



ENAMA

ENTE NAZIONALE PER LA
MECCANIZZAZIONE AGRICOLA

PARTE 1

BIOMASSE ED ENERGIA

CAPITOLO 3

CENSIMENTO IMPIANTI, BIOCARBURANTI DI SECONDA GENERAZIONE E CASI STUDIO



**MINISTERO
DELLE POLITICHE AGRICOLE
ALIMENTARI E FORESTALI**



Associazione Nazionale dei Consorzi Agrari



Confederazione Italiana Agricoltori



COLDIRETTI



Il presente Studio, redatto nell'ambito del Progetto Biomasse Enama e finanziato dal Mipaaf, è stato coordinato dalla Commissione tecnica biomasse Enama costituita da:

Assocap - *Marco Mancini*

Cia - *Marino Berton*

Coldiretti - *Luca D'Apote*

Confagricoltura - *Donato Rotundo e Roberta Papili*

Cra-Ing - *Luigi Pari*

Enama - *Sandro Liberatori e Stefano D'Andrea*

Unacma - *Enrico Cini e Lucia Recchia*

Unacoma - *Marco Acerbi e Matteo Monni*

Unima - *Roberto Guidotti*



Hanno collaborato alla realizzazione:

Vincenzo Alfano

Francesco Berno

Alessandro Bon

David Chiaramonti

Anna Dalla Marta

Valter Francescato

Francesco Gallucci

Natalia Gusmerotti

Walter Merzagora

Daniela Migliari

Vincenzo Motola

Massimo Negrin

Simone Orlandini

Francesca Orlando

Annalisa Paniz

David Pentassuglio

Denis Picco

Vito Pignatelli

Maria Adele Prosperoni

Fabio Ricci

Raffaele Spinelli

Filippo Stirpe

Debora Visentin

Presentazione

Il presente lavoro rientra tra le attività di divulgazione previste dal Progetto Biomasse Enama realizzato con il contributo del Ministero delle Politiche Agricole e Forestali D.M. n°11077 del 19 Dicembre 2008.

Lo scopo è quello di presentare un inquadramento generale sullo stato dell'arte di quanto è stato finora realizzato nell'ambito delle diverse filiere agro-energetiche nazionali, fornendo agli operatori del settore strumenti ed informazioni necessari all'auspicato sviluppo di tali filiere.

L'opera è stata resa possibile grazie al contributo ed alla condivisione dei contenuti da parte di tutti i Soci di Enama in rappresentanza dell'intera filiera, a partire dal mondo della ricerca, dell'industria e del commercio fino alle aziende attive sul territorio.

Esperti dei diversi settori hanno, quindi, fattivamente partecipato alla raccolta ed alla elaborazione dei dati nell'ambito della "Commissione Biomasse Enama" appositamente costituita.

Lo studio, che si presenta come un rapporto esaustivo e ben articolato, si sviluppa in due parti: la prima, definita "Biomasse ed Energia", riporta le caratteristiche tecniche e le disponibilità delle biomasse e dei biocombustibili, il censimento degli impianti presenti sul territorio nazionale, il quadro normativo ed una panoramica sui processi e le tecnologie attualmente disponibili.

La seconda parte, definita "Filiera e sostenibilità", contiene le informazioni sui contratti agro-energetici per la filiera corta, oltre agli accordi quadro e le intese per le filiere agroindustriali. Completa lo studio un capitolo sulla sostenibilità, la tracciabilità e le certificazioni degli impianti a biomasse.

La presente prima versione dello studio contiene dati ed informazioni che si riferiscono al giugno del 2011 e pertanto alcuni aspetti (normativo e censimento) in continua evoluzione saranno oggetto di aggiornamenti che verranno riportati in successive versioni.

Sandro Liberatori
Direttore ENAMA

Massimo Goldoni
Presidente ENAMA

Sommario

3.1 Parte prima - Censimento degli impianti	3
3.1.1 Criteri del censimento	3
3.1.2 Analisi delle fonti informative	5
3.1.3 Definizione delle informazioni e dei dati da raccogliere, suddivisione territoriale e scheda tipo	6
3.2 Censimento	8
3.2.1 Impianti per la produzione di energia elettrica da biomasse qualificati IAFR	8
3.2.2 Impianti per la produzione di energia elettrica non qualificati IAFR	28
3.2.3 Le grandi reti di teleriscaldamento	28
3.2.4 Il teleriscaldamento di media e piccola scala (< 1 MW)	32
3.2.5 Avvio della catalogazione impianti per la produzione di energia termica da biomassa legnosa di piccola e media taglia	38
3.3 Parte seconda – Stato dell’arte sui biocarburanti di seconda generazione	45
3.3.1 Introduzione	45
3.3.2 Descrizione delle principali tecniche e metodologie produttive	46
3.3.3 Produzione tramite idrolisi e fermentazione	47
3.3.4 Produzione tramite massificazione e sintesi	51
3.3.5 Produzione tramite pirolisi: il bio-olio	55
3.3.6 Produzione tramite gassificazione e sintesi	56
3.3.7 Produzione tramite gassificazione e sintesi e tramite processi biologici	59
3.3.8 Attuale diffusione e possibili sviluppi	59
3.3.9 Valutazione sul ruolo delle imprese agro-forestali e ipotesi sui modelli di filiera	64
Appendice A - Impianti di produzione di biocombustibili di seconda generazione (IEA, 2009)	65
3.4 Parte terza - Casi studio	68
3.4.1 Criteri per l’individuazione delle tipologie dei casi studio e le informazioni da raccogliere	68
3.4.2 Definizione della scheda base dei casi studio	68
3.4.3 Realizzazione casi studio	69
Appendice B - Elenco casi studio	69
Riferimenti bibliografici e fonti informative	71

3.1 Parte prima - Censimento degli impianti

In questo capitolo si intende presentare un inquadramento a livello nazionale circa lo stato dell'arte delle realizzazioni impiantistiche per la conversione energetica delle biomasse di origine agro-forestale.

L'obiettivo è quello di creare una banca dati, possibilmente aggiornabile nel tempo, in grado di monitorare lo sviluppo di questo settore, in un momento in cui è molto importante fornire delle garanzie di crescita sostenibile in termini ambientali, sociali ed economici.

A tal fine la raccolta delle informazioni ha interessato tutte le tipologie di impianti oggi esistenti a partire dalle grandi centrali termoelettriche alimentate con biocombustibili solidi, liquidi e gassosi, alle grandi e medie reti di teleriscaldamento, fino all'avvio di un inventario degli impianti a scala domestica a legna, pellet o cippato.

Come si avrà modo di vedere le informazioni accessibili (a prescindere dalle esperienze dirette che vengono dalla rete di contatti degli estensori dello studio) mutano notevolmente a seconda dei settori e delle tecnologie impiegate, nel livello di dettaglio del dato fornito. Ad esempio le grandi centrali termoelettriche, più facili da enumerare, non sempre consentono un inquadramento preciso delle biomasse impiegate (facendo riferimento alla definizione molto ampia adottata a livello europeo). Per altro verso, in alcuni casi, le piccole reti di teleriscaldamento o caldaie ad uso di singoli edifici alimentate con biomasse legnose sfuggono più facilmente ad un accurato censimento per la mancanza di un attendibile monitoraggio sistematico. Questo secondo aspetto evidenzia un limite che va colmato a livello istituzionale non tanto per un aspetto meramente formale, bensì perché la quantità di energia termica prodotta da questo segmento costituisce una quota decisamente rilevante ai fini del raggiungimento degli obiettivi di energia rinnovabile che l'Italia dovrà raggiungere entro il 2020.

Per il censimento, il gruppo di lavoro attivato ha quindi concordato una metodologia d'indagine impostata sulla definizione dei differenti criteri di investigazione da applicare in relazione alle esigenze connesse alle diverse tipologie di impianti. In seguito è stata realizzata la raccolta dei dati, la loro elaborazione, analisi e validazione. In ciascuna di queste fasi non si è potuto prescindere da alcune ragioni, ma necessarie, approssimazioni.

Lo studio non dovrebbe costituire dunque l'esito conclusivo di un lavoro statico, ma piuttosto l'avvio di un'attività in continuo aggiornamento finalizzata alla realizzazione di un quadro di riferimento del settore della bioenergia, notoriamente frammentario e spesso disorganico.

3.1.1 Criteri del censimento

Come più volte accennato, essendo il settore molto articolato e complesso per via dell'atipicità della risorsa biomassa e delle differenti forme di energia che da essa possono derivare, la raccolta e riorganizzazione dei dati per la definizione di un quadro completo ed esaustivo a cui si vorrebbe tendere, non risulta essere semplice.

Come prima cosa si è quindi proceduto a definire i settori d'interesse dell'indagine, considerando gli impianti compresi nei tre filoni principali del settore delle bioenergie, quali le biomasse solide, il biogas e i bioliquidi (per la gran parte costituiti dagli oli vegetali).

Questi sono risultati essere:

- gli impianti che utilizzano le biomasse solide, che includono le centrali per la produzione e cessione dell'energia elettrica alla rete nazionale del GSE; gli impianti di teleriscaldamento e/o cogenerazione a servizio di una rete plurima di utenze (*district-heating*) e

infine i piccoli impianti termici.

- gli impianti che recuperano il biogas dal trattamento di digestione anaerobica di vari substrati biologici per produrre energia elettrica ed anche termica. Questi comprendono gli impianti di biogas da reflui agro-zootecnici, gli impianti di biogas da trattamento di codigestione FORSU + fanghi biologici e gli impianti di recupero del biogas dalle discariche di RSU.
- le centrali che sono alimentate dai bioliquidi e che cedono anch'esse l'energia elettrica prodotta alla rete nazionale del GSE.

Stabilire le tipologie di impianti si è ritenuto opportuno orientare l'analisi dividendo le tecnologie menzionate in relazione al tipo di produzione energetica associata e sono quindi state create le due seguenti categorie ove collocare le centrali da censire:

- impianti a biomasse per la produzione di elettricità (impianti con qualifica IAFR e non qualificati IAFR). Questi impianti vengono alimentati con biocombustibili solidi, altri con biocombustibili gassosi e altri ancora con biocombustibili liquidi.
- impianti termici che comprendono le reti di teleriscaldamento (grandi e medio - piccole) a volte dotate di sistemi per la generazione congiunta dell'elettricità, e le caldaie ad uso domestico o al servizio di singoli edifici.

Si è quindi provveduto a reperire tutte le informazioni disponibili in letteratura per poterle analizzare e confrontare tra loro.

Per la **produzione elettrica** le fonti più recenti e autorevoli a cui fare riferimento sono state:

- GSE – Bollettino GSE del 30 giugno 2009 (qualche piccola integrazione presa anche dal Bollettino al 31 dicembre 2010 dell'aprile 2011),
- APER - Lo studio sulla diffusione degli impianti a bioenergie in Italia nel 2009,
- CRPA – Il censimento sugli impianti di biogas, pubblicato su l'Informatore Agrario n. 30/2010,
- CRPA – Aggiornamento del censimento sul biogas al maggio 2011, pubblicato su L'Informatore Agrario (supplemento sulle energie rinnovabili allegato al n. 26 del luglio 2011),
- ITABIA – Rapporto 2008, "I traguardi della bioenergia in Italia – Elementi chiave per gli obiettivi al 2020" con integrazioni al 2010.

Come si vedrà nel successivo paragrafo, i dati ivi raccolti hanno mostrato parecchie lacune informative e discrepanze tra loro. A questo si è tentato di porre un rimedio estendendo la ricerca attraverso i contatti diretti tra i Soci ITABIA – Italian Biomass Association, FIPER (Federazione Italiana Produttori di Energia da fonti Rinnovabili), AIEL (Associazione Italiana Energie Agroforestali).

Per quanto riguarda gli impianti di **produzione termica** e in particolare le reti di teleriscaldamento le informazioni sono state reperite da:

- banca dati Fiper
- banca dati AIEL
- banca dati ITABIA
- informazioni fornite da alcune regioni.

Oltre all'articolata rete di associati FIPER in particolare per le grandi reti di teleriscaldamento, le informazioni di AIEL e ITABIA derivano anche dal monitoraggio delle nuove realizzazioni finanziate con misure dei PSR o altre risorse di finanziamento a livello regionale, da notizie relative a nuove realizzazioni pubblicate dalla stampa specializzata.

Quanto all'avvio dell'inventario degli impianti di piccola e media potenza è stata illustrata la metodologia utilizzata da Aiel riferita ad uno specifico ambito territoriale, che potrà essere utilizzata come modalità operativa da estendere nei successivi aggiornamenti su scala più vasta.

3.1.2 Analisi delle fonti informative

La tabella che segue mostra le differenze emerse dal confronto delle fonti considerate.

Impianti a biomasse solide per la produzione di energia elettrica o cogenerazione

I dati riportati sul bollettino del GSE comprendono tutte le centrali a biomasse che producono energia elettrica, senza distinzione tra quelle che generano anche calore per gli usi di teleriscaldamento e quelle che producono invece solo energia elettrica, poi ceduta alla rete dello stesso GSE.

Le suddette centrali del bollettino GSE sono 51 e comprendono anche alcune grandi centrali, dette ibride, che utilizzano biomasse in co-combustione con altri combustibili fossili; in particolare, andrebbero approfondite e verificate le caratteristiche delle quattro centrali di potenza (155 - 340 MW) presenti nelle province di Gorizia, Genova e Carbonia - Iglesias.

Nello studio APER risulta invece un dato aggregato di 97 centrali a biomasse, senza distinzione circa le loro caratteristiche funzionali.

Il Rapporto sui Traguardi della bioenergia in Italia pubblicato nel 2009 da ITABIA, individuava 131 impianti di teleriscaldamento e/o cogenerazione a biomasse, a servizio di reti cittadine e 26 centrali termoelettriche a biomasse per la produzione di elettricità da vendere al GSE a fronte di convenzioni regolate dal vecchio CIP 6 o in regime di sostegno dei CV.

Impianti di biogas con recupero di E.E.

Dai dati forniti dal bollettino del GSE risultano complessivamente in esercizio 196 impianti di biogas, che dovrebbero comprendere anche quegli impianti dedicati alla co-digestione anaerobica di FORSU e fanghi biologici. Gli impianti di biogas di discarica riportati dal bollettino GSE ammontano a 172 unità.

Nello studio APER viene invece riportato un dato aggregato di 535 impianti di biogas, senza distinzione circa le loro caratteristiche funzionali. In questo caso, andrebbe approfondito e verificato il criterio adottato da APER, in quanto si deve presumere che tale risultato comprenda anche le altre due categorie di impianti di biogas che trattano FORSU + fanghi e che recuperano biogas dalle discariche di RSU.

Mentre i dati complessivi riportati dal censimento CRPA del marzo 2010 arrivano a stimare 475 impianti di biogas in esercizio di cui 229 alimentati da reflui agro-zootecnici, 14 da FORSU + fanghi e di 232 in discariche di RSU.

I dati CRPA risultano superiori, per la prima e terza categoria, di circa 30 unità rispetto a quelli riportati dal bollettino del GSE. Con un recente aggiornamento del censimento del CRPA (maggio 2011) gli impianti alimentati esclusivamente con substrati di origine agro-zootecnica hanno mostrato una crescita notevole arrivando a quota 521.

Impianti di produzione biocombustibili e centrali ad oli vegetali per produzione di E.E.

I dati riportati sul bollettino del GSE comprendono 93 centrali a bioliquidi che producono energia elettrica e la cedono poi alla rete.

Nello studio APER risulta invece un dato complessivo di 81 centrali ad oli vegetali.

La Tabella 3.1 confronta i dati sugli impianti bioenergetici italiani, reperiti dalle quattro fonti informative, che sono stati suddivisi in diverse categorie, in funzione delle loro specifiche attività di trattamento e di recupero energetico.

Tab. 3.1. Confronto tra le varie fonti sullo stato degli impianti bioenergetici italiani in esercizio (dati disponibili al 31/12/10)

Tipologia impianti	GSE Bollettino GSE 30 giugno 2009	APER Studio diffusione impianti bioenergetici	CRPA L'Informatore Agrario 30/2010	ITABIA Rapporto Bioenergie 2008
Centrali a biomasse per teleriscaldamento e/o cogenerazione	Elettricità in cogenerazione inclusa nelle 51 di cui sotto?	Elettricità in cogenerazione inclusa nelle 97 di cui sotto?	Non applicabile	131
Centrali a biomasse per produzione di e.e.	51	97	Non applicabile	26
Impianti di biogas da effluenti agro-zootecnici	196	256	229	154*
Impianti di biogas da trattamento FORSU + fanghi	Compresi nei 196 di cui sopra?	39	14	9*
Impianti di biogas da discariche RSU	172	232	232	140*
Centrali a oli vegetali per produzione di e.e.	93	81	Non applicabile	Non censite

** Per il Rapporto di Itabia la fonte dei dati relativi al biogas è stata il CRPA. La discrepanza che appare in tabella tra i valori di Itabia (aprile 2007) e CRPA (marzo 2010) è dovuta in questo caso al periodo di riferimento.*

N. B. L'ultimo rapporto del GSE, bollettino dell'aprile 2011 (dati al 31 dicembre 2010), mostra un incremento sensibile di tutti gli impianti: 98 centrali di cogenerazione a biomasse; 78 centrali termoelettriche a biomasse; 313 impianti a biogas da effluenti agro-zootecnici, FORSU, fanghi; 197 impianti a biogas da discariche RSU; 149 centrali a bioliquidi. L'ultimo aggiornamento del CRPA al maggio 2011 registra 391 impianti di biogas agro-zootecnici realizzati e 130 in costruzione, gli esiti di tale censimento saranno riportati in sintesi nel testo che segue.

3.1.3 Definizione delle informazioni e dei dati da raccogliere, suddivisione territoriale e scheda tipo

Gli impianti di conversione energetica delle diverse filiere connesse alla bioenergia differiscono, anche notevolmente, tra loro per tanti aspetti come:

- biomasse impiegate. Aspetti quantitativi e qualitativi relativi al tipo di impianto e alla taglia;
- accorgimenti tecnici dei sistemi. Sono innumerevoli e per una visione nel dettaglio si rimanda al capitolo 5. In breve per fornire un'idea si pensi alle possibili opzioni nelle camere di combustione delle centrali termiche (griglia fissa, mobile, letto fluido), o vari reattori per i digestori anaerobici (lagone coperto, cstr, pfr, ecc.);

- materiali in uscita. Emissioni in atmosfera, ceneri, digestato, ecc.;
- aspetti economici. Incentivi ottenuti, costi d'investimento, costi di gestione, vendita energia prodotta, ecc.
- aspetti sociali. Accettabilità da parte della popolazione, posti di lavoro prodotti, formazione di personale specializzato, ecc.

Quelli enunciati sono solo una piccola, ma interessante parte, delle informazioni che sarebbe utile raccogliere nell'ambito di un censimento, ma questo richiederebbe l'avvio di una attività ben più complessa da svolgere a livello locale su tutto il territorio nazionale.

Si è quindi stabilito di realizzare un tipo di indagine così dettagliata solo per alcuni casi di studio ritenuti essere dalle buone pratiche da divulgare per la loro replicabilità in altri contesti. Tali informazioni, raccolte in 28 schede, sono trattate nella Parte 3 di questo capitolo.

Per il censimento di tutti gli impianti realizzati, da effettuare ove possibile con un dettaglio a livello di Comune, si è ritenuto tarare la ricerca dei dati su un livello di approfondimento meno elevato, ma certamente significativo.

Per questa fase del lavoro sono stati ritenuti interessanti i seguenti aspetti:

- localizzazione dell'impianto (comune)
- gestore (soggetto pubblico, privato, misto),
- potenza installata
- consumo di biomassa (ove manca il dato, inserita stima)
- energia prodotta annualmente

In alcuni casi queste informazioni sono state estrapolate da "indagini a tappeto" svolte o in fase di avvio nel nostro Paese.

Nel caso delle centrali termoelettriche a biomasse lignocellulosiche ITABIA ha aggiornato la propria banca dati integrando le informazioni con dati recenti forniti da Soci produttori di tecnologie che seguono da vicino l'evolversi del mercato. Nonostante l'ottimo spirito di collaborazione i dati, che forniscono una panoramica realistica, non sono sempre completi per tutte le voci.

In merito al biogas il riferimento in Italia più accreditato è sicuramente il CRPA di Reggio Emilia che da oltre 10 anni svolge un'attività di indagine sugli impianti di digestione anaerobica operativi su tutto il territorio nazionale con particolare attenzione al settore agricolo, zootecnico e agroindustriale. La loro metodologia di lavoro prevede, una volta individuati gli impianti, la raccolta dei dati che viene effettuata, sia con visite dirette, sia mediante la predisposizione di questionari, inviati alle ditte impiantistiche del settore, ai gestori degli impianti, alle amministrazioni locali, alle associazioni agricole e ai portatori di interesse. Nella scheda vengono richiesti i principali dati relativi all'azienda, le caratteristiche tecniche dell'impianto, i substrati utilizzati e le conversioni energetiche del gas. In considerazione della difficoltà di reperimento di dati ufficiali, l'indagine non è certamente esaustiva e probabilmente il numero di impianti individuato è sottostimato.

Per quanto attiene alle grandi reti di teleriscaldamento la fonte principale è stata la FIPER che da sola raccoglie la gran parte delle centrali italiane. A questi dati sono stati aggiunti quelli raccolti di recente da AIEL e ITABIA. Questi derivano da un'azione di monitoraggio che le due associazioni portano avanti da molto tempo attraverso la raccolta di informazioni tra associati, stampa di settore, contatti con le amministrazioni locali, ecc..

3.2 Censimento

3.2.1 Impianti per la produzione di energia elettrica da biomasse qualificati IAFR

Le centrali a biomasse per poter accedere agli incentivi (Certificati Verdi o Tariffa Onnicomprensiva) previsti per la produzione di energia elettrica, devono ottenere da parte del GSE la qualifica di Impianti Alimentati a Fonti Rinnovabili (IAFR). Questa può essere ottenuta sia da impianti già entrati in funzione che da impianti che, al momento della richiesta, sono in progetto. Esistono diverse categorie d'intervento per cui è possibile richiedere la qualifica:

- a. potenziamento/ripotenziamento;
- b. rifacimento totale o parziale;
- c. riattivazione;
- d. nuova costruzione.

In linea di massima i dati raccolti dal GSE riguardano solo le centrali classificate IAFR e non considerano molte realizzazioni di piccola dimensione che sono state effettuate a prescindere dall'iscrizione a tali tipologie impiantistiche. Si ritiene che queste abbiano un peso marginale nel bilancio complessivo. Tuttavia, nell'ottica di questo studio, pone qualche difficoltà il fatto che il GSE non distingua gli impianti alimentati a biomasse vegetali vergini da quelli che utilizzano la componente solida dei rifiuti urbani. Lo stesso vale per gli impianti a biogas e bioliquidi ove non si fa particolare attenzione alla caratterizzazione dei substrati o combustibili liquidi impiegati. La tabella 3.2 che segue mostra il dato disaggregato a livello regionale del complesso di tutti gli impianti a biomasse e loro potenza secondo il GSE.

Tab. 3.2. Numero e potenza degli impianti realizzati nelle diverse regioni d'Italia

Regioni	2008		2009	
	n.	MW	n.	MW
Piemonte	28	70,9	30	74,5
Valle D'Aosta	1	0,8	1	0,8
Lombardia	68	409,1	90	460,5
Trentino Alto Adige	14	22,0	22	26,6
Veneto	40	117,0	46	121,9
Friuli Venezia Giulia	5	18,9	5	18,9
Liguria	8	13,4	9	16,8
Emilia Romagna	50	299,2	64	370,8
Toscana	27	77,2	29	118,9
Umbria	10	25,5	12	27,7
Marche	13	13,8	16	16,0
Lazio	14	77,8	18	83,8
Abruzzo	4	5,1	6	6,2
Molise	3	40,7	3	40,7
Campania	16	42,8	18	202,7
Puglia	28	139,0	23	183,0
Basilicata	2	23,8	2	32,0
Calabria	9	123,6	10	119,9
Sicilia	5	19,0	6	25,4
Sardegna	7	15,8	9	71,5
ITALIA	352	1.555	419	2.019

Fonte: GSE "Biomasse - Rapporto statistico" 2009

Dall'analisi della tabella si evince che la distribuzione degli impianti di conversione energetica delle biomasse non esclude nessuna regione, anche se in alcune la loro diffusione è decisamente più marcata che in altre. In Lombardia, Emilia Romagna e Campania sono localizzati impianti con una potenza installata complessiva pari a circa il 50% di quella dell'intero territorio nazionale. I dati riportati dal GSE non consentono purtroppo di poter distinguere precisamente la tipologia di biomassa impiegata e quindi non risulta possibile calcolare l'effettiva produzione di energia da matrici vegetali vergini rispetto ad altri substrati "meno nobili" quali la componente organica dei rifiuti solidi urbani. Se si potesse rilevare, questa distinzione consentirebbe estrapolazioni e proiezioni finalizzate a stabilire quanto il settore delle agroenergie potrebbe contribuire per l'approvvigionamento di nuove centrali, nonché ipotizzare delle strategie di incentivazione per supportare in modo sostenibile lo sviluppo del settore.

Dalla tabella 3.3 è possibile valutare le differenti tipologie impiantistiche disaggregate per regione secondo le tre macrocategorie dei biocombustibili solidi, gassosi e liquidi. Per ciascuna di queste tipologie di biomasse sarebbe utile avere una maggiore chiarezza circa la caratterizzazione e l'origine delle materie prime. Per il momento non è stato possibile ottenere dal GSE informazioni di maggior dettaglio. In tal senso si è tentato di colmare la lacuna ricorrendo a studi svolti negli ultimi tempi da istituti di ricerca o associazioni di categoria legati al settore della bioenergia. Come si potrà vedere in seguito, all'aumentare delle informazioni raccolte (localizzazione, gestore, tipo di biomassa, consumi, ecc.) diminuisce il numero degli impianti censiti.

Tab. 3.3. Impianti a biomasse: potenze installate ed energia prodotta al 2009

Regioni	RSU bio* + biomasse solide**			Biogas		Bioliquidi		Totale	
	MW	GWh*	GWh**	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Piemonte	36	13,7	201,7	35	197,4	3	7,7	75	486,8
Valle D'Aosta	0	0	0	1	5,6	0	0	1	6,6
Lombardia	339	766,8	178,9	77	337	45	136,9	461	1743,7
Trentino Alto Adige	9	10,5	18,6	8	30,4	9	44	27	85,5
Veneto	81	91,3	17,4	34	149,5	7	40,5	122	380,2
Friuli venezia Giulia	17	49,7	123,8	2	6,5	0	0	19	199
Liguria	1	0,4	0	16	101,2	0	0	17	118,6
Emilia Romagna	204	254,3	369,8	71	287,2	95	557,9	371	1281,3
Toscana	70	49	86,8	21	86,4	27	83,2	118	340,2
Umbria	17	0	95,8	6	28,1	5	4,2	28	151,9
Marche	3	5,7	0	12	126,9	0	3	15	147,6
Lazio	57	93,6	0	24	101	3	10,5	84	278,6
Abruzzo	1	0	3,6	5	34,7	0	0	6	44,3
Molise	40	46,1	107,8	1	5,1	0	0	41	200
Campania	109	95,1	-	23	64,9	70	201,1	202	362
Puglia	117	42,1	705,7	15	63,5	51	97,4	183	994,3
Basilicata	7	15,6	0	0	0	25	137,4	32	47,6
Calabria	117	48,5	719,4	3	10,5	0	0	120	898,4
Sicilia	1	0	0	18	91,8	6	21,8	25	116,8
Sardegna	29	33,8	198,4	5	11,7	38	102,4	72	315,9
ITALIA	1.255	1.616	2.828	377	1.739	384	1.448	2.019	8.199

Fonte: elaborazione Itabia dati GSE "Rinnovabili nelle regioni" 2009

3.2.1.1 Il rapporto APER

Anche in questo caso lo studio riporta i dati che, come per il GSE, sono disaggregati per le tre classi di biocombustibili (solidi, liquidi e gassosi).

Il lavoro dell'Aper fornisce, rispetto a quello del GSE, parecchie informazioni aggiuntive sia per quanto concerne le taglie degli impianti sia per la tipologia di biomassa impiegata. Purtroppo non si ha un dettaglio che vada oltre il livello regionale per la loro localizzazione su territorio.

Tab. 3.4. Numero di impianti per classe di biomassa e taglia

REGIONE	Biomasse solide				Biocombustibili				Biogas				Totale			
	<1	1-3	3-10	>10	<1	1-3	3-10	>10	<1	1-3	3-10	>10	<1	1-3	3-10	>10
	MW				MW				MW				MW			
Abruzzo	0	0	0	0	1	0	0	0	5	1	0	0	6	1	0	0
Basilicata	0	0	0	0	0	0	0	1	3	0	0	0	3	0	0	1
Calabria	0	0	1	5	1	0	0	0	6	2	1	0	7	2	2	5
Campania	1	1	0	0	0	1	1	1	10	10	2	0	11	12	3	1
E. Romagna	1	1	0	4	4	2	0	1	40	16	3	0	45	19	3	5
Friuli V.G.	1	1	0	1	1	0	0	0	8	0	0	0	10	1	0	1
Lazio	2	0	0	0	6	0	0	0	4	5	1	1	12	5	1	1
Liguria	0	1	0	0	0	0	0	0	6	4	1	0	6	5	1	0
Lombardia	7	10	7	2	11	4	3	0	79	35	6	0	97	49	16	2
Marche	0	1	1	0	2	0	0	0	8	7	0	0	10	8	1	0
Molise	0	0	0	2	0	0	0	0	2	0	0	0	2	0	0	2
Piemonte	3	1	5	1	1	1	1	0	29	14	0	1	33	16	6	2
Puglia	0	0	0	1	1	0	0	3	14	6	0	0	15	6	0	4
Sardegna	0	0	1	0	0	0	0	1	5	3	0	0	5	3	1	1
Sicilia	0	1	0	1	0	0	1	0	1	7	3	0	1	8	4	1
Toscana	0	0	1	1	3	0	0	1	19	4	1	0	22	4	2	2
Trentino A.A.	14	4	2	0	9	1	1	1	41	1	0	0	64	6	3	1
Umbria	2	0	2	0	2	0	1	0	4	4	0	0	8	4	3	0
Valle d'Aosta	3	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	4	1	1	0
Veneto	1	0	1	1	10	1	2	0	40	15	0	0	51	16	3	1
Totale	35	21	22	19	52	10	10	9	325	135	18	2	412	166	50	30
Totale	97				81				480				658			

Fonte: Rapporto APER 2010 "Lo studio sulla diffusione degli impianti a bioenergie in Italia"

Dal confronto dei due lavori, sicuramente i più recenti pubblicati al dicembre 2010, emergono le discrepanze alle quali si è già accennato.

Per il GSE nel complesso le centrali a biomasse ammontano a 419 per una potenza complessiva installata di 2.019 MW (tabella 3.3), mentre per lo studio dell'APER gli impianti risultano 788 (compresi i termovalorizzatori, vedi tabella 3.5) per 1.791 MW installati.

Come si evince dalla tabella 3.5 le centrali sono distinte tra loro anche in funzione del tipo di biomassa utilizzata fornendo così un elemento di analisi interessante. Per esempio il dato inerente alle centrali elettriche alimentate con biomasse vergini coincide con quello fornito da ITABIA (vedi tabella 3.6).

Tab.3.5. Impianti in esercizio per tipologia di biomassa

REGIONE	Biomasse solide				Termoval.	Biocombustibili	Biogas				TOTALE
	BIO	SCR	RIF	MIX	RSU/CDR	OLI	DSC	DPR	ALT	DIG	
Abruzzo	0	0	0	0	1	1	4	1	0	1	8
Basilicata	0	0	0	0	2	1	0	0	0	3	6
Calabria	1	1	0	4	1	1	5	1	1	2	17
Campania	1	1	0	0	3	3	18	0	0	4	30
E. Romagna	3	1	0	2	11	7	21	3	0	38	86
Friuli V.G.	2	0	0	2	1	1	7	0	0	5	18
Lazio	3	0	0	0	4	6	11	0	0	2	26
Liguria	0	0	0	1	0	0	11	1	0	0	13
Lombardia	14	9	0	5	14	18	29	7	2	90	188
Marche	2	1	0	0	1	2	11	2	0	2	21
Molise	0	0	0	2	0	0	2	0	0	0	4
Piemonte	6	1	0	3	2	3	28	2	2	18	65
Puglia	1	0	0	2	3	4	19	0	1	0	30
Sardegna	0	0	0	1	2	1	4	0	0	11	19
Sicilia	1	1	0	0	6	1	12	0	0	0	21
Toscana	0	2	0	0	9	4	19	2	2	3	41
Trentino A.A.	18	0	0	2	1	12	2	14	0	43	92
Umbria	4	1	0	1	1	3	3	1	0	4	18
Valle d'Aosta	4	0	0	0	0	0	0	0	0	2	6
Veneto	1	2	0	1	3	13	26	5	0	28	79
Totale	61	20	0	26	65	81	232	39	8	256	
	107				65	81	535				788

Fonte: Elaborazioni Itabia su dati APER

Nota: BIO = Biomassa vergine; SCR = biomassa di scarto; RIF = rifiuti; MIX = biomasse miste; RSU = rifiuti solidi urbani; CDR = combustibile da rifiuti; DSC = discariche; DPR = depurazione acque reflue; ALT = altro; DIG = digestori (rifiuti agricoli)

3.2.1.2 Centrali termoelettriche a biomassa - L'indagine di ITABIA

Sulla base delle informazioni raccolte direttamente sul campo svolgendo inoltre delle verifiche incrociate tra segnalazioni fornite da costruttori di tecnologie, amministrazioni pubbliche, notizie tratte da testate del settore, ecc., Itabia ha potuto implementare una banca dati riferibile agli impianti che nel nostro Paese sono alimentati con biomasse provenienti dal recupero dei residui lignocellulosici delle attività agroforestali, degli scarti dell'agroindustria, nonché da colture dedicate. Le informazioni sintetizzate nelle tabelle che seguono riguardano la localizzazione degli impianti sul territorio con un dettaglio al livello di Comune, le società che si occupano della loro gestione, la potenza elettrica installata, la stima del fabbisogno annuo di biomassa, la tecnologia adottata per la combustione e il tipo di valorizzazione energetica (sola elettricità o cogenerazione).

Per quanto concerne i consumi di biomassa stimati, il dato va considerato in modo prudenziale poiché frutto, sia di informazioni ottenute direttamente da alcune centrali, sia da stime di massima (riportate in tabella con il colore rosso) utili però a fornire un ordine di grandezza. In tale ottica è stato posto che mediamente una centrale potrebbe consumare attorno alle 10.000 tonnellate anno di biomassa per ogni MWe installato. Nelle tabelle 3.6 e 3.7 vengono mostrati i dati con una

disaggregazione a livello di amministrazione comunale e raggruppati poi per le aree geografiche del Nord, Centro e Sud di Italia. Nella Tabella 3.8 si riporta una sintesi della situazione nazionale da cui si evince che il livello di dettaglio dell'indagine svolta ha permesso di trovare informazioni su 61 impianti in esercizio per una potenza complessiva di 436 MWe ed un fabbisogno annuo di biomasse stimato per circa 4,5 milioni di tonnellate. Di tali impianti, 29 producono solo energia elettrica e 32 operano in cogenerazione. Le tecnologie impiegate sono diverse e per quanto riguarda in particolare la camera di combustione, il dato tecnico indica che 37 sono dotate di griglia mobile, 4 di griglia vibrante, 1 griglia fissa, 6 a letto fluido e su 13 impianti il dato non è stato rilevato.

Tab. 3.6. Centrali termoelettriche alimentate a biomassa nel Nord Italia

Regione Comune (Provincia)	Impianti Società di gestione	Potenza (MWe)	Fabbisogno (t/anno)	Tecnologia adottata	Destinazione energetica
Valle d'Aosta					
La Thuile (AO)	La Thuile Energy	1	10.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Piemonte					
Airasca (TO)	STC – ATEL Srl	14,6	120.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Crova (VC)	Idroblins Srl	6,7	64.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Verzuolo (CN)	Cartiere Burgo SpA	5,5	95.000	Letto fluido	Cogenerazione
Vercelli (VC)	IRR	3	25.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Alessandria (AL)	Italiana Pellet	1	10.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Lombardia					
Abbiategrosso (MI)	Az. Agricola Piopmen	0,3	3.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Corana (PV)	Italiana Pellet	1	10.000	n.d.	Cogenerazione
Sedrina (BG)	Cofely	2,5	25.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Fusine (SO)	Fusine Energia	6,0	60.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Mortara (PV)	Saviola	10,0	100.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Mortara (PV)	Parboriz	0,6	6.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Santa Caterina		12,5	130.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Travagliato (BS)	Soc. Agr. Energia Futura	1,0	10.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Brescia (BS)	ASM (III linea)	20	289.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Sustinente (MN)	Gruppo Mauro Saviola	8	110.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Pavia (PV)	Riso Scotti Energia Srl	7,6	80.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Valle Lomellina (PV)	Curti Riso SpA	4,5	42.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Lomello (PV)	Riso Ticino Scrl	3,6	27.000	Griglia fissa	Produzione E.E.
Castiraga Vidardo (LO)	Ecowatt Vidardo Srl	3,6	40.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Trentino Alto Adige					
Cavalese (TN)	Bioenergie Fiemme Spa	0,8	10.000	n.d.	Cogenerazione
Dobbiaco (BZ)	Fernheizwerk Toblach scarl	1,5	20.000	n.d.	Cogenerazione
Rasun Anterselva (BZ)	Warmewerk rasen Spa	0,6	8.000	n.d.	Cogenerazione
Renon (BZ)	Bioenergie Fernheizwerk R. coop	0,8	10.000	n.d.	Cogenerazione
Silandro (BZ)	Fernheizwerk Schlanders Gmbh	0,8	10.000	n.d.	Cogenerazione
Sluderno (BZ)	Schmid AG	0,5	5.000	n.d.	Cogenerazione
San Pancrazio (BZ)	Forderungsgenossenschaft Ulten	0,2	2.000	n.d.	Cogenerazione
Val di Vizze (BZ)	Thermo Wipptal AG	1,1	12.000	n.d.	Cogenerazione
Varna (BZ)	TVB Scarl	0,8	10.000	n.d.	Cogenerazione

Veneto					
Asiago (VI)	Fiorese Impianti Spa	1,1	12.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Fossalta di Port. (VE)	Zignago Power	15,0	170.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Ospitale di Cad. (BL)	SICET Srl	20	200.000	Letto fluido	Produzione E.E.
Castellavazzo (BL)	CEB SpA	5	39.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Liguria					
Ventimiglia (IM)		2,5	3.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Friuli Venezia Giulia					
Manzano (UD)	Nuova Romano Bolzicco	2,5	21.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Arta Terme (UD)	Arta Soc. Cons. a.r.l.	0,5	5.000	n.d.	Cogenerazione
Emilia Romagna					
Faenza (RA)	Caviro	16,0	180.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Faenza (RA)	Dister Energia S.p.a	6,0	8.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Faenza (RA)	Villapana	1,2	15.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Faenza (RA)	Tampieri	20,0	200.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Bando d'Argenta (FE)	S.Marco Bioenergie SpA	20	280.000	Griglia vibrante	Produzione E.E.
Faenza (RA)	Caviro Energia Scrl	3,2	33.000	Griglia mobile	Cogenerazione
NORD ITALIA	42	233	2.509.000		

Nota: i valori riportati in rosso sono stimati

Fonte: Itabia 2010

Tab. 3.7. Centrali termoelettriche alimentate a biomassa nel Centro e Sud Italia

	Impianti Società di gestione	Potenza (MWe)	Fabbisogno (t/anno)	Tecnologia adottata	Destinazione energetica
Toscana					
Scarlino (GR)	Scarlino Energia Srl	19,5	120.000	Letto fluido	Produzione E.E.
Calenzano (FI)	Biogenera Srl	0,8	13.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Umbria					
Terni (TR)	ENA Srl	10	90.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Lazio					
Anagni (FR)	Bonollo	16	170.000	Griglia mobile	Cogenerazione
CENTRO ITALIA	4	46	393.000		
Abruzzo					
Treglio (CH)	CTR	1	10.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Molise					
Termoli (CB)	Ecoenergy Srl	14,6	120.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Pozzilli (IS)	Energonut Srl	11,4	85.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Campania					
Napoli (NA)	Comasa	3	30.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Nocera Inferiore (SA)	Agrivis Spa	0,5	5.000	n.d.	Produzione E.E.
Puglia					
Calimera (LE)	Fiusis s.r.l.	1,2	12.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Bari (BA)	Olearia Pugliese	4,5	50.000	Griglia mobile	Cogenerazione
Maglie (LE)	CoperSalento Spa	15,0	150.000	n.d.	Produzione E.E.
Monopoli (BA)	Ital Green Energy Srl	12	110.000	Griglia mobile	Produzione E.E.
Maglie (LE)	CoperSalento Spa	3	18.000	Griglia mobile	Produzione E.E.

Calabria					
Strongoli (KR)	Biomasse Italia SpA	40	400.000	Letto fluido	Produzione E.E.
Crotone (KR)	Biomasse Italia SpA	20	250.000	Griglia vibrante	Produzione E.E.
Cutro (KR)	E.T.A. SpA	14	190.000	Letto fluido	Produzione E.E.
Rende (CS)	Ecosesto SpA	12,3	150.000	Griglia vibrante	Produzione E.E.
Rossano Calabro (CS)	Rossano Energia Srl	4,2	36.000	Griglia vibrante	Produzione E.E.
SUD ITALIA	15	157	1.616.000		

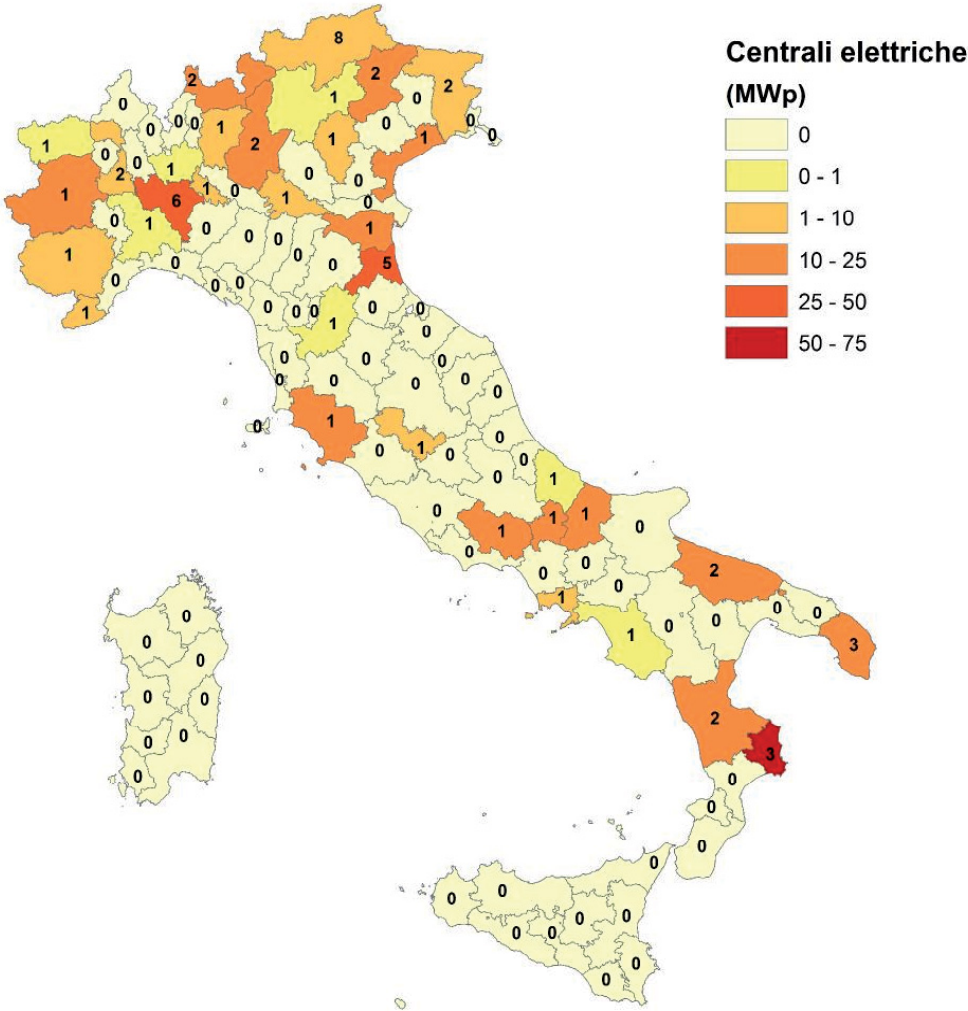
Fonte: *Itabia 2010*

Tab. 3.8 Centrali termoelettriche nel complesso in Italia

Aree geografiche	Impianti n.	Potenza (MWe)	Fabbisogno (t/anno)	Tecnologia adottata	Destinazione energetica
NORD ITALIA	42	233	2.509.000		
CENTRO ITALIA	4	46	393.000		
SUD ITALIA	15	157	1.616.000		
TOTALI	61 in esercizio	436	4.518.000	37 Griglia mobile 4 Griglia vibrante 1 Griglia fissa 6 Letto Fluido 13 n.d.	29 Produzione E.E. 32 Cogenerazione

Nella Figura 3.1 si riporta su base cartografica la distribuzione degli impianti nelle province italiane dove al numero corrispondono le unità installate e alle classi di colore il range di potenze complessive di tali impianti.

Fig. 3.1. Quadro complessivo centrali termoelettriche alimentate a biomassa



3.2.1.3 Impianti a Biogas – L'indagine del CRPA

Una recente indagine del CRPA (Centro Ricerche per le Produzioni Animali) di Reggio Emilia ha fornito un quadro realistico sullo stato di sviluppo degli impianti di biogas in Italia. Tale studio, reso pubblico attraverso L'Informatore Agrario (supplemento sulle energie rinnovabili allegato al n. 26 del luglio 2011) ha evidenziato, al maggio 2011, la presenza di 521 impianti di biogas operanti con effluenti zootecnici, colture energetiche e sottoprodotti/residui agroindustriali (impianti agro-zootecnici).

Nell'ambito agro-zootecnico il numero degli impianti è aumentato rispetto alla precedente indagine (marzo 2010) di 248 unità segnando un incremento nell'arco di un anno del 90,8%. Per quanto concerne la potenza elettrica installata si è passati dai circa 140 MWe a circa 380 MWe. Di questi 380 MWe, 350 sono riferibili a 472 impianti di cui è disponibile il dato, per i restanti 49 impianti (11 producono gas per riscaldamento e 38 non hanno fornito dati) la stima più verosimile fa pensare ad ulteriori 30 MWe. Negli ultimi 10 anni il trend di crescita non è stato lineare, con una recente accelerazione dovuta principalmente all'applicazione delle ultime novità in materia di incentivazione economica. Nella Tabella 3.9 è possibile vedere la distribuzione degli impianti di biogas sul territorio nazionale.

Risulta evidente una maggiore densità nell'area della Pianura Padana, nella quale è, peraltro, presente anche la maggior parte delle produzioni zootecniche del nostro Paese. La regione leader nello sviluppo del settore è la Lombardia con 210 impianti, come conseguenza anche di una forte politica di incentivazione economica con bandi specifici di finanziamento.

Come emerso dal raffronto con precedenti indagini, gli incrementi maggiori come numero di impianti agro-zootecnici si sono registrati (dal 2007 a metà 2011) in Lombardia (162 impianti), seguiti dal Piemonte (56 impianti), da Veneto (61 impianti) ed Emilia-Romagna (33 impianti). Il numero di impianti nelle altre regioni del Nord e Centro-Sud dell'Italia rimane sempre più contenuto, seppur in discreto aumento rispetto al dato del 2007 (+45 impianti). Nell'ultimo anno, invece, in termini relativi, la regione a più elevato incremento è stata il Veneto con +136,3%, seguito da Lombardia e Piemonte con circa +106% entrambe.

Nella maggior parte degli impianti censiti la potenza elettrica installata (Tabella 3.10) è compresa tra 500-1.000 kWe (55,5%), seguono gli impianti nell'intervallo fra 101 e 500 kWe (20,2%).

A differenza dell'anno 2007 è evidente un significativo spostamento delle potenze elettriche installate nella classe 501-1.000 kWe, passati da 19 impianti del 2007 a 289 impianti del 2011. Gli impianti di taglia intermedia (101-500 kW), invece, sono aumentati da 28 a 105.

Tab. 3.9. Incremento del numero di impianti agro-zootecnici per regione e rispetto al 2007, 2010 e 2011 (Fonte CRPA)

Regione	Impianti (n. e ripartizione % per regione)						Incremento 2011/2010
	Aprile 2007		Marzo 2010		Maggio 2011		
Lombardia	48	31,2%	102	37,4%	210	40,3%	105,9%
Emilia-Romagna	30	19,5%	36	13,2%	63	12,1%	75,0%
Piemonte	6	3,9%	35	12,8%	72	13,8%	105,7%
Veneto	17	11,0%	33	12,1%	78	15,0%	136,3%
Altre regioni	53	34,4%	67	24,5%	98	18,8%	84,9%
Totale	154	100,0%	273	100,0%	521	100,0%	90,8%

Al di sotto dei 100 kW, ovvero nel settore degli impianti alimentati prevalentemente con effluenti zootecnici, il mercato non ha mostrato segnali di interesse significativi (da 44 a 54 impianti).

Tab. 3.10. Numero di impianti agro-zootecnici per potenza elettrica installata

Classe di potenza elettrica installata (kWe)	Impianti per classi di dimensione di potenza elettrica installata (n.)						Incremento 2011/2010
	Aprile 2007		Marzo 2010		Maggio 2011		
< 100	44	28,6%	49	17,9%	54	10,4%	10,2%
101 - 500	28	18,2%	61	22,3%	105	20,2%	72,1%
501 - 1.000	19	12,3%	100	36,6%	289	55,5%	189,0%
> 1.000	14	9,1%	19	7,0%	24	4,6%	26,3%
Biogas in caldaia	8	5,2%	10	3,7%	11	2,1%	10,0%
Dato non disponibile	41	26,6%	34	12,5%	38	7,3%	-
Totale	154	100,0%	273	100,0%	521	100,0%	90,8%

Nonostante l'attuale predominanza delle installazioni di maggiore potenza, il mercato si sta rapidamente adeguando anche alle richieste di tante piccole aziende zootecniche che, non avendo terreni sufficienti o la possibilità per produrre colture dedicate da insilare, possono investire nel settore solamente utilizzando i propri effluenti zootecnici. In tale ottica non poche aziende italiane stanno investendo nello sviluppo di proprie tecnologie, sia per piccoli che per grandi impianti. Di seguito si riporta (tabella 3.11, 3.12, 3.13) lo stato dell'arte (CRPA) al marzo 2010 che mostra con un dettaglio a livello comunale gli impianti a biogas da effluenti zootecnici, scarti dell'agroindustria e colture dedicate realizzati in Italia aggregandoli per aree geografiche Nord, Centro e Sud. Nel complesso tali impianti (273) dispongono di un volume totale di digestori pari a circa 800.000 m³ e hanno una potenza installata superiore ai 140 MWe (tutti valori abbondantemente sottostimati per mancanza di dati).

Una sintesi del censimento del CRPA aggiornato al maggio 2011 è riportato in tabella 3.14 per mostrare la dislocazione dei 521 attuali con un dettaglio a livello provinciale.

Tab. 3.11. Impianti a biogas nel Nord Italia al marzo 2010 dettaglio comunale

Comune e Provincia (C) = in costruzione		Matrice organica E=Effluenti zootecnici C=Colture dedicate A=Scarti agroindustriali S=Sottoprodotti animali R=Rifiuti	Volume totale digestori (m ³)	Potenza elettrica installata (kWe)
PIEMONTE - 35 impianti				
1	Casal Cermelli - AL	-	12.000	1.000
2	Castelletto Monferrato - AL (C)	E	22.500	2.130
3	Castelnuovo Scrivia - AL (C)	-	-	1.000
4	Frassineto Po - AL (C)	EC	6.660	625
5	Pozzolo Formigaro - AL	ECA	-	1.250
6	Asti - AT (C)	C	8.040	1.000
7	Monastero Bormida - AT	E	-	50
8	BI (C)	E	1.040	100
9	Bra - CN	EC	3.400	342
10	Bra - CN	EC	4.230	500
11	Caraglio - CN (C)	-	-	250

Comune e Provincia (C) = in costruzione		Matrice organica E=Effluenti zootecnici C=Colture dedicate A=Scarti agroindustriali S=Sottoprodotti animali R=Rifiuti	Volume totale digestori (m³)	Potenza elettrica installata (kWe)
12	Caramagna Piemonte - CN	EC	2.040	250
13	Cardè - CN (C)	EC	4.240	250
14	Carrù - CN (C)	EC	6.700	1.000
15	Cavallermaggiore - CN	-	-	1.000
16	Ceresole Alba - CN (C)	-	-	500
17	Chiusa di Pesio - CN	EC	8.800	955
18	Monasterolo di Savigliano - CN (C)	EC	-	300
19	Montanera - CN (C)	EC	2.077	990
20	Racconigi - CN	EC	2.040	250
21	Racconigi - CN (C)	EC	3.600	526
22	Revello - CN (C)	EC	-	250
23	Vignolo - CN (C)	EC	8.308	1.000
24	Momo - NO (C)	-	5.400	1.000
25	Momo - NO (C)	C	5.000	999
26	Cocconato - ST (C)	-	-	1.000
27	Buriasco - TO (C)	ECA	7.450	1.000
28	Druento - TO (C)	EC	-	330
29	Piverone - TO	ECA	12.000	1.064
30	Poirino - TO (C)	EC	6.600	999
31	Villastellone - TO	ECA	1100	116
32	Vinovo - TO	EC	12.000	1.064
33	Livorno Ferraris - VC (C)	EC	11.472	2.106
34	Saluggia - VC (C)	-	-	716
35	Vercelli - VC (C)	-	2.010	250
VALLE D'AOSTA - 1 impianto				
36	Nus - AO	E	-	50
LOMBARDIA - 102 impianti				
37	Artogne - BS	E	2.250	75
38	Calcinato - BS (C)	-	4.165	330
39	Caravaggio - BG	EC	2.010	1.000
40	Castegnato - BS	E	-	-
41	Chiari - BS	E	550	15
42	Darfo Boario Terme - BS	E	350	15
43	Esine - BS	E	250	-
44	Flero - BS	EC	2.040	200
45	Gambara - BS	E	800	30
46	Gavardo-Sopraponte - BS (C)	EA	1.200	190
47	Ghedi - BS	E	-	500
48	Leno - BS	E	-	-
49	Lograto - BS	E	900	30
50	Lonato - BS	E	6.500	-

Comune e Provincia (C) = in costruzione		Matrice organica E=Effluenti zootecnici C=Colture dedicate A=Scarti agroindustriali S=Sottoprodotti animali R=Rifiuti	Volume totale digestori (m³)	Potenza elettrica installata (kWe)
51	Manerbio - BS	E	700	30
52	Manerbio - BS	E	2.000	150
53	Manerbio - BS	EA	-	320
54	Manerbio - BS	EC	15.000	2.314
55	Manerbio - BS (C)	ECA	-	450
56	Martinengo - BG	E	-	-
57	Montichiari - BS	E	400	30
58	Offlaga - BS	E	800	15
59	Offlaga - BS	E	1.300	30
60	Offlaga - BS	EC	-	990
61	Offlaga - BS	EC	5.000	1.000
62	Offlaga - BS	ECA	2.200	320
63	Orzinuovi - BS	EC	-	330
64	Orzinuovi - BS	EC	5.295	500
65	Orzinuovi - BS	-	-	330
66	Orzivecchi - BS	E	800	75
67	Poncarale - BS	E	450	-
68	Pontevico - BS	EC	-	526
69	Torre Pallavicina - BG	E	1.900	165
70	Treviglio - BG	E	2.106	100
71	Verolanuova - BS	EC	730	60
72	Verolanuova - BS (C)	EC	7.250	845
73	Verolavecchia - BS	ECA	-	1.000
74	Villachiera - BS	EC	7.060	1.000
75	Visano - BS	E	2.000	-
76	Acquanegra Cremonese - CR	EC	2.400	115
77	Casaleto Ceredano - CR	E	-	250
78	Casaleto di Sopra - CR (C)	E	-	-
79	Castelleone - CR	ECAR	7.200	1.600
80	Castelleone - CR	EC	5.880	500
81	Castelverde - CR (C)	C	6.000	1.000
82	Cingia De' Botti - CR	EC	9.000	990
83	Crotta d'Adda - CR	EC	-	999
84	Cumignano sul Naviglio - CR	E	1.400	270
85	Dosimo - CR	E	1.340	180
86	Formigara - CR	ECA	3.500	1.200
87	Gadesco-Pieve Delmona - CR (C)	EC	2.040	250
88	Grumello Cremonese - CR	-	-	1.000
89	Moscazzano - CR (C)	EC	1.765	370
90	Pandino - CR	E	1.073	110
91	Pieve D'Olimi - CR	EC	6.000	1.000

Comune e Provincia (C) = in costruzione		Matrice organica E=Effluenti zootecnici C=Colture dedicate A=Scarti agroindustriali S=Sottoprodotti animali R=Rifiuti	Volume totale digestori (m³)	Potenza elettrica installata (kWe)
92	Pieve D'Olmì - CR	EC	6.000	1.000
93	Pizzighettone - CR	ECA	7.060	1.000
94	Ricengo - CR	E	2.000	330
95	Rivarolo del Re - CR	ECA	12.381	1.000
96	Rivolta d'Adda - CR	C	2.000	400
97	Scandolara Ravara - CR (C)	EC	6.600	999
98	Soresina - CR	ECS	9.192	1.000
99	Trigolo - CR	E	1.700	60
100	Vescovato - CR	E	-	90
101	Borgo San Giovanni - LO	ECA	-	955
102	Brembio - LO (C)	EC	-	1.000
103	Camairago - LO (C)	EC	4.374	625
104	Maccastorna - LO	ECA	5.800	1.000
105	Maleo - LO	EC	8.393	955
106	Meleti - LO (C)	-	-	1.000
107	Pieve Fissiraga - LO	-	-	-
108	San Rocco al Porto - LO (C)	-	9.123	1.000
109	Somaglia - LO (C)	EC	6.600	1.000
110	Tavazzano - LO	E	1.323	125
111	Villanova del Sillaro - LO	E	1.500	15
112	Villanova del Sillaro - LO	ECA	4.800	850
113	Villanova del Sillaro - LO	-	-	1.100
114	Abbiategrosso - MI (C)	EC	-	1.000
115	Corbetta - MI	ECA	-	1.000
116	Acquanegra sul Chiese - MN	E	1.660	100
117	Bagnolo San Vito - MN	E	4.000	-
118	Bagnolo San Vito - MN	E	4.700	30
119	Canneto sull'Oglio - MN	ECA	12.200	990
120	Cavriana - MN	E	1.300	-
121	Marmirolo - MN (C)	-	3.700	1.000
122	Pegognaga - MN	E	4.500	-
123	Poggio Rusco - MN (C)	EC	8.494	703
124	Rivarolo Mantovano - MN	CA	2.500	640
125	Rodigo - MN	CAS	4.800	955
126	Rodigo - MN	ECAR	10.000	1.000
127	San Benedetto Po - MN (C)	C	7.200	1.500
128	Viadana - MN	ECA	-	990
129	Viadana - MN	ECA	-	330
130	Volta Mantovana - MN	C	8.681	1.000
131	Volta Mantovana - MN	-	-	1.000
132	Pavia (C)	EC	8.040	1.000

Comune e Provincia (C) = in costruzione		Matrice organica E=Effluenti zootecnici C=Colture dedicate A=Scarti agroindustriali S=Sottoprodotti animali R=Rifiuti	Volume totale digestori (m³)	Potenza elettrica installata (kWe)
133	Albuzzano - PV	EC	-	1.063
134	Costa de' Nobili - PV	ECA	-	2.200
135	Gambarana - PV	C	6.000	330
136	Mezzana Bigli - PV	E	2.500	30
137	Mortara - PV (C)	-	5.400	1.000
138	Bianzone - SO	ECA	4.898	640
TRENTINO ALTO ADIGE - 33 impianti				
139	Aldino - BZ	-	-	-
140	Badia - BZ	EAR	500	65
141	Brunico - BZ	E	48	-
142	Brunico - BZ	E	150	-
143	Cadipietra - BZ	E	-	-
144	Caines - BZ	EA	500	25
145	Campo di Trens - BZ	EA	1900	50
146	Campo Tures - BZ	EA	4.528	940
147	Campo Tures - BZ	E	150	-
148	Collalbo - BZ	E	120	-
149	Dobbiaco - BZ	EA	450	15
150	Dobbiaco - BZ (C)	-	-	-
151	Fiè Allo Sciliar - BZ	E	200	-
152	Malles Venosta - BZ	-	300	-
153	Malles Venosta - BZ (C)	-	-	-
154	Prato allo Stelvio - BZ	ECA	4.175	180
155	San Candido - BZ	E	78	-
156	San Lorenzo di Sebato - BZ	EA	-	999
157	San Martino/Valle di Casies - BZ	E	500	-
158	San Martino/Valle di Casies - BZ	E	140	-
159	San Martino/Valle di Casies - BZ	E	65	-
160	San Martino/Valle di Casies - BZ	E	400	-
161	San Martino/Valle di Casies - BZ	E	100	-
162	San Martino/Valle di Casies - BZ	E	-	-
163	San vigilio - BZ	E	-	50
164	Sarentino - BZ	EA	780	37
165	Sarentino - BZ	-	780	-
166	Sluderno - BZ	EA	-	692
167	Terento - BZ	EA	250	50
168	Terento - BZ	ER	-	380
169	Terento - BZ	EA	700	37
170	Verano - BZ	E	-	-
171	Villa - BZ	EA	950	30

Comune e Provincia (C) = in costruzione	Matrice organica E=Effluenti zootecnici C=Colture dedicate A=Scarti agroindustriali S=Sottoprodotti animali R=Rifiuti	Volume totale digestori (m³)	Potenza elettrica installata (kWe)
VENETO - 33 impianti			
172 Bagnoli di Sopra - PD	C	7.479	990
173 Limena - PD	EC	-	1.063
174 Limena - PD	EC	9.580	990
175 Padova - PD	E	720	70
176 Terrassa Padovana - PD	EC	5.800	999
177 Bagnolo di po - RO	EC	-	537
178 Ca'Tiepolo - RO	C	-	990
179 Costa di Rovigo - RO	EC	5.400	835
180 Pincara - RO (C)	EC	-	1.000
181 Porto Viro - RO (C)	C	-	990
182 Porto viro - RO (C)	EC	-	1.000
183 Fornaci - TV	ECA	7.479	999
184 Santa Lucia di Piave - TV (C)	EC	-	716
185 Zero Branco - TV	E	2.100	30
186 Ca' Corniani - VE	C	8.460	1.000
187 Chioggia - VE	C	-	990
188 Marcon-Gaggio-Colmello - VE	ECAS	1.323	1.062
189 Santo Stino di Livenza - VE (C)	EC	1.400	1.500
190 Teglio Veneto - VE	EC	5.600	1.064
191 Sandrigo - VI	EC	1.920	110
192 Schiavon - VI	-	-	50
193 Villaga - VI	ECA	670	90
194 Villaga - VI	EC	-	100
195 Albaredo d'Adige - VR (C)	EC	-	230
196 Casaleone - VR (C)	C	15.200	1.500
197 Isola Rizza - VR	EC	5.000	920
198 Minerbe - VR	ECA	5.000	845
199 Nogarole Rocca - VR	E	1.700	15
200 Salizzole - VR	EC	4.000	999
201 Salizzole - VR	CS	12.000	999
202 Torre di mosto - VE (C)	EC	-	500
203 Valeggio sul Mincio - VR	E	16.800	130
204 Zevio-Santa Maria - VR	EC	2.100	537
FRIULI VENEZIA GIULIA - 4 impianti			
205 Spilimbergo - PN (C)	E	-	250
206 Maniago - PN	E	-	200
207 Arzene - PN (C)	EC	-	1.000
208 Codroipo - UD	C	5.000	999

Comune e Provincia (C) = in costruzione		Matrice organica E=Effluenti zootecnici C=Colture dedicate A=Scarti agroindustriali S=Sottoprodotti animali R=Rifiuti	Volume totale digestori (m³)	Potenza elettrica installata (kWe)
EMILIA-ROMAGNA - 36 impianti				
209	Castenaso - BO	ECA	3.400	360
210	Medicina - BO (C)	EC	500	1.000
211	Medicina-Buda - BO	CAS	13.650	2.800
212	Molinella - BO	EC	3.000	990
213	San Giovanni in Persiceto - BO	ECA	9.000	990
214	Bertinoro - FC	E	-	-
215	Meldola - FC	E	-	-
216	Mercato Saraceno - FC	E	-	-
217	San Piero in Bagno - FC	E	-	-
218	Sogliano al Rubicone - FC	E	-	190
219	Bondeno - FE (C)	-	-	1.000
220	Codigoro - FE (C)	CAR	10.500	1.000
221	Castelfranco Emilia - MO	E	1.700	120
222	Spilamberto - MO	EAS	15.050	600
223	Besenzone - PC	E	1.500	90
224	Castel San Giovanni - PC	E	2.740	215
225	Gagnano Trebbiense - PC	E	1.297	240
226	Grazzano Visconti - PC (C)	-	-	-
227	Podenzano - PC	EC	1.230	110
228	Montechiarugolo - PR	EA	1.200	50
229	Busseto - PR	EC	6.000	999
230	Montechiarugolo - PR	E	648	60
231	Neviano degli Arduini - PR (C)	E	769	20
232	Neviano degli Arduini - PR (C)	E	760	20
233	Neviano degli Arduini - PR (C)	E	3.520	20
234	Neviano degli Arduini - PR (C)	E	2.500	40
235	Parma - PR	EC	1.840	320
236	Parma - PR (C)	C	-	1.000
237	Sorbolo - PR	C	8.100	1.000
238	Tizzano Val Parma - PR (C)	E	400	20
239	Tizzano Val Parma - PR (C)	E	600	20
240	Trecasali - PR (C)	ECA	6.600	999
241	Ravenna - RA	ECA	6.200	845
242	Correggio - RE	EC	8.172	999
243	Reggio nell'Emilia - RE (C)	EC	570	60
244	Reggio nell'Emilia - RE (C)	E	-	340
Nord Italia - 244 impianti			725.672	129.382

Tab. 3.12. Impianti a biogas nel Centro Italia al marzo 2010 (dettaglio comunale)

Comune e Provincia (C) = in costruzione	Matrice organica E=Effluenti zootecnici C=Colture dedicate A=Scarti agroindustriali S=Sottoprodotti animali R=Rifiuti	Volume totale digestori (m³)	Potenza elettrica installata (kWe)
TOSCANA - 3 impianti			
245 Campagnatico - GR (C)	E	5.715	836
246 Grosseto - GR	EA	1.000	249
247 Montecatini Val di Cecina - PI (C)	CA	-	700
UMBRIA - 3 impianti			
248 Bettona - PG	EA	10.000	-
249 Bevagna - PG	-	-	1.021
250 Marsciano - PG	ESR	12.000	825
MARCHE - 2 impianti			
251 Corridonia - MC	EC	-	1.000
252 San Leo - PU	EC	2.040	250
LAZIO - 4 impianti			
253 Roccasecca - FR (C)	EC	6.000	1.000
254 Fiumicino-Isola sacra - ROMA (C)	EC	3.500	625
255 Nepi - VT	EC	2.400	500
256 Sutri - VT	EC	2.400	500
Centro Italia - 12 impianti		45.055	7.506

Tab. 3.13. Impianti a biogas nel Sud Italia al marzo 2010 (dettaglio comunale)

Comune e Provincia (C) = in costruzione	Matrice organica E=Effluenti zootecnici C=Colture dedicate A=Scarti agroindustriali S=Sottoprodotti animali R=Rifiuti	Volume totale digestori (m³)	Potenza elettrica installata (kWe)
ABRUZZO - 1 impianto			
257 Capitignano - AQ (C)	E	4.735	100
CAMPANIA - 2 impianti			
258 Teverola - CE	ECA	4.240	500
259 Cicerale - SA	EC	6.700	999
PUGLIA - 1 impianto			
260 Manduria - TA	ECA	7.900	999
BASILICATA - 3 impianti			
261 Baragiano - PZ	E	1.105	60
262 Latronico - PZ	E	-	-
263 San Chirico Raparo - PZ	E	-	-
CALABRIA - 3 impianti			
264 Castrovillari - CS	ECA	2.040	250
265 Montalto Uffugo - CS	E	-	100
266 Candidoni - RC	ECA	7.500	625

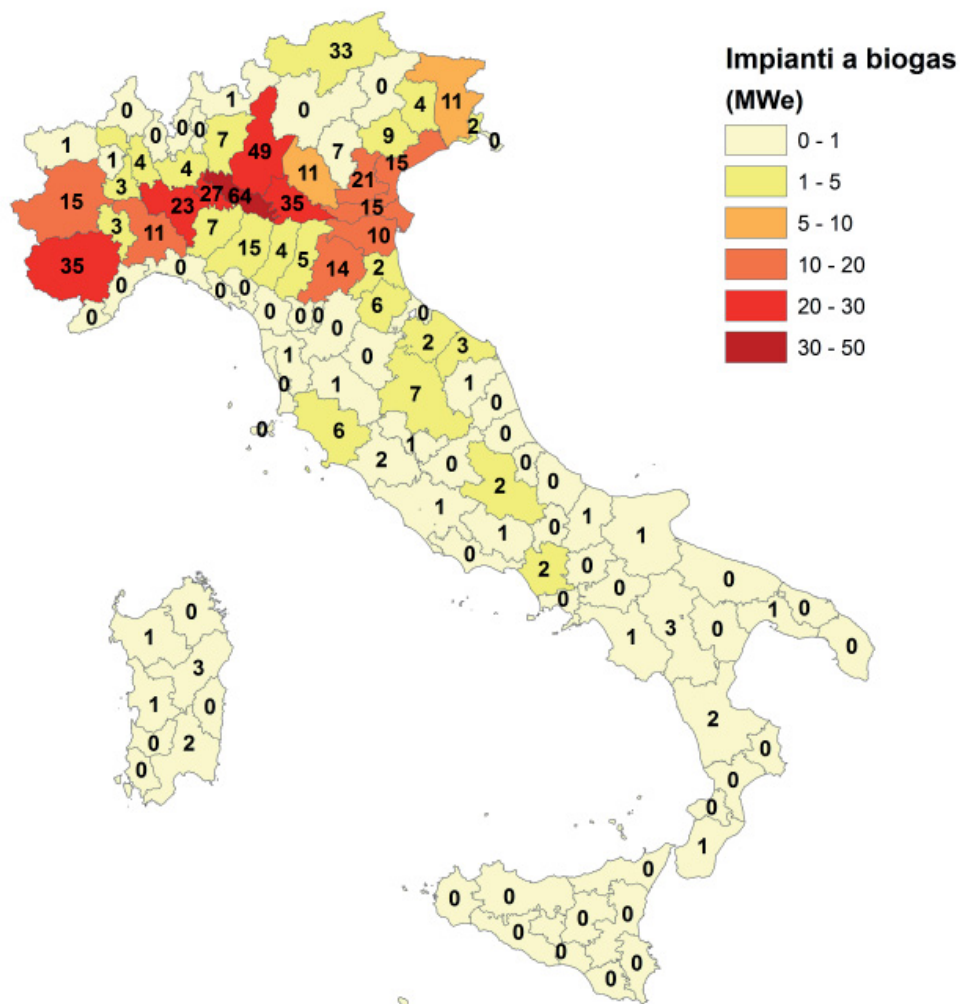
Comune e Provincia (C) = in costruzione	Matrice organica E=Effluenti zootecnici C=Colture dedicate A=Scarti agroindustriali S=Sottoprodotti animali R=Rifiuti	Volume totale digestori (m³)	Potenza elettrica installata (kWe)
SARDEGNA - 7 impianti			
267 San Gavino Monreale - CA	E	1.890	330
268 San Gavino Monreale - CA	E	-	-
269 Isili - NU	-	-	-
270 Lanusei - NU	E	400	-
271 Loceri - NU	E	600	-
272 Paulilatino - OR	E	400	-
273 Bottidda - SS	E	1.000	125
Sud Italia - 12 impianti		45.055	7.506

Tab. 3.14. Impianti di biogas in Italia al maggio 2011 - dettaglio provinciale (fonte CRPA)

Regione	Provincia	In costruz.	Operativo	Totale	Potenza	
					installata (MWe)	media (kWe/imp.)
Piemonte	Alessandria	2	9	11	11,5	1.045
	Asti	0	3	3	2,05	683
	Biella	0	1	1	0,1	100
	Cuneo	16	19	35	22,17	633
	Novara	0	4	4	3,37	843
	Torino	5	10	15	11,39	759
	Vercelli	0	3	3	3,27	1.089
Totale		23	49	72	53,84	748
Val d'Aosta	Aosta	0	1	1	0,05	50
Totale		0	1	1	0,05	50
Lombardia	Bergamo	1	6	7	4,07	582
	Brescia	5	44	49	25,76	526
	Cremona	17	47	64	51,39	803
	Lodi	8	19	27	21,22	786
	Mantova	9	26	35	28,25	807
	Milano	1	3	4	4	999
	Pavia	8	15	23	20,42	888
	Sondrio	0	1	1	0,64	640
Totale		49	161	210	155,74	742
Trentino-Alto Adige	Bolzano	0	33	33	3,56	108
Totale		0	33	33	3,56	108
Veneto	Padova	11	10	21	14,64	697
	Rovigo	3	12	15	14,51	967
	Treviso	4	5	9	4,86	540
	Venezia	9	6	15	12,23	815
	Verona	2	9	11	7,87	715
	Vicenza	0	7	7	0,65	93
Totale		29	49	78	54,75	702
Friuli Venezia Giulia	Gorizia	0	2	2	1,16	580
	Pordenone	0	4	4	3,2	799
	Udine	5	6	11	9,49	863
Totale		5	12	17	13,85	815

Regione	Provincia	In costruz.	Operativo	Totale	Potenza	
					installata (MWe)	media (kWe/imp.)
Emilia-Romagna	Bologna	7	7	14	16,17	1.155
	Ferrara	3	7	10	10,99	1.099
	Forlì-Cesena	1	5	6	1,19	198
	Modena	3	2	5	2,97	594
	Parma	1	14	15	4,95	330
	Piacenza	1	6	7	2,5	357
	Ravenna	1	1	2	1,84	922
	Reggio Emilia	0	4	4	2,44	610
Totale		17	46	63	43,05	683
Toscana	Grosseto	3	3	6	4,49	748
	Pisa	0	1	1	0,7	700
	Siena	1	0	1	1	999
Totale		4	4	8	6,19	773
Umbria	Perugia	2	5	7	4,12	589
	Terni	0	1	1	0,61	610
Totale		2	6	8	4,73	592
Marche	Ancona	0	3	3	1,5	500
	Macerata	0	1	1	1	999
	Pesaro Urbino	0	2	2	1,75	875
Totale		0	6	6	4,25	708
Lazio	Frosinone	0	1	1	1	999
	Roma	0	1	1	0,63	625
	Viterbo	0	2	2	0,75	375
Totale		0	4	4	2,37	594
Abruzzo	L'Aquila	0	2	2	1,1	550
Totale		0	2	2	1,1	550
Molise	Campobasso	1	0	1	1	999
Totale		1	0	1	1	999
Campania	Caserta	0	2	2	1,15	576
	Salerno	0	1	1	1	998
Totale		0	3	3	2,15	716
Puglia	Foggia	0	1	1	0,63	625
	Taranto	0	1	1	1	999
Totale		0	2	2	1,62	812
Basilicata	Potenza	0	3	3	0,06	20
Totale		0	3	3	0,06	20
Calabria	Cosenza	0	2	2	0,35	175
	Reggio C.	0	1	1	0,63	625
Totale		0	3	3	0,98	325
Sardegna	Cagliari	0	2	2	0,33	165
	Nuoro	0	3	3	0	0
	Oristano	0	1	1	0	0
	Sassari	0	1	1	0,13	125
Totale		0	7	7	0,46	65
Totale complessivo		130	391	521	349,74	671

Fig. 3.2. Quadro complessivo impianti alimentati a biogas al maggio 2011 (operativi e in costruzione)



3.2.2 Impianti per la produzione di energia elettrica non qualificati IAFR

In linea di massima gli elementi fin qui acquisiti farebbero ritenere che gli impianti a biomasse per la produzione di energia elettrica non qualificati IAFR dovrebbero essere pochi, visto che un elemento di primaria importanza per la sostenibilità economica di tali installazioni è strettamente legato alla possibilità di accesso agli incentivi per il kWh elettrico “rinnovabile”. Non va escluso però che in molte realtà ci sono state, soprattutto in passato, delle realizzazioni di impianti che per la loro dimensione ridotta o anche per la difficoltà di affrontare il complesso iter autorizzativo per l’ottenimento dei CV, si sono accontentati di autoprodurre il proprio fabbisogno energetico risparmiando in bolletta ed eventualmente vendere il surplus alla rete. Va detto altresì che in certi casi tali impianti hanno potuto usufruire di agevolazioni in conto capitale attraverso varie forme di finanziamenti da parte delle pubbliche amministrazioni, cosa che ha reso l’investimento appetibile a prescindere dal livello di rese ottenibili dall’ottenimento del CV. Dal recente studio dell’APER appare che in Italia gli impianti che operano al di fuori dei sistemi incentivanti (CV o del CIP6) sono numerosi e mostrano delle percentuali interessanti per come variano di regione in regione come mostra la tabella 3.15.

Tab. 3.15. Impianti non IAFR, percentuale sul totale degli impianti a biomasse

Regione	Impianti non IAFR %	Regioni	Impianti non IAFR %
Piemonte	27,7	Marche	19
Valle D'Aosta	83,3	Lazio	15,4
Lombardia	27,1	Abruzzo	12,5
Trentino Alto Adige	43,5	Molise	25
Veneto	24,1	Campania	30
Friuli venezia Giulia	44,4	Puglia	33,3
Liguria	23,1	Basilicata	16,7
Emilia Romagna	40,7	Calabria	11,8
Toscana	31,7	Sicilia	33,3
Umbria	33,3	Sardegna	42,1

3.2.3 Le grandi reti di teleriscaldamento

Nelle tabelle successive è descritto il quadro delle reti di teleriscaldamento alimentate a biomasse legnose realizzate in Italia. In questo specifico paragrafo l’attenzione è rivolta alle reti della potenza termica superiore ad 1 MW, presenti nelle macroaree del nord e del centro. Nel sud Italia non risultano installate reti di questa tipologia, certamente perché l’esigenza di riscaldare gli edifici attraverso le reti è meno avvertita al sud in ragione delle caratteristiche climatiche.

L’elenco comprende anche impianti di cogenerazione termica - elettrica dei quali vengono presi in esame, in questa parte dello studio, solo gli aspetti relativi alla generazione termica connessa ad una rete.

Gli impianti afferenti alle reti citate sono tutte alimentate a cippato di legno delle più diverse pezzature. Al nord Italia prevale il cippato di conifere anche se viene largamente utilizzato il cippato di latifoglie. I sistemi di alimentazione automatica, date le dimensioni degli impianti, sono generalmente a rastrelli e a spintore.

Le reti sono concentrate in modo particolare nelle regioni dell'arco alpino dove emerge in tutta evidenza la Provincia autonoma di Bolzano. Qui il teleriscaldamento si è diffuso con successo soprattutto nel corso degli ultimi dieci anni, inoltre in questa area sono presenti le reti più estese. Spicca tra tutti Brunico che ha numeri da primato: una rete estesa per 120 chilometri con una caldaia della potenza di 28 MW di picco, al servizio di 1.700 utenti.

Lombardia e Piemonte esprimono una buona diffusione, seguite dalla Valle d'Aosta.

Non per tutti gli impianti descritti è stato possibile reperire i dati completi del censimento perché le fonti disponibili non sempre hanno rilevato l'informazione in modo omogeneo. La ricerca di informazioni non solo sugli impianti di teleriscaldamento ma anche sugli impianti al servizio dei singoli edifici presenta delle difficoltà perché non esiste un monitoraggio sistematico aggiornato nel tempo a scala nazionale. E' da auspicare che il presente lavoro possa continuare per costituire un archivio adeguato e al passo con la diffusione di questi sistemi di riscaldamento.

Ciò malgrado il quadro nazionale presenta alcuni dati di un certo rilievo: la lunghezza complessiva delle reti di teleriscaldamento, considerando sia gli impianti più grandi e le medie-piccole reti, supera i 1.000 chilometri di estensione. La potenza complessivamente installata nella categoria maggiore di 1 MW è di oltre 430 MWt.

Tab. 3.16. Reti di teleriscaldamento > 1 MW nord Italia

Comune	Prov.	Anno costruz.	Potenza installata a biomassa (MWt)	Potenza allacciata (MWt)	Lunghezza Rete (km)	N° utenze	Energia prodotta 2009 (kWh)
Alto Adige							
Antermoia	BZ	2006	1,20	2,05	2,40	54	1.775.000
Anterselva	BZ	1995	4,00	2,00	7,00	127	5.857.000
Bressanone	BZ	2005	1,60	0,80	0,70	6	1.050.000
Brunico	BZ	2001	28,00	115,00	120,00	1700	152.431.950
Chiusa	BZ	2006	3,00	21,00	5,00	450	16.105.300
Chiusa	BZ	2005	1,00	2,29	n.p.	94	2.241.227
Colle Isarco	BZ	2006	3,50	3,80	12,60	132	9.226.200
Dobbiaco- S. Candido	BZ	1995	18,00	38,6	87,00	663	85.830.780
Funes	BZ	2007	1,10	4,30	n.p.	90	5.747.515
La Villa	BZ	1995	5,00	13,50	14,50	300	19.221.200
Laces	BZ	2007	4,80	11,30	20,00	373	16.305.500
Laion	BZ	2004	1,30	3,54	1,00	16	1.087.600
Lasa - Oris	BZ	2004	8,40	13,11	23,00	470	15.801.200
Luttago	BZ	1998	5,25	3,90	8,50	162	8.224.300
Monguelfo Villabassa	BZ	2002	5,00	16,00	4,00	430	22.099.158
Moso in Passiria	BZ	2001	1,40	1,20	1,70	45	2.081.501
Naturno	BZ	1998	1,40	2,60	1,00	10	3.937.000
Nova ponente	BZ	2007	4,20	3,12	1,80	12	4.459.110
Prato allo Stelvio	BZ	2002	2,20	6,50	19,60	459	12.803.962

Comune	Prov.	Anno costruz.	Potenza installata a biomassa (MWt)	Potenza allacciata (MWt)	Lunghezza Rete- km	N° utenze	Energia prodotta 2009 (kWh)
Prato allo Stelvio	BZ	2005	4,00	2,60	17,00	377	2.689.490
Racine di Dentro	BZ	2006	1,20	2,50	7,00	39	3.777.600
Rasun	BZ	1994	4,00	12,90	32,00	306	14.469.900
Renon	BZ	2008	2,9	n.p.	n.p.	n.p.	11.000.000
Resia	BZ	2007	2,97	2,96	5,00	230	4.382.000
S. Valentino alla Muta	BZ	2007	1,60	3,22	4,00	81	4.780.060
Sarentino	BZ	2002	3,00	8,05	0,80	199	10.892.860
Selva dei Molini	BZ	2006	1,75	2,70	3,50	114	3.521.330
Sesto	BZ	2004	9,00	18,00	17,40	335	23.229.000
Silandro	BZ	2007	6,00	28,50	23,50	390	24.529.620
Sluderno	BZ	2001	5,80	11,32	22,00	549	19.150.838
Solda	BZ	2002	2,40	10,65	17,00	112	12.385.000
Sorafurcia	BZ	2004	1,10	1,24	7,50	27	2.320.700
Terento	BZ	1995	1,00	3,74	3,20	86	4.595.400
Terlano	BZ	2007	1,20	2,62	1,50	15	2.435.720
Val Monastero	BZ	2008	2,60	2,20	10,00	134	2.484.844
Valdaroa	BZ	1994	12,00	21,37	20,50	488	22.819.270
Valle Aurina	BZ	2007	1,60	1,60	np	122	0
Valles- Rio Pusteria	BZ	1997	4,00	7,50	8,40	135	8.877.200
Vandoies	BZ	2001	2,50	7,60	8,00	150	9.800.000
Verano	BZ	1996	2,00	1,60	5,00	90	2.737.260
Versiano	BZ	2006	1,10	1,95	np	45	1.801.350
Vipiteno, Val di Vizze	BZ	2004	17,20	23,00	89,50	656	64.930.370
Emilia Romagna							
Lizzano in Belvedere	BO	2005	3,00	17,74	9,00	247	6.248.300
Friuli Venezia Giulia							
Roman D'Isonzo	GO	np	3,60	3,60	0,80	4	8.500.000
Arta Terme	UD	2.009	4,20		10,00		
Forni di Sopra	UD	2008	1,16	1,40	1,10	4	1.270.000
Pordenone	PN		1,74				
Liguria							
Rossiglione	GE	2005	1,20		1,50	4	
Masone	GE	2010	1,10		0,40	4	
Lombardia							
Cuveglia	VA	2008	1,00	1,57	0,36	30	932.690
Abbiategrosso	MI	2009	2,50	2,50	0,5	10	np
Calusco d'Adda	BG		1,16				
Edolo	BS		2,91				
Edolo	BS		2,80				
Madesimo	SO		2,80				
Marmellino	BS		1,86				
Ponte di Legno	BS	2009	5,00	5,00	25	700	4.000.000

Comune	Prov.	Anno costruz.	Potenza installata a biomassa (MWt)	Potenza allacciata (MWt)	Lunghezza Rete- km	N° utenze	Energia prodotta 2009 (kWh)
Ponte di Legno	BS		10,46				
S.Caterina Valfurva	SO	2008	12,00	11,04	4,6	60	9.857.316
Sondalo	SO	2000	10,00	23,73	18,4	364	24.727.000
Temù	BS		2,91				
Tirano	SO	2000	20,00	55,09	31,3	701	64.698.997
Vigevano	MI		1,40				
Crema	CR		2,80				
Piemonte							
Cantalupo Ligure	AL	2000	1,00	1,00	0,5	4	2.380.000
Ormea	CN	2000	4,00	10,56	5,6	172	7.236.700
Savigliano	CN	2000	5,80	12,00	3,8	34	8.447.028
Leini	TO	2001	10,00	16,48	11,5	79	15.793.130
Castellamonte	TO	np	9,00	9,00	18	85	13.137
Leini	TO	np	5,00	5,00	2,5	35	np
Serravalle Scrivia	AL	np	1,00	1,00	0,5	4	np
Arquata Scrivia	AL	np	1,00	1,00	0,2	2	932
Torino	TO	np	2,4	2,4	0,2	2	2.981
Verzuolo	CN	np	5,8	5,8	3,64	29	np
Vico Canavese	TO	2008	3,49	6,00	3,5	70	4.200.000
Trentino							
Cavalese	TN	1999	8,00	np	21	498	20.561.000
Fondo	TN	2003	5,00	4,00	8	330	10.186.320
Fiera di Primiero	TN	2010	12,2	20	15	600	avvio 1/2011
Predazzo	TN		2,32				
S. Martino di Castrozza	TN	2002	8,00	37,90	15	255	24.302.000
Valle D'Aosta							
Introd	AO	2010	9,14	30,88	8,7	202	avvio 11/ 2010
Morgex	AO	2000	10,00	21,89	6	218	16.962.600
Pollein	AO	1999	4,00	8,50	2,5	21	3.955.916
Pré Saint Didier	AO	2007	4,00	9,36	4	54	10.016.700
La Thuile	AO	2011	11,00				
Veneto							
Rosà	VI	2009	3	3	-	np	np
Asiago	VI	2009	10,00		20		
Lavagno	VR		2,80				
Lusia	RO		1,16				
Monselice	PD		1,86				
Oderzo	TV		2,80				

Reti di teleriscaldamento > 1 MW in fase di realizzazione nord Italia

Comune	Prov.	Avvio previsto	Potenza installata a biomassa
Val D'Aosta			
Aosta	AO	2011	5,00
Trentino Alto Adige			
Primiero	TN	2011	12,40
Piemonte			
Busca	CN	2011	5,81
Lombardia			
Cesano Boscone	MI	2012	8,14

Reti di teleriscaldamento > 1 MW centro Italia

Comune	Prov.	Anno costruz.	Potenza installata a biomassa (MWt)	Potenza allacciata (MWt)	Lunghezza Rete- km	N° utenze	Energia prodotta 2009 (MWh)
Marche							
Apiro	MC		1,3		1,5		5.600
Toscana							
Stazzema loc. Pruno Volegno	LU		1,35			72	
Pistoia	PT		2,8				
Reggello loc. Vallombrosa	FI	2010	1,04			14	

Reti di teleriscaldamento > 1 MW in fase di realizzazione centro Italia

Comune	Prov.	Avvio previsto	Potenza installata a biomassa
Toscana			
Pescia	PT	in realizzazione	1,2
Terranuova Bracciolini	AR	in realizzazione	1,5
Piazza al Serchio	LU	in realizzazione	1,25

3.2.4 Il teleriscaldamento di media e piccola scala (< 1 MW)

Il resoconto descritto dalla tab. 3.17 riguarda i piccoli e medi impianti di teleriscaldamento, cioè quelli con una potenza di picco inferiore a 1 MW termico. La tabella suddivisa in aree geografiche nord, centro e sud, presenta una gamma diversificata di realizzazioni da un minimo di 100 kWt ad un massimo di 980 kWt.

Anche in questo caso le fonti sono le più diverse e quindi scontano la non omogeneità delle informazioni. Oltre alla collocazione del Comune, il dato che in larga parte è stato possibile reperire riguarda l'anno di realizzazione e la potenza dell'impianto. Meno agevole è stato raccogliere notizie che riguardano l'effettiva potenza allacciata alla rete, il numero di utenze e l'energia prodotta. Con maggiore frequenza è stato possibile raccogliere il dato relativo alla lunghezza della rete. Complessivamente sommando le informazioni si raggiungono i 12,77 chilometri, ma stimando anche gli impianti dei quali non è stata censita questa unità di misura, si possono realisticamente considerare oltre venti chilometri di rete.

In genere questi impianti sono destinati a teleriscaldare gruppi di abitazioni, piccoli borghi o

frazioni, oppure alcuni edifici pubblici. Sono tutti alimentati a cippato quasi sempre attraverso un sistema a coclea.

Dal punto di vista geografico è la Toscana la regione dove si registra la maggiore diffusione (32 impianti tra realizzati e in fase di realizzazione). A questo proposito va ricordato che questa è la regione più forestata d'Italia. Dal 2006 la Toscana ha avviato una serie di politiche di sviluppo verso le piccole e medie reti di teleriscaldamento indirizzate soprattutto ai comuni, supportando l'investimento iniziale con un incentivo economico. Inoltre la stessa regione ha attivato delle attività di animazione rivolte alle imprese boschive, agli amministratori locali e ai tecnici, che hanno dato buoni risultati.

Seguono in questa graduatoria virtuosa le regioni Veneto, Friuli Venezia Giulia e Piemonte. Anche in questa categoria il territorio dell'Alto Adige evidenzia impianti realizzati e annovera uno degli impianti più longevi, quello di Nova Ponente del 1996. Nel sud è la sola regione Molise che presenta un risultato di un certo rilievo. In tutti i casi la diffusione delle "mini reti" di teleriscaldamento è quasi sempre accompagnata dalla iniziativa delle politiche regionali finalizzata a raggiungere tre risultati: aumentare la quota di energia rinnovabile, in questo caso termica; ridurre i costi per il riscaldamento; animare lo sviluppo delle imprese forestali e stimolare la gestione sostenibile dei boschi.

Vi sono ancora notevoli opportunità di sviluppo dei "district heating" per diverse ragioni: hanno dimostrato finora degli ottimi risultati sotto il profilo economico; la loro dimensione si coniuga perfettamente con la valorizzazione delle risorse locali; possono essere strumento di animazione economica delle imprese boschive, dello sviluppo locale e della gestione sostenibile del patrimonio forestale; ed infine possono rappresentare un modello efficace per valorizzare energeticamente le potature delle colture arboree e la quantità di biomassa legnosa ricavabile dal così detto "fuori foresta", costituito dalla manutenzione di filari, boschetti e dalla selvicoltura urbana.

Tab. 3.17. Impianti di teleriscaldamento < 1 MW Nord Italia

Comune	Prov.	Anno costruz.	Potenza installata a biomassa (MWt)	Potenza allacciata (MWt)	Lunghezza Rete- km	N° utenze	Energia prodotta 2009 (MWht)
Alto Adige							
Prato alla Drava	BZ	2006	0,55	0,98	0,58	18	1.400
San Pancrazio	BZ	2000	0,70	1,45	np	49	13.622
Nova ponente	BZ	1996	0,84	0,79	0,96	12	15.180
Sarentino	BZ	2005	0,59	0,55	1,00	96	1.015
Friuli Venezia Giulia							
Ampezzo	UD		0,54				
Budoia	PN		0,70		0,08		
Forni Avoltri	UD		0,22		0,25		
Lauco	UD		0,28		0,68		
Prato Carnico	UD		0,35		0,80		
Pulfero	UD		0,35		0,50		
Rauscedo	PN		0,81				
S. Giovanni al Natisone	UD	2009	0,40		0,22		
Sauris	UD		0,81		1,40		
Treppo Carnico	UD		0,55		0,65		
Verzegnis	UD		0,35		0,25		
Paluzza	UD		0,17				

Comune	Prov.	Anno costruz.	Potenza installata a biomassa (MWt)	Potenza allacciata (MWt)	Lunghezza Rete- km	N° utenze	Energia prodotta 2009 (MWh)
Liguria							
Campo Ligure	GE	2005	0,70		0,80	5	
Isola del Cantone	GE		0,35				
Lombardia							
Ospitaletto	BS	np	0,90	0,5	0,50	2	778
Grosotto	SO		0,70				
Corte Franca	BS	2007	0,15	0,15	0,25	2	350
Vigevano	MI		0,35				
Emilia Romagna							
Borgo Taro	PR	2010	0,70				
Fiumalbo	MO	2010	0,52				
Monchio delle Corti	PR	2010	0,93				
Trentino							
Ledro	TN	2006	0,55	0,55	0,08	6	835
Imer di Primiero	TN		0,35				
Lavarone	TN	2009	0,70				
Vallarsa	TN	2010	0,52				
Vallarsa	TN	2010	0,52				
Veneto							
Asiago	VI		0,93				
Candiana	PD	2007	0,58	0,58	0,30	3	1.300
Com. Mont. Feltrina	BL		0,18				
Conco	VI	2004	0,35				807
Fregona	TV	2005	0,6				1.300
Lusia	RO		0,93				
Monte di Malo	VI	2003	0,3				700
Pedavena	BL		0,70				
Polverara	PD	2009	0,7				1.600
Praglia	PD	2006	0,54				1.200
Roana	VI	2005	0,98				2.100
Tambre	BL	2009	0,15				350
Torrebelvicino	VI	2003	0,4				923
Vallevecchia	VE	2006	0,36				800
Valli del Pasubio	VI	2004	0,70		0,050		1.600
Zugliano	VI		0,70				
Piemonte							
Alagna Valsesia	BI		0,7				
Banchette d'Ivrea	TO		0,65		0,1	3	
Celio	VC		0,12		0,04	2	
Occhieppo	BI	2001	0,55		0,15		400
Pradleves	CN		0,17	0,17	0,04	6	
Quarna Sotto	VB		0,2	0,2	0,3	4	
Villaedora	TO		0,7		0,1		
Zimone	BI		0,15	0,15	0,3	3	
Zubiena	BI		0,4	0,4	0,2	8	

Impianti di teleriscaldamento < 1 MW Centro Italia

Comune	Prov.	Anno costruz.	Potenza installata a biomassa (MWt)	Potenza allacciata (MWt)	Lunghezza Rete- km	N° utenze	Energia prodotta 2009 (MWh)
Toscana							
Camporgiano	LU	2006	0,54		0,30		
Capalbio	GR		0,70				
Casole D'Elsa	SI	2006	0,54		0,10		
Castel San Niccolò	AR	2006	0,35		0,57		
Com. Mont. Casentino	AR		0,35				
Collesalveti	LI	2009	0,11				
Orbetello	GR		0,70				
Londa	FI	2004	0,32				
Loro Ciuffenna	AR	2006	0,50		0,27		
Minucciano	LU	2010	0,35			65	
Monticiano	SI	2006	0,54		0,10		
Monticiano loc. Scalvaia	SI	2009	0,22				
Piancastagno	SI	2009	0,10				
Pistoia (Sammomè)	PT	2010	0,65			41	
Rufina (Pomino)	FI	2009	0,90			78	
S. Casciano Val di Pesa	FI	2009	0,35			3	
San Gimignano	SI	2009	0,35			3	
San Godenzo	FI	2010	0,42			20	
S. Marcello Pistoiese loc. Maresca	PT	2010	0,54			24	
S. Romano in Garfagna	LU	2009	0,35			35	
San Godenzo loc. Castagno d'Andrea	FI	2010	0,94			92	
San Godenzo	FI	2010	0,35				
San Godenzo	FI	2010	0,58				
S. Marcello Pistoiese	PT	2010	0,50			5	
Stazzema	LU		0,35				
Stazzema	LU		0,58				
Cantagallo	PO	2010	0,35			51	
Barberino Val d'Elsa loc. Monsanto	FI	2010	0,30			20	
Loro Ciuffenna II	AR	2010	0,35			4	
Rincine	AR		0,32				
Fivizzano	MS		0,30				
Tavarnelle Val di Pesa	FI	2010	0,35				
Tavarnelle Val di Pesa	FI	2010	0,35				
Marche							
Esanatoglia	MC	0,33			0,1		1.200
Umbria							
Spello	PG	0,5			0,6		368
Sigillo	PG	2010	0,35				

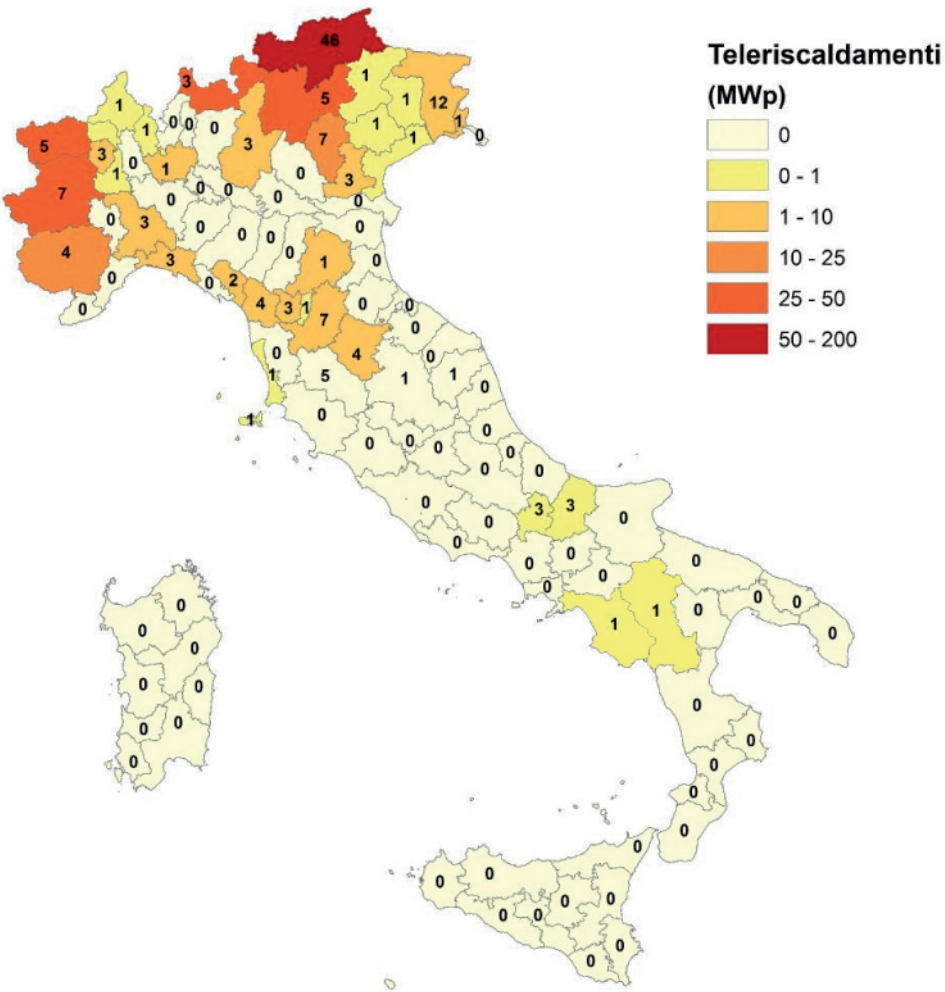
Impianti teleriscaldamento < 1 MW Centro Italia in fase di realizzazione

Comune	Prov.	Avvio previsto	Potenza installata a biomassa
Toscana			
Castel Focognano	AR	in realiz.	0,35
Chiusdino	SI	in realiz.	0,22
Montaione	FI	in realiz.	0,4
Tresana	MS	in realiz.	0,22
Tavernelle Val di Pesa	FI	in realiz.	0,348
Fosdinovo	MS	in realiz.	0,1
Firenzuola	FI	in realizz	0,54
Firenze, Villa Demidoff	FI	in realizz	0,5

Tab. 3.17. Impianti di teleriscaldamento < 1 MW Sud Italia

Comune	Prov.	Anno costruz.	Potenza installata a biomassa (MWt)	Potenza allacciata (MWt)	Lunghezza Rete- km	N° utenze	Energia prodotta 2009 (MWh)
Molise							
Montevairano	CB	2009	0,075		0,15		65
Montedimezzo	IS	2009	0,13				
Agnone	IS	2009	0,11				
Montorio dei Frentani	CB	2009	0,11				
Trivento	CR	2009	0,11				
Montenero Valcocchiara	IS	2009	0,11				
Campania							
Eboli	SA	2008	0,29		0,1	5	110
Basilicata							
Calvello	PZ	2006	0,22		0,06	3	
Calabria							
S. Giovanni in Fiore	CS		0,23				
Sicilia							
Marsala	TP		0,30				

Fig. 3.3. Quadro complessivo grandi e medie reti di teleriscaldamento



3.2.5 Avvio della catalogazione impianti per la produzione di energia termica da biomassa legnosa di piccola e media taglia

Rispetto agli apparecchi termici alimentati a combustibili legnosi a scala domestica di vecchia concezione, come per esempio le tradizionali cucine economiche o addirittura vecchie stufe, le nuove tecnologie oggi offrono straordinaria efficienza ed affidabilità. Sono studiate e progettate con caratteristiche specifiche per il combustibile legnoso utilizzato, limitano le emissioni atmosferiche e possono garantire la massima praticità di gestione. Questa tecnologia, unita all'abilità di molti operatori del settore, permette di creare nuove economie e di produrre benefici ambientali. Gli impianti termici a cippato a servizio di edifici posti in contesti urbani o periurbani dimostrano come sia possibile pensare a filiere legno-energia anche in ambiti dove sono più forti i condizionamenti ambientali.

Al fine di comprendere le reali possibilità di sviluppo del settore è necessario disporre di un quadro il più possibile dettagliato della domanda e dell'offerta di combustibili legnosi. A questo proposito, con il presente paragrafo si intende avviare una catalogazione degli impianti alimentati a cippato di piccola e media dimensione al servizio di singoli edifici, con l'obiettivo di poter arrivare ad organizzare un database nazionale. Per testare la metodologia di lavoro è stata scelta la provincia di Belluno della Regione Veneto, ritenuta significativa agli scopi preposti. Individuate le problematiche e gli accorgimenti necessari per il miglioramento, la metodologia verrà estesa alle altre province e regioni d'Italia. In questo modo si potrà avere un quadro conoscitivo dettagliato, che permetterà di individuare i quantitativi di cippato che vengono annualmente utilizzati e quindi il possibile sviluppo del settore, anche con l'applicazione di corrette politiche di incentivazione.

3.2.5.1 Metodologia Applicata

La raccolta e il reperimento delle informazioni è suddivisibile in quattro fasi principali.

- a) Individuazione delle aziende produttrici di caldaie a cippato a scala domestica.
- b) Raccolta dei dati presso tali aziende con predisposizione e somministrazione di un questionario e successiva integrazione con dati AVEPA (Agenzia Veneta per i Pagamenti in Agricoltura).
- c) Elaborazione dei dati e catalogazione in un database.
- d) Collocazione territoriale degli impianti

a) Individuazione aziende produttrici di caldaie a cippato a scala domestica

Sulla base dell'esperienza maturata negli anni da AIEL (Associazione Italiana Energie Agroforestali) in questo specifico segmento produttivo e alla rete di contatti sviluppata è stato possibile individuare 17 aziende, italiane e straniere, produttrici di caldaie a cippato a scala domestica, operanti a livello nazionale.

b) Raccolta dati con predisposizione e somministrazione di un questionario alle imprese produttrici e integrazione con dati AVEPA (Agenzia Veneta per i Pagamenti in Agricoltura)

La modalità operativa scelta per la raccolta dei dati è stata quella di stilare un questionario (Allegato A), successivamente somministrato alle aziende precedentemente individuate. Le imprese sono state prima contattate telefonicamente per spiegare loro l'obiettivo della ricerca e conseguentemente è stata inviata una lettera di presentazione del progetto assieme al

questionario da compilare.

Il questionario è stato strutturato in modo molto semplice ed è servito per raccogliere i dati inerenti all'anno d'installazione di ciascun impianto, la tipologia di committente (pubblico o privato), il comune o la provincia dove è stato installato l'impianto e la sua potenza. Successivamente, le informazioni raccolte sono state confrontate con dati AVEPA relativi a finanziamenti rientrati nella misura 9.5 del PSR 2000-2006, tuttavia parziali e privi di qualsiasi informazione qualitativa delle installazioni.

c) Elaborazione dei dati e catalogazione in un database

Terminata la raccolta, i dati sono stati catalogati e riassunti in un database in formato elettronico al fine di ottenere un quadro di sintesi del settore per la specifica realtà territoriale indagata.

Per calcolare la domanda di cippato necessario ad alimentare annualmente le caldaie individuate, è stata utilizzata la seguente formula:

$$C = \frac{kW_t \times h \text{ funzionamento}}{\frac{PC_M}{Rend.}}$$

- Dove: C = consumo di cippato (t)
kW_t = kW termici (potenza termica dell'impianto)
h funzionamento = ore di funzionamento annuale dell'impianto
PCI(M) = potere calorifico del combustibile utilizzato (MWh/t)
Rend. = rendimento medio dell'impianto (%)

Per ottenere una stima più realistica possibile, è necessario ipotizzare un numero di ore di funzionamento degli impianti che si avvicini il più possibile a quello reale. Il fattore che più caratterizza questo parametro è sicuramente la collocazione territoriale.

Sulla base dell'esperienza maturata sono state individuate delle categorie che permettono di associare ad ogni fascia topografica il numero di ore potenziale di funzionamento annuo dell'impianto (Tabella 3.18).

Tab. 3.18. Stima delle ore di funzionamento annuale degli impianti in base alla collocazione topografica o della tipologia

Collocazione topografica e tipologia	Ore annuali di funzionamento stimato
Montagna (sopra i 600 m s.l.m)	1600
Collina (da 300 a 600 m s.l.m)	1400
Pianura (da 0 a 300 m s.l.m)	1200
Impianti industriali (alimentati da scarti di lavorazione)	2500

Per il territorio preso in esame, è stato ipotizzato che le caldaie funzionino per un numero di ore annue pari a 1600.

Un altro parametro da tenere in considerazione è il potere calorifico inferiore (PCI) del combustibile, che esprime la quantità di energia termica ricavabile dalla combustione completa di un'unità di peso se l'acqua liberata è considerata allo stato di vapore. Il potere calorifico

inferiore del legno, espresso in MJ/kg, decresce all’aumentare del contenuto idrico in base alla relazione lineare:

$$pc_M = \frac{pc_0 \times (100 - M) - 2,44 \times M}{100}$$

nella quale: pc_0 = potere calorifico inferiore della sostanza legnosa anidra;
2,44= calore latente di vaporizzazione dell’acqua a 25°C, ovvero energia necessaria a far evaporare un kg di acqua;
M= contenuto idrico del legno, espresso come percentuale riferita al peso effettivo del legno (Hellrigl, 2006).

Per i combustibili legnosi, il PCI è sempre espresso in relazione al contenuto idrico. In Tabella 3.19, a titolo esemplificativo, sono riportati i poteri calorifici tipici utilizzabili per i differenti combustibili legnosi.

Tab. 3.19. Poteri calorifici e rendimenti termici degli impianti adottati a seconda della tipologia di combustibile

POTERE CALORIFICO	COMBUSTIBILE	CONTENUTO IDRICO	RENDIMENTO IMPIANTO
$P_{C_{10}} = 16,4 \text{ MJ/kg} = 4,55 \text{ kWh/kg}$	PELLET	(M 10%)	80%
$P_{C_{20}} = 14,31 \text{ MJ/kg} = 3,98 \text{ kWh/kg}$	LEGNA DA ARDERE	(M 20%)	70%
$P_{C_{35}} = 16,9 \text{ MJ/kg} = 3,11 \text{ kWh/kg}$	CIPPATO	(M 35%)	78%
$P_{C_{10}} = 16,4 \text{ MJ/kg} = 4,55 \text{ kWh/kg}$	SCARTI DI LAVORAZIONE	(M 10%)	80%

d) Collocazione territoriale degli impianti

Utilizzando un software GIS, è stato possibile collocare territorialmente gli impianti individuati. Associando ad ogni impianto un punto sulla carta, che avrà una dimensione proporzionale alla potenza termica corrispondente, è possibile ottenere una mappatura di tutti gli impianti installati negli anni.

3.2.5.2 Dati ottenuti

Criticità della metodologia

La principale criticità emersa legata alla difficoltà di alcune importanti aziende a fornire informazioni in merito alla diffusione dei propri impianti. Le motivazioni sono state diverse, innanzitutto per problemi legati alla gestione della privacy e alla tutela dei clienti, ma anche alla mancanza di tempo per il reperimento delle informazioni richieste oppure al disinteresse nei confronti della ricerca svolta. Talvolta i dati forniti non sono stati sufficientemente dettagliati. Un'altra criticità è emersa nella fase di consultazione dei dati AVEPA relativi a finanziamenti rientrati nella misura 9.5 del PSR 2000-2006, in quanto parziali e privi di qualsiasi informazione qualitativa.

Risultati

Dai dati raccolti è emerso che in provincia di Belluno, dal 2001 al 2009, sono stati installati 33 impianti di piccole e medie dimensioni funzionanti a cippato. Di questi, 29 impianti sono privati e solo 4 pubblici. La potenza complessivamente installata risulta essere pari a circa 5000 kW termici.

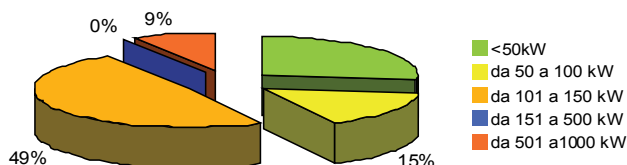
Gli apparecchi installati si differenziano per tipologia, marca e modello e potenza installata, che varia da 35 a 1000 kW termici. Per poter meglio analizzare le classi di potenza installate, i dati raccolti sono stati suddivisi in 5 categorie e per ognuna di queste è stato calcolato in percentuale il numero di caldaie installate. (Tabella. 3.20).

Tab.3.20. Classi di potenza individuate e relative percentuali degli impianti installati

Range di potenza termica	Caldaie installate
< 50kW	27,3%
da 50 a 100 kW	15,2%
da 101 a 150 kW	48,5%
da 151 a 500 kW	0%
da 500 a 1000 kW	9%

Come si può vedere nella fig. 3.4, le caldaie con una potenza compresa fra i 101 e i 150 kW termici costituiscono quasi la metà (49%) degli impianti. Le caldaie di taglia più piccola, fino a 50 kW termici, sono la seconda categoria per numero di impianti installati (27%). Invece, come si può notare, non risultano essere state installate caldaie con potenza compresa fra 151 e 500 kW termici.

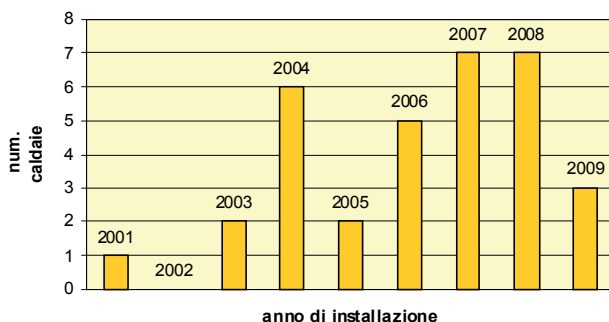
Fig. 3.4. Percentuale di impianti installati per ogni classe di potenza considerata



Prendendo in esame le date di installazione degli impianti (Fig. 3.5), si può vedere come il 2007 e il 2008 siano stati quelli con maggior numero di caldaie installate. Il numero minore di installazioni si è verificato, invece, nei primi due anni cioè nel 2001 e 2002.

I dati a disposizione, inerenti all'anno 2009, sono da considerarsi parziali perché diverse aziende, quando hanno consegnato il questionario compilato, non avevano ancora terminato di inventariare le vendite del 2009.

Fig. 3.5. Caldaie installate dal 2001 al 2009 in Provincia di Belluno



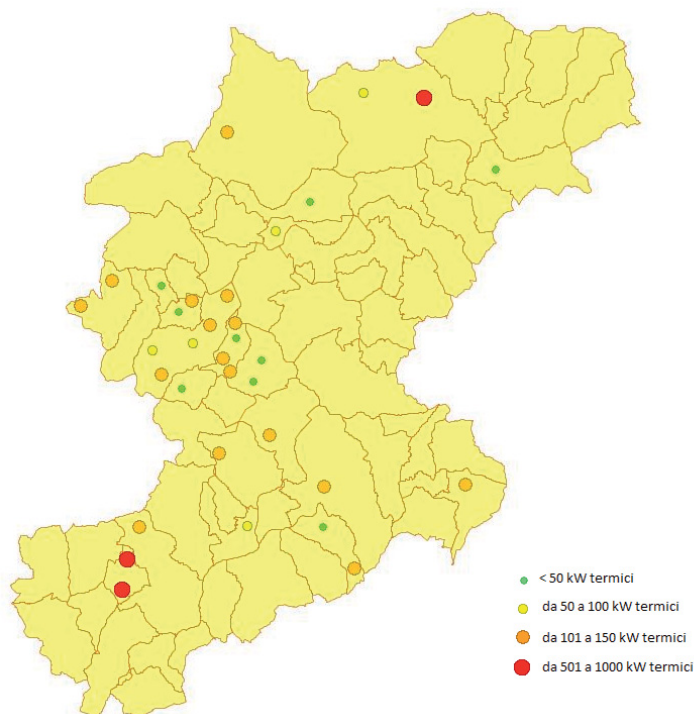
Dai calcoli effettuali (vd. metodologia paragrafo 3.2.5.1) è emerso che per alimentare i 33 impianti installati in provincia di Belluno, aventi una potenza termica complessiva di quasi 5 MW termici, vengono utilizzati ogni anno circa 3260 tonnellate (M35) di cippato. In Tabella 3.21, a pagina seguente, si riassumono i dati raccolti e catalogati.

Tab. 3.21. Riassunto dei dati raccolti

Proprietario	Anno	Prov	Comune	kW	Consumo t/anno	Tipo
pubblico	2001	BL	Pedavena	696	459,1	cippato
privato	2003	BL	Agordo	114	75,2	cippato
pubblico	2003	BL	Pedavena	580	382,6	cippato
privato	2004	BL	Auronzo di Cadore	55	36,3	cippato
privato	2004	BL	Auronzo di Cadore	1000	659,6	cippato
privato	2004	BL	Cencenighe Agordino	35	23,1	cippato
privato	2004	BL	San Vito di Cadore	25	16,5	cippato
privato	2004	BL	Sedico (Loc. Peron)	114	75,2	cippato
privato	2004	BL	Vigo di Cadore	39	25,7	cippato
privato	2005	BL	Cencenighe Agordino	114	75,2	cippato
privato	2005	BL	Cortina d'Ampezzo	110	72,6	cippato
privato	2006	BL	Agordo	34	22,4	cippato
privato	2006	BL	Belluno	150	98,9	cippato
privato	2006	BL	Feltre	114	75,2	cippato
privato	2006	BL	Taibon Agordino	110	72,6	cippato
privato	2006	BL	Taibon Agordino	120	79,1	cippato
privato	2007	BL	Falcade	150	98,9	cippato
privato	2007	BL	La Valle Agordina	34	22,4	cippato
privato	2007	BL	Limana	34	22,4	cippato
privato	2007	BL	Limana	120	79,1	cippato
privato	2007	BL	Passo San Pellegrino	110	72,6	cippato
privato	2007	BL	S. Giustina (Loc. Meano)	60	39,6	cippato
privato	2007	BL	Taibon Agordino	114	75,2	cippato
privato	2008	BL	Agordo	110	72,6	cippato
privato	2008	BL	Agordo	150	98,9	cippato
pubblico	2008	BL	Sospirolo	150	98,9	cippato
privato	2008	BL	Taibon Agordino	90	59,4	cippato
privato	2008	BL	Taibon Agordino	100	66,0	cippato
privato	2008	BL	Vallada Agordina	34	22,4	cippato
privato	2008	BL	Voltago Agordino	34	22,4	cippato
privato	2009	BL	Borca di Cadore	60	39,6	cippato
privato	2009	BL	La Valle Agordina	34	22,4	cippato
pubblico	2009	BL	Tambre	150	98,9	cippato

Di seguito (Fig. 3.6) viene riportata la rappresentazione cartografica del territorio preso in esame, dove all'interno del quale sono stati collocati in modo puntiforme gli impianti. La simbologia utilizzata permette di distinguere la dimensione degli impianti. Ogni categoria è rappresentata da un punto con dimensione proporzionale alla potenza termica corrispondente.

Fig. 3.6. Collocazione territoriale degli impianti suddivisi per categorie di potenza



Allegato A

OSSERVATORIO DEL MERCATO DELLA BIOENERGIA
Studio sulla produzione e l'utilizzo di biomasse legnose
per scopi energetici di origine agro-forestale.

**QUESTIONARIO PER LE IMPRESE
CHE PRODUCONO E VENDONO CALDAIE A BIOMASSA**

Anno di installazione	Privato / pubblico	Comune	Prov.	Modello caldaia	Potenza (kW)					
					< 50	50 - 100	100 - 150	150 - 300	300 - 1000	> 1000

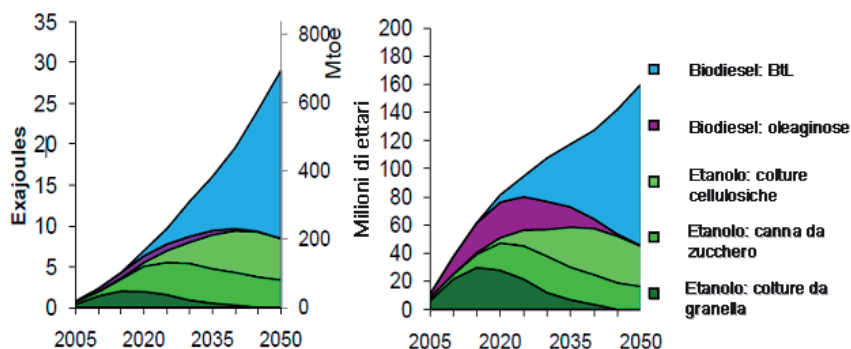
3.3 Parte seconda – Stato dell'arte sui biocarburanti di seconda generazione

3.3.1 Introduzione

Lo sviluppo delle diverse tecnologie di produzione dei biocombustibili, siano essi solidi, liquidi o gassosi, di prima o seconda generazione, è stato più volte affrontato a livello internazionale tenendo, di volta in volta, presente che tale sviluppo è condizionato dal mercato non solo energetico, ma anche alimentare. In particolare, la sostenibilità economica, o meglio la competitività del prezzo dei biocombustibili rispetto ai combustibili fossili, è interconnessa con la fase di produzione della biomassa e con la fase (tecnologica) di conversione di questa biomassa in biocombustibile. Alla base di tutto lo sviluppo dei biocombustibili restano, comunque, le problematiche di sostenibilità connesse alla disponibilità di suolo agricolo da destinare alla produzione di biomasse dedicate: il suolo, infatti, è una risorsa limitata e un'errata pianificazione della produzione di biomasse no-food potrebbe innescare meccanismi di competizione con coltivazioni agricole ad uso alimentare con conseguenze dannose a livello sociale, economico e ambientale.

Molti sono gli studi a livello internazionale (IEA, 2010) che hanno cercato di analizzare l'attuale situazione e predire quella futura circa la produzione di biocombustibili: spesso gli studi hanno evidenziato come le tecnologie di produzione di seconda generazione permetteranno di aumentare significativamente la produzione dei biocombustibili garantendo un'efficienza di conversione della biomassa in biocombustibile in grado di limitare l'utilizzo di suolo.

Fig. 3.7. Fabbisogno di biocombustibili e richiesta di suolo agricolo al 2050 (IEA, 2010)



Sulla base delle precedenti considerazioni è, comunque, importante pianificare correttamente la fase di produzione della biomassa, senza trascurare il recupero dei residui agricoli che possono permettere un'ulteriore riduzione del consumo di suolo. È, quindi, fondamentale scegliere colture vocate per lo specifico territorio in cui saranno prodotte che permettano di ottenere rese elevate. In tale ottica, da un punto di vista agronomico/tecnico il mais in Italia rappresenta la coltura più efficiente ai fini della produzione di biocombustibili di seconda generazione, con una stima di circa 18,2 Gcal/ha (Nomisma, 2008). Le altre principali colture si fermano a valori nettamente inferiori e compresi tra i 5,5 Gcal/ettaro della colza e gli 8,6 del grano tenero. Si

tratta di una diretta conseguenza dell'elevata vocazione produttiva della Pianura Padana (grazie soprattutto alla rilevante disponibilità idrica), fattore che colloca l'Italia, per rese di mais, ai primi posti mondiali, preceduta, tra i produttori più importanti, solo dagli Usa (fonte FAO).

Tab. 3.22. Confronto delle rese di diverse colture atte alla produzione di biocombustibili (Nomisma, 2008)

Calcolo rese colturali ed energetiche						
	Resa media colturale Italia 2002-2006	Resa media colturale altri Paesi EU (Francia, Germania)	Resa conversione in biocombustibile	Resa biocombustibile	P.C.I. biocombustibile	Resa energetica
	[t/ha]	[t/ha]	[tbio/t]	[tbio/ha]	[Gcal/tbio]	[Gcal/ha]
Bioetanolo						
Mais	9,20	8,50	0,31	2,88	6,31	18,20
Grano tenero	5,08	7,00	0,27	1,37	6,31	8,60
Biodiesel						
Colza	1,60	3,50	0,39	0,62	8,93	5,50
Girasole	2,05	1,50	0,39	0,79	8,93	7,10

Per quanto riguarda le altre colture, le rese ottenute mediamente negli ultimi anni non appaiono, al contrario, particolarmente elevate se confrontate con i maggiori Paesi produttori. Nel caso del grano tenero, a titolo esemplificativo, Germania e Francia possono vantare rese superiori alle 7 t/ha, a fronte, peraltro, di rese inferiori nel mais (circa 8,5 t/ha); è questo, del resto, uno dei motivi per cui in tali Paesi si produce e si produrrà, anche e soprattutto, bioetanolo da grano.

Naturalmente le valutazioni rispetto alla resa energetica andrebbero rapportate al costo di produzione per ettaro: è, comunque, da sottolineare come il mais trasformato in bioetanolo abbia una resa energetica pari a più di 2 volte e mezzo quella del girasole, la coltura da biodiesel con la resa migliore per l'Italia.

3.3.2 Descrizione delle principali tecniche e metodologie produttive

Malgrado gli sforzi della ricerca negli ultimi anni che ha portato ad identificare diversi processi di conversione della biomassa in biocombustibile, ad oggi esistono due principali tipologie di tecnologie di conversione:

- 1) processi bio-chimici. In questo caso i processi sono basati sulla idrolisi enzimatica dei materiali lignocellulosici, in cui una serie di enzimi distruggono il materiale cellulosico in zuccheri. Nella seconda fase del processo, questi zuccheri sono fermentati in alcool che viene poi distillato in etanolo;
- 2) processi termo-chimici. Il primo passo nel processo è la gassificazione della biomassa ad alta temperatura in un gas di sintesi (syngas). Questo gas può essere trasformato

in diversi tipi di combustibile liquido o gassoso, cosiddetti "combustibili sintetici"(ad esempio BTL-diesel, bio-SNG).
Nella tabella seguente sono sinteticamente indicati alcune tipologie di biocombustibili di seconda generazione con i relativi processi di produzione.

Tab. 3.23. Classificazione di alcuni biocombustibili da biomassa lignocellulosica (IEA, 2010)

Biocombustibile	Processo di produzione
Bioetanolo lignocellulosico	- Idrolisi enzimatica e fermentazione
Bio-MTBE	
Bio-butanolo	
BTL (Biomass-to-Liquids):	- Pirolisi e/o Gassificazione e sintesi
- FT-Diesel	
- Bio-olio	
- Biometanolo	
- Bio-DME	
Bio-SNG	- Gassificazione e sintesi
Idrogeno	- Gassificazione e sintesi - Processi biologici

Il BTL e l’etanolo lignocellulosico sono le opzioni più discusse per l’ottenimento di biocombustibili di seconda generazione. Entrambi i biocombustibili possono essere miscelati con il diesel e il gasolio convenzionali, o alternativamente usati puri.
Un altro promettente biocarburante di seconda generazione è il bio-SNG, un gas sintetico simile al gas naturale. Il gas può essere prodotto da una grande varietà di materie prime, può essere compresso o liquefatto ed utilizzato quale biocarburante in veicoli modificati. In questo caso, inoltre, il rendimento in termini di combustibile equivalente è più alto se paragonato a etanolo lignocellulosico e BTL-diesel.

3.3.3 Produzione tramite idrolisi e fermentazione

3.3.3.1 Il bioetanolo

Il bioetanolo di prima generazione è prodotto mediante un processo di fermentazione delle biomasse, ovvero di prodotti agricoli ricchi di zucchero (glucosio) quali i cereali, le colture zuccherine, le colture amidacee, le vinacce, i materiali lignocellulosici. Nel processo il glucosio viene trasformato in alcool etilico.
Il bioetanolo ha un potere calorifico inferiore di circa 26,4 MJ/kg e può essere utilizzato come componente per benzine o per la preparazione dell’ETBE (etere etilbutilico), un derivato ad alto numero di ottano.
La specifica tecnica di riferimento per l’impiego del bioetanolo in autotrazione è la norma UNI EN 15376. Attualmente la specifica per la benzina EN 228 consente l’additivazione di bioetanolo fino al 5% volume; sono previsti interventi per consentire l’additivazione fino al 10% volu-

me. La normativa europea (UNI EN 228) prevede, inoltre, l’additivazione di ETBE fino al 15% in volume, una possibilità questa scarsamente considerata dalle legislazioni dei singoli paesi. L’attività di normazione a garanzia delle specifiche di qualità dei biocombustibili prevede la messa a punto di diversi metodi di prova per la determinazione di elementi in traccia nel bioetanolo, attraverso prove interlaboratorio e trattamento statistico dei risultati per la definizione della precisione dei metodi di misurazione che seguono successivamente un complesso iter di validazione. Attualmente, sono state avviate le attività sui metodi di prova impiegati per caratterizzare l’etanolo, alla luce della specifica tecnica dell’etanolo puro da impiegare sia come componente al 5% (V/V) della benzina che al 10%(v/v). Nel futuro è previsto lo sviluppo di una norma tecnica europea per la miscela E85 (bioetanolo).

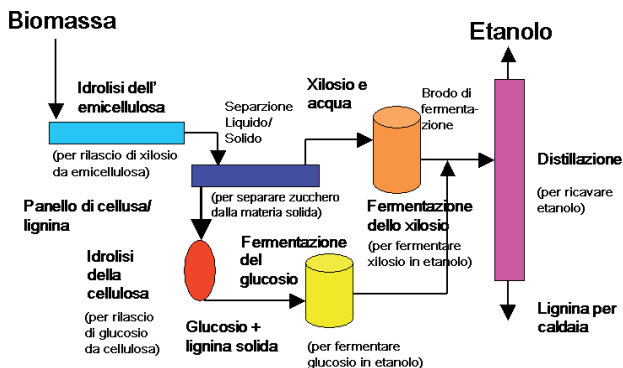
Tab. 3.24. Caratteristiche del bioetanolo secondo la norma UNI EN 15376.

Caratteristica	Limite	Metodo
Etanolo + alcoli superiori	min. 98,7 % (m/m)	prEN 15721
Alcoli superiori	max. 2,0 % (m/m)	prEN 15721
Metanolo	max. 1,0 % (m/m)	prEN 15721
Acqua	max. 0,30%(m/m)	EN 15489
Rame	max. 0,10 mg/kg	EN15488
Fosforo	max. 0,50 mg/l	EN 15487
Zolfo	max. 10,0 mg/kg	EN 15485, EN 15486
Cloruri inorganici	max. 20,0 mg/l	EN 15484, prEN15492

Il processo produttivo del bioetanolo di seconda generazione, illustrato nella figura sottostante, è del tutto simile al processo produttivo del bioetanolo di prima generazione; l’unica differenza riscontrabile è di natura chimica tra amido (nel primo caso) e emicellulosa e lignina (nel secondo caso) delle materie prime impiegate.

A causa della sofisticata tecnologia di conversione necessaria, ricavare l’etanolo dalla biomassa lignocellulosica è attualmente più costoso rispetto ad ottenerlo da colture ricche di zuccheri o amidi. Tuttavia, a causa della maggior possibilità di approvvigionamento delle materie prime, nel prossimo futuro è attesa una significativa diminuzione dei costi, che nel lungo periodo diventeranno uguali o inferiori a quelli del bioetanolo tradizionale (TRIAS, 2006).

Nel processo produttivo possono essere identificate tre fasi principali: pre-trattamento, idrolisi e fermentazione.

Fig. 3.8. Schema del processo di produzione del bioetanolo (TRIAS, 2006)

Durante il **pre-trattamento** della biomassa la struttura lignocellulosica è distrutta al fine di rendere i polimeri e gli oligomeri zuccherini a 5 e 6 atomi di carbonio facilmente accessibili agli enzimi nella fase di idrolisi, mentre la lignina - non essendo un polimero zuccherino - attraversa il processo senza essere convertita.

Sostanzialmente viene effettuata una pulizia e uno sminuzzamento (riduzione delle dimensioni) della biomassa, seguiti dall'idrolisi dell'emicellulosa e dalla rimozione della lignina. Successivamente, la biomassa cellulosica ottenuta dal pre-trattamento viene sottoposta all'idrolisi principale (idrolisi acida e/o enzimatica), dove la cellulosa viene convertita in zuccheri e poi avviata a fermentazione. In generale, l'intero processo di pre-trattamento mira a produrre una biomassa che possa essere agevolmente sottoposta ai successivi processi bio-chimici per ottenere zuccheri dalla cellulosa. In ogni caso, il tipo di processo dipende molto dal tipo di materia prima, e mira a minimizzare la degradazione del substrato utilizzabile e massimizzare la resa in zucchero.

Una volta eseguito il pre-trattamento meccanico, vengono attuati processi chimici, biologici e fisici in modo che possano essere trasformate cellulosa, emicellulosa e lignina. In particolare, cellulosa ed emicellulosa vengono solubilizzate dagli enzimi; la lignina, invece, è solubilizzata dagli enzimi soltanto se il pre-trattamento è di tipo acido e utilizza adeguati composti chimici. In pratica, quindi, dopo aver eseguito un trattamento di pulizia e sminuzzamento della biomassa, è possibile procedere o meno ad un ulteriore pre-trattamento di tipo acido (idrolisi chimica), attuando poi in successione idrolisi fisica (e/o enzimatica) e fermentazione.

Nella fase di **idrolisi chimica** i più importanti processi sono l'idrolisi acida concentrata, l'idrolisi acida diluita e l'idrolisi enzimatica. La percentuale di zuccheri recuperati tramite questi processi è abbastanza elevata, vicina al 90%.

Il processo di idrolisi acida concentrata si basa sulla decristallizzazione della cellulosa ed è seguito da idrolisi acida diluita degli zuccheri. La separazione degli acidi dagli zuccheri e il recupero degli acidi sono operazioni critiche, che, se ottimizzate, potrebbero portare a significative riduzioni dei costi di produzione.

Il processo di diluizione degli acidi è la più antica tecnologia per convertire la cellulosa in etanolo con rese di recupero dell'89% per il mannosio, dell'82% per il galattosio e del 50% per il glucosio. L'idrolisi avviene in due fasi dopo il pre-trattamento acido dell'emicellulosa e della lignina. La prima fase è volta a idrolizzare l'emicellulosa in condizioni più miti (0,7% di acido solforico a 190°C) per recuperare gli zuccheri dall'emicellulosa già idrolizzata nella fase di pre-

trattamento. La seconda fase è svolta in condizioni più forti (0,4% di acido solforico a 215°C) in modo da recuperare lo zucchero (C-6) da più frazioni di cellulosa resistente. I residui di lignina sono utilizzati per la produzione di elettricità o vapore.

Nella fase di **idrolisi fisica** i polimeri dell'emicellulosa sono sottoposti a trattamenti con vapore o acqua, recuperando gli zuccheri solubili come xilosio, mannosio, arabinosio e galattosio. Nel corso di questa fase è possibile ottenere anche piccole quantità di glucosio dalla cellulosa. L'idrolisi può avvenire tramite *steam explosion* e/o autoidrolisi (lavaggio con acqua calda allo stato liquido). La *steam explosion* è una fra le possibili opzioni di pre-trattamento anche se attualmente è la più diffusa: questo trattamento consiste nel riscaldamento della biomassa con vapore ad alta pressione (20-50 bar, 210-290°C) e permette una resa in termini di solubilità elevata per l'emicellulosa e bassa per la lignina. L'autoidrolisi è, invece, attualmente studiata e implementata ad alta pressione sempre per facilitare l'idrolisi dell'emicellulosa: in questo caso il recupero di xilosio è relativamente alto (88-98%).

L'**idrolisi enzimatica**, invece, spezza le catene di emicellulosa e di cellulosa in monomeri che sono, quindi, fermentati in etanolo. La conversione efficace di polimeri lignocellulosici richiede un certo numero di enzimi cellulasi sofisticati. Inizialmente, l'idrolisi enzimatica è stata utilizzata per sostituire alcune fasi dell'idrolisi acida concentrata o diluita. Più di recente, ci sono stati vari importanti modifiche al processo di idrolisi enzimatica, introducendo la saccarificazione e la fermentazione simultanee (SSF). Durante la SSF i microbi cellulasi e fermentanti si combinano per produrre zuccheri da frazioni di cellulosa: gli organismi fermentativi producono etanolo da loro. Questo processo è stato implementato da *logen* in Canada (progetto attualmente fermo) ed anche da *BBJ* in USA (vedi Appendice A).

Le fasi di idrolisi e **fermentazione** possono avvenire sia separatamente che contemporaneamente. Allo stato attuale esiste ancora un considerevole potenziale di integrazione: tuttavia, è chiaro che una maggiore integrazione dei processi se da un lato permette di massimizzare la produzione di etanolo, dall'altro limita il valore dei co-prodotti di bioraffineria, peggiorandone le caratteristiche qualitative e abbassandone il valore di mercato.

L'idrolisi enzimatica è, inoltre, considerata dagli esperti una soluzione in grado di raggiungere un buon rapporto costi/benefici nel lungo periodo. Infatti, anche se i processi acidi descritti prima sono tecnologicamente più maturi, i processi enzimatici offrono ottime possibilità per una notevole riduzione dei costi nel futuro: in quest'ottica, gli sforzi della ricerca dovrebbero essere rivolti alla riduzione dei prezzi elevati degli enzimi cellulasi, da molti ritenuto la maggior barriera economica alla commercializzazione dell'intero processo.

3.3.3.2 Il biobutanolo

Il biobutanolo è un biocarburante liquido, prodotto dalla fermentazione degli zuccheri a opera del microrganismo *Clostridium acetobutylicum* a partire dalle stesse materie prime del bioetanolo.

In considerazione delle sue proprietà, il biobutanolo può essere utilizzato nei motori a ciclo Otto, analogamente al bioetanolo.

Il biobutanolo presenta alcune caratteristiche che lo favoriscono rispetto al bioetanolo. In primo luogo è meno corrosivo e non danneggia le infrastrutture esistenti per la distribuzione della benzina; in secondo luogo, la sua miscelazione con i carburanti fossili è migliore e le miscele non vanno incontro a separazione delle fasi. Ne consegue che l'immagazzinamento e la distribuzione del biobutanolo sono facilitati.

A fronte di una densità energetica superiore a quella del bioetanolo, il biobutanolo evidenzia valori più bassi per il numero di ottano: complessivamente, pertanto, il bioetanolo garantisce prestazioni migliori.

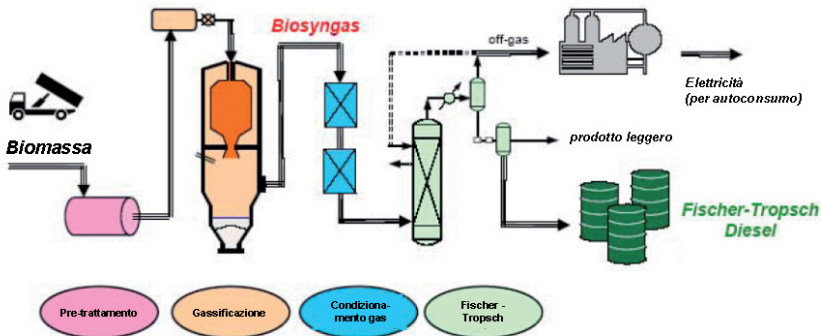
Tab. 3.25. Caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del bio-butanolo (AREA Science Park, 2007)

Caratteristica	Unità di misura	Valore medio FT-diesel
Potere calorifico inferiore (PCI)	MJ/kg	36
Contenuto in ossigeno	% in peso	22
Numero di ottano	-	87
Numero di cetano	-	17
Temperatura di ebollizione	°C	118
Tensione di vapore	kPa	32
Stato	-	liquido
Aspetto	-	limpido

3.3.4 Produzione tramite gassificazione e sintesi

I processi termo-chimici per la produzione di biocarburanti di seconda generazione sono processi che utilizzano tecniche di pirolisi e gassificazione per produrre un gas di sintesi da cui una vasta gamma di biocarburanti può essere prodotta. Questo percorso è in gran parte basato su tecnologie già esistenti: la maggior parte degli impianti dimostrativi e commerciali di futura costruzione sono orientati verso la produzione di bioalcol (bioetanolo e biometanolo) o bio-diesel (syndiesel) per la sostituzione o la miscelazione di benzina o diesel, rispettivamente. Altri biocarburanti che vengono testati e prodotti, o saranno testati in un prossimo futuro, sono l'etere dimetilico (DME), il gas naturale sintetico (SNG), benzina o kerosene sintetico; tuttavia, un'ampia varietà di biocarburanti può essere riformata dal syngas, anche se attualmente il loro impiego è di minore importanza.

Fig. 3.9. Processo di produzione di BtL fuels (TRIALS, 2006)



In tutti i processi di produzione si possono distinguere tre fasi principali: pre-trattamento, gassificazione (o pirolisi), pulizia e condizionamento, conversione catalitica (vedi figura 3.9). La biomassa viene essiccata e sminuzzata in pezzi di dimensioni omogenee tramite processi meccanici. La materia prima essiccata è sottoposta ad un trattamento termico (con temperatura variabile da 700 a 1.500°C, in genere pari a 850°C) in presenza di una quantità controllata di vapore puro o di ossigeno. Il gas di sintesi ottenuto è composto principalmente da H₂ e CO e, in misura minore, di CO₂, metano e altri composti del carbonio. La conversione catalitica o la sintesi dei biocarburanti desiderata (da gas a liquidi) è l'ultimo passo. Il prodotto finale dipende dal rapporto H₂/CO del gas di input, dalla temperatura, dalla pressione e dai catalizzatori utilizzati. Il syndiesel viene prodotto attraverso la sintesi nota come Fischer-Tropsch, gli alcoli sintetici e altri biocarburanti di seconda generazione attraverso processi simili. In alternativa, la fase di gassificazione può essere ridotta ad un processo di pirolisi veloce, attraverso il riscaldamento della materia prima (450-600°C) in assenza di ossigeno, per ottenere bio-olio. Questo bio-olio può essere raffinato in biodiesel attraverso diversi processi di gassificazione di gas di sintesi, ma è anche possibile produrre una vasta gamma di biocarburanti: infatti, in impianti chimici il liquor nero può essere utilizzato come materia prima per la produzione di syngas. Infine, nella tabella sottostante si riportano alcune caratteristiche principali e distintive dei principali BtL.

Tab. 3.26. Proprietà di BtL combustibili/carburanti (TRIALS, 2006)

Combustibili	Densità [kg/l]	Contenuto energetico [MJ/l]	Numero di ottano	Numero di cetano
BtL: FT-naphta	0,72	31,5	40	-
BtL: FT-diesel	0,77-0,78	33,1-34,3	-	70-80
BtL: Biometanolo	0,79	15,4-15,6	110-112	-
BtL: Biodimetiltere	0,66-0,67	18,2-19,3	-	55-60
Benzina	0,72-0,77	31,2-32,2	90-95	-
Diesel	0,82-0,84	35,3-36,0	-	45-53

3.3.4.1 Produzione tramite gassificazione e sintesi: il syngas

Si definisce gas di sintesi o syngas (dall'inglese synthesis gas) una miscela di gas, generata mediante il processo di gassificazione dei materiali contenenti carbonio, tra cui le biomasse lignocellulosiche e sottoposta a successive fasi quali cleaning, reforming e sintesi. Il syngas è composto principalmente da monossido di carbonio (CO) e idrogeno (H₂), quali combustibili principali; sono presenti, inoltre, azoto e anidride carbonica (CO₂). Il suo PCI è variabile, poiché la sua composizione può essere condizionata nel corso della gassificazione, usando aria e acqua (steam reforming) per realizzare il rapporto H₂/CO desiderato. Le caratteristiche ottenute in funzione del tipo di gassificatore utilizzato sono esposte nella tabella seguente. Le sue proprietà chimiche e fisiche ne consentono l'impiego nei motori a ciclo Otto e a ciclo Diesel, nelle turbine a gas e nelle celle a combustibile.

Tab. 3.27. Composizione tipica del syngas ottenuto dalla biomassa legnosa, in funzione dei vari tipi di gassificatore (Area Science Park, 2007)

Caratteristica	Unità di misura	Tipo di gassificatore		
		aria	ossigeno	vapore
Potere calorifico inferiore (PCI)	MJ/Nm ³	3,8-4,6	10,0	12,0-13,0
Contenuto in monossido di carbonio	%	12-15	30-37	32-41
Contenuto in anidride carbonica	% in peso	14-17	25-29	17-19
Contenuto in idrogeno	%	9-10	30-34	24-26
Contenuto in metano	%	2,0-4,0	4,0-6,0	12,4
Contenuto in cetano	%	0,2-1,0	0,7	2,5
Contenuto in azoto	%	56,0-59,0	2,0-5,0	2,5
Resa del gas	Nm ³ /kg _{legno secco}	2,3-3,0	1,3-1,5	-
Stato	-	gassoso	gassoso	gassoso
Aspetto	-	gassoso	gassoso	gassoso

3.3.4.2 Produzione tramite gassificazione e sintesi: il FT-diesel

Appartengono a questa categoria gli idrocarburi sintetici o le miscele di idrocarburi sintetici ricavati dalla biomassa tramite processi di sintesi Fischer-Tropsch.

Il processo più noto per la conversione energetica della biomassa lignocellulosica in biocarburanti liquidi è la sintesi di Fischer-Tropsch, che è stata usata su vasta scala in Germania durante la Seconda Guerra Mondiale. Il processo prevede la gassificazione delle biomasse lignocellulosiche, la purificazione e il condizionamento del gas prodotto, nonché la successiva conversione in biocarburanti liquidi (FT-liquids).

I prodotti liquidi sono costituiti da idrocarburi a catena lineare, non contengono composti dello zolfo e possono essere ulteriormente convertiti in combustibili per l'autotrazione.

Il diesel Fischer-Tropsch può essere prodotto direttamente, ma si ottengono dei rendimenti più alti, se si passa per un prodotto intermedio, che è successivamente trasformato tramite un processo di idrolisi. Il diesel Fischer-Tropsch ha un comportamento simile al gasolio di origine fossile, in termini di potere calorifico inferiore, densità e viscosità (vedi tabella seguente); può, dunque, sostituire questo carburante fossile nei motori a ciclo Diesel. Unitamente ad alcune caratteristiche il diesel di sintesi presenta un comportamento migliore del gasolio: il numero di cetano è più alto e il contenuto di composti aromatici è inferiore, con conseguenti minori emissioni di particolato e ossidi di azoto.

I due carburanti possono essere mescolati in qualsiasi proporzione, senza l'esigenza di apportare delle modifiche al motore e/o alle infrastrutture di distribuzione.

I principali temi di ricerca dei prossimi anni per la produzione degli FT-liquids sono la purificazione e il condizionamento del gas di sintesi, lo sviluppo dei catalizzatori e la valorizzazione dei sottoprodotti, quali l'energia elettrica e termica e il vapore.

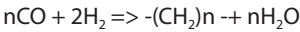
Tab. 3.28. Caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del FT-diesel (AREA Science Park, 2007)

Caratteristica	Unità di misura	Valore medio FT-diesel
Potere calorifico inferiore (PCI)	MJ/kg	42,9
Numero di cetano	-	74
Flash point	°C	315
Densità	kg/m ³	770
Stato	-	liquido
Aspetto	-	limpido

Per quanto riguarda il processo di produzione, la sintesi Fischer-Tropsch si verifica normalmente sia a bassa (200-240°C) che ad alta temperatura (300-350°C), a pressione tra 1 e 40 bar, utilizzando catalizzatori a base di ferro o di cobalto a seconda dei prodotti che si vogliono ottenere. Le cere (residui del processo a bassa temperatura) e le olefine (residui del processo ad alta temperatura) vengono sottoposte a una fase di idrotrattamento (idro-cracking e idro-genazione), seguito dalla separazione del prodotto.

All'interno del reattore catalitico una mole di CO del syngas reagisce con due moli di H₂ per formare catene di idrocarburi alifatici (C_xH_x).

Questa reazione chimica esotermica, rappresentata dalla seguente equazione

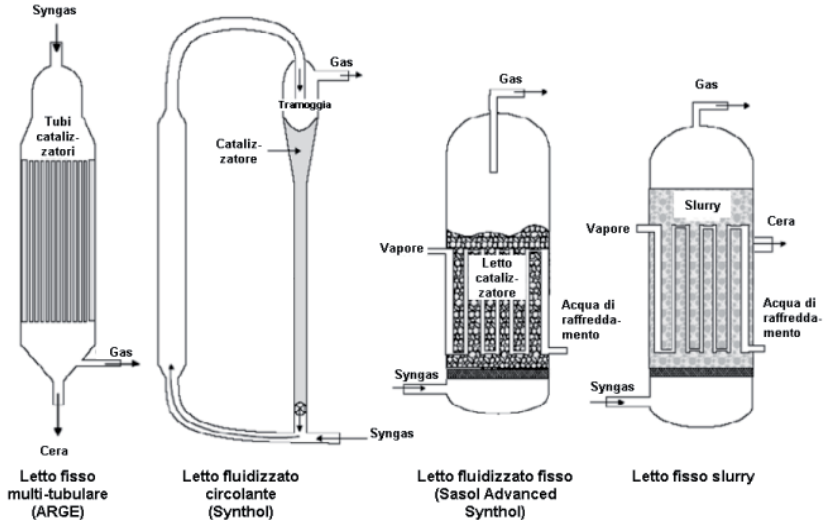


porta alla produzione di alcoli e olefine, oltre che idrocarburi leggeri (C1-C2), GPL (C3-C4), nafta (C5-C11), diesel (C9-C20) e una varietà di cere (>C20). Come accennato prima, la distribuzione dei prodotti dipende dalle condizioni di temperatura e dai catalizzatori utilizzati nella sintesi. Tali catalizzatori sono molto sensibili a piccole quantità di impurità che ne riducono notevolmente la vita operativa: per questo motivo eventuali fasi di depurazione del gas sono importanti per ridurre l'avvelenamento del catalizzatore e contenere i costi di investimento.

Grandi impianti e strutture hanno lavorato nel corso degli ultimi 50 con alcuni dei reattori Fischer-Tropsch mostrati nella figura sottostante. Tra le tecnologie più importanti risultano il reattore multitubolare (ARGE) a letto fisso, il reattore a letto fluido circolante (Synthol), il reattore a letto fluido fisso (Advanced Synthol) e il reattore a letto fisso Slurry.

Il reattore multi-tubolare (ARGE) a letto fisso è una versione avanzata migliorata del reattore Lurgi/Ruhrchemie, uno dei primi reattori entrato in funzione. Esso contiene più di 2000 tubi riempiti con catalizzatore a base di ferro immersi in acqua bollente utilizzata per la rimozione del calore liberato nel corso della reazione. Il syngas entra dall'alto ad una temperatura compresa tra i 220 e i 260°C e una pressione di 20-30 bar; le cere prodotte sono raccolte sul fondo del reattore. Oltre il 50% dei prodotti finali sono cere con efficienza di conversione di circa il 70%. La vita media del catalizzatore per questi tipi di reattori è di 100 giorni.

I reattori a letto fluido circolante (Synthol) sono stati inizialmente sviluppati per la produzione di olefine leggere e benzina. In questo tipo di reattori, il gas di sintesi entra dal basso ad alte temperature e pressioni (350°C – 25 bar); il catalizzatore scorre lungo il tubo verticale. Grandi quantità di calore sono riutilizzate attraverso scambiatori di calore. Questi reattori sono stati realizzati principalmente nel corso degli anni novanta, ma vari vincoli tecnici e fattori di scala ne hanno ostacolato l'ulteriore sviluppo. Tra le criticità tecniche devono essere, inoltre, evidenziati i problemi derivanti dalla circolazione del catalizzatore nel reattore, causa di erosione e degradazione.

Fig. 3.10. Reattori di sintesi Fischer-Tropsch (TRIAS, 2006)

Più di recente sono stati sviluppati reattori a letto fluido fisso (Advanced Synthol) al fine di sostituire i reattori a letto fluido circolante. In questi tipi di reattori il gas di sintesi viene introdotto dal basso per poi procedere all'interno del letto catalitico fisso. Il calore viene trasferito attraverso scambiatori di calore interni. Le condizioni di processo sono simili a quelle riscontrate nei reattori a letto fluido circolante, ma con significative riduzioni nelle dimensioni e nei costi.

Altri reattori, come i reattori a letto fisso Slurry sono stati progettati inizialmente per lavorare a bassa pressione e temperatura. Si tratta di reattori a tre fasi, dotati di un catalizzatore solido fisso disperso in un liquido con alta capacità termica, solitamente costituito da cere FT. Questi reattori presentano alcuni svantaggi per alcuni ostacoli tecnici, come la separazione del catalizzatore dal letto, tuttavia il miglior controllo della temperatura così come la minor quantità di catalizzatore necessario rappresentano indubbi vantaggi rispetto altri reattori.

3.3.5 Produzione tramite pirolisi: il bio-olio

Il bio-olio è il prodotto liquido della pirolisi della biomassa lignocellulosica, con caratteristiche sostanzialmente diverse da quelle del petrolio, quali ad esempio un elevato contenuto di ossigeno (che lo rende immiscibile con i combustibili fossili). La pirolisi è un processo termico di decomposizione della biomassa, condotto in assenza di ossigeno e a temperature moderate (350-550°C).

Tra le varie configurazioni impiantistiche, che consentono rendimenti di produzione di bio-olio elevati (75% in peso asciutto della biomassa di partenza), si ricordano i reattori a letto fluido bollente, circolante e trasportato e quelli a ciclone.

Il bio-olio è stato sperimentato con successo nei motori a ciclo Diesel e nelle turbine; è annoverato tra gli idrocarburi combustibili di alta qualità, sebbene attualmente sia gravato da costi energetici ed economici ancora inaccettabili.

Tab. 3.29. Caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del bio-olio (Area Science Park, 2007)

Caratteristica	Unità di misura	Valore medio Bio-olio
Potere calorifico inferiore (PCI)	MJ/kg	18,5
Numero di cetano	-	10
Contenuto di ossigeno	% in peso	45
Contenuto in acqua	% in peso	14
Contenuto in ceneri	% in peso	0,13
Temperatura di infiammabilità	°C	70
Densità	kg/m ³	1,250
Stato	-	liquido
Aspetto	-	limpido

3.3.6 Produzione tramite gassificazione e sintesi

3.3.6.1 Il bio-metanolo

Il biometanolo si distingue dal metanolo tradizionale in virtù della materia prima utilizzata per la sua produzione: mentre il metanolo tradizionale è ottenuto mediante il processo di conversione catalitica a partire da un combustibile fossile (generalmente gas naturale), per il biometanolo si ricorre alla biomassa lignocellulosica.

Il processo più diffuso prevede la gassificazione della biomassa e la conversione catalitica dei gas ottenuti (CO₂ e H₂) con ossido di cromo e ossido di zinco. La reazione per la produzione del biometanolo avviene generalmente in condizioni piuttosto spinte di temperatura (400°C) e pressione (40-80 atm).

In considerazione delle sue proprietà, molto simili a quelle del bioetanolo, il biometanolo può essere utilizzato nei motori a ciclo Otto.

Nelle applicazioni per l'autotrazione il biometanolo presenta un comportamento paragonabile alla benzina per prestazioni e veicoli impiegati ed è caratterizzato da un valore più elevato per il numero di ottano. La principale criticità dell'utilizzo del biometanolo è legata alla sicurezza delle fasi di stoccaggio, trasporto e manipolazione, poiché esso brucia senza fiamma visibile ed è tossico per inalazione, contatto e ingestione. Queste problematiche si riflettono negli elevati costi di gestione a carico della rete di distribuzione.

L'impiego del biometanolo in miscele fino al 20% in volume con la benzina non richiede modifiche al motore o alle infrastrutture di distribuzione, mentre un suo utilizzo puro o a elevate concentrazioni in miscela con la benzina è subordinato a interventi sul motore, per garantirne la partenza a freddo e per evitare la corrosione dei materiali.

Tab. 3.30. Caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del biometanolo (Area Science Park, 2007)

Caratteristica	Unità di misura	Valore medio Bio-olio
Potere calorifico inferiore (PCI)	MJ/kg	19,5
Numero di cetano	-	5
Numero di ottano	-	104,3
Contenuto di ossigeno	% in peso	34,7
Flash point	°C	464
Temperatura di ebollizione	°C	65
Tensione di vapore	kPa	32
Stato	-	liquido
Aspetto	-	limpido

3.3.6.2 Il bio-MTBE

Il bio-MTBE è prodotto a partire dal biometanolo e può essere utilizzato come antidetonante nei motori a ciclo Otto, analogamente all'MTBE di origine fossile, di cui ricalca tutte le caratteristiche. Il bio-MTBE ha l'effetto di innalzare il numero di ottano della benzina, senza diminuirne la densità energetica e incrementarne la volatilità, nonché di ridurre la produzione di composti organici volatili (VOC), motivo per il quale negli anni '90 negli Stati Uniti era stato introdotto nelle cosiddette Benzine Riformulate (RFG) nelle aree urbane, poi sostituito dall'ETBE a causa della elevata carcinogenicità dell'MTBE nel caso di sversamenti.

Poiché alla reazione di sintesi partecipa anche l'isobutene di origine petrolifera, il bio-MTBE è considerato un biocarburante nella misura in cui il biometanolo contribuisce alla sua composizione, ossia per il 36%.

Con la progressiva eliminazione del piombo, a partire dalla metà degli anni ottanta, è diventato una delle componenti più utilizzate per la formulazione delle benzine: il costo e la tossicità inferiori a quelle del piombo tetraetile e del benzene ne hanno incrementato l'impiego come antidetonante in tutte le benzine verdi, fino a essere usato oggi in percentuali che vanno dal 7% al 12% in volume.

La principale criticità, che penalizza l'utilizzo del bio-MTBE, è la sua alta solubilità in acqua, che, accompagnata dal modesto adsorbimento alle frazioni organica e minerale del suolo e dalla scarsa degradabilità, costituisce una seria minaccia per la qualità delle acque sotterranee.

3.3.6.3 Il bio-DME

Si definisce Biodimetilere (bio-DME), o etere di legno, l'etere dimetilico ottenuto dalla biomassa. Il processo produttivo si avvale della gassificazione della biomassa lignocellulosica a biometanolo e della sua successiva conversione a bio-DME. È attualmente in corso di ottimizzazione una tecnologia per la trasformazione diretta del syngas in bio-DME.

In considerazione delle sue proprietà chimiche e fisiche, il bio-DME è indicato per sostituire il gasolio nei motori a ciclo Diesel; è gassoso a temperatura ambiente e liquido se la pressione è superiore ai 5 bar o se la temperatura è inferiore a -25°C. In linea generale esso si presta a essere impiegato allo stato liquido, operando a valori di pressione dell'ordine dei 5-10 bar.

Le ricerche sulle applicazioni del biodimetilere come carburante nell'autotrazione sono iniziate recentemente; è già emerso come la predisposizione dei motori necessiti della sostituzione di alcuni materiali, quali la plastica, gli elastomeri e le gomme, che possono essere aggrediti dal bio-DME.

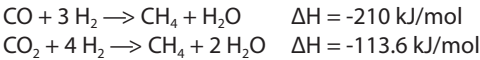
Le operazioni di trasporto, di stoccaggio e di distribuzione del biodimetilere sono simili a quelle adottate per il GPL.

Tab. 3.31. Caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del bio-DME (Area Science Park, 2007)

Caratteristica	Unità di misura	Valore medio Bio-olio
Potere calorifico inferiore (PCI)	MJ/kg	28,3
Numero di cetano	-	57
Contenuto di ossigeno	% in peso	35
Flash point	°C	292
Temperatura di infiammabilità	°C	-41
Temperatura di ebollizione	°C	-23
Densità	kg/m ³	668
Stato	-	gassoso
Aspetto	-	gassoso incolore

3.3.6.4 Il bio-SNG

Il Bio-SNG viene ottenuto tramite metanazione di syngas in cui ossidi di carbonio ed idrogeno del syngas sono convertiti in metano e acqua tramite le seguenti reazioni:



Le reazioni avvengono solitamente in reattori a letto fisso alla presenza di catalizzatori a base di nichel. Le reazioni sono fortemente esotermiche per cui una sfida importante nell'ottimizzazione del processo è la gestione del calore della reazione e la scelta di catalizzatori che siano in grado di garantire la loro attività anche dopo essere stati esposti prolungatamente ad alte temperature. Il processo di metanazione è stato ampiamente utilizzato negli impianti commerciali di produzione di ammoniaca, dove costituisce la fase conclusiva di purificazione del gas di sintesi in cui piccole concentrazioni di residui di ossido di carbonio (CO) e di anidride carbonica (CO₂) sono rimosse cataliticamente reagendo con l'idrogeno.

Inoltre, prima della metanazione è necessario procedere ad una efficace rimozione dello zolfo, dal momento che lo zolfo del syngas può avvelenare i catalizzatori del processo.

Diversi tipi di reattore sono stati studiati in passato, prestando particolare attenzione al controllo dell'aumento della temperatura della reazione adiabatica. Di seguito si riportano tre differenti tipologie di reattori per la fase di metanazione.

La fase di metanazione può avvenire in reattori a letto fisso disposti in serie/parallelo (Bulk methanation). Il flusso di syngas in ingresso può essere suddiviso tra ogni reattore. Il gas di scarico dell'ultimo reattore sufficientemente raffreddato viene compresso e riciclato per essere mescolato con il syngas in ingresso al primo reattore per limitare l'aumento di temperatura del reattore. Si attuano quindi una serie di miscelamenti e ricircoli che permettano di ovviare ai rischi dovuti ai forti aumenti di temperatura. Il SNG grezzo estratto dall'ultimo reattore viene quindi raffreddato per condensare l'acqua prodotta nella metanazione, prima di essere inviato ad un reattore per la pulizia finale adiabatica per completare la conversione.

La metanazione può anche essere effettuata all'interno di un reattore a letto fisso raffreddato: la conversione avviene isotermicamente in più tubi in parallelo rivestiti dai catalizzatori immersi in acqua nel reattore. Il calore di reazione viene rimosso generando vapore in prossimità delle pareti del reattore. Attualmente, questo tipo di reattore non è in commercio.

Possono anche essere utilizzati reattori slurry bubble in cui si effettua la conversione facendo gorgogliare il syngas in una pasta formata da olio e catalizzatore che riempie il reattore. Il calore di reazione viene rimosso mediante la generazione di vapore in alcuni tubi di caldaia posti all'interno della pasta.

3.3.7 Produzione tramite gassificazione e sintesi e tramite processi biologici

3.3.7.1 Il Bioidrogeno

Per definizione il bioidrogeno è ottenuto dalla biomassa mediante due processi distinti: il primo è di natura termochimica, poiché si avvale della gassificazione, ed è integrato da una fase di rettifica (steam reforming), qualora il contenuto finale di idrogeno non risulti sufficientemente elevato. Il secondo processo, attualmente ancora in fase di studio, è la fermentazione al buio. Questa opzione, simile alla digestione anaerobica, è riformulata in modo da produrre direttamente l'idrogeno e non il metano. Infatti, gli acidi organici, prodotti intermedi dei processi metabolici microbici, sono convertiti in bioidrogeno in presenza della radiazione solare mediante la foto-fermentazione. Sebbene la produzione di bioidrogeno tramite processi biochimici sia ancora allo stato di ricerca, tali processi risultano interessanti perché garantirebbero la fattibilità economica a piccola scala, ad esempio consentendo la produzione di idrogeno nei pressi del sito di approvvigionamento della biomassa.

Il bioidrogeno può essere utilizzato nei motori a combustione interna oppure nelle celle a combustibile. Le caratteristiche del bioidrogeno sono riportate nella tabella seguente.

L'utilizzo del bioidrogeno nell'autotrazione richiede la compressione e la liquefazione del gas oppure la sua trasformazione in forma di idruro metallico.

Tab. 3.32. Caratteristiche chimiche, fisiche e merceologiche del bioidrogeno (Area Science Park, 2007)

Caratteristica	Unità di misura	Valore medio Bioidrogeno
Potere calorifico inferiore (PCI)	MJ/Nm ³	10,05
Numero di ottano	-	130
Flash point	°C	585
Temperatura di infiammabilità	°C	-279
Temperatura di ebollizione	°C	-252
Stato	-	gassoso
Aspetto	-	gassoso

3.3.8 Attuale diffusione e possibili sviluppi

I produttori di biodiesel si riducono a poche decine: la maggior parte di questi produttori attualmente produce biodiesel a partire da biocombustibili di prima generazione, anche se tutti, con modalità variegata in termini sia di dimensione degli impianti che implementazione della tecnologia, stanno investendo nella ricerca e nella costruzione di impianti (per lo più pilota o dimostrativi) per la produzione di biocombustibili di seconda generazione.

Di seguito si riporta una fotografia dello stato di diffusione dei biocombustibili di seconda generazione (IEA, 2009).

3.3.8.1 Diffusione di impianti di produzione del bioetanolo

La tecnologia per la produzione di etanolo dalla fermentazione di colture zuccherine e amidacee è attualmente implementata a scala commerciale e su impianto di grandi dimensioni. La miscelazione di etanolo con la benzina è, infatti, già disponibile sul mercato, limitata fino a un massimo del 20% in Brasile e del 5% in Europa.

Per quanto riguarda l'etanolo da biomassa lignocellulosica, i vari processi di pre-trattamento, incluse idrolisi acida concentrata e diluita, sono stati commercializzati in passato, in particolare nell'ex Unione Sovietica, in Germania e in Giappone. Tuttavia, questi processi sono lunghi dall'aver un rapporto costi/benefici favorevole, perchè richiedono elevate quantità di acidi che li rendono economicamente svantaggiosi. Per questo motivo sono oggetto di ricerca processi di recupero degli acidi e del loro riutilizzo, in modo da garantire una riduzione dei costi nel lungo periodo.

Per quanto riguarda l'idrolisi enzimatica, vari enzimi cellulasi sono già disponibili per una vasta gamma di utilizzi nell'industria tessile e della carta, ma questi processi non sono in grado di assicurare una idrolisi significativa della cellulosa, così come richiesto nella produzione di etanolo. L'uso estensivo di enzimi cellulasi comporta elevati costi visti gli alti prezzi di mercato, che rappresentano di fatto una barriera per rendere la produzione di bioetanolo lignocellulosico competitiva con i prezzi dei combustibili fossili. È per questo motivo che attualmente la commercializzazione di bioetanolo da biomassa lignocellulosica è possibile solo se nel processo produttivo vengono adottate tecniche di idrolisi acida piuttosto che processi enzimatici.

Un elenco degli impianti esistenti e previsti è riportato in Appendice. Per esempio, sulla base del successo dell'impianto pilota realizzato con tecnologia svedese, *SEKAB* ha previsto la costruzione di un impianto dimostrativo capace di produrre 6Ml/anno (da bagassa o legno), con completamento previsto nel 2011, ma il progetto si è poi fermato ed è in corso la ricerca di investitori che lo rilancino. Di due altri impianti, con maggiori capacità, è stata prevista la realizzazione per il periodo 2014-2016: un impianto dimostrativo combinato da 60Ml/anno e un impianto commerciale da 150 Ml/anno (ovvero 120.000 t/anno).

Nel Kansas *ABENGOA* ha in costruzione un impianto commerciale che dovrebbe produrre 34.000 t/anno ed essere avviato nel corso del 2011. Il processo di conversione è basato sulla *steam explosion* combinata con lo sminuzzamento della biomassa, fermentazione e distillazione per il recupero dell'etanolo. Alcuni dei loro impianti pilota sono localizzati in corrispondenza di impianti che producono bioetanolo di prima generazione.

In Canada *logen* dal 2004 esercisce un impianto dimostrativo e aveva in previsione la realizzazione di un impianto commerciale da 70.000 t/anno, che doveva essere avviato nel corso del 2011. La resa di etanolo cellulosico ottenuta nell'impianto dimostrativo è superiore a 340 litri per tonnellata di fibre trattate: nell'impianto è stata sviluppata una versione modificata del processo di *steam explosion* come pre-trattamento che incrementa le rese di etanolo, aumenta l'efficienza del pretrattamento e riduce il costo complessivo di processo. Per quanto riguarda l'idrolisi, sono stati utilizzati enzimi cellulasi estremamente efficaci ed efficienti, selezionati per le specifiche materie prime pretrattate. Il sistema di reattori ha permesso il raggiungimento di un'elevata produttività e di un elevato livello di conversione della cellulosa in glucosio. Inoltre, i progetti dei processi su larga scala prevedono soluzioni ad alta efficienza per il recupero del calore, il riciclo dell'acqua, nonché l'utilizzo dei sottoprodotti, al fine di rendere più efficiente ed economicamente vantaggioso l'intero processo produttivo.

3.3.8.2 Diffusione di impianti di produzione dei biocombustibili sintetici

Attualmente nel mondo sono presenti vari impianti pilota e dimostrativi, mentre numerosi sono attualmente in costruzione.

Range Fuels sta costruendo l'impianto commerciale più grande esistente, che sarà in grado di produrre fino a 300.000 t/anno di etanolo e metanolo.

La compagnia *Choren* ha sviluppato nei suoi impianti il processo Carbo-V® con fasi multiple di gassificazione. Il risultato è un syngas grezzo con alto potere calorifico che può essere convertito in biodiesel dopo processi di filtrazione/pulizia, condizionamento e sintesi Fischer-Tropsch. La compagnia ha realizzato un altro impianto commerciale da 14.000 t/anno e previsto la costruzione di un altro da 200.000 t/anno per il 2015. Nonostante questi obiettivi, però, il consorzio Choren ha recentemente visto l'uscita della Shell dal partenariato ed il progetto ha rallentato il suo sviluppo.

In Finlandia, Neste Oil e Stora Enso hanno dato vita ad una joint venture *NSE Biofuels* per costruire un impianto pilota presso gli impianti produttivi di Stora Enso Varkaus. Questo impianto produce biodiesel grezzo da biomassa legnosa che poi viene trasformato in un combustibile commerciale presso la raffineria Neste Oil Porvoo.

La società canadese *Enerkem* ha iniziato a realizzare il suo primo impianto commerciale da 13 milioni di litri di etanolo da biomassa residuale legnosa, nel dicembre 2008 a Westbury in Quebec. Nel 2010 Enerkem ha anche iniziato a Edmonton nella provincia canadese di Alberta la costruzione di un impianto di produzione di etanolo a partire da rifiuti solidi urbani, che dovrebbe essere avviato nel 2011 e che produrrà 36 milioni di litri di etanolo di seconda generazione all'anno.

La finlandese *St1* ha introdotto il concetto Ethanolix nel 2007, per promuovere la produzione di etanolo dai rifiuti dell'industria del legno, da utilizzare quale biocarburante. Un certo numero di impianti di piccola taglia (con capacità di 1-2 milioni di litri all'anno) situati in prossimità degli impianti di produzione delle materie prime che producono etanolo all'85% che viene poi trasportato in un impianto di disidratazione centralizzata che produce etanolo al 99,8%. L'impianto di disidratazione Hamina, operativo dal 2008, ha una capacità di 44 milioni di litri di etanolo al 99,8% all'anno.

Il biodimetiltere (bio-DME) è gassoso in condizioni ambiente, ma si liquefa a pressioni moderate e potrebbe essere miscelato con GPL oppure sostituirlo del tutto. Tuttavia, per poter adoperare il bio-DME è necessario attuare alcune operazioni di conversione dei motori. Il bio-DME può essere ricavato dalla conversione di syngas tramite processi ad unica o doppia fase (disidratazione del metanolo): in teoria, pertanto, tutti i produttori di gas di sintesi sono in grado di produrre bio-DME. La compagnia svedese Chemrec sta realizzando un impianto pilota da 1800 t/anno, mentre per il 2012 è stato annunciato l'avviamento di un altro impianto commerciale da 100.000 t/anno di bio-DME e bioetanolo. Il primo passo del loro processo di gassificazione comporta la produzione di liquor nero.

La compagnia olandese *ECN* sta costruendo un impianto pilota da 346 t/anno, con avviamento previsto per il 2011. La realizzazione di un altro impianto dimostrativo da 28.800 t/anno è prevista per il 2015.

3.3.8.3 Aspetti economici della produzione di biocombustibili di seconda generazione

Il costo di produzione dei biocarburanti dipende da una serie di fattori tra cui:

- stato della tecnologia, incluso il pre-trattamento;
- dimensione di impianto di produzione e economie di scala;
- costo della biomassa;
- costi di trasporto del biocarburante prodotto.

L'esperienza maturata nei processi di produzione porta (e porterà negli anni futuri) a riduzioni significative dei costi di produzione. Per esempio l'etanolo di prima generazione è stato prodotto per oltre 30 anni con una crescita esponenziale negli ultimi dieci anni, sperimentando una riduzione progressiva dei costi: il costo di produzione di etanolo in Brasile è pari a circa un quarto di quello che era 25 anni fa.

La produzione di biocarburanti di seconda generazione è relativamente recente e la tecnologia non è ancora matura per poter innescare una diminuzione dei prezzi di produzione; i biocarburanti di seconda generazione hanno, tuttavia, molto più potenziale rispetto a quelli di prima generazione, per una maggiore efficienza e riduzione dei costi di produzione.

Il fattore di scala nella produzione è fondamentale per la riduzione dei costi operativi. I significativi investimenti registrati nel corso degli ultimi anni in ricerca e sviluppo hanno portato alla diffusione di impianti pilota e/o dimostrativi come illustrato ai parr. 3.3.2.1 e 3.3.2.2. Un impianto dimostrativo di grandi dimensioni produce 0,5 milioni di litri che richiedono annualmente 140 camion carichi di biomassa con aree di approvvigionamento in un raggio di 2 km dall'impianto. Invece, un impianto commerciale può produrre fino a 50 milioni di litri/anno e necessita di 20 camion al giorno per un raggio di 20 km. In ogni caso gli impianti dimostrativi già operativi o attualmente in costruzione forniranno nuovi dati sui processi di conversione e permetteranno ai governi di scegliere, in maniera più consapevole, le politiche per la distribuzione e commercializzazione dei biocombustibili di seconda generazione.

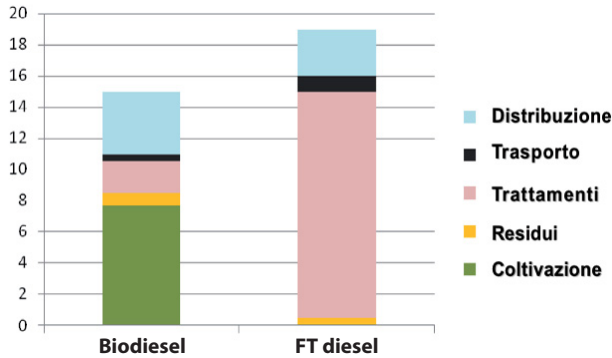
Nel prossimo futuro è possibile che la produzione di etanolo di prima generazione a basso costo continuerà a crescere, e che il passaggio alle tecnologie di seconda generazione avverrà nei prossimi 1-2 anni, una volta raggiunta la piena commercializzazione. A questo punto i biocombustibili di seconda generazione saranno probabilmente favoriti rispetto a quelli di prima generazione a causa del ridotto impatto sulla produzione alimentare e della scelta più ampia delle materie prime utilizzabili.

Tab. 3.33. Fattore di scala per impianti di produzione di biocombustibili di seconda generazione (IEA, 2009)

Impianto	Taglia	Fabbisogno di biomassa	Viaggi per trasporto biomassa	Area di approvvigionamento
	1000 l/anno	t _{ss} /anno	n./anno	% superficie in un raggio
Pilota	15-25	40-60	3-5/yr	1-3% in 1 km
Dimostrativo	40-500	100-1,200	10-140/yr	5-10% in 2 km
Pre-commerciale	1.000-4.000	2,000-10,000	25-100/mo	1-3% in 10 km
Commerciale	25.000-50.000	60,000-120,000	10-20/day	5-10% in 20 km
Commerciale di taglia elevata	150.000-250.000	350,000-600,000	100-200/day	1-2% in 100 km

Il costo della biomassa è un fattore fondamentale per garantire la competitività di costo dei biocombustibili. La figura sottostante mette a confronto i costi di produzione stimati per biocombustibili di prima e seconda generazione nel 2010 (IEA, 2009). I costi di produzione di biodiesel (15 €/GJ) sono inferiori a quelli di FT-diesel (19 €/GJ). Il costo medio della materia prima per il biodiesel è di 7,7 €/GJ ed è pari al 50% del costo complessivo, mentre l'incidenza del costo delle materie prime per FT-diesel è minima se confrontata con i costi di processo.

Fig. 3.11. Confronto fra costi di produzione in €/GJ per biocombustibili di prima e seconda generazione (IEA, 2009)



Inizialmente i biocombustibili di seconda generazione potranno utilizzare residui agricoli e forestali a basso costo, che possono avere un prezzo inferiore di 1 €/GJ. La tabella seguente mostra il costo di residui e rifiuti di legno in Europa. Inoltre, su una stima di 4.200 PJ di biomassa disponibile in Europa da destinare alla produzione di biocombustibili di seconda generazione(IEA, 2009), circa il 79% è costituito da residui agricoli e scarti della lavorazione del legno, con costi ridotti mediamente pari a 1,1-3,9 €/GJ.

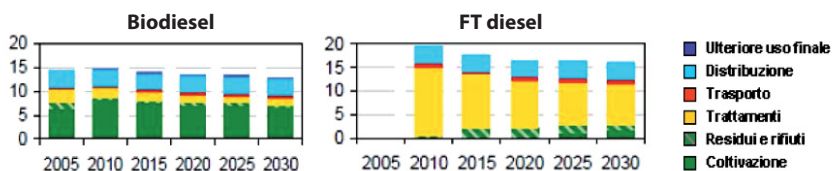
Tab. 3.34. Costi di biomasse lignocellulosiche residuali in Europa (IEA, 2009)

Biomassa	Energia disponibile PJ	Costo €/GJ
Residui agricoli	1.653	1,1-3,9
Scarti da lavorazione del legno	1.649	1,1-2,6
Scarti da taglio forestale	344	1,4-6,7
Legno forestale di basso pregio (cippatura dell'intera pianta)	205	4,2-8,1
Verde pubblico	144	2
Residui da costruzione	124	4,6
Residui forestali	80	0,1-1,5

La figura riportata di seguito mostra l'evoluzione dei costi effettivi e previsti per il biodiesel di prima e seconda generazione nel periodo 2005-2030. I costi del biodiesel di prima generazione dovrebbero diminuire solo marginalmente da 15 €/GJ nel 2010 a 13 €/GJ nel 2030, a causa della diminuzione dei costi delle materie prime e di trasformazione. Quando inizierà la

produzione di biodiesel di seconda generazione, invece, i costi di produzione saranno molto elevati (19,5 €/GJ), principalmente a causa degli elevati costi di pre-trattamento e degli altri processi di trasformazione. I costi delle materie prime saranno, invece, molto bassi a causa dell'ampia disponibilità ipotizzata di biomassa residuale: tali costi aumenteranno leggermente nel 2030 a causa di un aumento della concorrenza nell'approvvigionamento, che, tuttavia, saranno più che compensati (con un decremento complessivo dei costi di circa il 20%) a causa della riduzione consistente dei costi di produzione per significativi miglioramenti tecnologici e implementazione di economie di scala.

Fig. 3.12. Evoluzione temporale dei costi di produzione in €/GJ di biodiesel di prima generazione e stime per la produzione di FT-Diesel seconda generazione (IEA, 2009).



3.3.9 Valutazione sul ruolo delle imprese agro-forestali e ipotesi sui modelli di filiera

La produzione di biocombustibili di seconda generazione prevede l'implementazione di grandi filiere industriali con impianti di trasformazione/trattamento della biomassa con una capacità da 200.000-300.000 t/anno fino a 600.000-800.000 t/anno e oltre 1.000.000 t/anno. Pertanto, la filiera deve essere strutturata per grandi forniture, realizzando accordi di lungo termine. Per raggiungere costi di produzione della biomassa sufficientemente bassi è necessario:

- scegliere colture che garantiscano rese elevate a fronte di input (fertilizzanti e pesticidi) contenuti, tenendo conto della vocazione territoriale e promuovendo la ricerca di ibridi adatti;
- ottimizzare la meccanizzazione delle fasi di campo, in modo che essa sia studiata ad hoc per le specifiche colture dedicate.

Come affermato nella introduzione del presente paragrafo, lo sviluppo dei biocarburanti è condizionato dai processi di competizione con le colture a destinazione alimentare. Tenuto conto che il suolo agricolo è limitato i biocarburanti di seconda generazione presentano attualmente, in via potenziale, alcuni indiscutibili vantaggi dei quali il più importante è rappresentato dalla possibilità di utilizzare gli scarti dei prodotti agricoli, sottoprodotti della selvicoltura, potature delle colture arboree.

Come largamente argomentato nei paragrafi precedenti, la possibilità di trasformare la cellulosa, l'emicellulosa e la lignina contenute nelle biomasse legnose in zuccheri e successivamente in biocarburanti, attraverso processi industriali, potrebbe quindi ridurre la competizione con le colture dedicate alla alimentazione.

Il miglioramento dei processi di trasformazione e le economie di scala potranno quindi portare nei prossimi anni a risultati significativi.

E' del tutto evidente che la produzione di biocarburanti di seconda generazione necessita di un processo di tipo industriale che verrà realizzato con importanti investimenti da parte di industrie chimiche. Il ruolo delle imprese agricole e forestali quindi sarà limitato alla fornitura della materia prima.

E' da escludere in questa fattispecie che un sistema a filiera corta possa funzionare.

La produzione/raccolta di biomassa da destinare alla produzione di biocarburanti da parte delle imprese agricole e forestali avviene esclusivamente sulla base della convenienza economica. Convenienza che non si basa esclusivamente su prezzo della biomassa, ma anche sulla garanzia di ritiro, sulla pluriennalità del contratto di fornitura, sulla sua indicizzazione del valore del prodotto, sui costi di produzione e trasporto, ecc. Sono questi gli elementi principali sui quali determinare il possibile successo di questa filiera.

Sarebbe auspicabile l'avvio di nuovi meccanismi di relazioni agroindustriali per la costruzione, anche in questo caso, di filiere intergrate, nelle quali il ruolo dell'impresa agricola non sia limitato alla fornitura della materia prima che altri trasformeranno in energia, ma possa ottenere il riconoscimento alla partecipazione, in parte, agli utili d'impresa, in ragione del valore energetico prodotto.

Appendice A

Impianti di produzione di biocombustibili di seconda generazione (IEA, 2009)

Processi biochimici						
Compagnia	Paese	Prodotto	Capacità [t/a]	Tipo impianto	Stato impianto	Avviamento
Abengoa Bioenergy Biomass of Kansas, LLC	USA	etanolo	34.000	commerciale	in costruzione	2011
Abengoa Bioenergy New Technologies	USA	etanolo	75	pilota	operativo	2007
Abengoa, Biocarburantes Castilla y Leon, Ebro Puleva	Spagna	etanolo	4.000	dimostrativo	in costruzione	2009
AE Biofuels	USA	etanolo	500	pilota	operativo	-
BBi BioVentures LLC	USA	etanolo	13.000	commerciale	pianificato/progettato	2010
BioGasol	Danimarca	etanolo, biogas, lignina, idrogeno	4.000	dimostrativo	pianificato/progettato	-
BioGasol / AAU	Danimarca	etanolo, biogas, cellulosa, emicellulosa, lignina	10	pilota	pianificato/progettato	2009
Borregaard Industries Ltd	Norvegia	etanolo	15.800	commerciale	operativo	1930
DDCE DuPont Danisco Cellulosic Ethanol	USA	etanolo	750	pilota	in costruzione	2009
EtanolPiloten i Sverige AB	Svezia	etanolo	80	pilota	operativo	2004
Frontier Renewable Resources	USA	etanolo, lignina	60.000	commerciale	pianificato/progettato	-
Inbicon (DONG Energy)	Danimarca	etanolo, C5 melasse, biocombustibili solidi	-	pilota	operativo	2003
Inbicon (DONG Energy)	Danimarca	etanolo, C5 melasse, biocombustibili solidi	-	pilota	operativo	2004
Inbicon (DONG Energy)	Danimarca	etanolo, C5 melasse, biocombustibili solidi	4.000	dimostrativo	operativo	2009

Processi biochimici						
Compagnia	Paese	Prodotto	Capacità [t/a]	Tipo impianto	Stato impianto	Avviamento
Iogen Biorefinery Partners, LLC	USA	etanolo	55.000	commerciale	costruito	-
Iogen Corporation	Canada	etanolo	1.600	dimostrativo	operativo	2004
Iogen Corporation	Canada	etanolo	70.000	commerciale	pianificato/ progettato	2011
KL Energy Corporation	USA	etanolo	4.500	dimostrativo	operativo	2007
Lignol Energy Corporation	Canada	etanolo, lignina	80	pilota	da collaudare	2009
Lignol Energy Corporation	USA	etanolo	7.500	dimostrativo	costruito	2012
Mascoma Corporation	USA	etanolo, lignina	500	dimostrativo	operativo	-
Mossi & Ghisolfi - Chemtex	Italia	etanolo	50	pilota	operativo	2009
Mossi & Ghisolfi - Chemtex Italia	Italia	etanolo	40.000	dimostrativo	pianificato/ progettato	2011
M-real Hallein AG	Austria	etanolo	12.000	dimostrativo	pianificato/ progettato	-
Pacific Ethanol	USA	etanolo, biogas, lignina	8.000	dimostrativo	pianificato/ progettato	2009
PROCETHOL 2G	Francia	etanolo	2.700	dimostrativo	in costruzione	-
Queensland Univ. of Technology	Australia	etanolo	-	pilota	in costruzione	2009
SEKAB	Svezia	etanolo	50.000	dimostrativo	pianificato/ progettato	2014
SEKAB	Svezia	etanolo	120.000	commerciale	pianificato/ progettato	2016
SEKAB Industrial Development AB	Svezia	etanolo	4.500	dimostrativo	pianificato/ progettato	2011
Southern Research Institute	USA	FT-diesel, alcoli	3.500	pilota	operativo	-
Technical Univ. of Denmark (DTU)	Danimarca	etanolo, biogas, lignina	10	pilota	operativo	2006
Terrabon	USA	etanolo, alcoli	254	dimostrativo	operativo	2009
Verenium	USA	etanolo	150	pilota	operativo	2007
Verenium	USA	etanolo	4.200	dimostrativo	operativo	2009
Weyland AS	Norvegia	etanolo	158	pilota	in costruzione	2009
Processi termo-chimici						
Chemrec AB	Svezia	DME	1.800	pilota	in costruzione	2010
Chemrec AB	Svezia	metanolo; DME	132.000(metanolo) o 95.000 (DME)	dimostrativo	pianificato/ progettato	2013
CHOREN Fuel Freiberg GmbH & C. KG	Germania	FT-diesel	14.000	commerciale	costruito	2009
CHOREN Industries GmbH	Germania	FT-diesel	200.000	commerciale	pianificato/ progettato	-
CHOREN Technologies GmbH	Germania	FT-diesel	100 l/giorno	pilota	costruito	2003
CTU - Konzepte Technik Umwelt AG	Austria	SNG	576	dimostrativo	operativo	2008

Processi termo-chimici						
Compagnia	Paese	Prodotto	Capacità [t/a]	Tipo impianto	Stato impianto	Avviamento
Cutec	Germania	FT-diesel	0	pilota	operativo	1990
ECN	Olanda	SNG	346	pilota	in costruzione	2011
ECN	Olanda	SNG	28.800	dimostrativo	pianificato/ progettato	-
Enerkem- Sherbrooke	Canada	etanolo	375	pilota	operativo	2003
Enerkem- Westbury	Canada	etanolo	4.000	dimostrativo	da collaudare	2009
Enerkem- Edmonton	Canada	etanolo	30.000	commerciale	pianificato/ progettato	2011
Enerkem- Mississippi	USA	etanolo	72.000	commerciale	pianificato/ progettato	-
Flambeau River Biofuels LLC	USA	FT-diesel	51.000	pilota	pianificato/ progettato	2012
Forschungszentrum Karlsruhe GmbH	Germania	diesel; benzina	608	pilota	in costruzione	-
GTI Gas Technology Institute	USA	FT-diesel	26	pilota	in costruzione	2009
NSE Biofuels (NesteOil/ StoraEnsoJV)	Finlandia	FT-diesel	656	dimostrativo	in costruzione	2009
NSE Biofuels (NesteOil/ StoraEnsoJV)	Finlandia	FT-diesel	100.000	commerciale	pianificato/ progettato	-
Range Fuels, Inc.	USA	alcoli		pilota	operativo	2008
Range Fuels, Inc.	USA	etanolo; metanolo	300.000	commerciale	in costruzione	2010
Research Triangle Institute	USA	FT-diesel	22	pilota	pianificato/ progettato	-
Southern Research Institute	USA	FT-diesel	3.500	pilota	operativo	-
Tembec Chemical Group	Canada	etanolo	13.000	dimostrativo	operativo	-
Vienna University of Technology	Austria	FT-diesel	0	pilota	operativo	2005

3.4 Parte terza – Casi studio

3.4.1 Criteri per l'individuazione delle tipologie dei casi studio e le informazioni da raccogliere

Preliminarmente è stato deciso di ricercare casi studio che rappresentino un quadro il più possibile completo, che rispecchi le diverse esperienze replicabili in primo luogo dalle e nelle aziende agricole. Inoltre sono stati compresi anche casi realizzati da altri soggetti quali Comuni, Enti Pubblici, Cooperative, Società Agricole, esperienze nelle quali sono comunque coinvolte le imprese agricole e forestali.

Sono stati individuate le seguenti categorie:

- biogas di piccola taglia
- biogas di media taglia (1 MW) in codigestione
- biometano
- energia termica da biomasse in agriturismo
- energia termica da biomasse al servizio di serra da fiori/ortaggi
- energia termica piccola rete di teleriscaldamento
- energia termica media rete di teleriscaldamento
- contracting (vendita calore) edifici pubblici o privati
- valorizzazione energetica potature colture arboree
- climatizzazione – raffrescamento da biomasse solide
- cogenerazione da biomasse solide piccola scala
- cogenerazione da biomasse solide media scala
- filiera della cogenerazione da olio vegetale puro piccola e media taglia
- impiego di olio vegetale puro in motori agricoli
- filiera raccolta tralci vigneto
- gassificazione biomasse

3.4.2 Definizione della scheda base dei casi studio

E' stata definita una scheda base tipo per descrivere tutti i casi studio, con l'obiettivo di dare una veste grafica uniforme per poter procedere successivamente alla stampa e predisporre la loro più ampia diffusione.

I contenuti della scheda dati che sono stati raccolti sono i seguenti:

- Ragione sociale del titolare dell'impianto, comune dove è stato realizzato l'impianto, sintetica descrizione della attività aziendale
- Tipologia generale dell'impianto e anno di realizzazione
- Breve descrizione della filiera di approvvigionamento
- Descrizione generale dell'impianto
- Caratteristiche di dettaglio dell'impianto
- Caratteristiche di gestione
- Analisi costi/benefici
- Quadro normativo

3.4.3 Realizzazione casi studio

A conclusione della attività di ricerca dei casi studio, della raccolta dei dati previsti dalla scheda base, della elaborazione dei dati e della successiva stampa, sono stati prodotti 28 casi studio. Di questi 17 hanno riguardato impianti alimentati da biomasse legnose, 7 impianti a biogas, 4 riferiti alla valorizzazione energetica dell'olio vegetale puro.

I casi presi in esame hanno riguardato:

13 Aziende agricole delle quali 3 aziende florovivaistiche e 6 allevamenti zootecnici

6 Agriturismi

3 Società agricole

2 Cooperative

2 Comuni

2 Enti Pubblici

Dal punto di vista geografico i casi studi osservati sono distribuiti nelle seguenti regioni:

Toscana 9, Veneto 6, Lombardia 6, Friuli Venezia Giulia 1, Marche 1, Lazio, 1, Umbria 1, Emilia Romagna 1. Il caso riferito al biometano è stato rilevato presso una società agricola della Bassa Sassonia (Germania).

La divulgazione delle esperienze realizzate rappresenta uno strumento molto efficace sia per le imprese agricole e forestali, che per altri soggetti pubblici e privati. Questi esempi possono essere largamente replicati nel territorio nazionale con ottimi risultati. Per questo motivo, a corredo del presente studio, è stata realizzata, stampata e diffusa in migliaia di copie una raccolta che raccoglie tutte le schede prodotte.

Si allegano tutti i 28 casi studio analizzati.

Appendice B

Elenco casi studio

- 01 Una caldaia per riscaldare l'agriturismo
- 02 Elettricità e calore per valorizzare l'attività aziendale
- 03 Riqualificazione agroenergetica di un'azienda cerealicola
- 04 Filiera legno-energia nel parco del Ticino
- 05 Mini impianto a biogas presso una stalla da latte
- 06 L'agriturismo che con il vigneto fa anche energia
- 07 Il comune di Budoia rinnova l'impianto termico
- 08 Il legno-energia contracting presso un agriturismo
- 09 Purificazione del biogas in biometano
- 10 La rete di teleriscaldamento di Pomino
- 11 Impiego dell'olio vegetale combustibile nei trattori aziendali
- 12 Nelle serre il cippato conviene più del gasolio
- 13 Riscaldamento e raffrescamento a cippato in un resort
- 14 Cogenerazione con olio vegetale puro su piccola/media scala
- 15 La cooperativa che si scalda con i tralci della vite
- 16 Cogenerazione da biogas in un'azienda agro zootecnica
- 17 Cogenerazione da biomassa solida di filiera locale
- 18 Riscaldamento a biomasse in azienda florovivaistica
- 19 Cogenerazione da biogas in azienda agrozootecnica
- 20 Cogenerazione da biogas in azienda agrozootecnica

- 21 Cogenerazione da biogas con pollina in azienda avicola
- 22 Riscaldamento da residui di lavorazione del farro
- 23 Riscaldamento a sansa in azienda florovivaistica
- 24 Energia elettrica e termica da olio vegetale puro
- 25 Il trattore ecologico va a olio di girasole
- 26 Energia da legno forestale in agriturismo
- 27 Residui agricoli per minirete di teleriscaldamento
- 28 Energia termica da potature di colture arboree

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI E FONTI INFORMATIVE

GSE - Incentivazione delle fonti rinnovabili. Bollettino aggiornato al 30 giugno 2009.

GSE – Biomasse. Rapporto statistico al 2009.

Fabbri C., Piccinini S. (2010) – Colture dedicate e sottoprodotti per un'efficiente codigestione. L'Informatore agrario (66), 1: 57-61.

Observ'ER, 2009. Etat des énergies renouvelables en europe, 9e bilan EurObserv'ER Edition 2009, pp. 171.

Piccinini S., Soldano M., Fabbri C. (2008) – Le scelte politiche lanciano il biogas. L'Informatore agrario (Supplemento n. 1), 3: 28-32.

Piccinini S., Soldano M., Fabbri C. (2009) – Monitoring and assessment of three biogas plants in Italy – Conferenza Internazionale Biogas Science 2009 (Germania, Erding), 2-4 Dicembre 2009.

APER (2009) – Lo studio sulla diffusione degli impianti a bioenergie in Italia.

AIEL (2009) Colture energetiche per i terreni agricoli

AIEL, CRPA (2008) Energia da biogas , manuale pratico

AIEL (2010) Legna Cippato Pellet produttori e distributori professionali

Gerli A., Merzagora W. (2000) – L'evoluzione della situazione italiana nel campo della valorizzazione energetica della frazione organica dei rifiuti solidi urbani. Relazione presentata al Convegno "Produzione ed utilizzo di biogas, recupero di energia e razionalizzazione del ciclo di trattamento dei rifiuti", organizzato da Itabia nell'ambito della fiera Sep-Pollution 2000, Padova 31 marzo 2000.

AREA Science Park, 2007. AA.VV., I biocarburanti, studio coordinato dal Servizio Trasferimento Tecnologico di AREA Science Park e finanziato con il contributo del Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale, giugno 2007.

IEA, 2009. Bradley D., Cuypers D., Pelkmans L., 2nd generation biofuels and trade: an exploratory study, IEA Task 40, December 2009.

IEA, 2010. Eisentraut A., Sustainable production of second-generation biofuels, Information paper, February 2010.

Nomisma, 2008. AA.VV., I Biocarburanti in Italia: opportunità e costi, settembre 2008.

TRIAS, 2006. Toro F., Hasenauer U., Wietschel M., Schade W., Technology trajectories for transport and its energy supply, project TRIAS (Sustainability Impact Assessment of Strategies Integrating Transport, Technology and Energy Scenarios), May 2006.