie (LE) CoperSalento SpA	3,0	18.000	Griglia mobile	Produzione E.E.	protoimprese.it
CALABRIA					
Strongoli (KR) Biomasse Italia SpA	40,0	400.000	Letto fluido	Produzione E.E.	biomasseitalia.it
Crotone Biomasse Italia SpA	20,0	250.000	Griglia vibrante	Produzione E.E.	biomasseitalia.it
Cutro (KR) E.T.A. SpA	14,0	190.000	Letto fluido	Produzione E.E.	etacutro.com
Rende (CS) Ecosesto SpA	12,3	150.000	Griglia vibrante	Produzione E.E.	actelios.it
Rossano Calabro (CS) Rossano Energia Srl	4,2	36.000	Griglia vibrante	Produzione E.E.	icqholding.it
TOTALI 25 in esercizio	**285,8**	**3.009.000**	**14 Griglia mobile 4 Griglia vibrante 1 Griglia fissa 6 Letto Fluido**	**19 Produzione E.E. 6 Cogenerazione**	

A3.4) MAGGIORI CENTRALI TERMICHE E TERMOELETTRICHE EUROPEE A BIOMASSE LEGNOSE

NAZIONE E LOCALITÀ	SOCIETÀ di gestione	CONSUMI BIOMASSA (t/anno)	POTENZA	TECNOLOGIA adottata
SVEZIA				
Örebro	Örebro Energi AB	260.000	165 MWt	Letto fluido CFB
Västeras	Mälarenergi AB	250.000	60 MWe	Letto fluido CFB
Perstorp	Perstorp AB	90.000	55 MWt	Letto fluido CFB
Lidköping	Lidköping Värmeverk AB	50.000	30 MWt	Letto fluido BFB
Sala	Heby Energi AB	50.000	30 MWt	Letto fluido BFB
Norrsundet	Norrsundet Bruk AB	45.000	27 MWt	Gassificatore BFB
FINLANDIA				
Lahti	Kymijärvi Power Station	80.000	50 MWt	Gassificatore CFB
Pietarsaari	Oy Wisaforest AB	55.000	35 MWt	Gassificatore BFB
Pieksämäki	Pieksämäki D. H. AB	35.000	20 MWt	Letto fluido BFB
GERMANIA				
Bertenrath	N.D.	240.000	150 MWt	Gassificatore HTW
Rüdersdorfer	Rüdersdorfer Zement AG	160.000	100 MWt	Gassificatore CFB
Schwedt	Haindl Papier GmbH	55.000	34 MWt	Letto fluido BFB

Addenda al Capitolo 3

NAZIONE E LOCALITÀ	SOCIETÀ di gestione	CONSUMI BIOMASSA (t/anno)	POTENZA	TECNOLOGIA adottata
DANIMARCA				
Køge	Junckers Industrier AS	105.000	65 MWt	Griglia vibrante
Rudkøbing	Rudkøbing Kraftvarm AS	25.000	16 MWt	Griglia vibrante
OLANDA				
-	EVZ AV	135.000	84 MWt	Gassificatore CFB
AUSTRIA				
Sankt Veit	Funder GmbH	50.000	32 MWt	Letto fluido FICB
SPAGNA				
Villanuevadel Arzobispo	Energia de la Loma SA	150.000	16 MWe	Griglia mobile

A3.5) IMPIANTI DI TERMOVALORIZZAZIONE RSU E/O CDR CON RECUPERO ENERGETICO IN FUNZIONE E IN COSTRUZIONE AL 31 DICEMBRE 2008

REGIONE Comune (Provincia)	POTENZIALITÀ nominale (n. linee x t/d)	TIPOLOGIA del combust.	TECNOLOGIA di combust.	TRATTAMENTO depurazione fumi	POTENZA elettrica (MW)
PIEMONTE					
Mergozzo (VB)	2 x 60	RSU	ACG - Fonsar (I)	DeNOx + CR + BF + WET	5
Vercelli (VC)	3 x 75	RSU	ACG - DBA (D)	BF + WET	4
Torino, Gerbido	3 x 540	RSU	A/WCG - Von Roll (CH)	DeNOx + ESP + BF	65
LOMBARDIA					
Bergamo (BG)	1 x 200	CDR	BFB - EPI (USA)	1BF + CR + 2BF + DeNOx	11,5
Brescia (BS)	3 x 750	RSU + Biomas.	ACG - Martin (D)	CR + BF	84,4
Busto Arsizio (VA)	2 x 200	RSU	ACG - W+E (CH)	DeNOx + BF + WET	9,2
Como, loc. La Guzza (CO) (Impianto in revamping)	1x120 + 1x150	RSU	ACG - De Bartolomeis (I)	ESP+CR+BF+DeNOx+WET	6
Corteolona (PV)	1 x 180	CDR	BFB - Kvaerner (S)	DeNOx + CR + BF	8,7
Cremona (CR)	2 x 125	RSU (Sovvalli)	ACG - Steinmüeller (D)	CR + BF + WET	6
Dalmine (BG)	2 x 200	CDR	WCG - NoyVallesina (I)	ESP + CR + BF + DeNOx	15,6
Desio (MI)	2 x 120	RSU	ACG - De Bartolomeis (I)	DeNOx + ESP + CR + BF	5,7
Parona Lomellina (PV)	1x 620 + 1x580	CDR	CFB - Foster Wheeler (USA)	DeNOx + CR + BF	38
Milano, Silla 2	3 x 485	RSU (Sovvalli)	A/WCG - ABB W+E (CH)	ESP + BF + DeNOx	59
Sesto San Giovanni (MI)	3 x 80	RSU	ACG - De Bartolomeis (I)	DeNOx + ESP + WET + BF	5,5
Trezzo sull'Adda (MI)	2 x 300	RSU	WCG - Von Roll (CH)	DeNOx + CR + BF + WET	20,2
Valmadrera (LC) (Impianto in revamping)	1x120 + 1x160	RSU	ACG - TM.E. (I)	DeNOx + CR + BF + WET	10,5
TRENTINO ALTO ADIGE					
Bolzano	1x150 + 1x200	RSU	ACG - DBA/Lentjes (D)	BF + WET + DeNOx	6,05
FRIULI					
Trieste	3 x 204	RSU	A/WCG - W+E (CH)	DeNOx + CR + BF + WET	14,9
VENETO					
Padova	2 x 150	RSU	ACG - Von Roll (I)	DeNOx + CR + BF + WET	6,6
(III linea in costruzione)	1 x 300	RSU	WCG - Martin (D)	1 BF + CR + 2 BF + DeNOx	7
Schio (VI)	1 x 36+60+100	RSU	ACG - DBA (D)	DeNOx + ESP + CR + BF	6,9

Addenda al Capitolo 3

REGIONE Comune (Provincia)	POTENZIALITÀ nominale (n. linee x t/d)	TIPOLOGIA del combust.	TECNOLOGIA di combust.	TRATTAMENTO depurazione fumi	POTENZA elettrica (MW)
Venezia, loc. Fusina	1 x 150	RSU (Sovvalli)	ACG - W+E (CH)	DeNOx + CR + BF + WET	2,15
Verona	2 x 180	CDR	BFB - Thyssen (D)	DeNOx + CR + BF	21,8
(Forni a letto fluido fuori esercizio dal 2006)					
EMILIA ROMAGNA					
Granarolo dell'Emilia (BO)	2 x 300	RSU	A/WCG - Von Roll (CH)	CR + BF + WET + DeNOx	22
Coriano (RN)	2 x 280	RSU	ACG - Von Roll (CH)	ESP + CR + BF + DeNOx	15,7
(Impianto in revamping)					
Ferrara, loc. Canal Bianco	2 x 215	RSU	ACG - De Bartolomeis (I)	CR + BF + DeNOx	12,9
Forlì	1 x 380	RSU	ACG - Von Roll (CH)	CR + BF + DeNOx	10,6
Modena	2 x 140+1x 250	RSU	ACG - Von Roll (CH)	ESP + BF + DeNOx	32
Piacenza	2 x 180	RSU	ACG - Martin (D)	DeNOx + ESP + BF	11,6
Ravenna	1 x 150	CDR	BFB - EPI (USA)	DeNOx + BF + WET	6,5
Reggio nell'Emilia	2 x 100	RSU	ACG - De Bartolomeis (I)	DeNOx + ESP + BF	4,3
TOSCANA					
Arezzo, loc. San Zeno	1 x 120	RSU	ACG - Volund (DK)	DeNOx + CR + BF	2,9
Castelnuovo di G. (LU)	1 x 36	RSU	ACG - Fonsar (I)	CR + BF	0,5
Livorno	2 x 90	RSU (Sovvalli)	WCG - Nöell (D)	DeNOx + CR + BF	6,7
Montale (PT)	2 x 75	RSU (Sovvalli)	RK - Tecnitalia (I)	DeNOx + ESP + CR + BF	4,8
(Impianto in revamping)					
Pisa, loc. Ospedaletto	2 x 100	RSU	ACG - De Bartolomeis (I)	DeNOx + CR + BF + WET	4,5
Pietrasanta (LU)	2 x 120	CDR	BFB - Kvaerner (S)	DeNOx + CR + BF + WET	5,7
Poggibonsi (SI)	2 x 30	RSU (Sovvalli)	ACG - De Bartolomeis (I)	DeNOx + CR + BF	-
(III linea in costruzione)	1 x 170	RSU (Sovvalli)	WCG - De Bartolomeis (I)	CR + BF + DeNOx	8,4
Rufina (FI)	1 x 30	RSU	ACG - n.d.	DeNOx + CR + BF	assente
Scarlino (GR)	1 x 96+2 x 144	CDR + Biomas.	BFB - Ex-Dorr Oliver (USA)	DeNOx+WET1+ESP+WET2	19,5
(Impianto in revamping)					
MARCHE					
Tolentino (MC)	1 x 70	RSU (Sovvalli)	ACG - DBA (D)	CR + ESP + BF + WET	1,2
UMBRIA					
Terni	2 x 75	RSU (Sovvalli)	ACG - Von Roll (CH)	CR + BF + WET	2,5
LAZIO					
Colleferro,	1 x 300	CDR	WCG – Lurgi (D)	CR + BF + DeNOx	13,5
Mobilservice (Roma)					
Colleferro,	1 x 300	CDR	WCG - Lurgi (D)	CR + BF + DeNOx	13,5
E.P. Sistemi (Roma)					
San Vittore del Lazio (FR)	1 x 300	CDR	WCG - Lurgi (D)	CR + BF + DeNOx	13,5
CAMPANIA					
Acerra (NA) in costruz.	3 x 650	CDR (Declassato a FSC)	WCG - DBA (D)	CR + 1 BF + 2 BF + DeNOx	106
PUGLIA					
Taranto, Com. di Statte	2 x 100	RSU	ACG - Von Roll (CH)	DeNOx + ESP + BF + WET	3,5
(Impianto in ristrutturazione)					
Massafra (TA)	1 x 300	CDR	BFB - EPI (USA)	DeNOx + CR + BF	12,25
Modugno (BA)	1 x 300	CDR	BFB - EPI (USA)	DeNOx + CR + BF	12,25
(Impianto in costruzione)					
BASILICATA					
Melfi (PZ)	1 x 100	RSU	ACG - DBA (D)	CR + BF + WET + DeNOx	4,0

Addenda al Capitolo 3

REGIONE Comune (Provincia)	POTENZIALITÀ nominale (n. linee x t/d)	TIPOLOGIA del combust.	TECNOLOGIA di combust.	TRATTAMENTO depurazione fumi	POTENZA elettrica (MW)
Potenza	2 x 50	RSU (Sovvalli)	ACG - De Bartolomeis (I)	DeNOx + WET + CR + BF	1,2
(Impianto in revamping)					
CALABRIA					
Gioia Tauro (RC)	2 x 190	CDR	BFB - Kvaerner (S)	CR + BF + DeNOx	17
SICILIA					
Messina, loc. Pace	2 x 100	RSU	ACG - Fonsar (I)	CR + BF + WET	assente
SARDEGNA					
Cagliari, loc. Capoterra	2 x 160	RSU (Sovvalli)	ACG - W+E (CH)	DeNOx + CR + BF	9,4
	1 x 180	RSU (Sovvalli)	ACG - Kawasaki (J)	CR + BF + DeNOx	4,5
Macomer, loc. Tossilo (NU)	2 x 72	CDR	BFB - Ebara (J)	CR + BF + DeNOx	2

DATI RIASSUNTIVI

Numero totale impianti:54

Potenzialità totale:
22.272 t/d
6.960.000 t/y
(su media di 7.500 h/anno)

37 impianti RSU:
15.034 t/d (67,5%)

17 impianti CDR:
7.238 t/d (32,5%)

ACG: 34 impianti (63%)
WCG: 9 impianti (16,5%)
BFB: 9 impianti (16,5%)
CFB: 1 impianto (2%)
RK: 1 impianto (2%)

MWe installati totali: 804,6

LEGENDA (1):
ACG = Air Cooled Grate (Griglia raffreddata ad aria)
WCG = Water Cooled Grate (Griglia raffreddata ad acqua)
BFB = Boiling Fluidized Bed (Letto fluido bollente)
CFB= Circulating Fluidized Bed (Letto fluido circolante)
RK = Rotary Kiln (Tamburo rotante)

LEGENDA (2):
WET = Scrubber (Colonna di lavaggio)
ESP = Electrostatic Precipitator (Filtro elettrostatico)
BF = Bag Filter (Filtro a maniche)
CR = Chemical Reactor o Venturi (Reattore chimico)
DeNOx = NH3 o SCR (Rimozione ossidi di azoto)

IMPIANTI DI TERMOVALORIZZAZIONE RSU E/O CDR - SITO INTERNET O LINK INFORMATIVO

PIEMONTE
Mergozzo (VB) conservco.it
Vercelli (VC) tmt-vercelli.it
Torino, gerbido trm.to.it

LOMBARDIA
Bergamo (BG) a2a.eu
Brescia (BS) a2a.eu
Busto Arsizio (VA) accam.it
Como, loc. La Guzza (CO) acsm.it
Corteolona (PV) ecoenergia.it
Cremona (CR) aemcremona.it
Dalmine (BG) readalmine.it
Desio (MI) beabrianza.it
Parona Lomellina (PV) lomellinaenergia.it
Milano, Silla 2 amsa.it
Sesto San Giovanni (MI) coresesto.it
Trezzo sull'Adda (MI) termotrezzo.it
Valmadrera (LC) sileaspa.it

TRENTINO ALTO ADIGE
Bolzano eco-center.it

FRIULI
Trieste acegas.mediatech.it

VENETO
Padova acegas.mediatech.it
Schio (VI) acegas.mediatech.it
Venezia, loc. Fusina altovicentinoambiente.it
Verona ecoprogettovenezia.it, agsm.it

EMILIA ROMAGNA
Granarolo dell'Emilia (BO) feafrullo.it
Coriano (RN) gruppohera.it
Ferrara, loc. Canal Bianco gruppohera.it
Forlì gruppohera.it
Modena gruppohera.it
Piacenza tecnoborgo.com
Ravenna gruppohera.it
Reggio nell'Emilia agac.it

Addenda al Capitolo 3

TOSCANA
Arezzo, loc. San Zeno aisaspa.com
Castelnuovo di G. (LU) severa.it
Livorno aamps.livorno.it
Montale (PT) cis.pt.it
Pisa, loc. Ospedaletto geofor.it
Pietrasanta,loc.Falascaia (LU) termoversilia.it
Poggibonsi (SI) sienambiente.it
Rufina (FI) aerspa.it
Scarlino (GR) scarlinoenergia.it
MARCHE
Tolentino (MC) cosmari.sinp.net
UMBRIA
Terni asmterni.it
LAZIO
Colleferro, Mobilservice (Roma)
consorziogaia.it consorziogaia.it
ColleferroSan Vittore del Lazio (FR) aceaspa.it
CAMPANIA
Acerra (NA) impregilo.it
PUGLIA
Taranto, Comune di Statte amiutaranto.it
Massafra (TA) appiaenergy.com
Modugno (BA) euroenergygroup.com
BASILICATA
Melfi (PZ) fenicespa.com
Potenza veoliaes.it
CALABRIA
Gioia Tauro (RC) tecspa.it
SICILIA
Messina, loc. Pace messinambiente.it
SARDEGNA
Cagliari, loc. Capoterra tecnocasic.it
Macomer, loc. Tossilo (NU) tossilo.it

A3.6) IMPIANTI DI BIOGAS PER CATEGORIA DI SUBSTRATO: RIPARTIZIONE REGIONALE ALL'OTTOBRE 2007
(NON SONO RIPORTATI GLI IMPIANTI DI RECUPERO DI BIOGAS DALLE DISCARICHE DEI RIFIUTI URBANI)

REGIONE	EFFLUENTI ZOOTEC. + scarti organici colture energetiche*	FANGHI di depurazione civile**	REFLUI agro industriali	FORSU+FANGHI di depurazione	TOTALE
LOMBARDIA	48	12	2	1	63
EMILIA-ROMAGNA	30	21	7	1	59
TRENTINO - ALTO ADIGE	34	8	0	1	43
VENETO	17	11	3	3	34
PIEMONTE	6	21	0	1	28
TOSCANA	1	10	1	1	13
PUGLIA	0	11	1	0	12
CAMPANIA	1	5	3	0	9
SARDEGNA	7	0	0	1	8
MARCHE	0	7	1	0	8
LAZIO	0	5	1	0	6
LIGURIA	0	5	0	0	5
FRIULI-VENEZIA GIULIA	2	3	0	0	5
UMBRIA	2	2	0	0	4
BASILICATA	2	0	1	0	3
ABRUZZO	1	0	1	0	2
VALLE D'AOSTA	2	0	0	0	2
CALABRIA	1	0	0	0	1
SICILIA	0	0	1	0	1
TOTALE	154	121	22	9	306

Fonte C.R.P.A. Reggio Emilia

**Scarti organici: scarti agro-industriali e Forsu.*
***Fonte Gerli A., Merzagora W. (2000).*

Addenda al Capitolo 3

A3.7) IMPIANTI DI BIOGAS CHE OPERANO CON EFFLUENTI ZOOTECNICI, SCARTI ORGANICI AGROINDUSTRIALI E CIVILI E COLTURE ENERGETICHE SUDDIVISI PER REGIONE (OTTOBRE 2007)

REGIONE COMUNE	MATRICE ORGANICA	t/d	VOLUME TOT digestore(*) [m³]	POTENZA kWe
LOMBARDIA TOT IMPIANTI: 48				
1 Bagnolo S. Vito (MN)	Liquame suino	78	4.000 (1)	-
2 Pegognaga (MN)	Liquame suino	80	4.500 (1)	-
3 Cavriana (MN)	Liquame suino	65	1.300 (1)	-
4 Fossato di Rodigo (MN)	Biomassa	-	-	955
5 Bagnolo S. Vito (MN)	Liquame suino	105	2.100 (1)	30
6 Poggio Rusco (MN) [A]	Insilato di mais	82	7.200 (2)	1.500
7 San Benedetto Po (MN) [A]	Insilato di mais	82	7.200 (2)	1.500
8 Persico Dosimo (CR)	Fango flottato suino con reflui latteria	-	1.340 (2)	180
9 Castelleone (CR) [A]	Silomais	28	15.000 (6)	750
	Liquame suino			
10 Vescovato (CR)	Liquame suino flottato	-	-	90
11 Cumignano sul Naviglio (CR)	Liquame suino flottato	70	1.400 (2)	270
12 Formigara (CR)	Liquame suino	14	3.500 (2)	1.200
	Biomassa			
13 Castelleone (CR)	Liquame e letame bovino	44	4.820 (4)	500
	Silomais	24		
14 Trigolo (CR)	Liquame suino	85	1.700 (2)	60
15 Pandino (CR)	Liquame bovino	50	1.000 (1)	125
16 Pizzighettone (CR)	Liquame suino	70	7.060 (4)	1.000
	Colture energetiche	57		
17 Rivolta d'Adda (CR) Località San Giorgio	Silomais	17,3	2.000 (2)	400
18 Moscazzano (CR) [C]	Liquame suino	-	(1)	370
	Insilati			
19 Castelleone (CR) [C]	Forsu, liquame bovino e suino, silomais, scarti agro-industriali	55	7.200 (4)	1.600
20 Faverzano di Offlaga (BS)	Liquame suino	40	800 (1)	15
21 Gambara (BS)	Liquame suino	40	801 (1)	30
22 Lograto (BS)	Liquame suino	45	900 (2)	30
23 Montichiari (BS)	Liquame suino	20	400	30
24 Visano (BS)	Liquame suino	100	2.000 (1)	-
25 Lonato (BS)	Liquame suino	325	6.500 (1)	-
26 Chiari (BS)	Liquame suino	27,5	550 (1)	15
27 Orzinuovi (BS)	Liquame suino	40	800 (2)	75
28 Sacca di Esine (BS)	Liquame suino	12,5	250 (1)	-
29 Manerbio (BS)	Liquame suino	35	700 (2)	30
30 Poncarale (BS)	Liquame suino	22,5	450 (1)	-
31 Castegnato (BS)	Liquame suino flottato	-	(1)	-
32 Manerbio (BS)	Liquame suino	140	2.800 (2)	60
33 Orzinuovi (BS)	Liquame suino e biomassa	-	-	330
34 Darfo Boario Terme (BS)	Liquame suino	17,5	350 (1)	15
35 Faverzano di Offlaga (BS)	Liquame bovino	65	1.300 (1)	30
36 Artogne (BS)	Liquame suino	35	2.250 (2)	75

Addenda al Capitolo 3

REGIONE COMUNE	MATRICE ORGANICA	t/d	VOLUME TOT digestore(*) [m³]	POTENZA kWe
37 Martinengo (BG)	Liquame suino flottato	-	(1)	-
38 Treviglio (BG)	Liquame suino	85	1.700 (2)	100
39 Torre Pallavicina (BG)	Liquame suino	95	1.900 (1)	165
40 Corbetta (MI)	Liquame suino Colture energetiche	90 28	-	-
41 Maleo (LO)	Liquame suino e bovino Colture energetiche	70	4.790 (2)	955
42 Borgo San Giovanni (LO)	Liquame suino Biomassa	-	-	955
43 Villanova Sillaro (LO)	Liquame suino e bovino	75	1.500 (1)	15
44 Villanova Sillaro (LO)	Liquame suino e bovino	80	4800	850
45 Tavezzano (LO) (C)	Liquame suino	100	2.798 (2)	125
46 Costa de' Nobili (PV)	Liquame suino Biomassa Scarti agroalimentari	- - -	-	1.689
47 Gambarana (PV) (C)	Biomassa	-	-	350
48 Mezzana Bigli (PV)	Liquame suino	125	2.500 (1)	30
EMILIA-ROMAGNA TOTALE IMPIANTI 30				
49 Spilamberto (MO)	Liquame suino Scarti agro-industriali	247 69	(2)	600
50 Piumazzo Castelfranco (MO)	Liquame e letame bovino	39	1.700 (1)	150
51 Forlimpopoli (FC) (A)	Letame avicunicolo, pollina Scarti macello cunicolo Colture energetiche	41	(2)	225
52 Mercato Saraceno (FC)	Liquame suino	58	(2)	-
53 Meldola (FC)	Liquame suino flottato	-	(1)	-
54 Fratta di Bertinoro (FC)	Liquame suino flottato	-	(1)	-
55 Sogliano al Rubicone (FC)	Liquame suino flottato	-	(1)	190
56 Bagno di Romagna (FC)	Liquame suino	-	(1)	60
57 Basilicagoiano (PR)	Liquame suino Siero	60	1.200 (2)	50
58 Basilicanova Montechiarugolo (PR)	Liquame bovino	30	648 (1)	60
59 Fontanellato Località Albereto (PR)	Liquame bovino	15	1.260 (1)	75
60 Casalbaroncolo (PR) (A)	Liquame suino flottato Liquame bovino Colture energetiche	11,4 9 9,3	1.530 (1)	200
61 Busseto (PR) (A)	Liquame bovino Colture energetiche	9 51	5.800 (3)	1131
62 Bosco Camillo - Sorbolo (PR) (A)	Silomais	-	-	1000
63 Neviano degli Arduini (PR) (C)	Liquame bovino	-	700 (1)	20
64 Neviano degli Arduini (PR) (C)	Liquame bovino	-	600 (1)	20
65 Tizzano val Parma (PR) (C)	Liquame bovino	-	400 (1)	20
66 Tizzano val Parma (PR)	Liquame bovino	-	600 (1)	20
67 San Pietro in Casale (BO) (A)	Pollina, silomais, forsu	-	2.500 (5)	190

Addenda al Capitolo 3

REGIONE COMUNE	MATRICE ORGANICA	t/d	VOLUME TOT digestore(*) [m³]	POTENZA kWe
68 Castenaso (BO)	Liquame bovino	11,5	2.400 (2)	360
	Colture energetiche	2		
	Scarti agro-industria	15		
69 Medicina	Insilato di mais	82	5.860 (2)	1.416
Frazione Ganzanigo (BO) (C)	Granelle di scarto			
	Grassi, oli vegetali			
70 Medicina (BO) (A)	Liquami	-	-	1.064
	Biomassa vegetale	-		
71 San Giovanni in Persiceto (BO)	Liquami, letami, lettiere	-	-	990
	Scarti agro-industriali	1,4		
	Colture energetiche	60		
72 Podenzano-Località Gariga (PC) (A)	Liquame bovino	12,6	1.230 (1)	100
	Silomais	-		
73 Castel San Giovanni (PC) (C)	Liquame suino	110	2.799 (2)	180
	Silomais	4		
74 Gragnano Trebbiense	Liquame bovino	60	1.399 (1)	120
Loc. Copremoldo di sopra (PC)				
75 Besenzone - C.na Casa Bianca (PC) (C)	Liquame suino + bovino	58	1.500 (1)	90
76 San Pietro in Campiano (RA)	Liquame bovino	15	5.000 (3)	845
	Sorgo insilato	30		
	Scarti agro-industriali	20		
77 Bondeno (FE) (A)	Liquame bovino	11	23.200 (12)	4.248
	Colture energetiche	208		
78 Argenta (FE) (A)	Liquame bovino	10	6.855 (3)	1.065
	Triticale di sorgo	41		
	Scarti agro-industriali	30		
VENETO TOTALE IMPIANTI 17				
79 S. Maria di Zevio (VR) (A)	Silomais	13,7	1.900 (1)	-
80 Nogarole Rocca (VR)	Liquame suino	22,5	450 (1)	15
81 Valeggio sul Mincio (VR)	Liquame suino	90	14.800 (2)	200
82 Minerbe (VR)	Liquame e letame bovino	22	5.200 (3)	845
	Insilato mais	41		
	Pollina	-		
	Scarti agro-industria	-		
83 Isola Rizza (VR)	Pollina ovaiole	-	5.000 (4)	920
	Letame cunicolo	-		
	Silomais	-		
84 Casaleone -	Insilato di mais	82	7.200 (2)	1500
Località Muraiola (VR) (A)				
85 Sandrigo (VI)	Liquame bovino	43	1.920 (1)	110
	Colture energetiche	-		
86 Villaga (VI)	Liquami e letami zootecnici	9	670 (1)	90
	Silomais e farina di mais	2,3		
	Siero	3,3		
87 San Liberale di Marcon (VE)	Liquame e letame bovino	9	1.323 (1)	346
	Pollina	5		

Addenda al Capitolo 3

REGIONE COMUNE	MATRICE ORGANICA	t/d	VOLUME TOT digestore(*) [m³]	POTENZA kWe
	Coltura energetica	3		
88 Teglio Veneto (VE)	Liquame bovino Pollina Coltura energetica	10 15 18	5.200 (4)	1.064
89 San Stino di Livenza (VE) (C)	Liquame bovino Silomais	- -	-	1.500
90 Lozzo Atesino (PD)	Liquame bovino Spremuta di Forsu Fanghi agro-industriali	500	5.000 (1)	-
91 Limena (PD)	Liquame bovino Silomais	- -	-	1.000
92 Camposanpiero (PD)	Reflui zootecnici Forsu e fanghi	- -	3.300 (1)	-
93 Abano Terme (PD)	Liquame bovino	-	720 (1)	70
94 Zero Branco (TV)	Liquame suino	105	2.100 (1)	30
95 Treviso (TV)	Reflui zootecnici Forsu Fanghi depurazione	- - -	-	-
TRENTINO-ALTO-ADIGE TOTALE IMPIANTI 34				
96 Terento (BZ)	Liquame e letame bovino Biomassa	- -	-	380
97 Campo Tures (BZ)	Liquame e letame bovino Biomassa	- -	-	940
98 Val Sarentino (BZ)	Liquame bovino Biomassa	- -	780	37
99 Terento (BZ)	Liquame bovino	-	-	37
100 S. Cassiano (BZ)	Liquame e letame bovino	-	-	65
101 Terento (BZ)	Liquame bovino Marcomela	- -	250	50
102 Campo Tures (BZ)	Liquame e letame bovino	-	4.528	18
103 Campo di Trens (BZ)	Liquame bovino Scarti dalla latteria	10 0,5	950 (2)	50
104 Casies (BZ)	Liquame bovino Scarti di cucina	8 0,5	500 (1)	25
105 Dobbiaco (BZ)	Liquame bovino Scarti di cucina	2,5 0,5	450 (1)	15
106 Rodengo (BZ)	Liquame bovino Scarti di cucina	8 0,5	950 (2)	30
107 San Cassiano (BZ)	Liquame bovino Scarti di cucina	8 1	500 (1)	50
108 Prato allo Stelvio (BZ)	Liquame bovino Paglia Scarti organici	-	1.470 (2)	-
109 Valle Caseis (BZ)	Liquame bovino	-	500	-
110 Campo Tures (BZ)	Liquame bovino	-	150	-
111 Terento (BZ)	Liquame bovino	-	700	-

Addenda al Capitolo 3

REGIONE COMUNE	MATRICE ORGANICA	t/d	VOLUME TOT digestore(*) [m³]	POTENZA kWe
112 Valle Caseis (BZ)	Liquame bovino	-	140	-
113 Valle Caseis (BZ)	Liquame bovino	-	65	-
114 Brunico (BZ)	Liquame bovino	-	48	-
115 Luson (BZ)	Liquame bovino	-	150	-
116 Verano (BZ)	Liquame bovino	-	-	-
117 San Candido (BZ)	Liquame bovino	-	78	-
118 Valle Caseis (BZ)	Liquame bovino	-	400	-
119 Renon (BZ)	Liquame bovino	-	120	-
120 Valle Caseis (BZ)	Liquame bovino	-	100	-
121 Malles (BZ)	Liquame bovino	-	-	-
122 Valle Aurina (BZ)	Liquame bovino	-	-	-
123 Fiè (BZ)	Liquame bovino	-	200	-
124 Aldino (BZ)	Liquame bovino	-	-	-
125 Dobbiaco (BZ) [C]	Liquame bovino	-	-	-
126 Sluderno (BZ) [C]	Liquame bovino	-	-	-
127 Senales (BZ)	Liquame bovino	-	-	-
128 Malles (BZ) [C]	Liquame bovino	-	-	-
129 Marebbe (BZ) [C]	Liquame bovino	-	-	-
PIEMONTE TOTALE IMPIANTI 6				
130 Pozzolo di Formigara (AL) [C]	Liquame e letame bovino Biomassa	- -	-	500
131 Alessandria (A)	Liquame bovino	220	2.2437 (9)	2.130
132 Carrù (CN) (C)	Liquame bovino + suino Silomais	400 40	6.700 (3)	1.000
133 Bra (CN)	Liquame suino Insilato di mais	70 15	3.400 (1)	342
134 Villastellone (TO)	Liquame bovino Silomais Siero caseario	18 3 3	1.100 (1)	116
135 Val Bormida (C)	Liquame bovino	-	-	50
CAMPANIA TOTALE IMPIANTI 1				
136 Salerno (A)	Liquame zootecnico + biomassa	-	-	1.000
SARDEGNA TOTALE IMPIANTI 7				
139 Lanusei (NU)	Liquame suino	20	400 (1)	-
140 Loceri (NU)	Liquame suino	30	600 (1)	
141 Bottidda (NU)	Liquame suino + bovino	50	1.000 (2)	125
142 San Gavino Monreale (VS)	Fango flottato suino	86	1.890 (1)	330
143 San Gavino Monreale (VS)	Liquame suino	120	(2)	-
144 Isili (CA)	Liquame suino	-	-	-
145 Paulilatino (OR))	Liquame suino	400	400	-

Addenda al Capitolo 3

REGIONE COMUNE	MATRICE ORGANICA	t/d	VOLUME TOT digestore(*) [m³]	POTENZA kWe
BASILICATA TOTALE IMPIANTI 2				
146 Agromonte Magnano (PZ)	Liquame suino flottato	-	-	-
147 S. Chirico Raparo (PZ)	Liquame suino flottato	-	(1)	-
TOSCANA TOTALE IMPIANTI 1				
148 Campagnatico (GR) (A)	Liquame bovino	60	5.715 (3)	836
CALABRIA TOTALE IMPIANTI 1				
149 Montalto Uffugo (CS)	Liquami e reflui aziendali	-	-	100
FRIULI-VENEZIA GIULIA TOTALE IMPIANTI 2				
150 Spilimbergo (UD) (C)	Liquame zootecnico + biomassa	-	-	250
151 Pordenone (PN) (C)	Liquame zootecnico	-	-	30
VALLE D'AOSTA TOTALE IMPIANTI 2				
152 Nus (AO)	Liquame bovino Scarti agro-industria	- -	-	50
153 Ayas (AO)	Liquame suino + bovino	55	-	1.000
ABRUZZO TOTALE IMPIANTI 1				
154 Capitignano (AQ) (C)	Liquame suino	50	4.735 (1)	100

(C) Impianto in costruzione.
(A) Impianto in autorizzazione.
– Dato non disponibile.
(*) In parentesi insieme al dato di volume totale è riportato il numero di reattori dell'impianto.

Fonte C.R.P.A. Reggio Emilia

Addenda al Capitolo 3

A3.8) DATI SUI COSTI DELLE CALDAIE A BIOMASSA

Gli impianti termici alimentati a biomassa possono soddisfare il fabbisogno energetico (calore e acqua calda sanitaria) di singole utenze (riscaldamento domestico) fino a piccoli comuni (teleriscaldamento). Si tratta quindi di filiere corte come quelle legate a piccole caldaie alimentate a legna, o lunghe nel caso di grandi impianti termici alimentati con cippato di legna ottenuto, per esempio, da Short Rotation Forestry.
Per qualsiasi tipologia di impianto, è importante valutare in via preliminare l'entità dell'investimento. Nelle figure 1, 2, 3 vengono indicate le fasce di costo riferibili rispettivamente a impianti di piccola, media e grande taglia. Per una corretta interpretazione di dette figure vanno tenuti presenti i seguenti aspetti:

a) le curve dei grafici danno indicazioni sul costo di investimento grass-root degli impianti termici a biomasse nelle varie fasce di potenza di caldaia;

b) i costi includono tutte le componenti base di impianto, ad esclusione del silo per biomasse, dell'eventuale rete di teleriscaldamento e delle opere civili di centrale (locale caldaia, ecc.);

c) se l'impianto a biomasse va ad implementare una centrale termica già esistente, i costi vanno opportunamente ridotti;

d) i valori max e min dei grafici seguenti sono relativi alla qualità delle componenti prescelte;

e) il corrispondente costo di impianto a combustibili fossili (gasolio, metano, GPL) è valutabile intorno al 30% del costo dell'impianto a biomasse.

FIG. 1 - IMPIANTI DI PICCOLA TAGLIA

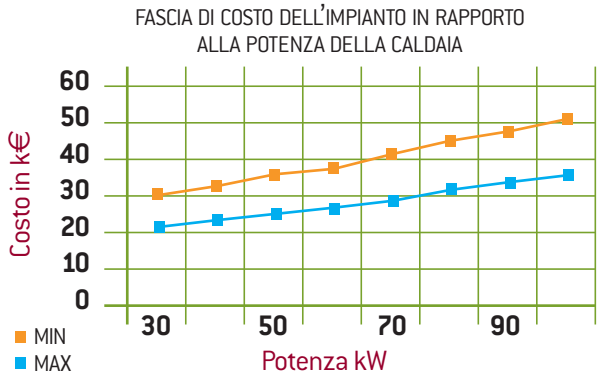


FIG. 2 - IMPIANTI DI MEDIA TAGLIA

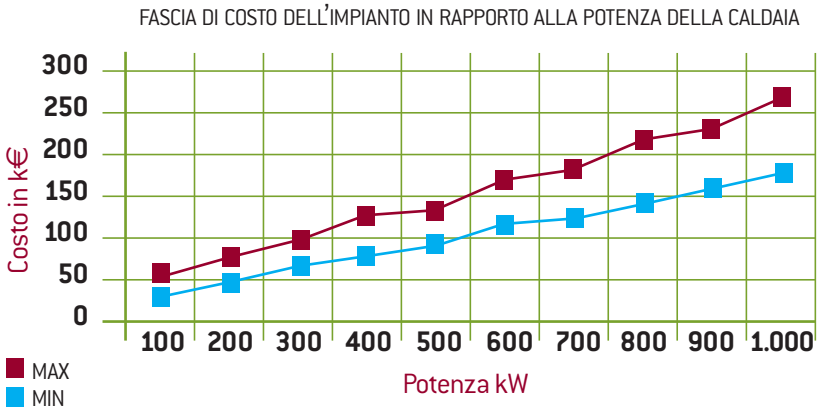
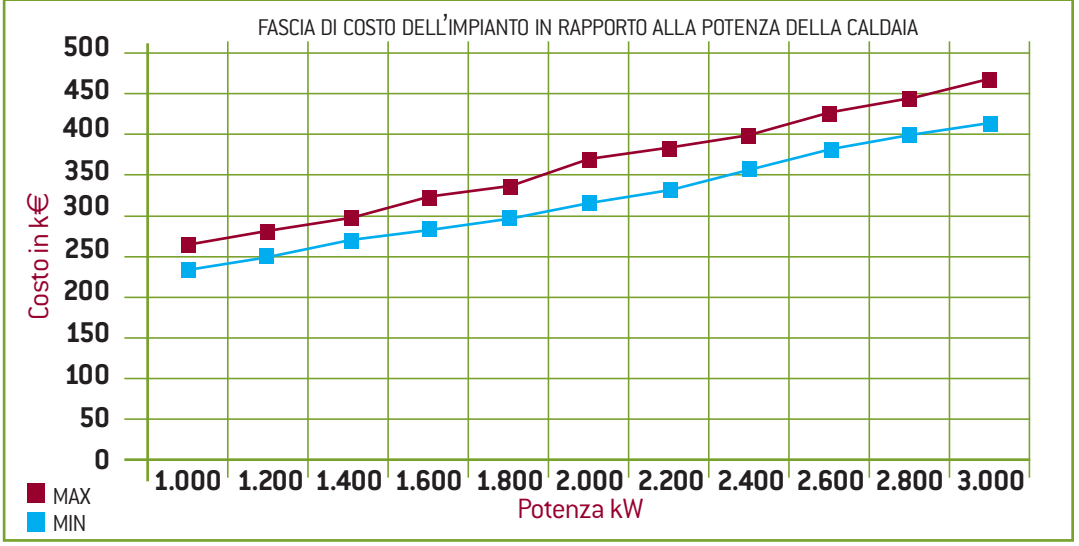


FIG. 3 - IMPIANTI DI GRANDE TAGLIA



Addenda al Capitolo 3

A3.9) TABELLA ZONE CLIMATICHE (PROVINCE)

REGIONE	PROVINCIA	ZONA CLIMATICA
ABRUZZO	L'Aquila	E
	Chieti	D
	Pescara	D
	Teramo	D
EMILIA ROMAGNA	Bologna	E
	Ferrara	E
	Forlì	D
	Modena	E
	Piacenza	E
	Parma	E
	Ravenna	E
	Reggio Emilia	E
	Rimini	E
BASILICATA	Matera	D
	Potenza	E
MOLISE	Campobasso	E
	Isernia	D
CALABRIA	Catanzaro	C
	Cosenza	C
	Crotone	B
	Reggio Calabria	B
	Vibo valentia	D
CAMPANIA	Avellino	D
	Benevento	C
	Caserta	C
	Napoli	C
	Salerno	C
FRIULI VENEZIA GIULIA	Gorizia	E
	Pordenone	E
	Trieste	E
	Udine	E
LAZIO	Frosinone	E
	Latina	C
	Rieti	E
	Roma	D
	Viterbo	D
MARCHE	Ancona	D
	Ascoli Piceno	D
	Macerata	D
	Pesaro/Urbino	D/E
LIGURIA	Genova	D
	Imperia	C
	La Spezia	D
	Savona	D
LOMBARDIA	Bergamo	E
	Brescia	E
	Como	E
	Cremona	E
	Lecco	E
	Lodi	E
	Mantova	E
	Milano	E
	Pavia	E
	Sondrio	E
	Varese	E
TOSCANA	Arezzo	E
	Firenze	D
	Grosseto	D
	Livorno	D
	Lucca	D
	Massa	D
	Pisa	D
	Pistoia	D
	Siena	D
TRENTINO A.A.	Bolzano	E
	Trento	F
PIEMONTE	Alessandria	E
	Asti	E
	Biella	E
	Cuneo	F
	Novara	E
	Torino	E
	Verbania	E
	Vercelli	E
PUGLIA	Bari	C
	Brindisi	C
	Foggia	D
	Lecce	C
	Taranto	C
SARDEGNA	Cagliari	C
	Nuoro	D
	Oristano	C
	Sassari	C
SICILIA	Agrigento	B
	Caltanisetta	D
	Catania	B
	Enna	E
	Messina	B
	Palermo	B
	Siracusa	B
	Trapani	B
UMBRIA	Perugia	E
	Terni	D
AOSTA	Aosta	E
VENETO	Belluno	F
	Padova	E
	Rovigo	E
	Treviso	E
	Venezia	E
	Verona	E
	Vicenza	E

4] Sostenibilità/Garanzie

DIBATTITO SUI CRITERI DI SOSTENIBILITÀ
FORMULAZIONI METODOLOGICHE
ADDENDA

La sostenibilità di un progetto bioenergetico, intesa non solo in senso tecnico ma anche in senso ambientale e socioeconomico, è al centro del vivace dibattito in corso sul futuro della bioenergia in Italia e nel mondo. Il nocciolo del problema è cercare un punto di equilibrio tra fattori trainanti e criticità, trovando le condizioni per massimizzare i primi e minimizzare le seconde. Nel capitolo 4 del precedente Rapporto Itabia "Le biomasse per l'Energia e l'Ambiente" si trovano esposte in maniera dettagliata "Le ricadute ambientali attuali e in prospettiva del ciclo delle filiere bioenergetiche", nonché i principi fondamentali e i concetti base su cui poggia la sostenibilità dell'uso energetico delle biomasse. Questi principi sono tuttora validi e, quindi, non verranno ripetuti nel presente lavoro. Viene invece posto l'accento sul dibattito in corso elencando criteri e metodi per l'attuazione dei suddetti principi e rimarcando la necessità di una certificazione trasparente e di un sistema di monitoraggio continuo delle iniziative e delle relative operazioni.

4.1) DIBATTITO SUI CRITERI DI SOSTENIBILITÀ

Lo sviluppo sostenibile si basa su tre pilastri principali: l'economico, il sociale e l'ambientale. Le iniziative e le azioni che si fondano su questi tre pilastri devono essere altamente integrate per raggiungere l'obiettivo di una società sostenibile. Le biomasse possono contribuire a tale obiettivo a patto che siano rese effettivamente rinnovabili attraverso una sana gestione del territorio e dei suoli, non impattino sull'ecosistema nelle varie fasi del loro utilizzo, rispondano in maniera flessibile alle esigenze delle popolazioni locali.

Il concetto di sostenibilità e i criteri per definire in maniera coerente questo importante principio, sono variamente interpretati e discussi. Strettamente correlati con gli schemi di sostenibilità sono la certificazione delle filiere e il loro monitoraggio.

La certificazione deve tenere conto che vi sono:

- > una grande varietà di biomasse;
- > un gran numero di operatori (agricoli, forestali, industriali);
- > un concreto rischio di danno ambientale per l'importazione/esportazione di grandi quantità di biomasse da o per luoghi molto distanti.

Attualmente l'attenzione degli operatori pubblici e privati è quasi tutta concentrata sui biocarburanti per autotrazione. Sicuramente la certificazione dei biocarburanti, ma anche dell'intero sistema delle biomasse, è uno strumento adeguato per garantire una produzione sostenibile di bioenergia. Tuttavia tale certificazione, come sostiene AEBIOM (Associazione Europea delle Biomasse), dovrebbe essere estesa anche ai concorrenti prodotti alimentari della stessa origine geografica e agli equivalenti combustibili fossili, per non creare squilibri nei luoghi di produzione tra usi energetici ed alimentari della stessa materia prima (ad esempio: l'uso dell'olio di palma conteso tra alimenti e biocarburanti).

Il piano di monitoraggio, poi, rappresenta uno strumento importante in grado di assicurare alle amministrazioni centrali o locali oggettivi elementi di valutazione per le azioni intraprese. Tramite l'utilizzo di indicatori di efficienza, consente di analizzare i risultati ottenuti in rapporto agli obiettivi fissati. Esso costituisce un elemento centrale dei programmi di intervento ed è nello stesso tempo uno strumento flessibile e di grande efficacia per la correzione e l'adeguamento progressivo delle azioni stesse. Infatti il monitoraggio ha, come obiettivo principale, quello di confermare e rafforzare i vantaggi ambientali ed economici che l'utilizzo delle biomasse, come fonte sostitutiva delle energie fossili, comporta. Come secondo obiettivo vi è poi quello di migliorare ulteriormente le tecnologie, adottando modifiche e adeguamenti che l'attività di monitoraggio dovesse evidenziare.

Questi tre concetti - sostenibilità, certificazione e monitoraggio - richiederebbero una trattazione a parte; ci si limita qui a riportare alcuni punti salienti del dibattito che si sta svolgendo in ambito globale, europeo e nazionale, rimandando ai documenti in circolazione maggiori dettagli e approfondimenti.

4.1.1) IL DIBATTITO NEL GBEP

Un'ampia discussione è in corso nell'ambito della "Task Force on Sustainability" del GBEP. Le conclusioni non sono ancora disponibili, tuttavia si può ritenere, fin da ora, ben fondata la suddivisione dei criteri di sostenibilità in 4 blocchi-base (baskets), che includono una serie di indicatori di cui si fornisce qui una sintesi.

Environmental basket: comprende valutazioni sulle emissioni di gas serra; la fertilità e il bilancio del carbonio in terreni impiegati nella produzione di nuove colture; la qualità dell'aria e dell'acqua; la biodiversità e la conservazione dell'ecosistema.

4. Sostenibilità/ Garanzie

Economic Basket: pone l'accento sull'uso efficiente delle risorse, sullo sviluppo rurale e socio-economico, sulle politiche di supporto.
Social Basket: intende valutare le ricadute sociali delle politiche commerciali, la sicurezza alimentare, l'accesso alle risorse naturali (acqua, territorio, ecc.), la creazione di nuovi posti di lavoro, la nuova imprenditoria in ambito agricolo, la compartecipazione delle popolazioni locali all'uso del territorio, la creazione di reddito, la salute e il benessere sociale.
Energy Security Basket: pone particolare attenzione al contributo della bioenergia nella mitigazione della domanda di energia da fonti fossili, a livello nazionale, locale e, soprattutto in ambito rurale, attraverso la diversificazione delle risorse energetiche, l'efficienza energetica e lo sviluppo di tecnologie energetiche innovative a basso impatto ambientale.

4.1.2) IL DIBATTITO NELLA UE

In Europa gli ultimi sviluppi del dibattito hanno ruotato intorno alla Direttiva Europea sulle Fonti Rinnovabili di Energia (RES-Directive) e, in particolare, intorno agli articoli 15, 16 e 17 del testo base. Sono state poi organizzate e diffuse, da parte della Commissione Europea, due ampie consultazioni on-line: la prima riguardante i biocarburanti e la seconda le filiere termica ed elettrica da biomasse.

Una particolare attenzione viene giustamente riservata ai biocarburanti per autotrazione e ai biocombustibili liquidi, le filiere più critiche e controverse dal punto di vista ambientale. Questi prodotti, prescrive la Direttiva, non potranno essere presi in considerazione nei futuri bilanci energetici ed ambientali se non verranno soddisfatti i criteri di sostenibilità in essa definiti.

Il primo criterio riguarda l'entità della riduzione delle emissioni di gas serra conseguente all'uso di biocarburanti. Il risparmio, calcolato sulla base del ciclo di vita, deve essere almeno del 35% se confrontato con i corrispondenti combustibili fossili sostituiti. La Direttiva indica i valori di gas serra risparmiati e le regole di calcolo. Successivamente, il Consiglio Europeo e il Parlamento hanno tracciato ulteriori obiettivi. Il Consiglio, ad esempio, aveva delineato il seguente percorso per quanto riguarda il risparmio di CO_2: 35% fino al 2017 e 50% dal 2017 in poi. Il Parlamento, invece, stabiliva che il risparmio di gas serra conseguente all'uso di biocarburanti fosse del 45% fino al 2015 e del 60% dopo tale data. Un accordo tra le due diverse posizioni è stato comunque raggiunto a fine 2008 e rispecchia essenzialmente i parametri delineati dal Consiglio.

Il secondo criterio richiede che biocarburanti e biocombustibili liquidi non dovranno essere ottenuti da colture prodotte su territori ad elevato valore di biodiversità, aree dedicate alla protezione della natura, foreste incontaminate, pascoli o terreni con elevate funzioni di accumulatori di carbonio.
Biocarburanti e prodotti assimilati devono inoltre soddisfare gli standard contenuti nel Regolamento 1782/2003, relativo ai regimi di sostegno ed ai criteri sulle buone pratiche agricole ed ambientali.

Il carattere vincolante della Direttiva per gli Stati membri è giudicato in maniera positiva perché rappresenta una garanzia per gli utenti e le popolazioni locali, guadagnando consensi ed evitando contrasti. Occorre però tener presente che il Parlamento Europeo reputa ora necessario estendere i criteri di sostenibilità (che includono anche la polluzione dell'aria e delle falde acquifere, il deterioramento della qualità dei suoli, lo sfruttamento del lavoro minorile, ecc.), anche a tutte le biomasse e non soltanto ai biocarburanti. Questi criteri dovranno riguardare non soltanto le biomasse coltivate sul territorio europeo, ma anche quelle reperite fuori dai confini dell'Europa.

4.1.3) ALCUNI SPUNTI IN ITALIA

In Italia il dibattito non è molto organizzato. La Piattaforma Tecnologica Italiana Biocarburanti ha istituito, nell'ambito del Comitato Scientifico, un gruppo di lavoro ad hoc sui problemi ambientali e di sostenibilità. La Rete Bioenergia, recentemente costituita da ITABIA, Fiper e Aiel, ha espresso le sue idee rimarcando la necessità di un approccio sostenibile per i biocarburanti e dando un contributo al questionario sulle filiere termica ed elettrica. Per queste filiere, come si è già detto, si ritiene necessario un nuovo schema di sostenibilità, tenuto presente che in alcuni Stati membri, la frazione biodegradabile dei RSU e RSI è spesso utilizzata insieme ad altri tipi di biomasse, secondo la definizione generale di "biomasse" correntemente usata nell'UE.

Vi è quindi il rischio che questo mix di biomasse non sia gestito in maniera adeguata, causando conflitti e opposizioni da parte delle popolazioni locali. Occorre poi tener presente che una certa quantità di biomasse residuali, specialmente la frazione umida, potrebbe essere impiegata per ripristinare e conservare la sostanza organica nei terreni particolarmente carenti di humus, invece di generare calore o elettricità. Lo schema di sostenibilità deve essere riferito, a livello europeo, ad una visione sistemica del settore delle biomasse, anche se una certa flessibilità dovrebbe essere assicurata agli Stati membri. Ne consegue che un nuovo schema di sostenibilità è necessario anche per le filiere termica ed elettrica.
Tra i diversi obiettivi posti dalla Direttiva EU al 2020, forse il più impegnativo riguarda la percentuale del 10% di immissione di biocarburanti nei consumi finali per l'autotrazione.

4. Sostenibilità/ Garanzie

Su tale tema è necessaria ed opportuna un'osservazione relativa agli oli vegetali: questi, al di là delle prospettive d'impiego legate alla seconda generazione, sono le uniche potenziali risorse verso la sostituzione del gasolio, siano essi prodotti sul territorio nazionale piuttosto che importati dall'estero. Il loro uso per la produzione di energia elettrica, che oggi è incentivato ed estremamente interessante da un punto di vista economico, potrebbe però interferire pesantemente sulla loro disponibilità ed utilizzo per l'autotrazione: la normativa e gli Action Plans nazionali dovranno attentamente valutare questo aspetto.

4.1.4) RIFLESSIONI INTORNO AGLI ELEMENTI CHIAVE DEL DIBATTITO

Dai precedenti argomenti si estrapolano 5 elementi determinanti, sui quali è opportuno soffermarsi brevemente:

A) la copertura geografica della risorsa biomassa,
B) il bilancio della CO_2,
C) la difesa del suolo e delle falde acquifere,
D) i bilanci energetici,
E) le ricadute socio-economiche.

A) LA COPERTURA GEOGRAFICA DELLA RISORSA BIOMASSA

La ricerca di nuove risorse energetiche che siano diversificate dal punto di vista geografico, ma anche delocalizzate e riproducibili è ormai un imperativo a cui tutte le politiche nazionali, continentali e globali devono tendere. Le biomasse sono disponibili in vaste regioni del mondo (ad eccezione del Medio Oriente). Il loro potenziale realisticamente sfruttabile si aggira intorno a 2.000 Mtep (oggi è di circa 800 Mtep su un fabbisogo di energia primaria di oltre 8.000 Mtep) e si ripartisce quasi uniformemente tra Nord America, Sud America, Africa, Asia ed Europa. La risorsa quindi è disponibile in vaste aree del globo. Senza contare poi quello che potrebbero riservare i mari e gli oceani.

B) IL BILANCIO DELLA CO_2

Particolarmente importante è il bilancio della CO_2 lungo le varie fasi di produzione, trasformazione e uso di biomasse energetiche.
Come ben noto, la crescita delle specie vegetali avviene attraverso il processo di fotosintesi con cui viene sottratta CO_2 all'atmosfera per essere immagazzinata nella biomassa (per ogni tonnellata di biomassa secca il contenuto di carbonio è all'incirca di 0,5 t dovuto all'assorbimento di circa 1,2 t di CO_2 atmosferica). Poter disporre di dati precisi sulle quantità di biomassa prodotte da un determinato impianto di colture dedicate sia arboree che erbacee, e valutarne le ricadute ambientali in termini di immobilizzazione e stoccaggio di anidride carbonica atmosferica, è un argomento importante per la promozione di coltivazioni energetiche in grado di fornire nuovi sbocchi all'agricoltura. Ma le biomasse prodotte vanno poi raccolte, pre-trattate, trasportate, convertite attraverso una varietà di macchine operatrici che rendono non del tutto neutro il bilancio della CO_2. Le macchine operatrici normalmente in uso per le operazioni di raccolta e prima trasformazione delle biomasse sono di vario genere e vanno dai modelli più semplici di motoseghe fino ai più complessi trattori o cippatrici. I motori che muovono tali macchine sono normalmente alimentati da carburanti tradizionali, con un conseguente impatto sulla qualità dell'aria e sul bilancio della CO_2 collegato a tali operazioni. Il monitoraggio dovrà permettere di valutare gli specifici fattori di emissione collegati alle diverse operazioni di movimentazione e trattamento del combustibile: si potrà ad esempio vedere quanti NO_x o quanta CO_2 mediamente si emette per unità di peso di combustibile movimentato ed alimentato alla caldaia.

Per quanto riguarda il bilancio della CO_2, il monitoraggio permetterà di valutare l'incidenza della CO_2 fossile sulla CO_2 rinnovabile contenuta nel combustibile, relativamente alle operazioni di movimentazione e cippatura.
Sarà interessante notare come il valore assoluto delle emissioni è direttamente proporzionale alle dimensioni delle varie macchine operatrici, mentre i "fattori di emissione" saranno migliori per le macchine di grandi dimensioni.
Ovviamente le emissioni prodotte dall'utilizzo dei vari macchinari sono strettamente correlabili ad una serie di elementi:

- il tipo di carburante con cui viene alimentato il motore,
- la potenza del motore,
- la sua regolazione,
- lo stato di usura,
- le condizioni di utilizzo,
- ecc.

Anche le emissioni dovute al trasporto, vanno ad influire negativamente sul bilancio della CO_2. L'influenza è comunque trascurabile se le distanze percorse sono brevi, o se eventuali grandi distanze sono percorse trasportando grandi quantitativi di biomassa (trasporto su autoarticolati o trasporto su navi). ITABIA ha calcolato che anche prolungati trasporti su gomma (fino a 1.000 km), per autoarticolati ed autotreni da 25 t, incidono in negativo, sul bilancio della CO_2, per non più del 10%.

C) DIFESA DEL SUOLO E FALDE ACQUIFERE

L'impianto di colture dedicate alla produzione di energia può essere un intervento utile per la difesa del suolo sia in contesti eccessivamente sfruttati, sia in aree marginali. In linea di massima, infatti, tali colture, che richiedono un livello di cure e di input energetici sensibilmente inferiore rispetto a quelle alimentari, possono alleggerire l'impatto sui terreni ove

4. Sostenibilità/ Garanzie

l'agricoltura è intensiva (aree presidiate) e di contro consentono una migliore gestione del territorio in quelle aree destinate ad essere abbandonate dall'uomo (aree marginali non presidiate). Il monitoraggio degli effetti prodotti sul suolo dalle colture dedicate in questi due differenti contesti dovrà necessariamente prevedere metodologie distinte.

Aree presidiate

In tali ambienti, ove il grado di sfruttamento è elevato, il rischio maggiore risiede nella perdita di fertilità dei suoli e nel conseguente ricorso a crescenti apporti energetici di sostegno come lavorazioni spinte e concimazioni fortemente impattanti. Per monitorare, in terreni pianeggianti di buona fertilità, gli effetti prodotti sul suolo dall'inserimento di colture dedicate in sostituzione di colture erbacee di pieno campo (es. avvicendamento biennale girasole/frumento duro), si possono fare delle considerazioni quali-quantitative di tipo semplice oppure ci si può spingere ad analisi notevolmente più complicate.

Aree non presidiate

In questi contesti gli aspetti critici riguardano il dissesto idrogeologico (stabilità dei versanti, regimazione delle acque, conservazione del suolo, ecc.) tutti elementi che concorrono nel determinare specifici caratteri riconoscibili anche visivamente a livello di paesaggio. Il monitoraggio degli effetti prodotti dall'introduzione di una coltura in un'area marginale a rischio di degrado potrebbe richiedere studi da condurre a livello territoriale molto complessi e costosi, oppure concentrarsi sulla raccolta di indizi che testimonino, a livello di paesaggio, il processo di ripristino ambientale innescato dall'intervento.

D) BILANCI ENERGETICI E PRODUTTIVITÀ

La realizzazione di un impianto di colture energetiche arboree o erbacee (Short Rotation Forestry o colture oleaginose ed amidacee) necessita di numerose operazioni agronomiche che comportano il ricorso a manodopera specializzata e ad un adeguato impiego della meccanizzazione. Tali operazioni per comodità possono essere raggruppate in tre fasi distinte: quella del vivaio (produzione delle talee), quella di impianto (coltura di pieno campo) e, successivamente, quella della raccolta.

Monitorare le fasi agricole della filiera, fornisce delle indicazioni sui bilanci economici ed energetici per l'avvio di colture dedicate. Inoltre può determinare l'ottimizzazione delle rese e la riduzione dei costi. Sulla base dei rilevamenti fatti circa i tempi di lavoro e i consumi delle macchine impiegate per le singole operazioni, si potrà effettuare una valutazione complessiva dei costi economici ed energetici.

E) RICADUTE SOCIO-ECONOMICHE

Ricadute positive. Si può asserire che, nelle aree in cui si da l'avvio a colture dedicate, è sensato attendersi delle ricadute positive anche a livello sociale ed economico. In linea di massima, l'introduzione di queste colture all'interno delle aziende agricole, avviene con la creazione di nuove e articolate attività che, oltre a fornire uno stimolo per l'affermazione di figure professionali specializzate, possono innescare la ripresa di processi produttivi in quelle aree marginali dove è elevato il rischio di abbandono da parte della popolazione. Per quanto riguarda le ricadute occupazionali, gli aspetti che discendono direttamente dall'attivazione di nuove forme di impresa e di destinazione d'uso dell'ambiente rurale riguardano principalmente:

- > l'introduzione di nuovi prodotti sul mercato;
- > il ricorso a tecnologie innovative;
- > il ricorso a figure professionali specializzate;
- > l'incremento dell'organico aziendale;
- > il ricorso a finanziamenti.

Ricadute negative. Il problema dell'accettabilità sociale delle fonti rinnovabili rappresenta oggi una delle principali barriere al loro sviluppo. Questo, in particolare per la bioenergia, è la causa più frequente di insuccesso delle iniziative. Il fenomeno, anche se molto attenuato rispetto al passato, non è del tutto scomparso e, paradossalmente, sono proprio le motivazioni di carattere ambientale ad animare chi si oppone.

Tra tutte le fonti rinnovabili le biomasse sembrano le più penalizzate per tre motivi principali.

1. La conversione energetica finale avviene tramite il processo di combustione (caldaie, motori endotermici, ecc.) percepita, a causa dell'"effetto camino", come un elemento negativo sinonimo di inquinamento dell'aria. Addirittura alcune organizzazioni ambientaliste negli Stati Uniti hanno proposto di non considerare rinnovabili tutte le fonti basate sulla combustione.
2. L'assimilazione delle biomasse ai rifiuti suscita forti opposizioni per il timore delle possibili emissioni di prodotti tossici (in particolare le diossine) dovuti all'incenerimento. Capita infatti che impianti a biomasse vergini vengano considerate come il "cavallo di Troia" per raggiungere il vero obiettivo: incenerire i rifiuti urbani.

A complicare il quadro c'è poca chiarezza nell'informazione: ad esempio, gran parte delle statistiche comunitarie e nazionali sull'energia forniscono dati d'insieme per biomasse e rifiuti (un'assimilazione di fatto).

3. Tra tutte le fonti rinnovabili le biomasse sono quelle più strettamente integrate con il territorio e ciò acuisce la sensibilità delle popolazioni locali a possibili effetti non solo sull'ambiente, ma sulle attività economiche, sulla viabilità e sulla gestione del patrimonio forestale.

Dai sondaggi di opinione emerge, però, che l'accettabilità delle FER è più alta là dove vi sono già in esercizio

4. Sostenibilità/ Garanzie

impianti alimentati con rinnovabili.

Le conclusioni cui si giunge è che quando i cittadini possono sperimentare direttamente gli effetti degli impianti energetici, molti dei pregiudizi che essi avevano nella fase di proposta, progettazione e realizzazione, scompaiono.

4.2) FORMULAZIONI METODOLOGICHE

I principi esposti, pur ampiamente condivisibili, hanno bisogno di essere approfonditi e si spera che si possa giungere al più presto ad un "corpus" organico di criteri e metodi anche in ambito internazionale. Occorre però fin da ora formulare, almeno a livello nazionale, ben definite metodologie predisponendo criteri di certificazione e piani di monitoraggio, legati alle norme autorizzative in materia, per assicurare un corretto sviluppo a tutte le future iniziative bioenergetiche

4.2.1) CRITERI DI CERTIFICAZIONE

Stabilire corretti criteri di certificazione relativamente alla trasformazione energetica di biomasse significa fornire uno strumento dettagliato e indispensabile alle Amministrazioni pubbliche (Stato, Regioni, Province, Comuni, ecc.) per legiferare in materia.
È infatti ovvio che, in vista della prossima emanazione della Direttiva sulle FER e dei decreti applicativi nazionali che ne deriveranno, i legislatori dovranno essere dotati di precisi strumenti per stabilire l'ammissibilità agli incentivi e le procedure necessarie all'autorizzazione dei nuovi impianti e delle nuove filiere che verranno implementate da oggi al 2020.
La forte espansione che si prevede per il mercato delle biomasse per uso energetico, sia industriale che domestico, da quindi risalto ad una serie di problematiche, bene espresse in uno studio sulla certificazione di filiere bioenergetiche condotto dal Consorzio AGREEN (Agriconsultig, CRA, ITABIA) per la Regione Siciliana nell'ambito del Programma Nazionale Biocombustibili (PROBIO) del MiPAAF. Di questo lavoro se ne riporta uno stralcio:

- ***Salvaguardia della natura endogena delle biomasse**: si stanno di fatto verificando delle forti importazioni di tale materiale sotto la spinta dell'aumento dei consumi sia da parte della grande industria (centrali elettriche a biomassa), che importano navi di cippato anche da oltreoceano, sia da parte dei produttori di pellet con importazione di segatura e scarti forestali. Tale fenomeno, più che legittimo su un piano meramente commerciale, pone grossi limiti ai benefici ambientali ed economici che la natura endogena delle biomasse è in grado di garantire. L'utilizzo di biomasse in zone molto remote rispetto alle zone di produzione del combustibile riducono sensibilmente i benefici ambientali associati alle fonti rinnovabili ed ai principi previsti dal Protocollo di Kyoto.*
- ***Rintracciabilità del materiale**: tale necessità è funzione delle differenti modalità di valorizzazione energetica delle biomasse. È infatti opportuno considerare che oltre all'utilizzo in centrali termiche/elettriche di medie e grandi dimensioni, sta crescendo il mercato domestico (stufe a pellet, briquet, ecc.) e il mercato dell'utilizzo in forni a legna ad usi alimentari. In tal caso risulta semplice ribadire la necessità della certificazione della provenienza del materiale e delle successive trasformazioni e lavorazioni che il materiale ha subito.*
- ***Misura dell'effettivo beneficio energetico delle biomasse**: per quanto sia sovente enfatizzato il ruolo delle biomasse ad uso energetico nell'ambito delle iniziative volte a ridurre i costi di produzione di energia termica/elettrica e ad ampliare la percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili, non è sempre chiaro in quali casi e sotto quali condizioni possa essere assicurata tale compatibilità ambientale e sostenibilità energetico /economica. Difatti sia in riferimento alle biomasse residuali di origine agricola e forestale o alle biomasse prodotte da coltivazioni dedicate non è univocamente definito entro quali limiti i costi energetici delle operazioni di produzione/raccolta, trattamento, stoccaggio e distribuzione siano successivamente ripagati dalla valorizzazione energetica del materiale.*

Tali problematiche evidenziano ormai un fenomeno condiviso dagli esperti del settore: per quanto il motore della filiera sia la domanda di combustibile (è stato quindi corretto favorire negli ultimi anni la diffusione degli impianti) il punto critico della filiera era e rimane l'approvvigionamento e soprattutto la capacità di legare gli investimenti industriali al territorio valorizzando soprattutto la biomassa locale nel rispetto dei criteri dello sviluppo sostenibile.

Per le varie filiere bioenergetiche, i **Criteri di Certificazione** dovranno riguardare i due seguenti parametri principali:
> PARAMETRI TECNICI:
1. Tracciabilità dell'approvvigionamento del biocombustibile.
2. Corretto dimensionamento dell'impianto.
3. Rendimento energetico nominale al lordo e al netto dei consumi energetici fossili (operazioni di pretrattamento del biocombustibile).
4. Rendimento energetico effettivo e bilancio CO_2 (medio annuo) al lordo ed al netto dei consumi energetici fossili.
5. Rispetto delle normative tecniche vigenti.

> PARAMETRI ECONOMICI :
1. Costi di investimento (per fasce di potenza installata).
2. Costi di esercizio (combustibile, manodopera, manutenzione, costi finanziari e ammortamenti).
3. Risparmio economico annuo "versus" utilizzo fonti fossili.
4. Valutazione del Payback.

4. Sostenibilità/ Garanzie

4.2.2) PIANI DI MONITORAGGIO

Definire il piano di monitoraggio di un programma incentrato sullo sfruttamento energetico delle biomasse è particolarmente difficile per la natura intrinseca della fonte energetica in questione, per cui le considerazioni che seguono forniscono solo alcuni elementi di base.

Diversamente dalle altre fonti rinnovabili di energia, le biomasse necessitano di una serie di passaggi per assicurare il loro conferimento all'impianto. Assume quindi un particolare rilievo l'analisi dell'intero ciclo del combustibile.

La determinazione delle strategie di approvvigionamento del combustibile hanno, infatti, importanza sia sul piano economico, sia su quello ambientale. Sul piano economico esse permettono di ridurre i costi del biocombustibile agendo sulle numerose e articolate variabili del sistema. Sul piano ambientale esse contribuiscono a minimizzare gli effetti potenzialmente negativi sugli ecosistemi e a ottimizzare quelli positivi.

Nella figura in alto, la catena è stata schematizzata e semplificata; in realtà il sistema è assai più articolato con una serie complessa di azioni e retroazioni tra le differenti componenti.

Questa complessità del sistema risulta ancor più evidente se osserviamo la produzione di energia dalle biomasse sotto il profilo ambientale. L'analisi ambientale è del tutto peculiare non solo rispetto alle fonti convenzionali, ma anche rispetto alle altre fonti rinnovabili per una serie di motivazioni che si possono così riassumere:

a. gli impatti non sono localizzati, ma si ripartiscono lungo una catena che va dalla produzione, al trasporto, allo stoccaggio, alla conversione energetica, all'utilizzazione;

b. essi interessano più sistemi produttivi. Ad esempio, per i biocombustibili, il settore agricolo (produzione e fornitura del combustibile) ed il settore industriale (trasformazione ed utilizzazione);

c. alcuni impatti sono di difficile quantificazione, ad esempio il beneficio apportato dalla coltivazione di colture energetiche, in aree marginali collinari, ai fenomeni di erosione del suolo;

d. non vi sono metodologie adeguate di valutazione dell'impatto ambientale. Tra quelle più comunemente impiegate la VIA è specifica per impatti localizzati e strutturata per le "grandi opere", la LCA (Life Cycle Analysis) ha caratteristiche di globalità, valuta efficacemente gli impatti di catena, ma è strutturata per la valutazione del "contenuto ambientale" di beni o prodotti.

In particolare, grande rilievo assume la constatazione che in questo caso il sistema che si va a considerare è costituito da differenti sottosistemi:

1. AGRICOLO
2. FORESTALE
3. INDUSTRIALE
4. ENERGETICO.

Tali sottosistemi, ciascuno con una sua specificità, interagiscono tra loro in maniera talvolta conflittuale.

La sussistenza di una situazione così differenziata influenza significativamente la scelta degli indicatori, sia quelli di tipo quantitativo che quelli di tipo qualitativo.

Ad esempio, è importante valutare l'opinione e il grado di coinvolgimento delle potenziali utenze degli impianti di teleriscaldamento, ovvero la disponibilità della comunità locale ad accettare l'insediamento nel territorio di un impianto industriale per la produzione di energia elettrica, o ancora il beneficio occupazionale complessivo (lungo tutta la catena) derivante dall'attivazione degli impianti energetici.

In conclusione si ritiene che, visti gli ambiziosi traguardi che il dibattito in corso va delineando, il Piano di Monitoraggio debba contenere anche tutti gli elementi necessari per il "follow up" delle diverse iniziative e cioè dare indicazioni su come autorizzare, avviare e gestire azioni che producano sul territorio effetti concreti.

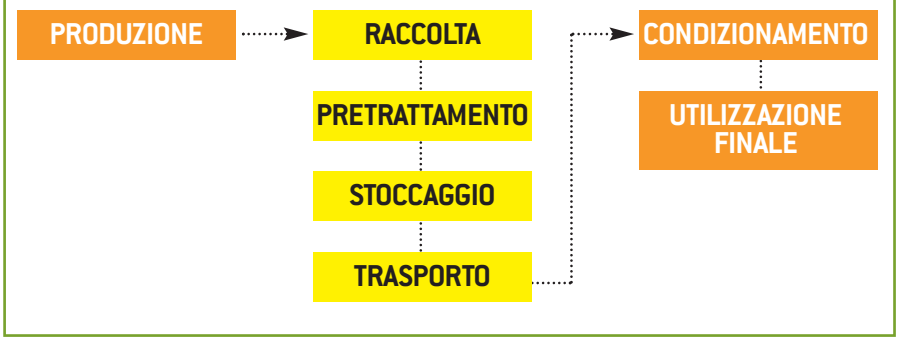
Impostazioni di massima per il piano di monitoraggio

In considerazione del fatto che le filiere per la produzione di energia dalle biomasse si articolano in numerose fasi che possono investire gli argomenti più svariati, è necessario definire innanzitutto il campo d'azione, stabilendo:

1. Quali fasi considerare.
2. Quali azioni le compongono.
3. Quali ricadute ambientali, energetiche, economiche e sociali interessano le varie azioni.
4. Quali ricadute vanno monitorate, quali semplicemente descritte, quali trascurate.

1. Ricordiamo per esempio le fasi principali della filiera legno-energia:
   a. Produzione del biocombustibile (legna da ardere, cippato, pellet).

LA CATENA DI APPROVVIGIONAMENTO DEL COMBUSTIBILE



4. Sostenibilità/ Garanzie

b. Approvvigionamento del biocombustibile.
c. Conversione energetica (vari impianti tecnologici).

2. Le varie azioni di cui si compone ciascuna di queste fasi sono elencate di seguito.
a. Produzione del combustibile:
> Operazioni per l'impianto e la gestione di nuove colture dedicate.
> Operazioni di taglio e di raccolta (biomasse residuali e/o nuove colture).
> Pretrattamento in loco (imballatura, cippatura, stoccaggio temporaneo, ecc.).
b. Approvvigionamento del combustibile:
> Trasporto della materia prima.
> Operazioni di movimentazione e trattamento finale del biocombustibile.
> Operazioni di stoccaggio e alimentazione del biocombustibile a bocca di impianto.
c. Impianti di conversione energetica:
> Produzione distribuzione e usi finali energia termica e/o elettrica.
> Smaltimento ceneri.

3. Le ricadute che interessano le varie fasi considerate sono molteplici e possono essere attribuite a tre componenti principali: ambientali, energetiche e socioeconomiche.
a. Per le componenti ambientali, gli elementi d'interesse maggiore sono:
> Atmosfera.
> Rumore e vibrazioni.
> Traffico.
> Altre (tutela del territorio, difesa dei suoli, uso concimi e fitofarmaci, idrogeologia, effluenti liquidi, smaltimento ceneri, ecc.).
b. Per le componenti energetiche: bilanci energetici dei processi di filiera.
c. Per le componenti socioeconomiche: ricadute occupazionali dirette e indirette.

Nell'ambito di un Progetto PROBIO della Regione Basilicata, ITABIA ha recentemente impostato gli schemi di monitoraggio per il rilevamento di dati riguardanti:

A) Ciclo di produzione e approvvigionamento del biocombustibile
> Assorbimento CO_2 nuove colture.
> Bilancio energetico nuove colture.
> Ricadute occupazionali.
> Emissioni macchine operatrici e bilancio CO_2.
> Rumorosità macchine operatrici e impianti.
> Bilancio energetico taglio, raccolta e cippatura della materia prima.
> Bilancio energetico e bilancio CO_2 trasporto materia prima.
> Valutazione traffico pesante.
> Contenuto energetico del biocombustibile.

B) Impianti di conversione energetica
> Emissioni impianto e bilancio CO_2.
> Ceneri: quantità e metodi di smaltimento.
> Bilancio energetico produzione energia termica.
> Bilancio energetico produzione energia termica e frigorifera.
> Bilancio energetico produzione pellets.
> Bilancio energetico cogenerazione.

A titolo di esempio nell'**Addendum A4.1** è riportato lo schema per il monitoraggio del bilancio energetico di impianti di cogenerazione a biocombustibile solido (cippato di legno).

4.2.3) CONCLUSIONI

Il futuro della bioenergia dipende molto dalla capacità di individuare dei criteri di sostenibilità che possano garantire lo sviluppo delle diverse filiere. A tal fine è importante monitorare le attività dal punto di vista dell'efficienza per il rispetto di obiettivi fissati a livello locale e centrale. Gli esiti del monitoraggio possono inoltre giocare un ruolo fondamentale per l'attivazione di ulteriori iniziative legate a filiere certificate.
In termini operativi, sarà importante definire gli elementi necessari per la sostenibilità delle iniziative da attivare nei diversi contesti (urbano, rurale, ecc.), come anche per la formulazione di misure legislative necessarie per il rispetto degli obiettivi strategici, per incrementare risorse e strumenti, monitorare e stimare le ricadute prodotte dalle misure adottate in ambito Europeo e negli Stati membri.

Il concetto di sostenibilità andrà approcciato da diversi punti di vista: ambientale (per esempio la biodiversità, la deforestazione, ecc.), sociale (l'accettabilità dell'installazione di un nuovo impianto), economico (l'indotto della filiera), politico (piani di sviluppo locali o nazionali), tecnico (maturità delle tecnologie e dei processi).
L'approvazione dei risultati dovrà riguardare quattro argomenti principali:
a) diffusione della ricerca sulle filiere bioenergetiche,
b) inquadramento di strumenti conoscitivi per legiferare,
c) crescita della cooperazione tra Stati membri nel settore della bioenergia,
d) sviluppo del mercato della bioenergia in Europa attraverso una maggiore conoscenza dei modelli economici e delle potenzialità di crescita sostenibile. ■

4] Addenda

A4.1) BILANCIO ENERGETICO DELLA COGENERAZIONE

ASPETTI GENERALI

Nel caso di impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore l'attività di monitoraggio è molto importante per verificare la fattibilità economica di tale tecnologia, anche in considerazione dei costi di investimento sensibilmente più alti di quelli che si affrontano in un impianto di produzione di sola energia termica.
Validi risultati economici ed energetici per impianti di questa tipologia, tutti da verificare con un attento monitoraggio, sono la condizione principale per una loro ampia diffusione sul territorio, ad ulteriore beneficio del risultato ambientale, già garantito dall'uso di una fonte rinnovabile teoricamente neutra nei confronti dell'effetto serra e del bilancio energetico che è direttamente proporzionale al risultato economico dell'iniziativa. Le misurazioni devono riguardare:

- **Rendimento termico della caldaia**

Energia termica utile trasferita alla turbina per la produzione elettrica, rispetto alla energia primaria del biocombustibile alimentato.

- **Rendimento elettrico della turbina**

Energia elettrica utile prodotta, rispetto alla energia termica trasferita alla turbina.

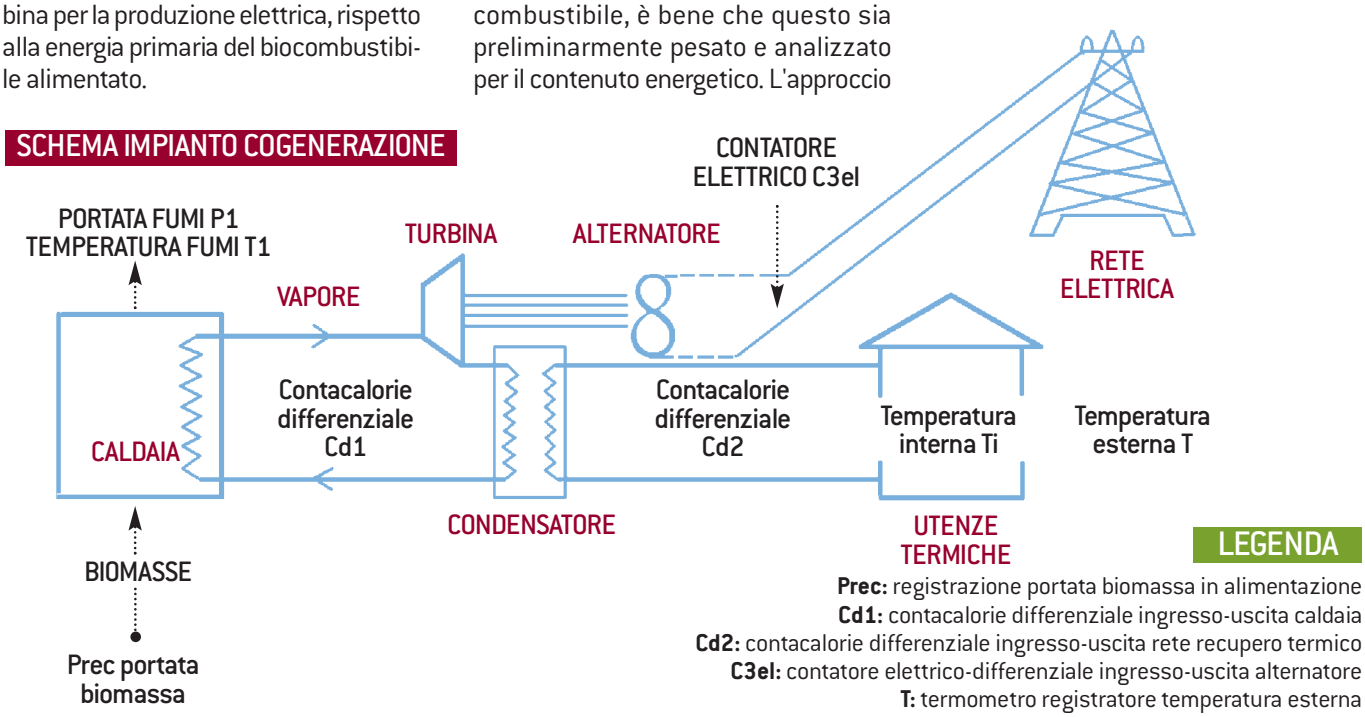
- **Limite Termico dell'impianto di cogenerazione (L.T.)**

Rapporto tra energia termica utile recuperata e totale utile di energia termica ed elettrica prodotta.

- **Indice di Risparmio Energetico (I.R.E.)**

Percentuale di risparmio energetico ottenuto dalla cogenerazione producendo le stesse quantità di energia elettrica e termica altrimenti prodotte con due processi separati tra loro.
Le rilevazioni richiedono strumentazioni fisse, per determinare portata e temperatura dei diversi flussi termici sia sul circuito primario (entrata e uscita caldaia), sia sul circuito secondario (entrata e uscita rete di recupero termico). Occore inoltre installare contatori per le produzioni elettriche lorde e per quelle al netto degli eventuali autoconsumi e dei consumi ausiliari. Per quanto riguarda la misurazione del consumo del combustibile, è bene che questo sia preliminarmente pesato e analizzato per il contenuto energetico. L'approccio metodologico è valido per qualunque dimensione di impianto e per qualunque "range" di temperature di funzionamento (la temperatura è più alta nel caso di caldaia a olio diatermico per l'alimentazione di turbine ORC).
Il corretto monitoraggio degli impianti di cogenerazione deve seguire le seguenti indicazioni:
Strumentazione: Installazione di contacalorie on-line, termometri interni ed esterni, misuratori di portata combustibile, misuratori di portata fumi, contatori elettrici.
Misura energia primaria in ingresso: calorimetro di Mahler.
Frequenza rilievi: Bimestrale.
Durata rilievo: 5 ore
Raccomandazioni:
> I rilievi vanno eseguiti con l'impianto a regime costante in un range prossimo alla capacità massima.
> La posizione degli strumenti di misura deve essere indicata sullo schema di flusso progettuale dell'impianto.

SCHEMA IMPIANTO COGENERAZIONE



LEGENDA

Prec: registrazione portata biomassa in alimentazione
Cd1: contacalorie differenziale ingresso-uscita caldaia
Cd2: contacalorie differenziale ingresso-uscita rete recupero termico
C3el: contatore elettrico-differenziale ingresso-uscita alternatore
T: termometro registratore temperatura esterna
Ti: termometro registratore temperatura interna
T1: termometro registratore temperatura fumi
P1: misuratore portata fumi

Addenda al Capitolo 4

SCHEDA BILANCI ENERGETICI

La scheda è un esempio per la raccolta e registrazione dei dati rilevati e per la loro successiva elaborazione:

TIPOLOGIA IMPIANTO:				
COMPONENTE: BILANCI ENERGETICI			**TEMA:** COGENERAZIONE	
Località:			Comune:	
Data rilievo:			Durata (h):	
N° Progr.:				
Strumentazione usata:				
Tipo Impianto:				
Tipologia Combustibile:				
Consumo (kg/h):	Umidità:		pci (kcal/kg)	
	Funz/anno:(h)		Potenza media annua (kWh)	
RISULTATO RILIEVI:				
		Valore		
Biomassa (t) **Prec:**				
Energia termica immessa (kCal)				
Energia utile uscita caldaia (kCal)**Cd1**				
Energia utile riscald. (kCal) **Cd2**				
Energia elettr. prodotta (kWh) **C3EI**				
Portata fumi (m^3/h) **P1**				
T fumi (°C) **T1**				
T esterna (°C) **T**				
Rendimento caldaia (%)				
Rendimento elettrico (%)				
Rendimento globale (%)				
NOTE:				
Compilato da				

5] Verso un nuovo Piano d'Azione per la bioenergia

CONSIDERAZIONI GENERALI
GLI INDIRIZZI STRATEGICI
GLI INVESTIMENTI NECESSARI

L'articolo 4 della Direttiva Europea sulle FER prescrive che ciascuno Stato Membro elabori un Piano d'Azione proiettato al 2020 e lo sottoponga alla Commissione entro il 31 Marzo 2010. I diversi Paesi devono stabilire quali misure intendono adottare per il raggiungimento degli obiettivi. Infine, sono previste ammende e sanzioni in caso di inadempienze.

5.1) CONSIDERAZIONI GENERALI

In vista degli obblighi a cui anche l'Italia dovrà sottoporsi nell'immediato futuro, ci sembra opportuno richiamare l'attenzione su alcuni indirizzi che il Piano d'Azione nazionale dovrà prendere in considerazione nel settore delle biomasse.
Dai capitoli precedenti si evince quanto segue:
> le biomasse per usi energetici di origine agricola, forestale, zootecnica sono risorse fondamentali per affrontare seriamente la diversificazione delle fonti di energia e diminuire l'impatto ambientale del sistema dei consumi;
> l'Italia può e deve raggiungere alcuni importanti obiettivi per il prossimo decennio quali, produrre, utilizzando biomasse di vario tipo e origine, circa: 3 Mtep di energia elettrica, 9-11 Mtep di energia termica, 4-5 Mtep di biocarburanti per un totale di energia fossile sostituita pari a 16-18 Mtep;
> le risorse pubbliche devono essere sufficienti a dare un sostanziale impulso alle filiere, per la creazione di energia a basso impatto ambientale, senza pesare sui bilanci in modo non sostenibile ed assicurando un'equa ripartizione del valore aggiunto su tutte le componenti delle filiere;
> le Regioni e gli Enti locali devono utilizzare tutti gli spazi disponibili per promuovere l'avvio di filiere sul proprio territorio ed attivare l'imprenditoria agricola e industriale;
> è indispensabile promuovere in maniera sostanziale un'attività di ricerca, sperimentazione e sviluppo, finalizzata e adeguatamente finanziata con risorse pubbliche e private, opportunamente coordinate;
> l'Italia deve rappresentare con forza alle Istituzioni europee la volontà di promuovere e sostenere il settore, con prospettive e programmi di ampio respiro; inoltre, l'Italia deve rafforzare la propria presenza nei programmi internazionali e comunitari per incrementare lo scambio di esperienze e per rafforzare la capacità di ricerca sulle innovazioni applicabili nel breve e nel lungo periodo.
Pertanto, occorre che si proceda in tempi brevi a:
a) Ridefinizione di un Programma quadro in linea con gli orientamenti dell'Unione Europea.
b) Unificazione e semplificazione delle normative e delle procedure autorizzative.
c) Ridefinizione dell'approccio con la Commissione Europea nelle procedure di approvazione delle norme nazionali.
d) Promozione di iniziative altamente integrate con elevate ricadute sul territorio, individuando soluzioni congrue con il contesto comunitario.
e) Lancio di consultazioni diffuse a livello nazionale e regionale.
f) Sviluppo di campagne di informazione e di formazione qualificata.
g) Elaborazione di progetti territoriali cantierabili.
h) Diffusione delle buone pratiche e dei casi di successo.
i) Sviluppo di progetti dimostrativi, soprattutto per le realizzazioni di piccola e media scala.
Per poter razionalizzare l'intero sistema e pervenire ad un Piano d'Azione compatibile con la realtà territoriale e socio-economica nazionale occorre prendere in considerazione le tre coppie di elementi-chiave, descritte in questo rapporto, che costituiscono le architravi del sistema bioenergetico nazionale:
> **risorse/efficienze**
> **mercato/buone pratiche**
> **sostenibilità/garanzie.**

5.2) GLI INDIRIZZI STRATEGICI

GLI INDIRIZZI PER L'ENERGIA

Al fine di assicurare un peso adeguato alla risorsa biogenica nei futuri bilanci energetici, l'attenzione dei soggetti pubblici e privati del settore dovrà concentrarsi sui seguenti temi:
> messa a punto di un sistema di incentivazione (con strumenti di natura amministrativa, economica, fiscale, ecc.) che superi l'attuale frammentazione normativa, caratterizzato da una logica dinamica in grado di adeguarsi all'evoluzione dell'intero comparto e dei suoi segmenti e che tenda a premiare l'innovazione tecnologica ed il costante miglioramento dell'efficienza;
> promozione dell'integrazione di filiera, attraverso specifiche agevolazioni per la creazione di strutture che vedano partecipazioni interprofessionali, anche tramite il diretto intervento di capitale pubblico in iniziative strategiche;
> attivazione della domanda, sia tramite un'adeguata campagna di informazione e promozione, sia con l'introduzione di vincoli ambientali che orienti-

5. Verso un nuovo Piano d'Azione per la bioenergia

no verso le biomasse o ne impongano, quando necessario ed opportuno, l'impiego come materia prima;
> standardizzazione dei prodotti finali (con particolare riferimento ai biocombustibili) allo scopo di dare stabilità al mercato e adeguate garanzie ai consumatori; vanno affrontati non solo gli aspetti merceologici, ma anche quelli legati all'impatto ambientale, al bilancio energetico, ecc.;
> ridefinizione dei vincoli connessi con l'uso termico e/o elettrico delle biomasse agricole e forestali derivanti da una loro non coerente classificazione all'interno dei rifiuti, valorizzandone, quando possibile, il "contenuto ambientale";
> promozione dell'attività di recupero di oli vegetali usati ed altre materie seconde con necessità di smaltimento ed elevata possibilità di utilizzazione in processi di conversione energetica (biodiesel, biogas, ecc.);
> promozione di alcuni significativi progetti con forti caratteristiche dimostrative, anche valorizzando iniziative in corso, in grado di dare un concreto avvio al comparto e di fornire un banco di prova per successivi miglioramenti tecnologici.

GLI INDIRIZZI PER L'AMBIENTE

Al fine di sfruttare al massimo il potenziale di mitigazione dell'effetto serra offerto dal sistema biomasse, occorre puntare al:
> miglioramento delle tecniche di gestione forestale, finalizzate alla protezione del territorio, all'assorbimento di CO_2 dall'atmosfera, al mantenimento e alla creazione di attività produttive e occupazione connessa;
> uso dei biocombustibili liquidi in aree a rischio quali: centri storici di città d'arte, acque interne navigabili, ecc.

GLI INDIRIZZI PER IL TERRITORIO

Gli interventi devono riguardare:
> il miglioramento delle qualità dei terreni agricoli, tramite un graduale ripristino del tenore di sostanza organica, in grado di rafforzare le capacità biologiche delle specie vegetali e ridurre gli input esterni;
> l'individuazione di specie e/o varietà vegetali in grado di massimizzare l'efficienza produttiva in termini di biomassa utilizzabile, sviluppando ordinamenti produttivi e avvicendamenti colturali in grado di favorirne l'introduzione e la diffusione;
> contributo alla tutela della biodiversità, sia attraverso un più ampio ricorso a tutta la gamma delle specie vegetali autoctone (anche attualmente non coltivate), sia tramite l'incremento delle superfici investite con essenze forestali;
> sviluppo di coltivazioni dedicate o a prevalente orientamento energetico.

Da uno studio effettuato anni addietro dall'ENEA e poi ripreso da ITABIA, si valuta che, nell'Italia centro-meridionale e nelle isole, esistano circa 2 milioni di ettari di terreni abbandonati dall'agricoltura convenzionale per insussistenza di reddito agrario. Ciò corrisponde a considerare un'area complessiva inutilizzata pari al 6,7% del territorio nazionale. La localizzazione di questi terreni è posta in zone pedemontane, di pianura e di collina, tutte dotate di una certa facilità di accesso in quanto si tratta pur sempre di terreni già coltivati. Il recupero produttivo a fini energetici di queste aree potrebbe essere un'occasione per verificare la reale consistenza del potenziale contributo energetico delle fonti rinnovabili, impedire l'ulteriore degrado del territorio, fornire strumenti di occupazione.

AZIONI COMPLEMENTARI

Le azioni-chiave di cui sopra dovranno essere affiancate da azioni complementari quali:
> integrazione delle attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione, orientando operatori pubblici e privati verso gli obiettivi prioritari anche al fine di utilizzare al meglio le risorse disponibili;
> informazione e comunicazione a partire dal livello scolastico, per creare una maggiore cultura di base che consenta di spostare gli orizzonti temporali verso scadenze più congrue con la dimensione ambientale della problematica;
> rafforzamento della cooperazione internazionale a livello di interscambio di informazioni, di esperienze e di studio e ricerca.

5. Verso un nuovo Piano d'Azione per la bioenergia

5.3) GLI NVESTIMENTI NECESSARI

Non è facile valutare i costi di investimento che l'Italia dovrà affrontare entro il 2020, nel settore della bioenergia, per raggiungere gli obiettivi posti dalla Direttiva FER. Bisogna infatti considerare che solo a seguito della definizione del Piano d'Azione nazionale sarà possibile attivare specifici programmi e previsioni di spesa per lo sviluppo di tutte le "rinnovabili".
È comunque importante individuare fin d'ora, almeno per quel che riguarda la bioenergia, quali saranno le principali voci di costo, cercando, per ciascuna di esse, di fornire prime ipotesi previsionali, seppure di massima.

1. REALIZZAZIONE E REVAMPING DI IMPIANTI DI CONVERSIONE ENERGETICA

Come già anticipato nel Capitolo 3.3, attraverso considerazioni di ITABIA basate sulle previsioni del Position Paper 2007 del Governo italiano (sostanzialmente coerenti con la Direttiva FER), si stimavano per il 2020 investimenti di circa 15 miliardi di Euro per gli impianti di produzione di energia termica e di circa 5 miliardi di Euro per quelli di energia elettrica.

Queste stime sono basate sugli effettivi quantitativi di bioenergia da immettere nei consumi finali e sulle conseguenti necessità di realizzazione di nuovi impianti (grass-root o revamping e/o sostituzione di vecchi impianti).
Una previsione altrettanto realistica per i biocarburanti, non è stata possibile per una serie di variabili di tipo tecnologico e legislativo.

Tuttavia, secondo un recente studio dell' UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Changes), che collega i costi di investimento di tutto il Pacchetto 20/20/20 al PIL mondiale, il settore degli impianti per biocarburanti di seconda generazione potrebbe comportare un costo di investimento per l'Italia, da qui al 2020, di circa 6 miliardi di Euro.
Da queste considerazioni emerge che il costo di investimento globale nazionale per gli impianti di conversione bioenergetica ammonterebbe mediamente a circa 26 miliardi, corrispondenti circa all'1% del PIL nazionale.

2. MISURE DI SOSTEGNO (INCENTIVI E DEFISCALIZZAZIONI)

Il tema della stima dei costi legati alle misure di sostegno che saranno adottate in Italia è ancora più incerto, vista l'instabile legislazione nazionale sulla defiscalizzazione dei biocarburanti per l'autotrazione.
Sul "portale informativo" di AGIENERGIA appare che il costo Paese Italia per incentivazioni e defiscalizzazioni, secondo valutazioni ENEA, sarà, per tutto il Pacchetto FER, intorno ai 42 miliardi di Euro. Di questi, una parte significativa (15-20 miliardi di Euro) spetterà alla bioenergia, sia attraverso gli incentivi all'energia elettrica (CV) sia per le misure di defiscalizzazione dei biocarburanti.

3. RICERCA SCIENTIFICA E TECNOLOGICA

Utilizzando i crieri dello studio dell'UNFCCC ed in base al PIL nazionale, gli investimenti necessari per la ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie dovranno ammontare a circa 15 miliardi di Euro. Una sensibile quota di tali fondi (8-10 miliardi di Euro) dovrà essere indirizzata alla bioenergia (efficienza energetica e biocarburanti).

4. SETTORE AGROFORESTALE: RIFORESTAZIONE E COLTURE ENERGETICHE

Sempre secondo l'UNFCCC, a livello mondiale, il settore agroforestale dovrà prevedere una spesa annuale di circa 50 miliardi di Euro, per interventi legati alla riduzione delle emissioni fossili delle aziende agricole, alla riforestazione ed a nuove colture energetiche. Estrapolando questo valore in base al PIL ciò comporterà per il nostro Paese un costo fino al 2020 di circa 20 miliardi di Euro.

CONCLUSIONE SUI COSTI DI INVESTIMENTO PER LA BIOENERGIA

Sulla base delle ipotesi sopra accennate, emergerebbe che l'adeguamento alla Direttiva FER per la bioenergia, costerà all'Italia circa 80 miliardi di Euro, da oggi al 2020.
Questa cifra non tiene, però conto, dei notevoli risparmi economici che deriverebbero da un minor ricorso all'import di carburanti, dalla costruzione di nuovi impianti di tipo tradizionale e in particolare dalla riduzione dei costi ambientali determinati dall'inquinamento atmosferico.
Le valutazioni sopra accennate sono state condotte inoltre nell'ipotesi più costosa, per l'Italia, in termini di investimento: ossia quella di non ricorrere ai meccanismi di flessibilità previsti dalla Direttiva FER per lo scambio di crediti con altri Paesi. ■

Informazioni Utili

ITABIA
Italian Biomass Association

È un'Associazione indipendente e senza fini di lucro, che opera dal 1985 nel settore della bioenergia con lo scopo di aggregare esperienze, promuovere ricerca e sviluppo, orientare e supportare la programmazione, assistere la nascita di iniziative territoriali.

LA MISSIONE

ITABIA mira a promuovere l'uso produttivo delle biomasse, suscettibili di valorizzazione sia energetica che industriale, includendo i materiali appositamente prodotti, i sottoprodotti di raccolta e di lavorazione, i rifiuti civili, agro-zootecnici e industriali.
ITABIA è fortemente impegnata nella definizione di metodologie mirate a massimizzare le ricadute positive sull'ambiente e sul comparto socio-economico derivanti dalla valorizzazione delle biomasse.
ITABIA, nell'effettuare analisi finalizzate alla definizione di programmi bioenergetici da parte delle Amministrazioni pubbliche, propone un approccio integrato - energetico/ambientale - per la riqualificazione di aree agricole e di terreni abbandonati mediante la coltivazione di specie vegetali utili per la protezione del territorio, per l'assorbimento netto di carbonio e per la produzione di biomassa.
ITABIA costituisce inoltre un centro di raccolta e selezione di notizie, esperienze e proposte a servizio dei Soci e di chi opera nel settore, con l'obiettivo della qualificazione dell'informazione e del supporto alla progettualità.

LE ATTIVITÀ

Fin dalla sua costituzione ITABIA ha operato nei seguenti settori:
Studi, ricerche, attività dimostrative: **36 azioni**
Rapporti con amministrazioni pubbliche nazionali e locali: **21 azioni**
Rapporti con Associazioni ed Enti privati: **12 azioni**
Partecipazione Networks internazionali: **10**
Partecipazione ad Associazioni e Consorzi: **4**
Attività formative ed informative: **19 azioni**
Pubblicazioni: **34**
Visite tecniche: **100**
Documenti di indirizzo politico: **10**
Convegni, seminari ed incontri vari: **250**

Negli ultimi anni ITABIA:
> Ha partecipato al Progetto Europeo "*Key Issues for Renowable Heat in Europe*" che ha consentito di mettere a fuoco il quadro tecnico e normativo riguardante l'utilizzo di alcune fonti rinnovabili per la produzione di energia termica nella Ue. ITABIA, in particolare, ha prodotto un caso di studio sull'uso termico delle biomasse in Italia, rappresentativo anche per il sud Europa, studio integrato poi con altri analoghi riguardanti Europa del nord, del Centro e dell'Est, condotti da altre organizzazioni europee.
> Ha contribuito, con un *Background Document* e un *White Paper* alla fase preparatoria del *Global BioEnergy Partnership*, un'iniziativa del Ministero Ambiente, nata sotto l'egida del G8, volta a costituire un partenariato internazionale sulla bioenergia, al fine di legare, stimolare e rendere complementari varie azioni per la diffusione della bioenergia nel mondo;
> Ha assunto il coordinamento del progetto europeo *BITES: Biofuels Technologies European Showcase* volto a individuare i casi di successo in ambito internazione e le migliori pratiche per la diffusione biocarburanti nel settore dei trasporti;
> Ha costituito, su iniziativa dell'Università di Bologna e in associazione con gli operatori del settore, la *Piattaforma Tecnologica Italiana Biocarburanti: Biofuels Italia,* un forum che si propone di creare un punto d'incontro per lo sviluppo sostenibile dei biocarburanti in Italia, in collegamento con analoghe iniziative della Ue;
ha stipulato un accordo quadro con UNACOMA SERVICE per l'individuazione dei migliori percorsi da seguire nell'elaborazione di progetti cantierabili.

I SOCI

Possono diventare Soci di ITABIA le persone fisiche, le imprese pubbliche e private, le associazioni a carattere scientifico e culturale, gli enti di ricerca, gli studi associati, i cui fini statutari siano coerenti con quelli dell'Associazione.
I Soci partecipano e collaborano ai progetti che l'Associazione gestisce sia su propria iniziativa sia su committenza pubblica o privata.
Gruppi sono costituiti ad hoc per ogni lavoro e gruppi di studio si attivano su tematiche che Itabia desidera promuovere e divulgare.

LA SEDE

Via Acireale 19 - 00182 Roma
tel. +39 06 7021118
fax +39 06 70304833
Sito internet: **www.itabia.it**
E-mail: **itabia@mclink.it**

Informazioni Utili
Unità di misura adottate nel testo

Le unità di misura adottate nel testo fanno essenzialmente riferimento al Sistema Internazionale di Unità di misura (S.I.) e ad alcune altre unità di misura correntemente adottate; nel seguito si illustrano le principali Unità e simboli connessi.
Nel testo si incontrano spesso multipli di queste unità di misura, che sono quindi indicati con il prefisso individuabile dalla successiva tabella o unitamente al fattore corrispondente.

MULTIPLI DI USO CORRENTE

PREFISSO	SIMBOLO	FATTORE
KILO	**k**	10^3
MEGA	**M**	10^6
GIGA	**G**	10^9
TERA	**T**	10^{12}

L'equivalente energetico di una sostanza è generalmente fatto coincidere con il potere calorifico inferiore, p.c.i. e si misura in genere in kcal/kg per i solidi ed i liquidi, in kcal/l per i liquidi, in kcal/m^3 per i gas; in quest'ultimo caso si preferisce utilizzare il simbolo Nm^3, per indicare il metro cubo a pressione "normale" o atmosferica.

POTERE CALORIFICO INFERIORE DI ALCUNI COMBUSTIBILI (P.C.I.)

COMBUSTIBILE	P.C.I. (kcal/kg - kcal/m^3)
LEGNA DA ARDERE	2.500 - 4.500
TORBA	3.000 - 4.500
CARBONE DI LEGNA	7.500
LIGNITE	4.000 - 6.200
ANTRACITE	8.000 - 8.500
COKE	7.000
OLIO COMBUSTIBILE	9.800
COMBUSTIBILE PER AEREI	10.400
GASOLIO	10.200
BENZINA PER AUTO	10.500
PETROLIO GREZZO	10.000
GAS DI PETROLIO LIQUEFATTI	11.000
GAS NATURALE	8.300

GRANDEZZE FONDAMENTALI E UNITÀ DI BASE DEL SISTEMA INTERNAZIONALE

GRANDEZZA	UNITÀ	
	NOME	SIMBOLO
LUNGHEZZA	**metro**	**m**
MASSA	**chilogrammo**	**kg**
TEMPO	**secondo**	**s**
INTENSITÀ DI CORRENTE ELETTRICA	**ampère**	**A**
TEMPERATURA TERMODINAMICA	**kelvin**	**°K**

ALCUNE GRANDEZZE E UNITÀ DERIVATE S.I., DI UTILITÀ NEL CAMPO DELLE BIOMASSE PER ENERGIA

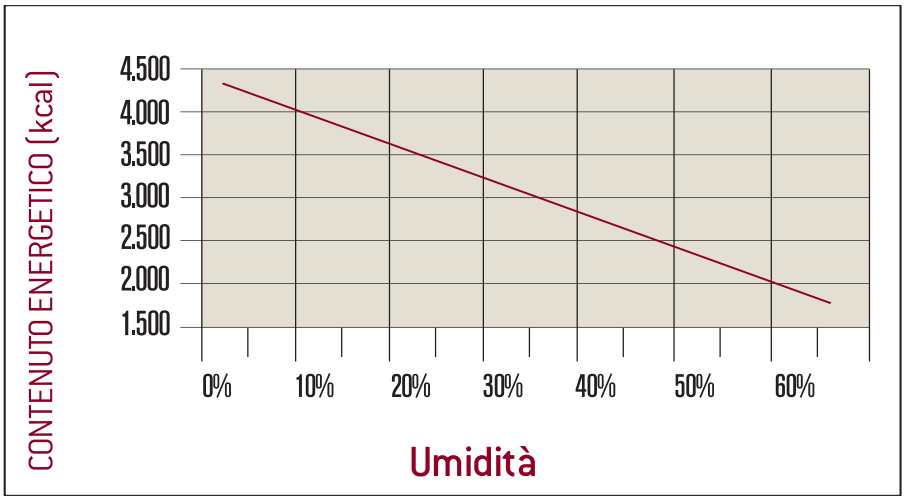
GRANDEZZA	SIMBOLO	NOME (ESTESO)	VALORE
SUPERFICIE	**m^2**	metro quadrato	–
	km^2	chilometro quadrato	10^6 m^2
	ha	ettaro	10^4 m^2
VOLUME	**m^3**	metro cubo	–
	m_{st}	metro stero	vedi nota[1]
MASSA	**kg**	chilogrammo	10^3 g
	t	tonnellata	10^6 g
	l	litro	
LAVORO/ENERGIA	**J**	joule	1W.s
	cal	caloria	4,185J (vedi nota[2])
POTENZA	**W**	watt	1J/s

[1] Il metro stero si utilizza per indicare, nel caso di una catasta di legname o di un cumulo di scaglie di legno, un ingombro complessivo di 1 m3, comprensivo degli interstizi vuoti.
[2] la caloria è definita come la quantità di calore necessaria a portare la temperatura di 1 g di acqua distillata da 14.5 °C a 15.5 °C, a pressione standard

Informazioni Utili
Unità di misura adottate nel testo

Per quanto riguarda la legna da ardere, ed il materiale ligno-cellulosico in genere, è fondamentale conoscere il contenuto di umidità, in base al quale cambia sostanzialmente il p.c.i., come evidenziato dal seguente grafico:

POTERE CALORIFICO DEL LEGNO IN BASE AL CONTENUTO DI UMIDITÀ



[3] *Nella maggior parte dei combustibili, che contengono idrogeno, si distingue un potere calorifico superiore (che include il calore di condensazione del vapore d'acqua che si forma nella combustione) e un potere calorifico inferiore (che non considera tale calore).*

EQUIVALENZE ENERGETICHE

	kJ	kcal	kWh	tep
1 kJ	1	0,239	$0,278.10^{-3}$	$23,9.10^{-9}$
1 kcal	4,1868	1	$1,163.10^{-3}$	$0,1.10^{-6}$
1 kWh	3.600	860	1	86.10^{-6}
1 tep	$41,9.10^{6}$	10.10^{6}	$11,63.10^{3}$	1

Tra i valori sopra riportati, il chilowattora (kWh), unità derivata, è la più utilizzata, anche se, per le grandezze energetiche a livello di interi sistemi economici, l'unità di misura correntemente utilizzata è il tep, anche se non considerata dal S.I.
È bene tenere presente che in genere si distingue tra chilowattora per energia termica (kWh_t) e per energia elettrica (kWh_e), ma che l'unità di misura è la medesima.

Informazioni Utili
Indirizzi Internet

Per maggiori informazioni e approfondimenti si suggeriscono alcuni validi riferimenti sul web.

AEBIOM (European Biomass Association): www.ecop.ucl.ac.be/aebiom/
AGROENERGIA: www.agroenergia.it
AIIA (Associazione Italiana di Ingegneria Agraria): www.aiia.info
AIEL (Associazione Italiana Energie Agroforestali): www.aiel.cia.it
AIEE (Associazione Italiana degli Economisti dell'Energia): www.aiee.org
AMBIENTE ITALIA (Istituto di ricerche): www.ambienteitalia.it/solare/index.htm
APER (Associazione Produttori di Energia da fonti Rinnovabili): www.aper.it
ASSOBIODIESEL (Associazione Italiana Produttori di Biodiesel): www.assobiodiesel.it/
ASSOCOSTIERI (Associazione Nazionale Depositi Costieri Olii Minerali): www.assocostieri.it
ASSODISTIL (Associaz. Naz.le Industriali Distillatori di Alcoli e di Acquaviti): www.assodistil.it
ASSOLTERM (Associazione Italiana Solare Termico): www.assolterm.it
ASSOSOLARE (Associazione Nazionale dell'Industria Fotovoltaica): www.assolare.org
ATLANTE EOLICO DELL'ITALIA: www.ricercadisistema.it
ANEV (Associazione Nazionale Energia dal Vento): www.anev.org
BIOFUELS ITALIA (Piattaforma Tecnologica Italiana Biocarburanti): www.biofuelsitaliatp.it
CEAR (Consorzio Energia Alternativa per il Riscaldamento): www.consorziocear.com
CETA (Centro di Ecologia Teorica e Applicata): www.ceta.ts.it/
CNER (Consorzio Nazionale Energie Rinnovabili agricole): www.cner.it
CTI (Comitato Termotecnico Italiano): www.cti2000.it
CNR-IVALSA (Istituto per la Valorizzazione del Legno e delle Specie Arboree): www.ivalsa.cnr.it
CRPA (Centro Ricerche Produzioni Animali): www.crpa.it
ENEA Centro ricerche Casaccia: www.casaccia.enea.it
ENEA Centro Ricerche Trisaia: www.trisaia.enea.it
ETA - Energie Rinnovabili: www.etaflorence.it
EUBIA (European Biomass Industry Association): www.eubia.org/
FIPER (Federazione Italiana Produttori Energie Rinnovabili): www.fiper.it
FIRE Italia (Federazione Italiana per l'Uso Razionale dell'Energia): www.fire-italia.it
Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile: www.fondazionesvilupposostenibile.org
GBEP (Global Bioenergy Partnership): www.globalbioenergy.org
GSE (Gestore dei Servizi Elettrici): www.gsel.it/ita/index.asp
GIFI (Gruppo Imprese Fotovoltaiche Italiane): www.gifi-fv.it
IEA (International Energy Agency): www.iea.org
ITABIA - Italian Biomass Association: www.itabia.it
ISES Italia (International Solar Energy Society): www.isesitalia.it
KYOTO CLUB: www.kyotoclub.org
LEGAMBIENTE: www.legambiente.com
www.fonti-rinnovabili.it
Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare: www.minambiente.it
Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali: www.politicheagricole.it
RENAEL (Rete delle Agenzie Energetiche Locali, c/o Rete di Punti Energia): www.renael.it
SEE (Sustainable Energy Europe): www.sustenergy.org
www.campagnaSEEitalia.it