

Località Piacenza	Doc. n. <b>R 2.2/6</b>	
Progetto ECATE	Rev 0.	

**Progetto E.C.A.T.E.**  
Efficienza e Compatibilità Ambientale delle Tecnologie Energetiche



**> STATO DELL'ARTE DELLE TECNOLOGIE DI  
TRASFORMAZIONE ENERGETICA DELLE  
BIOMASSE, COSTI E BENEFICI  
AMBIENTALI ED ECONOMICI**

**NOTA : IL PRESENTE DOCUMENTO E' EMESSO IN REVISIONE 0, IN PRIMA  
EMISSIONE. ESSO PUO' ESSERE SOGGETTO A FUTURE REVISIONI**

0	Prima emissione	Giulia Fiorese Gianmarco Paris			Aprile 08
REV	DESCRIZIONE	ELABOR	VERIFICATO	APPROVATO	DATA

## **LEAP / Relazione del mese 24**

### **Sottoprogetto 2 ENERGIE RINNOVABILI O ASSIMILABILI**

#### **Obiettivo Realizzativo 2.2 POTENZIALITÀ DELL'UTILIZZO DI BIOMASSE E RESIDUI**

#### **Risultato R2.2/6 STATO DELL'ARTE DELLE TECNOLOGIE DI TRASFORMAZIONE ENERGETICA DELLE BIOMASSE, COSTI E BENEFICI AMBIENTALI ED ECONOMICI**

A cura di:

**Marino Gatto, Stefano Consonni, Giorgio Guariso, Paco Melià, Giulia Fiorese, Gianmarco Paris, Lorenzo Zullo, Fabrizio Ferrari**

## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>STATO DELL'ARTE SUI PROCESSI DI CONVERSIONE</b> .....	<b>4</b>
2.1	Biomasse, bioenergia e biocombustibili .....	5
2.2	Vantaggi rispetto ai combustibili fossili .....	10
<b>3</b>	<b>TECNOLOGIE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA</b> .....	<b>11</b>
<b>4</b>	<b>ENERGIA DA BIOMASSE IN CIFRE</b> .....	<b>12</b>
4.1	Trend e potenzialità .....	14
4.2	Tipologia di risorse e disponibilità sul territorio italiano .....	16
<b>5</b>	<b>DIFFUSIONE DEGLI IMPIANTI A BIOMASSA IN EMILIA-ROMAGNA</b> .....	<b>18</b>
<b>6</b>	<b>IMPATTI DOVUTI ALLA PRODUZIONE DI BIOMASSE</b> .....	<b>23</b>
6.1	Benefici .....	23
6.2	Criticità .....	26
6.3	Fattori di emissione.....	27
<b>7</b>	<b>ANALISI DELLE ESTERNALITÀ</b> .....	<b>32</b>
7.1	Impianti di cogenerazione.....	32
7.2	Il software EcoSenseLE .....	34
7.3	Definizione degli scenari di emissione.....	35
7.4	Risultati dell'analisi di esternalità .....	38
<b>8</b>	<b>VALUTAZIONE ECONOMICA DELL'IMPIANTO DI COGENERAZIONE</b> .....	<b>40</b>
8.1	La centrale di Tirano .....	40
	<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>50</b>

## **1 INTRODUZIONE**

In questa relazione sono descritte le principali caratteristiche delle biomasse per l'energia. Inoltre è fatto un richiamo delle tecnologie di conversione processi di trasformazione; lo stato dell'arte dei processi di trasformazione è stato descritto in modo più approfondito nella relazione 2.2/3. Sono elencati e descritti gli impianti a fonti rinnovabili, con particolare attenzione a quelli alimentati a biomasse, in esercizio e in costruzione in regione Emilia-Romagna. Sono quindi descritti i benefici e gli impatti negativi dell'utilizzo energetico delle biomasse. Come applicazione della stima degli impatti, è presentata una valutazione delle esternalità ambientali degli impianti di cogenerazione e delle caldaie domestiche alimentate a biomasse confrontata rispetto ad analoghi impianti alimentati a gas naturale. Infine, è stata svolta una analisi economica, con il metodo del *net present value*, di un impianto di cogenerazione.

## 2 STATO DELL'ARTE SUI PROCESSI DI CONVERSIONE

Le criticità legate alla decrescente disponibilità delle fonti energetiche di origine fossile, nonché alla loro distribuzione geografica in aree politicamente instabili, unitamente alle ingenti problematiche ambientali a scala globale, hanno indotto una crescente attenzione verso la ricerca di fonti energetiche alternative. In questo capitolo si focalizza l'attenzione sull'energia ottenuta dalle biomasse: questa energia è ricavata tramite la trasformazione di prodotti caratterizzati dalla loro natura organica di neoformazione.

Con il termine "biomassa" ci si riferisce ad una gran quantità di materiali di natura estremamente eterogenea. Con alcune eccezioni, si può dire che è biomassa tutto ciò che ha matrice organica. Sono da escludere le plastiche e i materiali fossili, che, pur rientrando nella *chimica del carbonio*, non hanno nulla a che vedere con la caratterizzazione, che qui interessa, dei materiali organici.

La biomassa rappresenta la forma più sofisticata di accumulo dell'energia solare. Questa, infatti, consente alle piante di convertire la CO<sub>2</sub> atmosferica in materia organica, attraverso il processo di fotosintesi, durante la crescita. In questo modo, vengono fissate complessivamente circa 2·10<sup>11</sup> tonnellate di carbonio all'anno, con un contenuto energetico dell'ordine di 70·10<sup>3</sup> Mtep. La biomassa, attraverso il processo della fotosintesi, cattura la radiazione solare e la trasforma in energia chimica; essa costituisce quindi una risorsa rinnovabile ed inesauribile, se opportunamente utilizzata, per la produzione di altre forme di energia.

La biomassa utilizzabile ai fini energetici consiste in tutti quei materiali organici che possono essere utilizzati direttamente come combustibili, ovvero trasformati in combustibili solidi, liquidi o gassosi. Delle biomasse fanno quindi parte:

- i sottoprodotti delle produzioni erbacee, arboree e delle prime lavorazioni agro-industriali;
- i sottoprodotti delle operazioni forestali, per il governo dei boschi e per la produzione di legname da opera, e delle prime lavorazioni del legno o altro (residui dei tagli dell'erba, delle foglie, etc.);
- le colture (arboree ed erbacee) destinate specificatamente alla produzione di biocarburanti e biocombustibili;
- i reflui zootecnici destinati alla produzione di biogas;
- la parte organica dei rifiuti urbani;
- i residui inutilizzabili di produzioni destinate all'alimentazione umana o animale (pule dei cereali, canna da zucchero ecc).

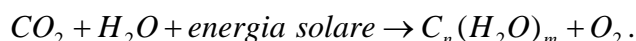
A causa della grande varietà delle biomasse (cui corrisponde la varietà delle caratteristiche chimico-fisiche), non esiste un'unica tecnologia per trasformare l'energia contenuta in energia utilizzabile. Nel seguito di questo capitolo, si cerca quindi di descrivere le biomasse, le loro caratteristiche e i metodi di utilizzo in un quadro generale.

È necessario, però, sottolineare che le biomasse non sono rinnovabili *tout court*, ma che sono invece *potenzialmente* rinnovabili: se l'approvvigionamento di una centrale a biomasse è assicurato dal disboscamento di una foresta, non si tratta ovviamente di una risorsa rinnovabile. Se, invece, si attrezza una certa area a piantagione colturale in modo che questa fornisca ogni anno la quantità di biomassa necessaria alla centrale, allora si ha a che fare con una risorsa rinnovabile. Se si utilizzano scarti della lavorazione del legno, oppure sottoprodotti colturali, ramaglie raccolte dalla pulizia e dalla manutenzione dei boschi o reflui zootecnici, non solo si ha a che fare con una risorsa rinnovabile, ma si contribuisce anche al riutilizzo di sottoprodotti e scarti che, nella maggior parte dei casi, sarebbero conferiti in discarica o anche bruciati senza alcun controllo delle emissioni. La valutazione della sostenibilità ambientale, invece, deve tener conto non solo della

provenienza della materia prima, ma anche delle implicazioni del suo utilizzo a fini energetici. Ad esempio, la rimozione di residui agricoli dovrebbe essere soppesata valutando, oltre ai benefici della bioenergia, anche le pratiche agricole (ad esempio, la combustione a bordo campo) e la rimozione di nutrienti dal suolo (che poi devono essere reintegrati con l'applicazione di fertilizzanti).

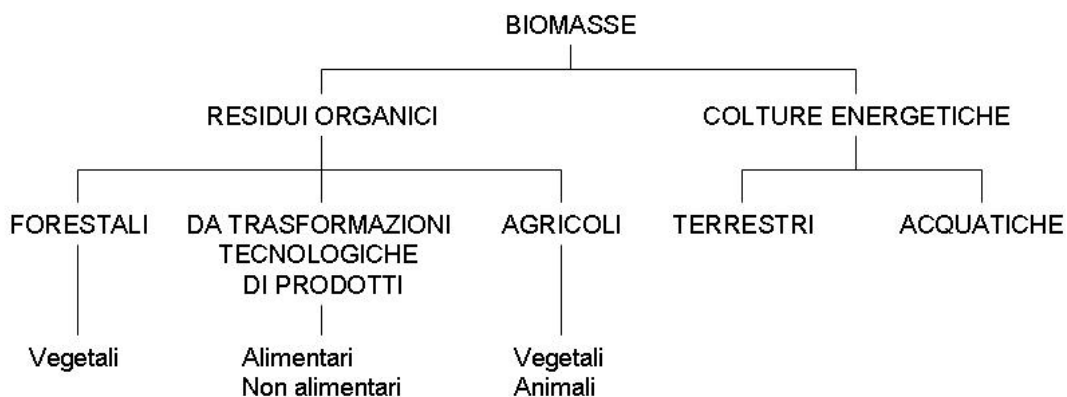
## 2.1 Biomasse, bioenergia e biocombustibili

Il contenuto in carbonio originario delle biomasse deriva da processi di fotosintesi vegetale, ovvero quella reazione biologica tramite la quale le piante trasformano la luce solare, l'acqua e l'anidride carbonica in carboidrati e ossigeno, secondo la formula:



Questa prima definizione di biomassa contiene implicitamente il concetto di fonte rinnovabile, in quanto esclude tutte le biomasse fossilizzate e derivati, i cui tempi di formazione, dell'ordine dei milioni di anni, non sono comparabili con i tempi di sfruttamento della risorsa, ben più rapidi considerando l'attuale tasso di consumo.

Il termine biomasse, inteso come insieme delle sostanze organiche di origine vegetale o animale, racchiude un'ampia gamma di prodotti di origine dedicata o derivanti da scarti e residui di varie produzioni, che spaziano da quelle agricole - forestali e agroindustriali ai rifiuti domestici [1][2]. In *Figura 1* è riportata una schematizzazione dei vari tipi di biomasse e della loro provenienza.



*Figura 1: Schema delle varie tipologie di biomasse e loro provenienza.*

Con il termine biocombustibili si indicano, invece, tutti quei combustibili solidi, liquidi o gassosi derivati direttamente dalle biomasse (per esempio la legna da ardere), oppure ottenuti in seguito ad un processo di trasformazione del materiale organico in esse contenuto in combustibile di diversa forma e proprietà (per esempio il biodiesel è ricavato da piante oleaginose, il bioetanolo da piante zuccherine). Infine, con il termine bioenergia si va a indicare qualsivoglia forma di energia utile (termica o elettrica) ottenuta tramite l'uso di biocombustibili. Si sottolinea che quando si parla di energia da biomasse, l'aspetto della conversione è solo una parte di un processo esteso, definito come filiera energetica, che comprende, a livello generale, l'approvvigionamento, la raccolta e trasporto e l'utilizzo finale dell'energia, come illustrato in *Figura 2*.

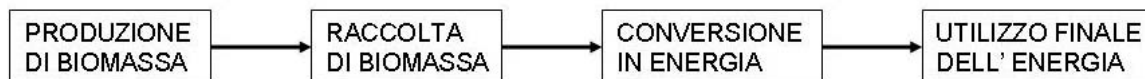


Figura 2: Fasi del processo di generazione di energia da biomassa.

Si possono distinguere quattro tipi principali di biomasse:

- piante legnose,
- piante erbacee,
- piante acquatiche,
- concime, letame.

Un'ulteriore suddivisione porta a distinguere tra piante erbacee ad alto o a basso contenuto di umidità. A parte particolari applicazioni, le tecnologie disponibili riguardano quelle a basso contenuto d'acqua. Una volta stabilito il contenuto di umidità, a seconda del tipo di biomassa, si individua il processo di conversione più adatto.

Allo stato naturale, o di tal quale (tq), la biomassa è costituita da una frazione umida e da una frazione secca (sostanza secca, ss), composta essenzialmente di fibra grezza. La scelta del processo di conversione energetica è legata quindi alle proprietà chimico-fisiche della biomassa, in particolare al rapporto C/N, tra il contenuto di carbonio (C) e di azoto (N), e della sua umidità. Schematicamente, per le conversioni di tipo termochimico (combustione e gassificazione), risultano adatte le biomasse che hanno le seguenti caratteristiche:

- un elevato rapporto tra il contenuto di carbonio e quello di azoto ( $C/N > 30$ );
- un ridotto contenuto di umidità ( $u < 30 \div 50\%$  sul tq);
- un sufficiente potere calorifico inferiore ( $pci > 2400$  kcal/kg ss).

Per le conversioni di tipo termochimico risultano quindi idonee la legna e i suoi derivati (segatura, trucioli, ecc.), i più comuni sottoprodotti colturali di tipo ligneo-cellulosico (paglia di cereali, residui di potature, ecc.) e alcuni scarti di lavorazione (lolla, gusci, noccioli, ecc.).

Per le conversioni di tipo biochimico, sono adatte le biomasse che presentano le seguenti caratteristiche:

- un ridotto rapporto carbonio/azoto ( $C/N < 30$ );
- un elevato contenuto di umidità ( $u > 30 \div 50\%$  sul tq).

Queste biomasse, con una frazione umida preponderante rispetto a quella secca, sono utilizzabili in processi come la digestione anaerobica per la produzione di biogas. Sono quindi adatte le colture acquatiche, alcuni sottoprodotti colturali (foglie e steli di barbabietola, patata, ortaggi, ecc.), i reflui zootecnici e alcuni scarti di lavorazione (acque di lavorazione dei frantoi, ecc.), oltre alla biomassa organica eterogenea immagazzinata nelle discariche controllate.

In percentuale sul peso, il legno contiene in media 40-60% di cellulosa, 20-40% di emicellulosa, 10-25% di lignina oltre ad altre sostanze minerali, grassi, cere e resine, proteine e altri prodotti di origine biologica [1]. La frazione di cellulosa è quella più biodegradabile e, quindi, favorisce processi biochimici come la fermentazione.

Anche se i valori del potere calorifico inferiore (pci) dei diversi tipi di biomassa sono simili, le caratteristiche variano molto, soprattutto per quanto riguarda umidità, contenuto di ceneri, dimensioni e peso specifico. Alcune di queste caratteristiche sono riportate in *Tabella 1*.

Dalla composizione elementare della biomassa, in *Tabella 2*, si osserva che i componenti principali sono carbonio, ossigeno e idrogeno, oltre a bassi valori di azoto. Nel processo di

conversione della biomassa in energia, si ottiene come prodotto anche un residuo. Nei processi termochimici, questo residuo è costituito dalle ceneri, mentre nei processi biochimici è costituito dalla frazione non biodegradabile di carbone contenuta nella biomassa.

I residui, oltre a diminuire l'energia disponibile, possono creare anche dei problemi di funzionamento alle macchine, soprattutto in processi termochimici. A causa delle elevate temperature possono fondersi e formare sostanze liquide molto dense, che possono danneggiare la macchina. È quindi importante conoscere la composizione della biomassa per sapere quali elementi potenzialmente pericolosi contiene. In particolare, si pone attenzione sulla quantità di metalli alcalini e alcalino-terrosi: sodio, potassio, magnesio e calcio. Ad alte temperature, questi metalli possono reagire con il silicio e formare un liquido denso e appiccicoso che può bloccare le tubazioni delle macchine. Anche se il contenuto di silicio nella biomassa è basso, questo problema può presentarsi perché il terreno attaccato alla biomassa quasi sempre ne contiene.

*Tabella 1: Proprietà di alcuni tipi di biomassa [3].*

Tipo di biomassa	pci (kJ/kg)	Umidità (%)	Ceneri (%)
Mais	13.000÷15.000	10÷20	2÷7
Paglia	12.000	10	4,4
Legno	8.400÷17.000	10÷60	0,25÷1,7
Torba	9.000÷15.000	13÷15	1÷20
Lolla di riso	14.000	9	19
Carbone	25.000÷32.000	1÷10	0,5÷6

*Tabella 2: Composizione elementare media della biomassa [3].*

Elemento	Percentuale in peso (sostanza secca e senza ceneri)
Carbonio	44÷51
Idrogeno	5,5÷6,7
Ossigeno	41÷50
Azoto	0,12÷0,60
Zolfo	0,0÷0,2

Nel processo di conversione della biomassa in energia, si ottiene come prodotto anche un residuo. Nei processi termochimici, questo residuo è costituito dalle ceneri, mentre nei processi biochimici è costituito dalla frazione non biodegradabile di carbone contenuta nella biomassa. I residui, oltre a diminuire l'energia disponibile, possono creare anche dei problemi di funzionamento alle macchine, soprattutto in processi termochimici: a causa delle elevate temperature possono fondersi e formare sostanze liquide molto dense, che possono danneggiare la macchina. È quindi importante conoscere la composizione della biomassa per sapere quali elementi potenzialmente pericolosi contiene. In particolare, si pone attenzione sulla quantità di metalli alcalini e alcalino-terrosi: sodio, potassio, magnesio e calcio. Ad alte temperature, questi metalli possono reagire con il silicio e formare un liquido denso e appiccicoso che può bloccare le tubazioni delle macchine. Anche se il contenuto di silicio nella biomassa è basso, questo problema può presentarsi perché il terreno attaccato alla biomassa quasi sempre ne contiene.

### **Le colture energetiche**

Nella progettazione e pianificazione di una centrale a biomasse, è indispensabile garantire



l'approvvigionamento della materia prima necessaria al suo funzionamento. Un modo per assicurarsi qualità e adeguata quantità della biomassa è crescerla in colture dedicate, simili alle consuete piantagioni di pioppi, come, ad esempio, quelle per la produzione della carta.

Le piantagioni energetiche si caratterizzano però per i seguenti aspetti: la produzione è massimizzata su archi temporali brevi, sono favorite densità elevate e preferite piantagioni meccanizzate. Turni brevi di taglio e alte densità, portano ad avere – nell'arco di pochi anni – fusti che possono essere tagliati con macchine adattate da quelle utilizzate nelle normali pratiche agricole. La *Tabella 3* riporta alcuni parametri tecnici ed economici relativi alle produzioni di biomasse con differenti metodi produttivi.

*Tabella 3: Indici caratterizzanti la produzione di biomassa in colture arboree.*

	<b>Boschi cedui</b>	<b>Arboricoltura lineare</b>	<b>SRF</b>
Produttività	2-4 t/ha/a	8-11 t/ogni 100 ml	6-15 ton/ha/a
Prezzi (€/ton)	20-40	25-35	n.d.
Turni (anni)	12-25	4	3-5
Vincoli	Diseconomie di scala; impatti ambientali; accessibilità	Costi di sottrazione	Costi opportunità terreni e risorse idriche
Elementi di forza	Grandi superfici disponibili; ridotti costi impliciti di manodopera	Impatti ambientali; ridotti costi impliciti di manodopera	Diversificazione uso terreni agricoli; incentivi pubblici

In particolare, le caratteristiche di una Short Rotation Forestry (SRF) possono essere così riassunte: densità: 5.000-20.000 piante per ettaro; turno breve, di 2-5 anni; impianto: talle su terreni agricoli, gestiti con meccanizzazione integrale. In *Tabella 4* sono riportate le rese, sia in termini di sostanza secca sia in termini energetici, per differenti tipologie di colture che possono essere utilizzate a scopo energetico.

La scelta della coltura energetica dipende in particolare dal tipo di suolo che si ha a disposizione; una prima scelta può essere quella di impiantare su terreni fertili alberi con un'alta resa e su terreni marginali alberi che comunque hanno una resa abbastanza buona, ad esempio:

- piante legnose con un'alta resa: pioppo, salice, eucalipto;
- piante erbacee con un'alta resa: miscanthus, canna da zucchero, switchgrass, sorgo;
- piante con una resa moderata: ontano, robinia, betulla, castagno, platano, pianta del tabacco.

*Tabella 4: Resa energetica di alcuni tipi di biomassa [1].*

<b>Biomassa</b>	<b>Resa (tss/ha/anno)</b>	<b>Potere calorifico (MJ/kg, ss)</b>	<b>Resa energetica (GJ/ha)</b>
Frumento	7 grano, 7 paglia 14 tot	12.3 paglia	123
Pioppo	10-15	17.3	173-259
Salice SRF	10-15	18.7	187-280
Switchgrass (erbacce)	8	17.4	139
Miscanthus	12-30	18.5	222-555

Svezia e Danimarca sono gli stati dell'UE in cui la SRF è più diffusa, con 15÷17.000 ha e

600 ha rispettivamente. Gli impianti producono circa 7.5-12 ton ss/ha/anno, utilizzate per alimentare sistemi municipali di teleriscaldamento.

In Italia, considerando vaste superfici, la specie e il clone più produttivi nell'ambiente considerato (salice, pioppo, robinia ed eucalipto), ci si può attendere una produzione media di sostanza secca tra le 8 e le 15 ton/ha/anno. Restano comunque poche le sperimentazioni condotte e, per di più, il clima, il tipo di terreno e la vegetazione più adatta sono molto diversi da quelli dei paesi in cui le ricerche e le applicazioni sono più diffusi. In Facciotto et al. [4] sono mostrati i risultati di importanti sperimentazioni italiane con cloni del pioppo e con il salice.

Le SRF hanno, però, grandi potenzialità anche in Italia. È stato stimato che in Emilia-Romagna si possono ottenere tra 532.000 e 577.000 t s.s. l'anno, ipotizzando colture arboree su terreni agricoli abbandonati ed erbacee su terreni a riposo, pari complessivamente all'1,3% della superficie regionale [5].

È interessante notare che, affinché una piantagione a ciclo breve sia sostenibile, essa deve rispettare almeno due requisiti: una sostenibilità di lungo periodo, che riguarda la sostituzione della biomassa utilizzata con nuova biomassa; una di breve periodo, ovvero il rispetto dell'ecosistema e delle condizioni naturali presenti. Se si vogliono realizzare delle piantagioni, è quindi meglio attenersi ad alcuni principi [6][7].

- Le piantagioni a ciclo breve dovrebbero essere incentivate solo dove il precedente uso del suolo era intensivo; non devono infatti essere considerate come un sostituto di un ecosistema di alto valore ecologico. Le SRF sono piantagioni fatte dall'uomo: non sono quindi un ambiente naturale e, a maggior ragione, non devono essere viste come sostituti di ecosistemi come prati o pascoli. In aree di sfruttamento intensivo del suolo, invece, le piantagioni possono migliorare la situazione complessiva. Bisogna quindi sempre tenere presente il contesto in cui si va a operare.
- Il tipo di pianta coltivata deve essere adatto al clima e al suolo del luogo; dovrebbero essere preferite le piante indigene. Le piante non indigene hanno, infatti, la tendenza a diffondersi facilmente e aumentano il rischio di introdurre nuove malattie.
- Alle monocolture dovrebbero essere preferite le piantagioni con diverse specie di alberi, poiché in questo caso presentano maggiore stabilità e resistenza a malattie e parassiti. Le monocolture e, soprattutto, le colture di un solo clone mostrano una bassa resistenza a parassiti e insetti. Funghi, batteri, insetti e virus – che possono diminuire la resa – possono essere favoriti dalla eccessiva vicinanza delle piante, dalla piccola varietà del sottobosco, dal taglio degli alberi (i funghi, ad esempio, riescono ad entrare meglio). Alcune piante, cresciute nello stesso modo e nello stesso habitat, danno rese diverse se tagliate ogni 2 o ogni 4 anni, con rese maggiori nel primo caso. Oppure, dopo essere state tagliate, in alcune piantagioni numerose piante sono morte. Anche due specie della stessa pianta possono reagire in modo diverso ad un parassita. Questi sono tre esempi di danni evitabili con l'impiego di diverse specie.
- La creazione di piantagioni dovrebbe adattarsi al territorio, cercando di svolgere più funzioni, quali la protezione del suolo dall'erosione. Gli alberi, anche quelli di una piantagione, possono proteggere il suolo dall'erosione, grazie al sottobosco, alle foglie e ai rami che riducono la velocità di scorrimento superficiale dell'acqua piovana. Da questo punto di vista, una SRF ha effetti decisamente migliori di un campo arato. Ci sono due momenti in cui il suolo è però più sensibile: nell'anno successivo all'impianto e nei due anni successivi alla ceduzione. Questo è un motivo per cui vanno favoriti cicli lunghi di taglio.
- Devono essere preferiti periodi lunghi per la ceduzione: per il salice ad esempio 5 anni; piantagioni di piccole dimensioni, 0.5 ha, non dovrebbero essere tagliate annualmente. Se si favoriscono cicli brevi, è probabile un maggiore utilizzo di

nutrienti. Periodi brevi e grosse quantità di fertilizzanti riducono la produzione di biomassa. La proporzione tra energia entrante e uscente in una SRF è circa 1:7, considerando un pioppo con una resa pari a 15 t/ha/anno; può però arrivare fino a 1:36 se l'ambiente in cui l'albero cresce è simile ad un bosco.

- In terreni pendenti il taglio, invece che essere completo, dovrebbe avvenire secondo alcune file ogni anno. Proprio per la maggiore fragilità del suolo, conseguente al taglio degli alberi, in caso di terreno pendente è necessario programmare un "piano di taglio" graduale.
- Si deve ridurre al minimo l'input di nutrienti. Questo è possibile se il ciclo di ceduzione non è troppo breve. Anche l'utilizzo di specie diverse può contribuire all'aumento della biomassa senza necessariamente usare fertilizzanti: ad esempio con l'uso di piante vascolari, come la robinia.

## **2.2 Vantaggi rispetto ai combustibili fossili**

L'utilizzo della biomassa a scopo energetico è uno degli strumenti indicati come favorevoli alla riduzione dell'incremento dell'effetto serra: il bilancio della CO<sub>2</sub> relativo a tale filiera è considerato neutro. Le emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dall'utilizzo di biomasse sono in generale compensate dalla quantità di CO<sub>2</sub> assorbita, attraverso la fotosintesi, durante la crescita della biomassa stessa, anche se ci sono problemi specifici legati a biocombustibili e biocarburanti cui accenneremo nell'ultimo capitolo. Il problema dell'effetto serra e il ciclo del carbonio sono descritti nel prossimo capitolo.

In realtà, la neutralità rispetto al bilancio della CO<sub>2</sub> risulta vera sia nel caso delle colture dedicate, sia – nel caso di altre colture – solo qualora si ricostituisca il quantitativo di risorsa utilizzata. In ogni caso, occorre poi considerare le emissioni di CO<sub>2</sub> equivalenti derivate dal trasporto e dalle altre attività correlate alla produzione e combustione della biomassa.

Visto che non contribuisce ad aumentare la concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera, questa risorsa parte con un notevole vantaggio rispetto ai combustibili fossili che, invece, emettono l'anidride carbonica assorbita milioni di anni fa e, quindi, di fatto nuova CO<sub>2</sub>.

### 3 TECNOLOGIE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA

Per l'uso energetico delle biomasse, si prospettano in linea di principio diverse soluzioni tecniche e filiere di conversione energetica (rappresentati anche in *Figura 3*) che si differenziano sostanzialmente per le caratteristiche della biomassa utilizzata, per i principi fisici applicati per la conversione energetica e per le potenze convenientemente realizzabili. Si possono distinguere tre tipologie fondamentali di filiere di conversione:

- termochimici: combustione, pirolisi, gassificazione e liquefazione;
- biochimici: digestione e fermentazione;
- estrazione meccanica: esterificazione.

Le tecnologie di conversione della biomassa in energia sono già state descritte nella relazione 2.2/3, a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

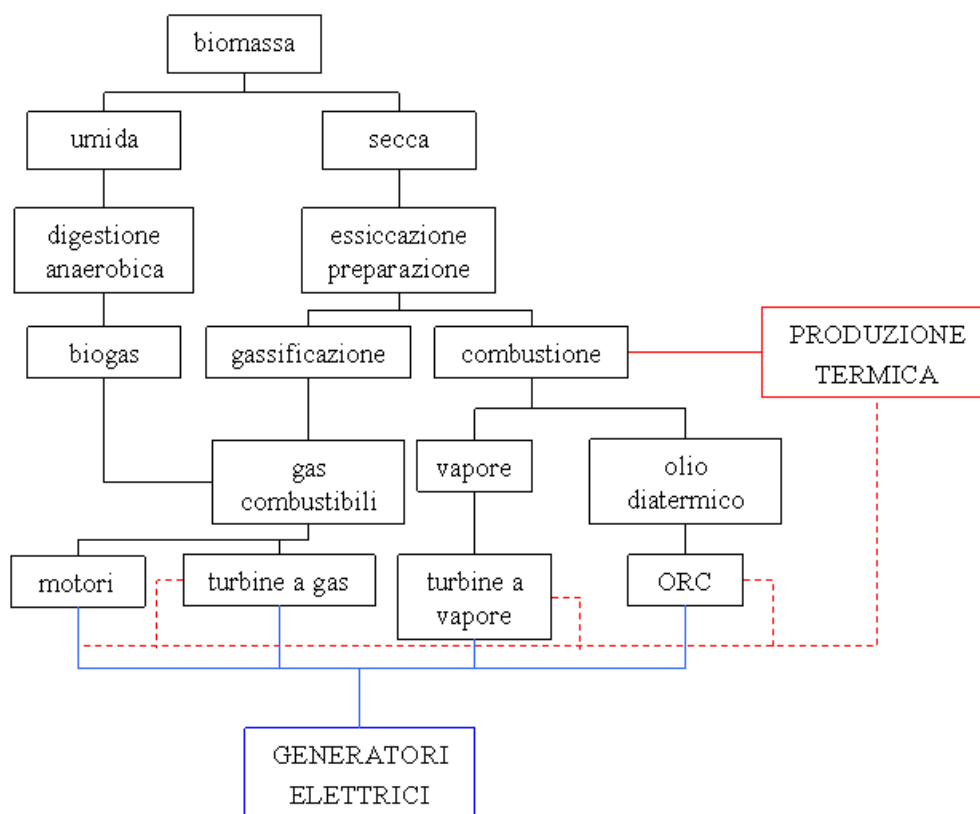


Figura 3: Filiere di conversione energetica delle biomasse.

#### 4 ENERGIA DA BIOMASSE IN CIFRE

Con il termine energia rinnovabile si indicano fonti energetiche presenti in natura tali per cui la velocità di utilizzo è paragonabile alla velocità con la quale la fonte stessa si rende nuovamente disponibile. A livello normativo sono riconosciute come fonti rinnovabili di energia: l'energia solare, eolica, geotermica, idraulica, maremotrice, del moto ondoso, i gas di discarica, i gas residuati dai processi di depurazione, il biogas e le biomasse<sup>1</sup> (Dir 2001/77/CE, Dlgs 387/2003 e Lr dell'Emilia-Romagna 26/2004). La *Figura 4* mostra il bilancio elettrico nazionale, da cui si osserva che il contributo delle biomasse, seppur modesto, è il secondo più importante tra le rinnovabili, dopo l'idroelettrico.

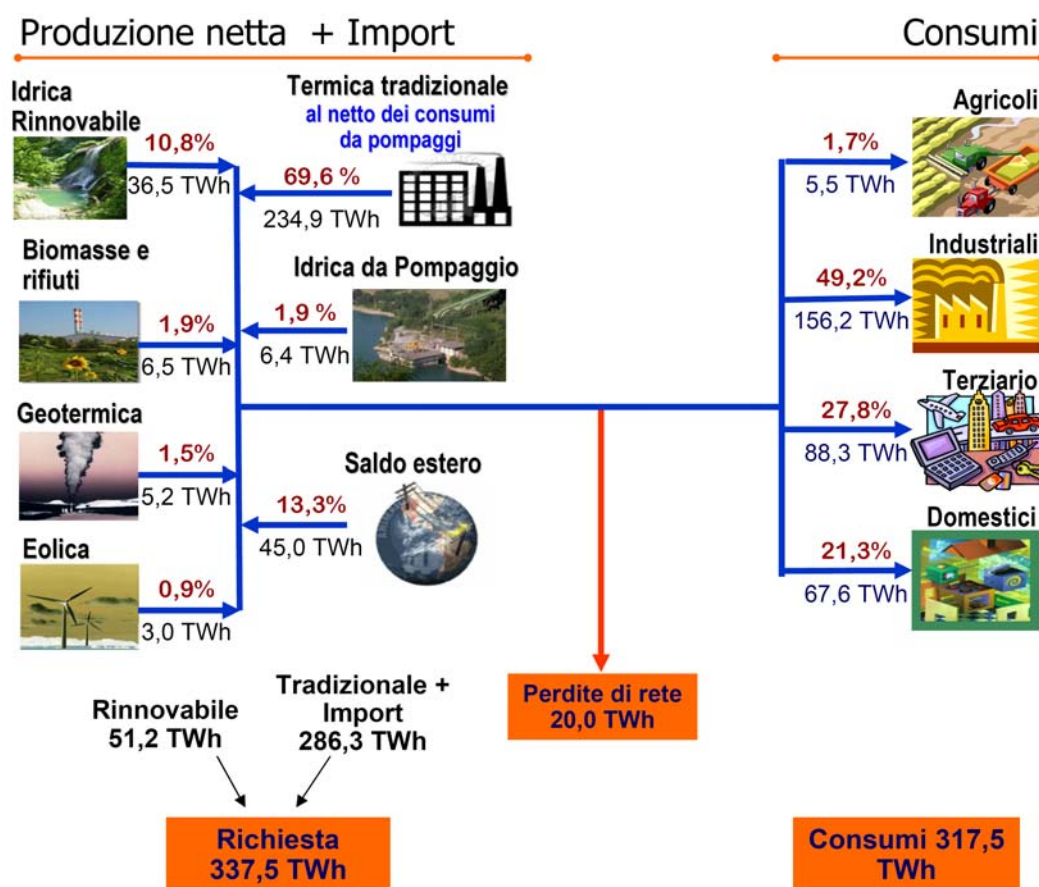


Figura 4: Bilancio elettrico nazionale del 2006 [8].

Pur non disponendo di una precisa stima della disponibilità di biomasse a scala globale, si può affermare che il loro utilizzo per la produzione di energia è largamente inferiore alle reali potenzialità offerte dal sistema ambiente-territorio. Le biomasse rappresentano, attualmente, la principale fonte energetica rinnovabile (FER): a livello mondiale forniscono quasi l'11% dell'energia primaria consumata, seguite dall'idroelettrico (2,2%) e da altre fonti quali la geotermia, il solare e l'eolico (0,5%; [9]). In *Figura 5* è illustrata la ripartizione tra le varie fonti energetiche sul totale dell'energia consumata a livello mondiale. Esiste però una forte disomogeneità nell'utilizzo di questa risorsa per la produzione di energia. Attualmente, i paesi in via di sviluppo coprono il 38% del loro fabbisogno energetico tramite l'utilizzo delle biomasse, con alcuni casi estremi come il Nepal (98%) e l'Etiopia (95%). Molto differente è la situazione nei paesi industrializzati, i

quali soddisfano mediamente il 3,3% del loro fabbisogno energetico tramite questa fonte [9]. In proposito si osservi la *Tabella 5* che riporta i dati relativi al contributo delle fonti energetiche rinnovabili all'offerta energetica in varie aree del pianeta.

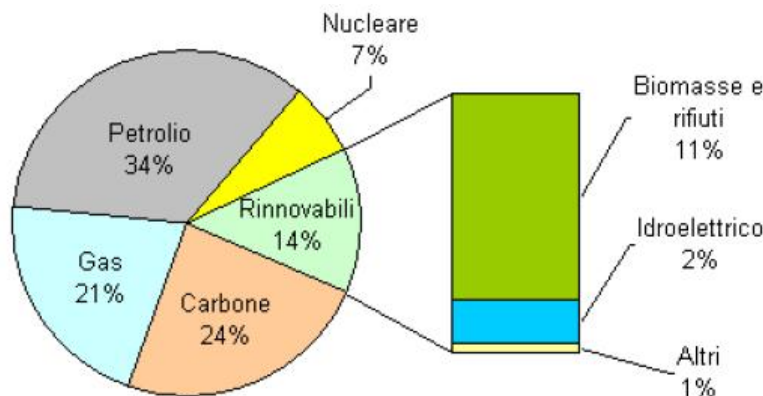


Figura 5: Energia primaria per fonte a livello mondiale [9].

Tabella 5: Incidenza delle biomasse sulla produzione energetica totale [9].

	Mondo	OCSE		UE-15		Italia	
Anno	2002	2002	2003	2002	2003	2002	2003
Offerta di energia totale (Mtep)	10.231	5.346	5.391	1.490	1.513	173	181
Energia da biomasse (Mtep)	1.118	178	181	57	60	3	3
Energia da FER (Mtep)	1.392	317	320	88	93	10	11
% biomasse/FER	80	56	57	64	64	26	27
% biomasse/totale	11	3	3	4	4	1	2

Nel 2004 l'energia primaria da biomasse nell'UE25 era pari a 55,4 Mtep (il 3,2% dell'energia primaria), con una crescita del 5,4% rispetto all'anno precedente. In Italia, invece, l'energia primaria da biomassa era pari a circa a 1,08 Mtep secondo le stime EurObserv'ER [10], mentre secondo le stime dell'Enea [11] l'energia da legna e assimilabili nel 2004 era pari a 3,3 Mtep. Rispetto all'energia primaria dell'anno (196,8 Mtep secondo Enea [11]), dunque, la percentuale da biomasse solide varia tra 0,55 e 1,68% (visto la difficoltà nel determinare la produzione di energia da rinnovabili e, in particolare, dalle biomasse, si è scelto di riportare i diversi valori).

Secondo l'ENEA [11] la produzione di energia elettrica da rinnovabili in Italia ammonta nel 2004 a oltre 55 TWh, pari al 16% del consumo interno lordo di energia elettrica. Rispetto al 2003, si assiste ad un aumento medio della produzione di elettricità da rinnovabili del 16% e del 25% per quanto riguarda le biomasse. Oltre il 75% della produzione da rinnovabili proviene dall'idroelettrico; le biomasse (inclusi i rifiuti) contribuiscono per circa il 10% (5,6 TWh), così come il geotermico, l'eolico per il 3% e il fotovoltaico solo per lo 0,05% [11]. Secondo il GSE, come mostrato in *Figura 5*, biomasse e rifiuti contribuiscono con 6,9 TWh al bilancio elettrico nazionale del 2006 [8].

Secondo le stime attuali il potenziale energetico delle biomasse prodotte in Europa è pari a 400 Mtep, di questi solo il 15% circa viene utilizzato per produrre energia. Secondo gli obiettivi del Libro Bianco [12], il contributo delle biomasse alla produzione energetica europea dovrebbe triplicare entro il 2012, attestandosi oltre i 130 Mtep, cifra che comprende tutte le forme di energia estraibili dalle biomasse; le biomasse secche

dovrebbero contribuire per circa 100 Mtep sul totale dell'obiettivo. Si stima però che, seguendo i trend attuali nel 2010 si produrranno solo 78 Mtep da biomasse [10]. Il raggiungimento completo dell'obiettivo del Libro Bianco dovrebbe permettere un risparmio di combustibili fossili pari a 45 Mtep all'anno, provenienti per i due terzi dal recupero di residui forestali, di scarti agricoli e dell'industria del legno, e per un terzo dallo sfruttamento di colture dedicate. Si tenga presente che, in generale, i dati sulla disponibilità di biomasse sono potenzialmente affetti da errori dovuti all'oggettiva difficoltà di stima delle quantità in gioco, principalmente perché trattasi allo stato attuale di risorse non commercializzate.

#### 4.1 Trend e potenzialità

Una domanda fondamentale che è necessario porsi è in quali quantità le biomasse possono contribuire al soddisfacimento della domanda di energia, a livello sia globale sia regionale. In *Figura 6* sono mostrati i possibili futuri contributi delle biomasse, riassunti in un interessante lavoro di *review* di Berndes e colleghi [13]. Il contributo assoluto e relativo (rispetto ai consumi globali attuali di energia primaria) varia notevolmente, anche se si può riconoscere un trend positivo del contributo delle biomasse. La stima più pessimistica al 2050, pari a 47 EJ/anno è circa pari ad un decimo di quella più ottimistica, 450 EJ/anno). I paesi in via di sviluppo contribuiranno alla disponibilità di biomasse per l'energia in misura superiore ai paesi sviluppati e in quantità crescenti con gli anni, come mostrato in *Figura 7*; anche se la figura mostra come i valori assoluti siano molto divergenti da studio a studio.

Secondo Hoogwijk *et al.* [14] l'energia primaria potenziale da biomasse al 2050 sarà compresa tra 33 e 1135 EJ/anno, con il contributo rilevante delle coltivazioni energetiche (0-988 EJ/anno). Fischer e Schratzenholzer [15] stimano, sempre al 2050, una potenzialità compresa tra 370 e 450 EJ/anno (che dipende dall'incertezza legata alle rese delle colture energetiche e al prelievo delle biomasse forestali).

Un altro studio stima che nel 2100 saranno disponibili 100 EJ/anno dalle biomasse da colture energetiche coltivati sui terreni agricoli in surplus nei paesi sviluppati, mentre le biomasse residuali ammonteranno a soli 49 EJ/anno. Nei paesi in via di sviluppo, al contrario, è maggiore il contributo dei residui, pari a 223 EJ/anno, mentre il contributo delle coltivazioni apposite è stimato in 54 EJ/anno [16]. In totale a livello globale sarebbero quindi disponibili 426 EJ/anno al 2100.

In Europa (EU15), Ericsson e Nilsson [17] hanno stimato che le biomasse (provenienti dai residui forestali, sottoprodotti dell'industria, residui agricoli di mais e paglia, colture energetiche) possono contribuire al fabbisogno di energia primaria fino a 11,7 EJ/anno (*Figura 8*).

Per quanto riguarda l'origine delle biomasse per l'energia, la maggior parte degli studi prevede un contributo prevalente delle colture energetiche. Il ruolo dominante delle colture energetiche negli scenari futuri implica la necessità di ipotesi sulla disponibilità di suolo e sulle rese attese di queste colture. Le rese variano molto e, tipicamente, aumentano con il passare degli anni secondo l'ipotesi che ricerca e sviluppo permetteranno di identificare le cultivar ottimali. Il suolo da dedicare alle coltivazioni energetiche è identificato tramite due principali approcci: si assume che una frazione del suolo oggi dedicato a agricoltura tradizionale, a prateria o a foreste sia convertito, oppure si assume di destinare alle coltivazioni energetiche suolo agricolo oggi abbandonato o suoli in degrado.

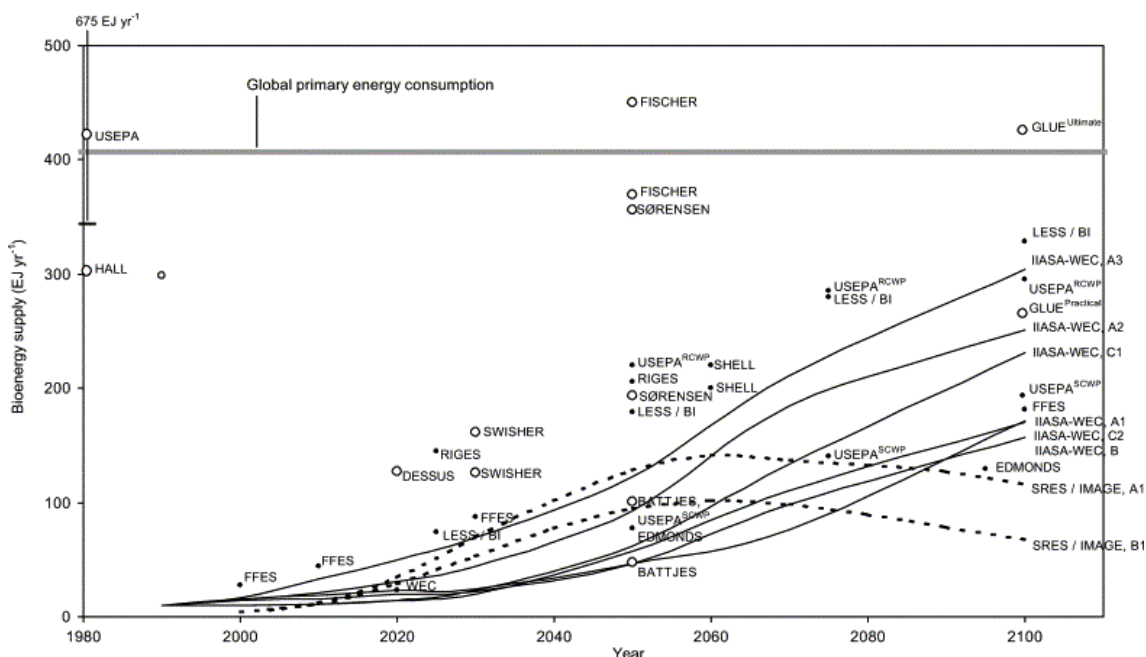


Figura 6: Offerta potenziale di biomasse (in EJ l'anno) per l'energia al 2100 come previsto da diversi studi [13]. È indicato l'attuale consumo globale di energia primaria, pari a 365 EJ/anno nel 1999-2000.

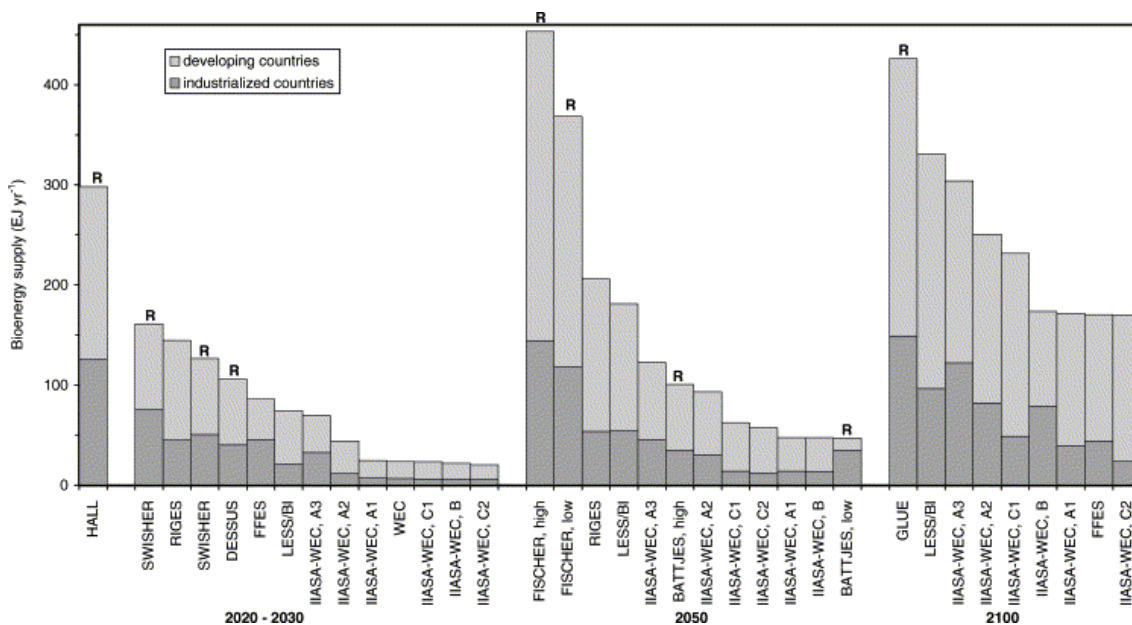


Figura 7: contributo dei paesi industrializzati e in via di sviluppo all'offerta globale di biomasse secondo diversi studi [13].



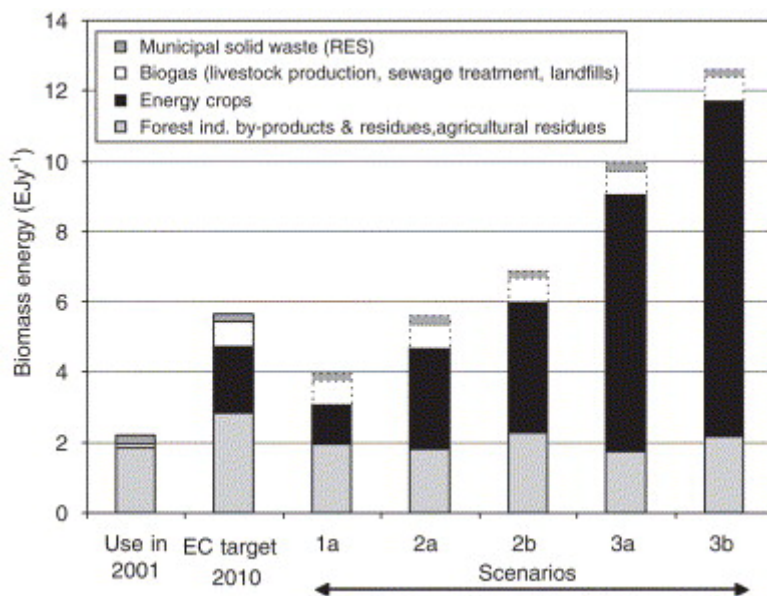


Figura 8: Potenzialità delle biomasse nei paesi dell'EU15 secondo diversi scenari (1, breve periodo 10-20 anni; 2, medio periodo 20-40 anni; 3, lungo periodo, oltre 40 anni; a e b invece distinguono rispettivamente un alto e un basso prelievo della biomassa forestale e dei residui agricoli); la prima barra mostra l'uso di biomasse nell'EU15 nel 2001; la seconda barra mostra l'obiettivo di energia da biomasse al 2010 della Commissione Europea [17].

#### 4.2 Tipologia di risorse e disponibilità sul territorio italiano

Le possibili fonti di biomassa sono strettamente correlate al contesto economico-produttivo di un paese, nonché alla realtà territoriale e alle caratteristiche geografiche dell'area considerata. Nel contesto italiano le fonti di biomassa disponibili sono principalmente le seguenti:

- i residui derivanti dalle coltivazioni agricole (paglie di cereali, lolla di riso, stocchi di mais ecc.);
- i residui derivanti dalle operazioni di manutenzione forestale (frascami, ramaglie, sfalci e residui di potature);
- gli scarti dell'industria del legno (ritagli di pannelli, segature e truciolame di varia pezzatura);
- i residui agroindustriali e delle lavorazioni alimentari (vinacce, sanse ecc.);
- la frazione organica dei rifiuti urbani;
- i reflui zootecnici;
- le colture energetiche dedicate (erbacee o arboree).

La maggior parte delle biomasse sono costituite dagli scarti delle diverse attività produttive agricole e industriali. Questi materiali, che vengono prodotti dalle aziende o prelevati al di fuori dei consueti circuiti commerciali dei combustibili, mal si prestano a precise rilevazioni quantitative. Per questo motivo, per valutarne la consistenza bisogna accontentarsi di stime indirette o parziali.

Un'importante fonte di biomassa deriva dal potenziale utilizzo di quelle migliaia di ettari tolti alle produzioni agricole in quanto considerati eccedentari dalla norme economiche comunitarie. Tali terreni, denominati set-aside, potrebbero infatti essere adibiti a colture dedicate alla produzione di biomassa per scopi energetici.

Le varietà ritenute maggiormente interessanti per la produzione di biocombustibili sono quelle oleaginose o alcoligene, mentre per la produzione di elettricità e calore si

considerano tutte le colture da fibra, di natura ligno-cellulosica. Una possibile classificazione delle colture energetiche è riportata in *Tabella 6*.

*Tabella 6: Classificazione delle colture energetiche e dei relativi prodotti.*

<b>Classificazione</b>	<b>Varietà</b>	<b>Prodotti</b>
colture alcoligene, amidacee e zuccherine	cereali, sorgo zuccherino, barbabietola, ecc.	combustibili o additivi per combustibili
colture oleaginose	girasole, colza, ecc.	Biodiesel
colture erbacee ad alta efficienza fotosintetica	sorgo da fibra, miscanto, arundo donax, canne, ecc.	biomassa per combustione

Non esistono stime recenti sulla potenzialità del settore della bioenergia in Italia. Un'indagine effettuata dall'A.I.G.R., Associazione Italiana Genio Rurale (ora A.I.I.A., Associazione Italiana Ingegneria Agraria) nel 1994 stimava una disponibilità annua di 17 milioni di tonnellate di sostanza secca, di cui circa 8 milioni di tonnellate da residui agricoli, 7,7 da legna (anche se non è chiaro cosa si intenda con questo termine) e 1,6 da scarti agro-industriali [18]. La stima del 1994 dei residui agricoli disponibili della A.I.I.A. è stata sostanzialmente confermata dal rapporto di Itabia del 2003 [19]. Un altro studio stimava in circa 11 milioni di tonnellate l'anno la disponibilità di biomasse da residui agricoli delle coltivazioni estensive, cui si possono sommare circa 3 milioni di tonnellate di residui legnosi provenienti sostanzialmente dalla potatura delle coltivazioni di alberi da frutto [20].

La valutazione delle potenzialità delle biomasse dal settore forestali è ancora più difficile da definire rispetto a quello dell'agricoltura; infatti, per l'agricoltura esistono almeno dati aggiornati e completi (ettari destinati ad ogni coltura negli anni), mentre le cartografie forestali sono estremamente differenziate da regione a regione e anche le informazioni sulle utilizzazioni forestali sono difficili da reperire. La crisi economica del settore legno degli ultimi decenni ha prodotto una lenta ma costante regressione delle utilizzazioni boschive e del loro valore economico commerciale. Ogni anno diminuiscono i prelievi di massa legnosa, ma anche le superfici sottoposte ad interventi; ciò è dovuto spesso alla carenza di piani di assestamento o di piani di taglio, nelle proprietà pubbliche e private. Nei boschi tradizionali non è auspicabile un'ulteriore diminuzione delle utilizzazioni boschive, ma piuttosto una loro ripresa, purché finalizzate, oltre che ai prelievi della massa legnosa, alla corretta gestione selvicolturale, nel rispetto quindi delle naturali tendenze evolutive dei popolamenti (ad esempio diradamenti, conversioni, tagli di rinnovazione). Escludendo i boschi dove non è possibile o consentito intervenire (boschi ricadenti in zone protette o su pendenze elevate e quindi con funzione prevalentemente idrogeologica), e considerato il grado di accessibilità dei boschi italiani, si può ipotizzare di triplicare la superficie da sottoporre al taglio nel caso dei cedui (soprattutto in previsione degli interventi programmati di riconversione da ceduo a fustaia), e di raddoppiarla nel caso delle fustaie. Questi maggiori interventi presuppongono naturalmente una maggiore rete di infrastrutture (viabilità forestale), la cui carenza è attualmente una delle cause di un mancato sviluppo delle utilizzazioni boschive stesse. Secondo questa ipotesi, la quantità di legname utilizzabile annualmente potrebbe essere quantificata in 25 milioni di m<sup>3</sup>. Di questo potenziale, una parte (circa 10 Mm<sup>3</sup>) è destinata, per le sue caratteristiche tecnologiche, a legname da lavoro; dalla lavorazione di tale legname è possibile però ottenere almeno il 30% di materiale residuo (sottoprodotti come ramaglie e cimali), destinabile ad uso energetico. In totale, quindi, il materiale di origine forestale che potenzialmente può essere destinato esclusivamente ad uso energetico è di circa 18

Mm<sup>3</sup>/anno. L'equivalente energetico, assumendo che 1 mc = 0,6 t, è di circa 4 Mtep/anno.

## 5 DIFFUSIONE DEGLI IMPIANTI A BIOMASSA IN EMILIA-ROMAGNA

In Emilia-Romagna sono presenti numerosi impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. In Tabella 7 sono riportati i 48 impianti per la produzione di energia elettrica in esercizio al 2007 per provincia [21]. La provincia di Bologna è quella con il maggior numero di impianti da fonte rinnovabile; sono presenti sei impianti idraulici, quattro a biogas, un solare. Il GSE fornisce i dati relativi ai 25 impianti in costruzione (Tabella 8) [21]. Si sottolinea che gli impianti riportati nelle tabelle sono quelli che hanno ottenuto la qualifica di "Impianto alimentato da fonti rinnovabili - IAFR" e come tali godono degli incentivi previsti dalle normative di settore.

Tabella 7: Elenco impianti qualificati in esercizio al 30/06/2007 in Emilia-Romagna [21].

<b>BOLOGNA</b>	1	CODRIGNANO BOLOGNA	IDRAULICA
	2	CASTEL D'AIANO BOLOGNA IDRAULICA	IDRAULICA
	3	SUVIANA BOLOGNA IDRAULICA	IDRAULICA
	4	SANT'AGATA BOLOGNESE BOLOGNA	BIOGAS
	5	ELMI BOLOGNA	IDRAULICA
	6	CHIESINA FARNE' BOLOGNA	IDRAULICA
	7	AEROPORTO BOLOGNA BOLOGNA	SOLARE
	8	MENGOLI BOLOGNA	BIOGAS
	9	IMOLA BOLOGNA	BIOGAS
	10	CTV2 BOLOGNA	RIFIUTI
	11	LA CHIUSA BOLOGNA	IDRAULICA
	12	IDAR BOLOGNA	BIOGAS
<b>FERRARA</b>	1	CORTE MAROZZO 1 FERRARA	BIOGAS
	2	CORTE MAROZZO 2 FERRARA	BIOGAS
	3	GENSET FERRARA	BIOMASSE
	4	JOLANDA DI SAVOIA FERRARA	BIOGAS
<b>FORLI'</b>	1	MONTE CASALE FORLI'	IDRAULICA
	2	PIRRINI 2 FORLI'	EOLICA
	3	POMPOGNA FORLI'	BIOGAS
	4	ECOPOWER1 FORLI'	BIOMASSE
	5	CESENA FORLI'	BIOGAS
	6	ZOTTI FORLI'	RIFIUTI
	7	BIVIO MONTEGELLI FORLI'	BIOGAS
	8	MERCATO SARACENO FORLI'	IDRAULICA
<b>MODENA</b>	1	VIGNOLA MODENA	IDRAULICA
	2	MARANO MODENA	IDRAULICA
	3	SPILAMBERTO MODENA	IDRAULICA
	4	MEDOLLA MODENA	BIOGAS
	5	TANELLA MODENA	IDRAULICA
	6	MIRANDOLA MODENA	BIOGAS
	7	CORTICELLA MODENA	BIOGAS
	8	PIENDELLAVALLE MODENA	IDRAULICA
	9	MARANO ZENZANO MODENA	IDRAULICA
<b>PARMA</b>	1	BOSCHETTO PARMA	IDRAULICA
	2	ANZOLA 1 PARMA	IDRAULICA
	3	SAN ROCCO PARMA	IDRAULICA
	4	CASALE PARMA	IDRAULICA
	5	TARO PARMA	IDRAULICA
<b>PIACENZA</b>	1	BORGOFORTE PIACENZA	RIFIUTI
<b>RAVENNA</b>	1	VILLAPANA RAVENNA	BIOGAS
	2	T. ENERGY RAVENNA	BIOMASSE
	3	CONVERTITE RAVENNA	BIOMASSE
	4	CAVIRO BIOGAS RAVENNA	BIOGAS
<b>REGGIO EMILIA</b>	1	POIATICA DI CARPINETI REGGIO EMILIA	BIOGAS
	2	NOVELLARA REGGIO EMILIA	BIOGAS
	3	POIATICA DI CARPINETI 2 REGGIO EMILIA	BIOGAS
	4	BORGO VENEZIA REGGIO EMILIA	IDRAULICA
	5	PRADIVIA REGGIO EMILIA	BIOGAS

Tabella 8: Elenco impianti qualificati a progetto al 30/06/2007 in Emilia-Romagna [21].

<b>BOLOGNA</b>	1	CASONI DI ROMAGNA BOLOGNA	EOLICA
	2	GANZANIGO BOLOGNA	BIOGAS
	3	NUOVA GEOVIS 2006 BOLOGNA	BIOGAS
	4	BIANCOLINA BOLOGNA	BIOGAS
	5	MULINO DELLA CORTE BOLOGNA	IDRAULICA
	6	BOLOGNA BOLOGNA	BIOMASSE
<b>FERRARA</b>	1	CANAL BIANCO LINEE 2 - 3 FERRARA	RIFIUTI
	2	ARGENTA FERRARA	BIOGAS
	3	CODIGORO FERRARA	BIOMASSE
<b>FORLI'</b>	1	PAOLA PIRRINI FORLI'	BIOMASSE
	2	BULGARNÒ FORLI'	BIOMASSE
<b>MODENA</b>	1	CANEVARE MODENA	IDRAULICA
	2	ROCCHETTA MODENA	IDRAULICA
	3	LOSSO PIACENZA	IDRAULICA
<b>RAVENNA</b>	1	NUOVA BIOMASSE RAVENNA	BIOMASSE
	2	STANDIANA RAVENNA	BIOMASSE
	3	STANDIANA RAVENNA	SOLARE
	4	CONSELICE RAVENNA	BIOMASSE
	5	T ENERGY DUE RAVENNA	BIOMASSE
	6	CAMPIANO RAVENNA	BIOGAS
	7	FAENZA RAVENNA	BIOMASSE
	8	FAENZA RAVENNA	BIOMASSE
<b>REGGIO EMILIA</b>	1	FORNACE REGGIO EMILIA	IDRAULICA
	2	MULINO DELLA ROCCA REGGIO EMILIA	IDRAULICA
	3	2360 MASSENZATICO REGGIO EMILIA	BIOGAS

La Regione Emilia-Romagna, nel 2005 e nel 2006, ha varato due bandi per la concessione di incentivi per la nascita di impianti funzionanti con reflui zootecnici e per centrali alimentate a biomasse di provenienza agricola. Il bando del 2006 stanziava 4,5 milioni di euro per il finanziamento di 15 impianti per la produzione di biogas da scarti zootecnici; il bando ha determinato un investimento dei privati beneficiari di oltre 9 milioni di euro. Per quanto riguarda gli impianti a biogas da reflui zootecnici, attualmente il numero di impianti per la produzione di energia da biomasse gestiti da aziende agricole in regione è pari a 25 [22]. Gli impianti producono biogas dalla trasformazione di liquami zootecnici e di biomasse di origine agricola; il biogas è poi trasformato in energia termica ed elettrica. I progetti di energia da biogas sono stati finanziati a seguito della deliberazione di Giunta 1394/2006. La maggior parte di questi impianti è in fase di costruzione e si prevede che inizino a funzionare nel corso del 2008. I 15 impianti che hanno ottenuto un incentivo regionale con il bando del 2005 e che saranno alimentati con liquami zootecnici di origine bovina, suina e avicunicola, sono localizzati in provincia di Piacenza (5), di Parma (3), di Bologna (2), mentre i restanti 5 sorgono rispettivamente in provincia di Ferrara, Forlì-Cesena, Modena, Ravenna e Reggio Emilia. La maggior parte di questi impianti (9), utilizzeranno liquame proveniente da allevamenti bovini, 3 saranno alimentati con deiezioni suine, 2 con scarti avicunicoli e 1 con un mix di liquami bovini e suini.

Nel 2008 sono finanziati dalla Regione altri cinque impianti per la produzione di energia elettrica o calore gestiti direttamente dagli agricoltori e alimentati a biomasse di origine vegetale. I nuovi impianti saranno realizzati nelle seguenti aziende o consorzi di aziende: la Cooperativa agricola Agribioenergia di Medicina (BO); il Consorzio Riesco di Piacenza, l'Azienda Visagli Andrea di Monticelli d'Ongina (PC), la Società Produttori Sementi di Argelato (BO), la Cooperativa agricola Voltapagina di Cesena (FC). In *Tabella 9* sono riportati i dettagli relativi ai cinque nuovi impianti.

Il bando del 2007 sosteneva invece non tanto il biogas quanto lo sviluppo delle bioenergie tramite la concessione di aiuti a imprese agricole, singole o associate, che intendessero realizzare impianti per la produzione di energia elettrica e/o termica con l'utilizzo di

biomasse di origine forestale e agricola [23]. Il bando regionale sosteneva lo sviluppo di esperienze pilota di filiere energetiche corte, cioè con imprese agricole che contemporaneamente svolgono la funzione di produttrici della materia prima da trasformare (pioppo, salice, sorgo o altre coltivazioni dedicate), che ne gestiscono la trasformazione in energia e che poi vendono l'energia in tale modo prodotta; l'elenco degli impianti finanziati è stato pubblicato come delibera della giunta regionale [24]. Per questo motivo, il contributo concesso dalla Regione poteva interessare sia la fase di impianto, sia la fase di consegna dell'energia, sia la gestione dei residui di processo; il contributo regionale era il 35% (40% nelle aree di montagna o svantaggiate) della spesa massima ammissibile fissata in 0,5 milioni di euro per le aziende singole e in 1,5 milioni di euro per quelle associate. Considerando gli investimenti privati, il bando dovrebbe movimentare risorse per 4,2 milioni di euro. Le domande finanziate rappresentano le tipologie di impianti per produrre energia sia termica che elettrica da fonti rinnovabili di origine agricola: dal biogas ottenuto dall'utilizzo di deiezioni animali miste a biomassa vegetale, si passa ai processi di gasificazione e combustione per finire all'utilizzo di oli vegetali come materia prima per alimentare motori che trasformano energia meccanica in energia elettrica. Gli impianti che sono stati ammessi al finanziamento regionale secondo il bando del 2006 sono riportati in *Tabella 9*.

*Tabella 9: Elenco e descrizione dei 5 nuovi impianti, finanziati con il bando del 2007 della Regione Emilia-Romagna, e delle aziende che li realizzeranno.*

<p><b>Agribioenergia Società Cooperativa Agricola (Medicina - Bologna):</b>          L'investimento ammonta a 3.720.426 euro con un contributo pari a 525.000 euro.          Si tratta di un impianto di biogas con utilizzo di biomassa vegetale più una percentuale di circa il 15% di liquame zootecnico. L'impianto interessa un bacino produttivo oggetto di significative riconversioni colturali. Da bietola da zucchero a mais e sorgo. È previsto l'utilizzo di un motore di cogenerazione della potenza di 1064 KW. La Cooperativa è costituita da 21 soci con un impegno di superficie dedicata di circa 300 Ha .</p>
<p><b>Consorzio Riesco (Piacenza):</b>          L'investimento ammonta a 1.554.606 euro con un contributo erogabile pari a 525.000 euro.          Il consorzio é stato creato appositamente per occuparsi di tutto ciò che riguarda la valorizzazione delle matrici vegetali, la produzione di energia da fonti rinnovabili e la fornitura di servizi legati al settore. Il processo di produzione fa riferimento a due gasificatori da 250 KW. L'approvvigionamento della materia prima (biomassa) avviene tramite le 9 aziende consorziate, che sono logisticamente posizionate in un'area prossima agli impianti con indubbio vantaggio economico. Inoltre la collocazione degli impianti interessa un bacino produttivo oggetto di significative riconversioni colturali.</p>
<p><b>Az. Agr. Visagli Andrea (Monticelli d'Ongina - Piacenza):</b>          L'investimento ammonta a 245 mila euro con un contributo pari a 85.751 euro. L'azienda nasce in relazione all'attività preesistente di coltivazione diretta a carattere familiare, con il nuovo indirizzo ci si vuole occupare dello sviluppo dell'attività energetica da fonti rinnovabili (biomasse). L'azienda dispone di 50 Ha a rotazione con una riconversione a cereali di 19 Ha, precedentemente coltivati a bietola. L'impianto avrà una potenzialità di 60 KW di potenza con un funzionamento annuo di circa 8000 ore.</p>
<p><b>Società Produttori Sementi S.P.A. ( Argelato - Bologna):</b>          L'investimento ammonta a 1.230.384 euro, con un contributo pari a 175.000 euro. Il progetto interessa circa 560 Ha coltivati con colture specifiche quali il mais ed è sinergico ad un progetto di urbanizzazione che usufruirebbe di un impianto di teleriscaldamento/raffreddamento servito da una caldaia da KW 142, ad alto rendimento per combustione a mais. Anche in questo caso l'area di ubicazione del progetto è oggetto di significativa riconversione colturale (settore bieticolo), è previsto anche l'utilizzo di terreni a riposo.</p>
<p><b>Voltapagina Società Cooperativa Agricola (Cesena - FC):</b>          L'investimento ammonta a 120.000 euro con un contributo pari a 48.000. Si tratta di un progetto orientato verso l'autoconsumo, tipicamente aziendale e di facile trasferibilità. L'impianto è di tipo</p>

cogenerativo (calore + energia elettrica) della potenza di 25 KW alimentato a olio vegetale. È interessata un'estensione coltivata di circa 150 Ha a indirizzo produttivo cerealicolo-zootecnico con riferimento particolare al girasole. Siamo in presenza di una "filiera corta" in quanto anche la trasformazione in olio (pressatura) avviene in azienda tramite apposita macchina.

Sono in corso altre esperienze che riguardano la bio-energia in regione Emilia-Romagna, ad esempio sono in corso di svolgimento alcuni progetti europei che vedono coinvolti anche enti e centri regionali. Un progetto attivo da più di un anno è il progetto Seq-Cure, "Sistemi integrati per accrescere il sequestro di carbonio, attraverso la produzione di colture energetiche fertilizzate con residui organici", Finanziato dall'Unione Europea nell'ambito del Programma Life III Ambiente [26]. Si tratta di un progetto triennale in cui è coinvolto il CRPA (Centro Ricerche Produzioni Animali) [25] a carattere dimostrativo che vuole contribuire ad attivare azioni per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera e il sequestro (cioè la fissazione) del carbonio nel suolo. Gli obiettivi principali del progetto sono:

- promuovere l'utilizzo di residui organici (effluenti zootecnici, fanghi di depurazione, altri) per la fertilizzazione di colture energetiche, limitandone l'impatto ambientale
- sottoporre a monitoraggio diverse filiere agri-energetiche, partendo dalla produzione delle biomasse per arrivare alla loro conversione energetica e smaltimento dei residui
- rendere fruibile una metodologia di calcolo delle emissioni di gas serra/sequestri di carbonio derivanti dai cambiamenti d'uso del suolo
- accrescere la consapevolezza di agricoltori e tecnici sulle emissioni di gas serra/sequestri di carbonio dovute alle pratiche agricole ed alla attivazione di filiere agri-energetiche
- favorire l'attivazione di filiere agri-energetiche che risultino sostenibili, sia dal punto di vista ambientale che economico.

Tenendo in considerazione le caratteristiche e la vocazionalità produttiva delle diverse aree della regione, la fattibilità degli impianti di conversione, la presenza di esperienze preesistenti, nel progetto Seq-cure sono state individuate numerose aziende dimostrative con differenti filiere della bioenergia. La *Tabella 10* riporta l'elenco delle filiere prescelte, delle aziende dimostrative coinvolte nel progetto e delle colture sottoposte a monitoraggio.

*Tabella 10: Filiere studiate nel progetto Seq-Cure [26].*

Provincia	Filiera	Azienda	Materia prima
Piacenza	Biogas	Az. Sperimentale "V. Tadini"	Sorgo da fibra, sorgo zuccherino, mais
Parma	Combustione	Az. Agr. Sperimentale Stuard	Pioppo
Reggio Emilia	Biogas	Cooperativa Agroenergetica Territoriale (CAT) Agricola RGR	Sorgo ibrido, sorgo da fibra, sorgo zuccherino
Modena	Combustione	Az. Losi	Canapa da fibra
Bologna	Biogas	Az. Mengoli	Mais, sorgo zuccherino
Ferrara	Biocombustibile: olio	Az. Scaramagli	Girasole, colza
Ravenna	Combustione	Cooperativa Agricola Braccianti (CAB)	Sorgo ibrido, sorgo da fibra, sorgo zuccherino Pioppo
Forlì - Cesena	Biogas	Az. Bagioni	Girasole, sorgo zuccherino, sorgo da fibra
	Biocombustibile: alcool	Cooperativa Agricola Braccianti	Frumento

Nel 2008 si è concluso il progetto interreg Better - Biofuel chain Enhancement for Territorial development of European Regions, che aveva come promotore la Provincia di Forlì-Cesena, e come partner italiani il CRPV (Centro Ricerche Produzioni Vegetali), Centuria RIT e l'Università di Bologna [27]. Obiettivo del progetto era lo studio e il miglioramento della filiera dei biocarburanti. Il progetto prevedeva delle azioni dimostrative per studiare la filiera del biodisel; ad esempio, sono state realizzate delle coltivazioni dimostrative di colza e girasole per valutarne la sostenibilità agronomica, economica e ambientale. Sono state anche fatte delle prove sulla spremitura dei semi su impianti non industriali (spremitura meccanica con macchine di medie dimensioni). Inoltre, è stato anche portato avanti un dialogo con le amministrazioni e le istituzioni per promuovere l'utilizzo del biodisel come carburante. Infine, è stata condotta un'analisi SWOT per analizzare i principali punti di forza e di debolezza per lo sviluppo della filiera biodisel [27]. Si sottolinea che, come emerso dal progetto, l'Italia è secondo produttore europeo di biodisel, con una produzione pari a circa 384 Mtep, ma la materia prima (colza e girasole) proviene quasi esclusivamente dall'estero. Inoltre, il 60% della produzione italiana di biodisel viene esportata negli altri paesi europei.

## 6 IMPATTI DOVUTI ALLA PRODUZIONE DI BIOMASSE

I problemi potenzialmente maggiori, derivanti dall'utilizzo delle biomasse su vasta scala, derivano dalla raccolta dei residui colturali e forestali. I residui lasciati sui campi hanno, infatti, un valore commerciale quasi nullo, ma hanno una funzione di mantenimento del suolo. Il suolo è lo strato superficiale della crosta terrestre ed è utilizzato dalla vegetazione come supporto e fonte di sostanze nutritive. Il materiale organico lasciato sui campi ha diverse funzioni: mantiene elevato il contenuto di nutrienti, protegge la superficie del suolo dall'erosione, stabilizza la struttura del suolo e la sua tessitura, ne riduce la densità, procura energia ai microrganismi che vivono nel suolo, essenziali per la fertilità del terreno.

Si può calcolare una tolleranza alla perdita del suolo che, ovviamente, dipende dal tipo di terreno, dalla topografia, dal clima e dall'uso che si fa del suolo stesso. Per tolleranza alla perdita di suolo si intende quella erosione massima che può ancora permettere di sostenere, economicamente e a tempo indeterminato, un'alta produttività. L'erosione del suolo è comunemente considerata legata alle forme intensive di agricoltura; esiste quindi il pericolo che la rimozione di questo materiale organico dai campi possa aumentare il degrado del suolo. Inoltre, una delle principali conseguenze del degrado del suolo è la diminuzione della capacità di trattenere l'acqua e, quindi, un ulteriore aumento dell'erosione e il bisogno di maggiori irrigazioni. I microrganismi, con la decomposizione del materiale organico lasciato sui campi, provvedono all'immagazzinamento di azoto nel suolo, evitando così che i nutrienti colino in profondità nel terreno durante l'autunno e l'inverno. Analogamente all'erosione, la perdita del contenuto di sostanza organica del suolo ha conseguenze sulla capacità di ritenzione sia dell'azoto sia dell'acqua.

Gli impatti legati alle colture energetiche sono sostanzialmente gli stessi delle coltivazioni intensive, anche se non si possono quantificare con precisione la gravità e l'estensione di problemi quali: l'impoverimento del suolo, la diminuzione della biodiversità e della resistenza alle malattie in piantagioni monocolturali. Poiché le colture energetiche non garantiscono alti margini di guadagno, è prevedibile una maggiore pressione sul suolo affinché la produzione di tonnellate di biomassa per ettaro sia massima: per questo motivo, gli impatti possono essere maggiori che per le coltivazioni agricole. Esistono però metodi per la gestione delle colture energetiche attenti alla compatibilità della piantagione con l'ecosistema naturale.

### 6.1 Benefici

Un'importante caratteristica delle biomasse è lo stretto legame con il territorio; sono largamente disponibili sul territorio e, pertanto, possono essere considerate una risorsa locale. Le biomasse si trovano pressappoco ovunque, anche se in qualità e quantità diverse; sono accessibili a tutti e possono essere utilizzate con una vasta gamma di tecnologie, dalle più antiche alle più moderne ed efficienti. In effetti, le biomasse, anche se allora non erano chiamate in questo modo, sono state la prima fonte di energia utilizzata dall'uomo e sono tuttora quella più utilizzata. Nei paesi in via di sviluppo le biomasse alimentano il fuoco in camini e stufe, mentre nei paesi sviluppati (prima di tutto Finlandia, Svezia e Austria), parlando sempre di usi domestici, alimentano caldaie che possono avere rendimenti elevati (superiori all'80%) e che possiedono meccanismi di controllo sulle emissioni inquinanti. Tutte le civiltà hanno, in misura maggiore o minore, dimesticato nell'utilizzo delle biomasse a scopo energetico. Questo costituisce un secondo vantaggio per questa fonte rinnovabile: quando le tecnologie più efficienti saranno ampiamente usate nei paesi industrializzati, sarà più semplice esportare le tecnologie nei paesi in via di sviluppo per favorire la produzione locale e sostenibile di energia, in luoghi in cui questa è estremamente rara o costosa.



Il contesto energetico italiano è caratterizzato dalla forte dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento energetico. Il 15% dell'elettricità consumata nel nostro paese è infatti importata, così come l'80% delle materie prime energetiche. In questa situazione l'assetto economico del paese è in condizione di permanente instabilità dovuta alle continue oscillazioni del prezzo dei combustibili fossili. Per quanto riguarda il contesto economico, il settore agricolo sta subendo da tempo una notevole contrazione, si è infatti passati dai 18 milioni di ettari coltivati nel 1966 ai 13,2 milioni del 2000 [28]. Questo fenomeno, oltre a indebolire ulteriormente un settore già provato e comunque fragile, ha comportato l'avvio di un processo di abbandono delle aree rurali. Le conseguenze di questo spopolamento sono svariate e comportano scompensi di natura economica e sociale, nonché problematiche relative alla gestione del territorio e del suo assetto idrogeologico. Una possibile opzione per invertire questa tendenza è quella di una riconversione delle produzioni agricole eccedentarie in colture energetiche.

Il nuovo comparto delle bioenergie potrebbe, quindi, apportare benefici non indifferenti su diversi aspetti della vita del paese e, in particolare, sull'aspetto ambientale: la bioenergia potrebbe contribuire in modo decisivo alla riduzione delle emissioni di gas serra nell'atmosfera in quanto il bilancio emissivo di CO<sub>2</sub> è circa nullo (Figura 9). L'anidride carbonica immessa in atmosfera in seguito al processo di conversione energetica è esattamente pari a quella fissata nella materia vegetale durante il processo di fotosintesi e di accrescimento della biomassa. Nella produzione di energia da biomasse, la quantità di CO<sub>2</sub> immessa in atmosfera è solo quella derivante dai processi di raccolta e trasporto della materia prima o di trasformazione della stessa in altra forma di biocombustibile.

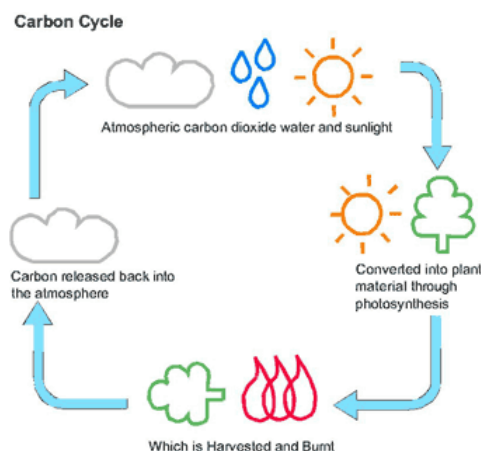


Figura 9: Ciclo del biossido di carbonio legato all'utilizzo di biomasse come combustibile.

Congiuntamente all'abbattimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> devono essere considerate anche le emissioni evitate di tutti quegli inquinanti derivanti dall'uso di combustibili fossili, come l'SO<sub>2</sub>, il CO e il benzene. L'utilizzo come combustibile degli scarti ed i residui delle produzioni agricole e agro-industriali, nonché della frazione organica dei rifiuti, contribuirebbe ad alleviare il problema ambientale dello smaltimento di queste sostanze, andando anche a recuperare una parte del loro contenuto energetico.

La creazione e lo sviluppo di aree agricole destinate a colture energetiche dedicate, laddove si trovavano terreni abbandonati e incolti, contribuisce inoltre al controllo dell'erosione e alla riduzione del dissesto idrogeologico delle zone collinari e montane.

Considerando l'aspetto economico, l'utilizzo della biomassa come fonte rinnovabile può ridurre la dipendenza energetica dai produttori extraeuropei. La riconversione del settore agricolo, oltre a risollevarne le sorti di un comparto depresso, potrebbe dare un nuovo stimolo alle economie rurali collegate.

Il recupero dei sottoprodotti dei residui organici per la produzione di energia può essere un'ulteriore fonte di reddito o quantomeno di risparmio in termini di costi di depurazione e smaltimento evitati. Tutto il sistema di produzione della bioenergia, partendo dalle filiere di produzione agli impianti di trattamento e conversione, andrebbe quindi a formare un settore economico in espansione, contribuendo anche alla creazione di nuovi posti di lavoro e opportunità di sviluppo.

Per quanto riguarda l'aspetto sociale, lo sviluppo del settore delle bioenergie e l'inversione dell'attuale tendenza all'abbandono delle campagne apporterebbero un beneficio in tutte quelle zone marginali afflitte da un alto tasso di disoccupazione. L'apertura del mercato dell'energia agli operatori agricoli permetterebbe di diversificare e integrare le fonti di reddito delle loro attività, conferendo una maggiore stabilità economica alle aziende agricole che contribuiscono alla fornitura energetica.

Si stima che, in Europa, l'utilizzo energetico delle biomasse possa portare all'occupazione diretta di 250-300.000 addetti, principalmente nelle aree rurali, supponendo che il 70-90% delle biomasse sia prodotto nell'UE. Sotto il profilo dell'occupazione diretta, nell'UE l'intensità di manodopera per i biocarburanti è da 50 a 100 volte superiore a quella per i combustibili fossili, che costituiscono la loro alternativa. L'intensità di manodopera per la produzione di elettricità dalla biomassa è da 10 a 20 volte superiore e quella del riscaldamento da biomassa è doppia (Commissione delle Comunità Europee, 2005). I pareri circa gli effetti indiretti sono contrastanti: alcuni sostengono che i posti nel settore bioenergetico sostituiranno altri posti e che l'effetto netto sull'occupazione sarà nullo.

Secondo le stime della Commissione Europea, al termine dell'annata 2005-06, l'Unione Europea ha registrato scorte di cereali dell'ordine di 70 milioni di tonnellate, rispetto a scorte di quasi 30 milioni di tonnellate relative all'annata 1997-98. Sempre secondo la Commissione, solo un forte tasso di messa a riposo, addirittura oltre il 20%, potrebbe consentire di ridurre il livello delle eccedenze previste.

È chiaro che un mercato in cui la quantità di eccedenze agricole si raddoppia in meno di un decennio, è un mercato protetto: infatti, una buona parte del bilancio dell'UE è destinato alla politica agricola comune (il bilancio di previsione del 2002, con uno stanziamento di circa 98.600 milioni di €, stanziava il 46% per l'agricoltura) [29].

Per il controllo della produzione, l'UE ha adottato il sistema dei pagamenti compensativi, cioè un premio pagato agli agricoltori per la messa a riposo di terreni seminativi, associato ad una progressiva riduzione dei prezzi dei prodotti agricoli (in media il 30% per i prodotti cerealicoli). La situazione sarà aggravata dall'allargamento dell'UE a paesi prevalentemente arretrati sul piano agricolo: ci sarà probabilmente un forte sbilanciamento di contributi e finanziamenti a favore dei nuovi entrati.

Nel futuro si dovrà gestire la messa a riposo di numerosi ettari di superficie produttiva e il calo di redditività di alcune colture. Alcune vie per risolvere questo problema possono essere l'incremento della competitività delle aziende agricole, la diversificazione delle produzioni e la specializzazione in settori strategici (come quello dell'energia). Le superfici messe a riposo possono essere utilizzate per colture non destinate all'alimentazione umana o animale e, in particolare, a utilizzi energetici: colza o girasoli per il biodiesel, ma anche piantagioni arboree.

In quest'ottica si muovono le istituzioni, destinando contributi all'innovazione nelle aziende agricole e, anche, alla produzione di biomassa a scopi energetici. Il Piano di Sviluppo Rurale 2000-2006 della Regione Lombardia ha destinato alle misure agroambientali una quota di finanziamenti particolarmente rilevante, pari a circa il 44% degli stanziamenti e al 52,5% dei contributi UE. Nel nuovo Piano di Sviluppo Rurale si intende dare il via ad un piano specifico per lo sviluppo delle biomasse, facendo proprie le linee guida del Piano d'Azione della Commissione della Comunità Europea [30].

Legambiente ha condotto un'analisi sulle cause degli incendi: una piccola percentuale

(0.5-1,1%) dipende da cause accidentali o naturali; il 34,8% dipende da cause colpose, imprudenza e violazione delle norme; il 59,8% degli incendi sono invece dolosi, cioè appiccati deliberatamente per provocare danni. Questi incendi sono motivati essenzialmente dal tentativo di ottenere nuovi terreni per il pascolo, per l'agricoltura, per la speculazione edilizia, per creare posti di lavoro connessi alle attività di spegnimento e per questioni legate al bracconaggio. Il direttore generale di Legambiente, Ferrante, commentando questi dati, ha affermato: "La maggior parte di questi incendi avviene nelle aree dove il bosco non ha altra funzione economica se non quella puramente assistenziale e diminuisce gradatamente nelle zone dove il bosco è inserito in ambiti di pregio: parchi e aree protette che valorizzano il contesto e favoriscono gli introiti delle comunità locali, a testimonianza che per la corretta gestione del territorio serve il coinvolgimento della popolazione [31]". È importante creare i presupposti per una maggiore cura del bosco e per una valorizzazione del suo utilizzo: cura e valorizzazione che potrebbero essere legati non al solo aspetto ricreativo, ma potrebbero avere anche un risvolto economico e propriamente sociale. Oltre agli utili legati allo sfruttamento della filiera energetica e alla prevenzione degli incendi, sarebbero evitati i danni ambientali arrecati all'ecosistema.

## 6.2 Criticità

Il settore delle bioenergie riscuote un interesse sempre crescente e i vantaggi a esso collegati sono ormai riconosciuti. Tuttavia, nello scenario economico nazionale non si riscontra uno sviluppo di questo settore tale da raggiungere una dimensione di mercato. Questo deriva dalla presenza congiunta di criticità di diversa natura che si oppongono o rallentano l'ulteriore sviluppo del settore. Per un'analisi sintetica possiamo ricondurre queste criticità a tre diversi ambiti: tecnologico, economico e politico-istituzionale. La maggior parte delle tecnologie disponibili per le bioenergie hanno raggiunto un buon livello di sviluppo, nonostante ciò alcune di queste non sono ancora inserite in un mercato vero e proprio: lo sviluppo tecnologico non è stato tale da consentire l'innescio di meccanismi di economie di scala. Inoltre, non si è ancora diffuso un grado di conoscenza delle tecnologie disponibili sufficientemente ampio.

La criticità legata alla raccolta dei residui colturali e forestali che potrebbe generare un progressivo impoverimento del terreno è già stata affrontata e discussa all'inizio del capitolo.

Un altro limite alla diffusione delle bioenergie deriva da fattori di natura economica. In passato, il costo contenuto dei combustibili fossili rendeva poco competitiva ogni fonte alternativa. Tuttavia, con l'attuale trend di crescita inarrestabile dei prezzi, il divario che separa le energie fossili dalle bioenergie è destinato a colmarsi. È comunque importante sottolineare che la non competitività delle bioenergie deriva in parte dal sistema dei prezzi che non va a considerare le esternalità (costi ambientali e sociali) connesse all'utilizzo delle risorse fossili. Un altro freno alla diffusione deriva dai costi di investimento iniziali, piuttosto elevati per le tecnologie più innovative e meno diffuse. In alcuni casi, i costi elevati di produzione delle bioenergie derivano dai costi di manodopera collegati al processo di produzione, raccolta e trasporto della biomassa. Il costo di investimento elevato è quindi connesso alla creazione di posti di lavoro per il processo di produzione.

Infine, esistono criticità legate ad aspetti politici, per cui è necessario considerare la situazione del mercato dell'energia in Italia. Questo è stato a lungo dominato da due grandi enti (ENI ed ENEL), il che ha ostacolato l'iniziativa privata nonché l'interazione tra il settore energetico e quello agricolo-forestale. Di conseguenza, il settore delle bioenergie è sempre stato inficiato da una carente diffusione di informazione a livello di classe politica e di opinione pubblica. Tuttavia, negli ultimi anni, si è vista una crescente presa di coscienza dell'importanza del settore delle bioenergie, che va gradualmente a inserirsi nel quadro

della politica energetica nazionale, anche attraverso strumenti legislativi appositi e misure attuative. A livello internazionale e nazionale il panorama sta progressivamente mutando, conseguentemente all'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, alla Conferenza Nazionale Energia e Ambiente e alla redazione del PNERB (Piano Nazionale Energie Rinnovabili da Biomasse) e del Libro Bianco per le Rinnovabili. Alcune criticità sono legate anche agli impatti ambientali.

Come riflessione generale, è da notare che, qualora la combustione controllata di biomassa vada a sostituire la combustione incontrollata o l'abbandono nei campi (paglia e residui della potatura bruciati sui campi o smaltiti, ad esempio), si ha una considerevole riduzione delle emissioni.

Gli altri output della generazione di energia da biomassa sono scorie e ceneri e gli eventuali effluenti liquidi. Scorie e ceneri possono trovare metodologie di smaltimento o re-impiego semplici qualora provengano dalla combustione di sola biomassa vergine; mentre, nel caso di integrazione con altri tipi di biomasse trattate, il riferimento è sempre costituito dal Decreto Ronchi 5/2/97.

Il problema degli effluenti idrici non si pone qualora la linea di trattamento fumi sia di tipo "effluent free", ovvero senza sezioni di trattamento (per inquinanti acidi) a umido.

Il trattamento degli effluenti idrici è importante soprattutto se il processo è bio-chimico. Anche in questo caso, le acque sporche possono essere usate come fertilizzanti. Si deve comunque prestare attenzione alle ingenti quantità di effluenti: in Brasile, per 11 milioni di m<sup>3</sup> di alcol etilico, sono prodotti 125 milioni di m<sup>3</sup> di residuo di distillazione.

### **6.3 Fattori di emissione**

Durante la combustione, carbonio e idrogeno presenti nei legami chimici della biomassa subiscono una reazione di ossidazione. Una combustione incompleta può comportare l'emissione di particolato o di sostanze parzialmente ossidate, alcune delle quali possono essere tossiche. Azoto e zolfo presenti nelle biomasse sono trasformati in ossidi: principalmente in diossido di zolfo (SO<sub>2</sub>) e ossido di azoto (NO), ma anche triossido di zolfo (SO<sub>3</sub>) e diossido di azoto (NO<sub>2</sub>). Anche le piccole quantità di N presenti nell'aria (il principale ossidante utilizzato nella combustione) sono trasformati in ossidi alle temperature di combustione; maggiore la temperatura, maggiore sarà la concentrazione di ossidi d'azoto [2]. La concentrazione di azoto e zolfo nelle biomasse è spesso molto limitata; data, però, la grande varietà di tipologia delle biomasse, alcune possono contenere quantità più elevate (*Tabella 11*).

Elementi come il cloro possono essere presenti in concentrazioni relativamente alte quando le biomasse derivano da rifiuti solidi urbani o da combustibile derivato da rifiuti (CDR); sono invece presenti in quantità molto limitate, se non assenti, nelle biomasse legnose. La presenza di cloro può portare alla formazione di composti altamente inquinanti, ad esempio l'acido cloridrico. Infine, la quantità di ceneri, prodotte dall'ossidazione dei metalli contenuti nella biomasse, dipende molto dalla qualità della biomassa stessa e dalla sua composizione chimica. Le ceneri sono generalmente smaltite in discarica, anche se potrebbero essere riutilizzate, ad esempio come ammendante.

I sistemi di combustione devono essere progettati in modo da avvicinarsi il più possibile alle condizioni di combustione completa con il controllo delle emissioni, in modo da poter estrarre la maggior quantità di energia, minimizzando le emissioni indesiderate e rispettando le leggi vigenti. In *Tabella 12* sono elencati i dati relativi alla combustione stechiometrica per diversi tipi di biomasse, supponendo che il contenuto di umidità sia pari a 15%, che azoto e zolfo si ossidino tutti in NO<sub>2</sub> e SO<sub>2</sub> e, infine, che l'azoto presente nell'aria sia inerte [2]. I valori stimati di emissione di NO<sub>2</sub> e SO<sub>2</sub> nella combustione completa sono superiori a quanto ci si aspetterebbe dalle biomasse. La concentrazione relativamente alta di N e S in tutti i tipi di biomasse, ad eccezione del legno di pino,

possono potenzialmente causare problemi di emissione e richiedere il trattamento dei fumi con l'abbattimento di NO<sub>2</sub> e SO<sub>2</sub> [2].

Le emissioni possono essere diminuite con i moderni sistemi di abbattimento e con l'utilizzo degli impianti più moderni. Ad esempio, i progressi della tecnologia hanno permesso di diminuire drasticamente le emissioni per le caldaie domestiche (spesso indicate come fonti consistenti di particolato) sia di particolato (da 7,1 kg/TJ a meno di 1,5 kg/TJ) sia di monossido di carbonio (da 22,7-32,7 kg/TJ a 1,3-6,7 kg/TJ) [2]. In *Tabella 13* sono riportate le emissioni in diversi caldaie a biomasse domestiche di potenza termica molto ridotta, dell'ordine di qualche kW [32]. Le caldaie sono ordinate per efficienza di combustione crescente. È interessante notare le differenti emissioni della caldaia alimentata a pellet a seconda che funzioni o meno a pieno regime (seconda e terza colonna); quando infatti lavora a piena potenza, le emissioni di questa caldaia sono comparabili a quelle, modeste, della caldaia a legna con marchio *Eco Label* (ultima colonna).

Negli impianti di produzione di energia i filtri sono in grado di rimuovere fino al 99% del particolato in emissione. In assenza di filtri, le emissioni dovute alla combustione delle biomasse sono 5-10 volte inferiori a quelle dovute alla combustione di carbone [33]. Nella fase di accensione delle caldaie a biomasse si ha emissione di fumi ben visibili, composti da vapor d'acqua ed elevati livelli di particolato ed emissioni gassose. Dopo che la temperatura di regime è stata raggiunta, le emissioni si riducono drasticamente. Quando la temperatura al camino è inferiore ai 60°C, tipicamente durante l'accensione o per le scorrette condizioni di combustione, si verificano gravi emissioni di fuliggine. Secondo Sørensen, gli ossidi di azoto sono in genere 2 o 3 volte inferiori per la combustione di biomasse piuttosto che per la combustione di carbone per chilogrammo di combustibile; invece, per unità di energia la quantità emessa è circa la stessa [33].

Il DPCM 8/3/2002 disciplina in Italia le caratteristiche merceologiche dei combustibili in funzione anche dell'inquinamento atmosferico, oltre che delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione. Il Decreto specifica precisi limiti sulle emissioni, riportati in *Tabella 14*.

Le emissioni risultano inferiori quando la biomassa è bruciata in condizioni ottimali, piuttosto che essere sottoposta a frequenti regolazioni del carico in risposta alla richiesta di energia. Di conseguenza, ad esempio, sistemi di riscaldamento a biomasse muniti di unità di immagazzinamento del calore riducono notevolmente le emissioni [33].

Tabella 11: Composizione tipica e potere calorifico di biomassa vergine, proveniente da residui (reflui zootecnici e rifiuti solidi urbani), torba e carbone [2].

	Pure Cellulose	Pine wood	Kentucky bluegrass	Giant brown kelp <sup>a</sup>	Water hyacinth <sup>b</sup>	Feedlot manure <sup>c</sup>	RDF <sup>d</sup>	Primary biosolids <sup>e</sup>	Reed sedge peat <sup>f</sup>	Bituminous coal <sup>g</sup>
<b>Ultimate analysis (wt%<sup>h</sup>)</b>										
C	44,44	51,8	45,8	27,65	41,1	35,1	41,2	43,75	52,8	69,0
H	6,22	6,3	5,9	3,73	5,29	5,3	5,5	6,24	5,45	5,4
O	49,34	41,3	29,6	28,16	28,84	33,2	38,7	19,35	31,24	14,3
N	-	0,1	4,8	1,22	1,96	2,5	0,5	3,16	2,54	1,6
S	-	0	0,4	0,34	0,41	0,4	0,2	0,97	0,23	1,0
Ash	-	0,5	13,5	38,9	22,4	23,5	13,9	26,53	7,74	8,7
C (maf)	44,44	52,1	52,9	45,3	52,9	45,9	47,9	59,5	57,2	75,6
<b>Proximate analysis (wt%)</b>										
Moisture	-	5-50	10-70	85-95	85-95	20-70	18,4	90-98	84,0	7,3
Organic matter	-	99,5	86,5	61,1	77,7	76,5	86,1	73,47	92,26	91,3
Ash	-	0,5	13,5	38,9	22,4	23,5	13,9	26,53	7,74	8,7
<b>Higher heating value</b>										
MJ/dry kg	17,51	21,24	18,73	10,01	16,00	13,37	12,67	19,86	20,79	28,28
MJ/kg (maf)	17,51	21,35	21,65	16,38	20,59	17,48		27,03	22,53	30,97
MJ/kg carbon	39,40	41,00	40,90	36,20	38,93	38,93		45,39	39,38	40,99

<sup>a</sup>*Macrocystis pyrifera*; <sup>b</sup>*Eichornia crassipes*; <sup>c</sup>Allevamento zootecnico; <sup>d</sup>Combustibile derivato da rifiuti; <sup>e</sup>Ricevuti dal Chicago

Metropolitan Sanitary District Facility; <sup>f</sup>Torba proveniente dal Minnesota; <sup>g</sup>Carbone proveniente dall'Illinois; <sup>h</sup>Contenuto di umidità in percentuale

Tabella 12: stima della combustione stechiometrica per alcuni combustibili solidi [2].

Parameter	Pine wood	Kentucky bluegrass	Feedlot manure	RDF	Bituminous coal	Anthracite coal	Coke
Moisture (wt%)	15,0	15,0	15,0	15,0	3,1	5,2	0,8
Higher heating value (MJ/kg)	18,05	15,92	11,36	12,51	32,61	29,47	29,50
C/H wt ratio	8,2	7,8	6,6	7,5	16,0	33,6	106
Air/fuel wt ratio	5,37	5,51	3,97	4,25	10,81	9,92	10,09
Product CO <sub>2</sub> (wt/wt fuel)	1,90	1,68	1,29	1,51	2,94	2,96	3,12
Product H <sub>2</sub> O (wt/wt fuel)	0,56	0,53	0,47	0,49	0,49	0,22	0,07
N <sub>2</sub> from air (wt/wt fuel)	4,85	4,97	3,58	3,83	8,26	7,58	7,73
CO <sub>2</sub> in dry flue gas (mol%)	19,9	17,4	18,4	20,0	18,5	19,9	20,4
NO <sub>2</sub> in dry flue gas (mol%)	0,032	1,55	1,13	0,21	0,0	0,0	0,266
SO <sub>2</sub> in dry flue gas (mol%)	0,0	0,054	0,075	0,035	0,086	0,101	0,089

Tabella 13: Concentrazione di alcuni inquinanti in mg/m<sup>3</sup> al camino di piccoli impianti domestici alimentati a biomasse. L'efficienza della combustione è espressa come = [CO<sub>2</sub>]/([CO<sub>2</sub>]+[CO]) [32].

Fuel device effect	Wood stove <sup>a</sup> 20 kW	Pellet stove <sup>b</sup> 7 kW	Pellet burner <sup>c</sup> low	Pellet burner <sup>c</sup> 20 kW	Wood boiler <sup>d</sup> 30 kW
CO <sub>2</sub>	120 000	46 000	50 000	130 000	120 000
CO	4100	610	470	13	190
CH <sub>4</sub>	120	5	3	0,3	3
Benzene	13	0,6	0,5	0,01	0,4
Methoxyphenols	44	2	0	0	0
Pyrene	0,4	0	0	0	0,14
Combustion efficiency	0,97	0,99	0,99	1,00	1,00

<sup>a</sup> Residential fire place like boiler from 1981 coupled to a water tank.

<sup>b</sup> Top fed.

<sup>c</sup> Top fed, installed in an old boiler (for wood, oil and electricity) coupled to a water tank

<sup>d</sup> Environmentally labelled modern wood boiler from 2001, coupled to a water tank.

Tabella 14: limiti di emissione in funzione della potenza termica nominale complessiva installata (MW)<sup>a</sup> (DPCM 8/3/2002) (in corsivo i valori medi giornalieri).

Emissioni	0,15-3 MW	3-6 MW	6-20 MW	>20 MW
Polveri totali (mg/Nm <sup>3</sup> ) <sup>b</sup>	100	30	30	30 <i>10</i>
Carbonio organico totale (COT) (mg/Nm <sup>3</sup> ) <sup>b</sup>	---	---	30	20 <i>10</i>
Monossido di carbonio (CO) (mg/Nm <sup>3</sup> ) <sup>b</sup>	350	300	250 <i>150</i>	200 <i>100</i>
Ossidi di azoto (NO <sub>2</sub> ) (mg/Nm <sup>3</sup> ) <sup>b</sup>	500	500	400 <i>300</i>	400 <i>200</i>
Ossidi di zolfo (SO <sub>2</sub> ) (mg/Nm <sup>3</sup> ) <sup>b</sup>	200	200	200	200

Emissioni	0,15-3 MW	3-6 MW	6-20 MW	>20 MW
-----------	-----------	--------	---------	--------

<sup>a</sup> Agli impianti di potenza termica nominale complessiva pari o superiore a 0,035 MW e non superiore a 0,15 MW si applica un valore limite di emissione per le polveri totali di 200 mg/Nm<sup>3</sup>

<sup>b</sup> I valori limite sono riferiti al volume effluente gassoso secco riportato alle condizioni normali (0°C a 0,1013 MPa)

Il processo di combustione in grandi impianti per la produzione di energia elettrica dovrebbe essere sempre controllato in modo da massimizzare l'efficienza della caldaia e diminuire le emissioni al camino. Nonostante questi obiettivi possano sembrare conflittuali (per ottenere elevate efficienze in genere si aumenta la temperatura della fiamma e, quindi, si causa una maggiore emissione di NO<sub>x</sub>) è possibile perseguirli entrambi [2]. Questo avviene con successo, ad esempio, nell'impianto di Burlington, Vermont (USA). Le biomasse (*wood chip*), al 40% di contenuto di umidità, alimentano un impianto della potenza nominale di 50 MW (a piena potenza il carico è di 90,7 t/h); le emissioni di NO<sub>x</sub> sono 0,062 kg/GJ e l'efficienza della caldaia è 68-73%. Questo risultato è ottenuto senza trattamenti di postcombustione e senza ricircolo dei fumi; piuttosto, sono attentamente controllati la distribuzione del combustibile sulle griglie, il rapporto aria/combustibile, la *overfire* e *underfire air* per diluire i prodotti della combustione abbassando la temperature e fornire l'O<sub>2</sub> necessario per completare la combustione [2]. Quando l'impianto non funziona a pieno carico, si utilizzano modalità simili per il contenimento delle emissioni, anche se gli NO<sub>x</sub> risultano lievemente superiori.

Complessivamente, risulta abbastanza complicato fornire un quadro esaustivo e coerente delle emissioni dovute alla combustione di biomasse. Nella letteratura scientifica e grigia, infatti, i valori sono spesso presentati diversamente (basta guardare agli esempi qui riportati: mg/MW, g/GJ, mg/Nm<sup>3</sup>) o in modo non completo. Ad esempio, la banca dati dell'Apat [34], per quanto rappresenti un ottimo ed organico database dei fattori emissivi per tutti i macrosettori delle attività produttive, non riesce ad essere completa. Per quanto riguarda la produzione di energia, mancano i fattori di emissione di impianti residenziali quali caldaie domestiche, stufe e caminetti; mancano anche i fattori relativi alla emissione di particolato, di particolare interesse quando si intende valutare l'impatto sull'inquinamento atmosferico dovuto all'utilizzo di biomasse. Inoltre, come si può osservare dalla tabella 5 spesso gli intervalli dei fattori di emissione sono talmente ampi da essere poco significativi. Non resta, quindi, che studiare, caso per caso, le emissioni specifiche per impianto di trasformazione e per combustibile; nel caso delle biomasse, quindi, è necessari una approfondita conoscenza delle caratteristiche chimico-fisiche del materiale che alimenterà l'impianto di trasformazione.



## **7 ANALISI DELLE ESTERNALITÀ**

Con il termine "esternalità" si intende l'effetto dell'azione di un soggetto economico (in questo caso il gestore di una centrale) sul benessere di altri soggetti non direttamente coinvolti, come la popolazione residente nelle aree limitrofe all'impianto. L'esternalità può essere positiva o negativa, a seconda che l'effetto prodotto sia benefico o dannoso. Tra le esternalità negative maggiormente analizzate in letteratura (inquinamento, rumore, aumento del traffico, modifica del panorama ecc.) sono state qui considerate solo le emissioni atmosferiche di sostanze inquinanti e di gas serra, che d'altra parte sono certamente quelle di maggior impatto dal punto di vista ambientale e sociale.

Sono state valutate, seppure con grande approssimazione, i costi esterni, cioè i danni arrecati alla salute, alla flora e ai materiali da costruzione delle emissioni inquinanti delle centrali alimentate a biomassa e confrontati con quelli che produrrebbe una centrale a gas naturale per fornire la stessa quantità di energia. Nel tentativo di renderlo più possibile realistico, questo confronto non è stato basato su fattori di emissione ricavati dalla letteratura, ma facendo riferimento a due impianti concreti, entrambi per la produzione di sola energia elettrica (la centrale a gas è normalmente un impianto centralizzato di grandi dimensioni che al più può fornire un'unica rete di teleriscaldamento). Nel caso dell'impianto a biomassa è stato considerato che la quantità di gas serra emessa durante la fase di combustione sia pari a quella rimossa dalle colture in fase di crescita. Per questa ragione, le emissioni di anidride carbonica sono state considerate solo per la centrale a gas.

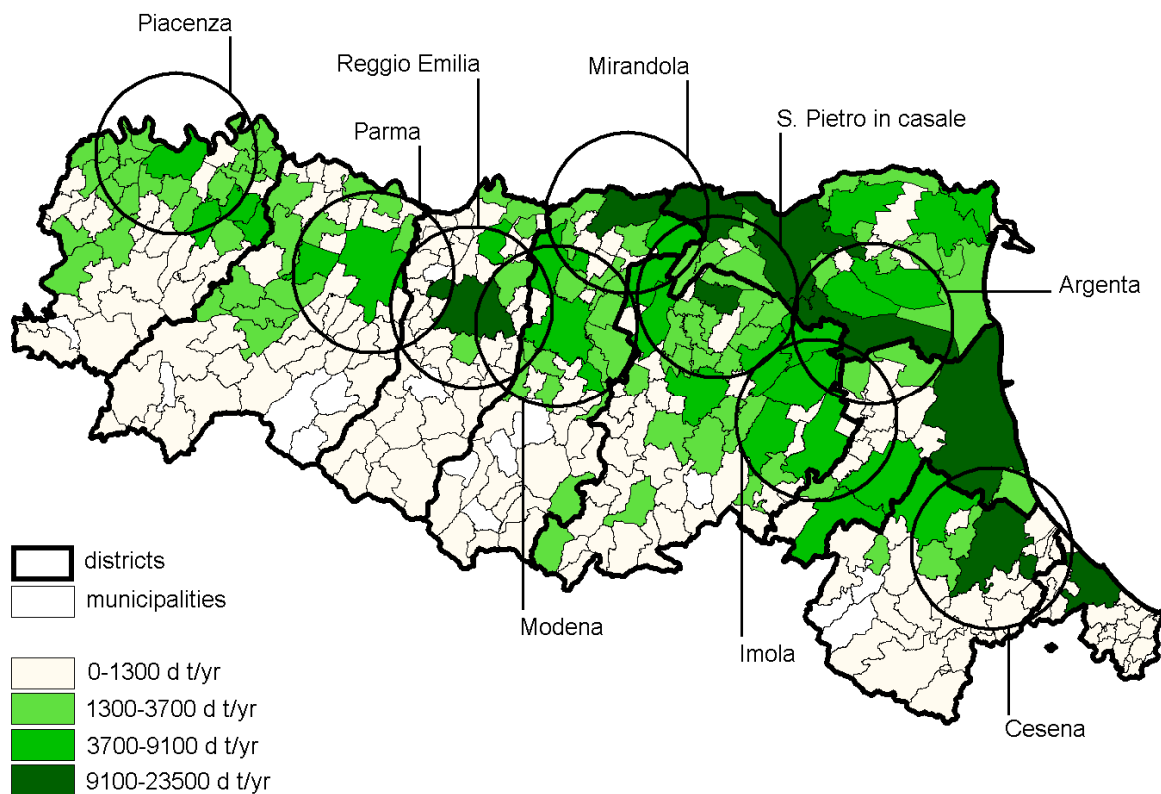
In entrambi i casi sono stati invece valutati i costi esterni legati agli inquinanti che per lo più ricadono localmente, come il particolato. Per entrambi i combustibili, si tratta di impianti di dimensioni maggiori di quelli che sono stati ipotizzati in questo studio e quindi plausibilmente con una maggiore efficienza ed emissioni più ridotte per unità di energia prodotta. In conclusione, i costi esterni così calcolati risulteranno lievemente sottostimati, ma ciò influenzerà solo debolmente l'analisi dei vantaggi e svantaggi relativi delle due alternative.

### **7.1 Impianti di cogenerazione**

L'utilizzo di biomasse in impianti di cogenerazione collegati a una rete di teleriscaldamento ha il vantaggio di poter sfruttare migliori tecnologie di combustione e filtraggio delle emissioni rispetto alle caldaie domestiche, ma richiede una rete di trasporto (con le relative emissioni) che nel caso precedente era invece molto ridotta. Nella relazione 2.2/5 [5] è stata analizzata in via preliminare la potenzialità delle colture energetiche anche in termini del numero di impianti che possono essere alimentati. Era stato preso come riferimento l'impianto di Tirano (Sondrio), le cui principali caratteristiche tecniche sono riassunte nella sezione 8.1 di questa relazione. Con la produzione di biomasse da colture energetiche ipotizzata per l'Emilia-Romagna sarebbe possibile alimentare 28-30 impianti di cogenerazione di questo tipo, considerando colture del pioppo a basse e a elevati input. In pratica, è chiaro che non in tutte le aree verrebbe scelto lo stesso tipo di tecnica colturale e quindi plausibilmente in certe aree si utilizzerebbero elevati input mentre in altre input bassi e quindi la produzione risultante potrebbe assestarsi a un valore intermedio. Come si vede, tuttavia, la differenza tra i due casi avrebbe un impatto modesto sulla dimensione della rete di utilizzazione. Quest'ultima richiede invece un'accurata analisi per quanto riguarda il dimensionamento e la localizzazione dei singoli impianti in modo da ottimizzare le modalità di

trasporto e definire di conseguenza i bacini di approvvigionamento. Un ulteriore vincolo che deve essere tenuto presente è che gli impianti di cogenerazione devono essere posti nei pressi di nuclei abitati che, per dimensioni e densità, rendano conveniente l'installazione di una rete di teleriscaldamento. Questo studio sarà oggetto della prossima relazione.

Tuttavia, è stata condotta una analisi preliminare il cui risultato è mostrato in *Figura 10* (relativa al caso di elevati input colturali per il pioppo) [5]. Sono stati individuati i centri della regione con maggiore densità di biomasse che, quindi, possono essere candidati a ospitare una o più centrali. Le aree sono state selezionate in base ai seguenti criteri: collocazione degli impianti nel comune con la maggiore produttività nel bacino di conferimento; produzione totale di biomassa dei comuni di ogni bacino superiore a 19.000 tss anno<sup>-1</sup>; raggio geometrico del bacino di conferimento pari a 20 km. La disposizione proposta nella *Figura 10* è solo una delle possibili soluzioni e ha l'unico scopo di fornire un esempio indicativo di collocazione degli impianti. Il problema del dimensionamento e della localizzazione delle centrali e di definizione dei relativi bacini d'utenza è analizzato in studi specifici [35][36].



*Figura 10: Centri con elevata densità di biomassa. Il raggio delle circonferenze riportate è di 20 km [5].*

Oltre agli impianti di cogenerazione sono stati considerati anche impianti domestici, composti come segue: una caldaia con bruciatore a fiamma inversa (in cui la camera di combustione è posta sotto il vano di caricamento della legna), accumulatore termico, boiler per acqua calda

sanitaria e centralina di controllo. Le caldaie domestiche hanno lo svantaggio di un minore controllo delle emissioni atmosferiche rispetto a impianti di maggiori dimensioni. Tuttavia, le moderne caldaie ad alta tecnologia sono progettate per ottenere una combustione quasi perfetta della legna (raggiungono rendimenti fino al 90%) con emissioni comparabili a quelle delle caldaie a combustibile fossile. Le caldaie a legna hanno emissioni di SO<sub>2</sub> simili o inferiori ai sistemi convenzionali, leggermente maggiori per quanto riguarda NO<sub>x</sub> e CO, mentre sono più alte, ma comunque accettabili, le emissioni di polveri [40]. Il principale vantaggio delle caldaie domestiche è legato all'utilizzo delle biomasse nel luogo di produzione; questo riduce nettamente il non trascurabile impatto delle operazioni di trasporto del combustibile.

L'impiego di caldaie domestiche a biomassa implica costi di investimento più elevati di quelli degli impianti a combustibile tradizionale; tuttavia, i costi di esercizio, inferiori rispetto agli impianti a gas o a gasolio, compensano questo svantaggio in tempi accettabili. L'opportunità di installazione dei sistemi di riscaldamento a biomassa deve comunque essere valutata in funzione del tempo di recupero richiesto per l'investimento iniziale: questo tempo dipende dall'utilizzo dell'impianto, che determina la quantità di combustibile tradizionale risparmiata. Dal momento che i costi marginali dell'impianto si riducono con la potenza installata (cioè ci sono non trascurabili economie di scala), le caldaie a biomassa si rivelano convenienti per unità abitative di grandi dimensioni e abitate con continuità. Nel presente lavoro prendiamo in considerazione caldaie destinate al riscaldamento di edifici di circa 1.500 m<sup>2</sup>, con un fabbisogno energetico per il riscaldamento e l'acqua calda di circa 240.000 kWh anno<sup>-1</sup>. Il numero di caldaie a biomassa che potrebbe essere alimentato nell'intera regione è pari a 10.534, nel caso di colture del pioppo ad elevato input, e a 9.703, nel caso di colture del pioppo a bassi input [5]. Questo numero di caldaie domestiche è certamente elevato, ma occorre ricordare che esso corrisponde all'ipotesi di completa utilizzazione del territorio disponibile in modo ottimale e che comunque questo valore rappresenta solo circa un quarto degli oltre 9.000 GWh che rappresentavano già nel 1998 il consumo totale per riscaldamento domestico e acqua calda, secondo le valutazioni del Piano Energetico Regionale (2002).

## 7.2 Il software EcoSenseLE

Per la valutazione economica delle esternalità è stato impiegato il software EcoSenseLE [37], sviluppato nell'ambito del progetto di ricerca europeo ExterneE ([www.externe.info](http://www.externe.info)), che coinvolge da oltre dieci anni gruppi di ricercatori di una decina di paesi della Comunità Europea. Il programma, grazie a un'interfaccia che opera direttamente su Internet, permette di quantificare i costi esterni associati alle emissioni atmosferiche relative ai processi di generazione dell'energia. La metodologia impiegata si basa su un approccio di tipo *Impact Pathway*, cioè un'analisi del percorso degli impatti che parte dalla quantificazione dei fattori di pressione, valuta le modificazioni ambientali (*Response of Receptors*) e i conseguenti impatti fisici, per giungere alla valutazione economica di tali impatti. Eco-SenseLE utilizza, per la determinazione delle concentrazioni di inquinanti al suolo, i seguenti modelli di dispersione:

- ISC3 ([www.epa.gov/scram001/dispersion\\_alt.htm#isc3](http://www.epa.gov/scram001/dispersion_alt.htm#isc3)): è un modello gaussiano per la stima le concentrazioni medie annue, adatto per analisi a livello locale (in un'area di una decina di chilometri quadrati centrata sull'impianto);
- WTM (*Windrose Trajectory Model*, una rielaborazione dell'*Harwell Trajectory Model* sviluppato originariamente in Inghilterra da Derwent *et al.*, 1988): è un modello a traiettorie che analizza,

in funzione della velocità e della direzione del vento, la variazione della concentrazione degli inquinanti durante la fase di trasporto; WTM utilizza dunque l'approccio lagrangiano, basato sulla descrizione del moto delle particelle (si segue il punto, ovvero la particella di inquinante, che si muove nello spazio). Questo modello è adatto per valutazioni ad ampia scala spaziale.

La valutazione degli impatti fisici sui recettori è effettuata mediante funzioni esposizione-risposta, specifiche per ogni sostanza; tali funzioni, ottenute da elaborazioni statistiche, definiscono le relazioni tra le concentrazioni in atmosfera degli inquinanti e gli impatti che ne derivano. I costi economici sono quindi calcolati in base a parametri quali il valore di mercato per le coltivazioni, i costi relativi agli impatti sulla popolazione (spese sanitarie) e i costi di ripristino dei materiali da costruzione (quali acciaio, arenaria, mattoni e malta di cemento). Per la descrizione dettagliata delle funzioni esposizione / risposta, della metodologia e dei modelli utilizzati da EcoSenseLE si rimanda al sito web del progetto. Le informazioni necessarie per l'utilizzo del software sono distinte in due categorie, relative agli inquinanti con ricadute locali e ai gas serra. Gli inquinanti considerati sono il biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>), gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), i composti organici non metanici (nmvoc) e il particolato (PM<sub>10</sub>). I gas serra in esame sono i tre principali: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O.

Nella definizione dello scenario di emissione devono essere specificati la nazione in cui è situata la sorgente di emissioni, la caratterizzazione dell'ambiente locale (grande agglomerato urbano, città, piccoli centri o ambiente rurale) e la tipologia di fonte emissiva: a livello del suolo (posta a un'altezza dal suolo di circa 0,5 m, quali tipicamente le emissioni dovute al traffico autoveicolare), riscaldamento domestico (altezza non superiore a 50 m), industria (per altezze superiori).

Sono stati considerati i valori monetari di riferimento calcolati nel progetto ExternE. In particolare, per quantificare il valore della vita umana si utilizza un metodo basato sulla riduzione complessiva dell'aspettativa di vita all'interno di una comunità, misurata in termini di "anni di vita persi" (o *yoll*, *years of life lost*) a ciascuno dei quali è stato attribuito, sulla base di una complessa serie di indagini, il valore medio della ue pari a 75.000 €. Una frazione del costo esterno relativo alla mortalità viene attribuito anche alla morbilità.

Per i gas serra, è stato invece utilizzato il risultato dello studio di Capros e Manzos (2000), che stima in 19 € tCO<sub>2,eq</sub><sup>-1</sup> il costo di rimozione dei gas serra nell'ottica degli obiettivi comunitari di abbattimento previsti dal protocollo di Kyoto per il 2010. Tale costo è stato determinato considerando l'effetto dei meccanismi flessibili (senza tali strumenti il valore stimato sarebbe 38 € tCO<sub>2</sub><sup>-1</sup>). Esistono molte altre stime di questi valori, che generalmente riportano valori superiori: Caizzi *et al.*, per esempio, utilizzano un valore di 30 € tCO<sub>2,eq</sub><sup>-1</sup> [38], mentre la media di 22 studi statunitensi su questo aspetto è addirittura di 72 \$ [39].

### 7.3 Definizione degli scenari di emissione

Prenderemo in considerazione le due diverse tipologie di utilizzo sopra definite: caldaie domestiche e piccoli impianti distribuiti di cogenerazione, considerando impianti localizzati in ambito rurale per entrambi i casi, con fonti emissive poste a un'altezza superiore ai 50 m. Per le caldaie è possibile far riferimento alle emissioni stimate da ENEA [40] e riportate nella *Tabella 15* insieme a quelle delle di analoghe caldaie alimentate a gas naturale o a gasolio. Si vede immediatamente, dai valori riportati nella tabella, che l'utilizzo del gasolio è sconsigliabile, dal

punto di vista emissivo rispetto a quello del gas naturale, ma non è possibile confrontare direttamente la situazione del gas e quella delle biomasse, se non ricorrendo appunto ad un'analisi complessiva delle esternalità.

Tabella 15: Fattori di emissione delle caldaie [ $mg kWh^{-1}$ ] [40].

Parametro	Unità di misura	Valore
Capacità del generatore	MW	40
Numero di ore operative	ore anno	6.132
Energia elettrica prodotta	MWh anno	245.280
Efficienza di conversione	%	38,4
Biomassa in alimentazione	t s.s. anno	128.120
Estensione della piantagione SRF (pioppo)	ha	100,8
Polveri recuperabili come fertilizzante	t s.s. anno	1.281

L'analisi dello scenario degli impianti di cogenerazione è invece più complessa perché i fattori di emissione presenti in letteratura presentano una grande variabilità. Ciò non deve stupire perché, a eccezione della  $CO_2$ , per la quale valgono considerazioni chimiche unanimemente accettate, le emissioni degli altri inquinanti dipendono molto dalla tecnologia adottata e questa, a sua volta, dipende dalle norme in vigore. Inoltre, la rapida evoluzione delle tecnologie stesse fa sì che anche i fattori di emissione siano in continuo mutamento.

Un recente rapporto del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti ([www1.eere.energy.gov](http://www1.eere.energy.gov)) valuta che solo tra il 1997 e il 2000 il rendimento dei migliori impianti a biomassa sia passato dal 23 al 27,7% e le emissioni di particolato per MWh si siano ridotte del 38%. La

*Tabella 16* fornisce alcune valutazioni delle emissioni specifiche di impianti a biomassa destinati alla sola produzione di energia elettrica (quindi con rendimenti decisamente inferiori agli impianti di cogenerazione) di potenze nette tra i 30 e i 60 MW. I dati provengono dal rapporto degli Stati Uniti, da Faaij [41] per quanto riguarda l'Olanda e dalla media di 13 impianti danesi, alimentati però da residui agricoli. Valori simili sono riportati in uno studio dell'ICEPT, Imperial College di Londra [42] anche per una centrale a biomassa in Inghilterra e una in Svezia. Per quanto concerne la centrale a gas, sono stati considerati i valori di emissione riportati in ANPA [43] relativi a un impianto standard di 450 MW (*Tabella 17*). Valori ancora più bassi sono quelli riportati nello studio di Fraternali *et al.* [44], che corrispondono ai migliori valori per le centrali a ciclo combinato (NGCC, *Natural gas combined cycle*) disponibili sulla banca dati dei fattori di emissione dell'US EPA ([www.epa.gov/ttn/chief/ap42](http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42)). D'altra parte è ragionevole pensare che l'implementazione della rete di impianti di cogenerazione qui delineata, vada a sostituire degli impianti a gas già esistenti e quindi con un'efficienza anche dei sistemi di depurazione dei fumi un po' inferiore a quelli che si potrebbero costruire oggi. Adottando questi fattori di emissione si otterrebbero, per il nostro complesso di 30 impianti di potenza elettrica complessiva pari a 33 MWe, le emissioni annue riportate in *Tabella 18* per l'alimentazione biomassa e a gas naturale.

Tabella 16: Fattori di emissioni da impianti a biomassa [Kg MWh<sup>-1</sup>].

combustibile	NO <sub>x</sub>	SO <sub>x</sub>	PM	COV	CO <sub>2</sub>
biomassa da SRF	350	20	150	10	230000*
gas naturale	150	20	0	2	202000
gasolio	350	350	20	5	272000

\* Nelle valutazioni è assunta nulla al netto degli assorbimenti

Tabella 17: Emissioni annue da impianti a biomassa e gas naturale per una potenza complessiva di 33 MWe.

Inquinante	USA	NL	DK	media
CO <sub>2</sub>	1200	1200	1200	1200
SO <sub>2</sub>	0,25	0,10	0,47	0,27
NO <sub>x</sub>	0,56	0,49	0,32	0,46
PM10	0,12	0,06	0,14	0,11

Tabella 18: Fattori di emissione di una centrale elettrica a gas naturale da 450 MW [43].

NO <sub>x</sub>	SO <sub>x</sub>	PM	COV	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O
244	2,52	2,52	25,18	325000	25,18	14,38

#### 7.4 Risultati dell'analisi di esternalità

La valutazione dei costi esterni attraverso EcoSenseLE calcola gli effetti dell'inquinamento locale e dei gas serra per la salute umana (comprendente mortalità e morbilità), i raccolti agricoli e i materiali edilizi. Per una singola caldaia i risultati, in € anno<sup>-1</sup>, sono i seguenti: alimentazione a biomasse, 884; a gas naturale, 891; a gasolio 1.658. Questi valori, che mostrano già un piccolo vantaggio a favore delle biomasse, possono essere meglio interpretati alla luce della diversa composizione percentuale, mostrata in *Figura 11*. Per quanto riguarda le biomasse, la componente principale dei costi esterni è il particolato, che può essere in parte ridotto con l'utilizzo di tecnologie adeguate; mentre per il gas naturale (e anche per il gasolio) la parte di gran lunga prevalente è la CO<sub>2</sub> equivalente che non solo non può essere ridotta, ma è stata valutata qui con il valore più basso in letteratura e quindi potrebbe rappresentare una frazione ancora superiore. Inoltre lo stesso rapporto ENEA precedentemente citato, propone anche delle stime effettuate con il programma tedesco Gemis secondo le quali le emissioni delle caldaie alimentate a biomassa sarebbero molto più simili, a eccezione di quelle relative all'anidride carbonica, a quelle delle caldaie alimentate a gas.



Figura 11: Ripartizione dei costi esterni delle caldaie a biomassa e a gas.

Sulla base di queste valutazioni, quindi, l'utilizzo delle biomasse nelle 10.000 caldaie ipotizzate [5], porterebbe ad una riduzione dei costi esterni annuali compresa tra 70 mila e oltre 7 milioni di euro, a seconda che si sostituiscano caldaie a gas naturale o a gasolio. Per gli impianti di cogenerazione a biomassa, assumendo una media dei valori di emissione citati in precedenza, si stima un costo esterno per MWh prodotto pari a 4,15 €, per la quasi totalità dovuto all'inquinamento locale. Mancano per la verità le stime delle emissioni dei composti organici volatili (cov non metanici), ma la loro presenza verrebbe computata, lontano dai centri urbani, come un piccolo termine di costo negativo in quanto contribuiscono a ridurre le concentrazioni locali di ozono (il complesso legame di questo inquinante con le emissioni è illustrato, per esempio, in Finzi *et al.* [45]). Un'analoga produzione con alimentazione a gas dà invece costi esterni pari a 7,28 €, per l'85% dovuti ai gas serra.

Possiamo, a questo punto, stimare i costi esterni degli impianti di cogenerazione ipotizzati. Per la sola energia elettrica si avrebbe una riduzione di costi esterni di oltre 700.000 € anno<sup>-1</sup> con i 30 impianti di cogenerazione al posto di un solo impianto della stessa potenza alimentato a gas. Se si considera anche l'energia termica prodotta, si ottiene una riduzione dei costi esterni di ulteriori 200.000 € sostituendo riscaldamenti a gas, maggiore che nel caso delle sole caldaie, perché la produzione del calore negli impianti di cogenerazione è più efficiente. Se poi si sostituissero caldaie a gasolio, il risparmio annuo arriverebbe a 580.000 €.



## **8 VALUTAZIONE ECONOMICA DELL'IMPIANTO DI COGENERAZIONE**

In questo paragrafo è svolta una analisi economica di un impianto di cogenerazione analogo all'impianto di Tirano (Sondrio). L'utilizzo di biomasse in impianti di cogenerazione collegati a una rete di teleriscaldamento ha il vantaggio di poter sfruttare migliori tecnologie di combustione e filtraggio delle emissioni rispetto, ad esempio, alle caldaie domestiche, ma richiede una rete di trasporto che nel caso delle caldaie domestiche è invece molto ridotta.

### **8.1 La centrale di Tirano**

La centrale di Tirano (*Figura 12*) è uno dei primi esempi di impianto di cogenerazione a biomassa in Italia. È stata realizzata dalla società di Teleriscaldamento SpA in collaborazione con la Regione Lombardia e ha avviato la produzione nel giugno del 2003. La centrale è alimentata con combustibile legnoso provenienti principalmente dalle industrie di lavorazione del legno, quindi dalla gestione e manutenzione di boschi della Valtellina, della Valcamonica e dell'Engadina, nonché dalla pulizia del verde urbano dell'adiacente cittadina. Recentemente è stato anche allestito un servizio gratuito di raccolta dei residui di potatura delle vigne e dei frutteti privati anche nei comuni limitrofi.

L'impianto è costituito da un ciclo ORC di potenza termica 8 MW e elettrica 1,1 MW accoppiato a due caldaie ad acqua, sempre alimentate a biomassa, da 6 MW ciascuna [46]. Le caratteristiche tecniche dell'impianto sono riportate in *Tabella 19*.

Il gruppo di cogenerazione utilizza il calore reso disponibile dalla caldaia. L'impianto è costituito da un modulo facile da trasportare ed installare, pre-assemblato e collaudato in fabbrica. Il funzionamento è automatico e, quindi, richiede poca manutenzione. Il vantaggio di un ciclo ORC è principalmente uno: il fluido, grazie alle sue caratteristiche fisico-chimiche, espande in turbina senza passare alla fase liquida. Questo semplifica la progettazione e la gestione della turbina. Ad esempio le pressioni in gioco nella caldaia sono molto più basse di quelle che ci sarebbero in un analogo impianto a vapore: di conseguenza, non si ha produzione di vapore in caldaia. Inoltre, evitando un ciclo a vapore si evita anche la presenza costante di due addetti alle caldaie, necessità che incide notevolmente sui costi di gestione, soprattutto quando si ragiona su potenze elettriche dell'ordine del megawatt, invece delle centinaia di MW prodotte dalle centrali a vapore a gas naturale.



Figura 12: La centrale di Tirano.

Tabella 19: Caratteristiche tecniche dell'impianto di Tirano e della relativa rete di teleriscaldamento [46].

<b>Caratteristiche dell'impianto</b>	
Numero caldaie a biomassa	3
Potenza caldaia a biomassa	2 da 6 MW e 1 da 8 MW
Potenza dell'impianto a biomassa	20 MW
Tipologia e potenza dell'impianto di soccorso/integrazione	n°1 caldaia a gasolio da 6 MW
Produzione energia elettrica	1,1 MW; 7.500.000 kWh/anno
<b>Caratteristiche delle rete di teleriscaldamento</b>	
Sviluppo della rete	28,785 m
Numero di utenze allacciate	545
Potenza allacciata	46,895 kW
Popolazione servita	7.800
Volumetria totale scaldata	1.413.677 m <sup>3</sup>
Dislivello massimo della rete	70 m
Temperatura massima di mandata dell'acqua	92°C
Temperatura minima di ritorno dell'acqua	62°C
Pressione massima di esercizio sulla rete	15 bar
Variazione massima di pressione	5,5 bar
Numero di pompe di rete	3
Potenza della singola pompa	90 kW
Portata massima d'acqua per pompa	280 m <sup>3</sup> /ora
Diametro massimo delle tubazioni	DN 350

Il ciclo Rankine è utilizzato per convertire il calore disponibile in elettricità; questo ciclo permette di ottenere un buon rendimento e un'elevata affidabilità. Il fluido organico, a differenza del

vapore, non corrode né erode i diversi componenti della macchina, assicurandone una vita abbastanza lunga. Le principali fasi del ciclo ORC sono qui di seguito descritte:

- l'olio diatermico proveniente dalla caldaia scalda il fluido di lavoro nell'evaporatore fino a portarlo ad evaporazione;
- il vapore espande in turbina producendo energia elettrica;
- il vapore passa nel rigeneratore dove parte del calore è ceduto per preriscaldare il fluido che deve attraversare l'evaporatore;
- il calore latente di condensazione posseduto dal fluido è ceduto alla rete di teleriscaldamento nel condensatore;
- con una pompa di ricircolo il fluido è nuovamente inviato al rigeneratore e successivamente all'evaporatore per riprendere il ciclo termodinamico.

L'olio diatermico scaldato dalla caldaia può, tramite la regolazione di due valvole, essere completamente diretto o al gruppo di cogenerazione oppure alla rete di teleriscaldamento, bypassando il gruppo di cogenerazione; tutte le combinazioni tra queste due configurazioni sono permesse grazie alla flessibilità dell'impianto tramite la regolazione della valvola.

Il generatore ORC ha un consumo piuttosto elevato di elettricità: circa 60.000 kWh/mese che, quindi vanno sottratte dalla quantità immessa in rete. Il rendimento elettrico netto del ciclo ORC è pari al 17,2%. Alla potenza nominale della caldaia va inoltre aggiunta quella recuperata dai fumi: 900 kW sull'economizzatore olio, 1.000 kW sull'economizzatore acqua, 800 kW sul condensatore acqua. Quindi, nonostante la caldaia abbia una potenza nominale pari a 7,2 MWt, lavora su una potenza inferiore. Complessivamente, considerando anche il calore recuperato, la caldaia ad olio cede 8 MW all'olio diatermico e 1,8 MW al circuito di teleriscaldamento.

La caldaia ad olio funziona durante tutto l'anno per la produzione di energia elettrica. Le potenze e le ore di funzionamento durante l'anno, riferite a ciascuna delle due diverse caldaie, sono riportate in *Tabella 20*.

*Tabella 20: Potenze e ore di funzionamento dei componenti dell'impianto di Tirano durante l'anno.*

Mesi	% potenza	Potenza	Giorni	N° ore l'anno
<b>Caldaia ad olio</b> Tutto l'anno eccetto 25 giorni	100%	6,38 MWt	340	8.160
<b>Caldaia ad acqua</b> Metà novembre, dicembre e gennaio	100%	6 MW	77	1.848
Febbraio, marzo, ottobre, metà novembre	75%	4,5 MW	105	2.520
Da aprile a settembre	0%	0	183	4.392
Anno			365	8.760

La potenza termica prodotta dalla caldaia e ceduta al fluido di lavoro è, in base alle caratteristiche del sistema riportate in precedenza, pari a 6,38 MW. L'energia prodotta dalla caldaia ad olio durante l'anno è:

$$Q_{olio} = Energia_{ORC} \cdot n^{\circ}ore/anno \cdot 3.600 \text{ s/ora} = 185.068.800 \text{ MJ/anno}$$

mentre l'energia prodotta dalla caldaia ad acqua è pari a:

$$Q_{acqua} = \sum Potenza \cdot n^{\circ}ore/anno \cdot 3.600 \text{ s/ora} = 80.740.800 \text{ MJ/anno}$$

Considerando che entrambe le caldaie hanno un rendimento medio stagionale pari all'80%, l'energia che è necessario fornire ad entrambe le caldaie per il funzionamento della centrale è:

$$Biomassa = \frac{Q_{olio} + Q_{acqua}}{\eta} = 332.262.000 \text{ MJ/anno}$$

In *Tabella 21* è riportato il bilancio di esercizio della centrale in cui si può notare che la produzione annua di energia elettrica è pari a circa 7.400.000 kWh e quella di energia termica a circa 30.000.000 kWh [46].

*Tabella 21: Bilancio di esercizio della centrale di Tirano [46].*

		<b>2003/2004</b>	<b>2004/2005</b>
Consumo biomasse	[mcs]	132.287	112.395
Energia termica fatturata	[kWh]	29.829.616	31.584.392
Energia elettrica fatturata - anno solare	[kWh]	7.403.469	7.451.133
Gasolio e/o olio combustibile risparmiato	[l]	3.729.000	3.948.000
Emissioni di CO <sub>2</sub> evitate	[kg]	10.444.000	11.050.000

La rete di teleriscaldamento di Tirano, le cui caratteristiche sono riportate in *Tabella 19*, si estende per 28,3 km, conta 545 utenti allacciati e la potenza complessiva allacciata è pari a 46.895 kW. Non deve stupire che la potenza allacciata sia superiore alla potenza termica prodotta dalla centrale con le due caldaie ad acqua funzionanti al 100% della loro capacità. Questa è, infatti, una caratteristica delle reti di teleriscaldamento che sfruttano il tempo di percorrenza di tutta la rete da parte dell'acqua calda. Si sfrutta la contemporaneità dell'utilizzo dell'acqua calda: al mattino, ad esempio, uno dei momenti in cui si ha maggiore richiesta durante la giornata di acqua calda, l'ultima utenza utilizza l'acqua di rete riscaldata durante la notte; nello stesso momento la prima utenza della rete utilizza l'acqua appena riscaldata dalla centrale. La potenza distribuita alle abitazioni risulta quindi maggiore di quella uscente dalla centrale. La volumetria scaldata è 1.413.677 m<sup>3</sup> per un totale di 7.800 abitanti serviti.

Si può stimare un costo complessivo di tutta la centrale pari a 28,61 milioni di euro, di cui circa il 70% rappresenta il costo della rete di teleriscaldamento pari a 19,81 milioni di euro. Il prezzo di un km di rete è infatti pari a circa 700·10<sup>3</sup> €/km.

La valutazione economica dell'impianto è svolta con il metodo dell'analisi degli investimenti, come valore attuale netto (NPV, Net Present Value):

$$I_{A, EC} = \sum_{j=1}^N NPV_j$$

Il valore attuale netto è dato dall'investimento iniziale ( $I_0$ ) e dai flussi di cassa ( $F_t$ ) in ciascun anno  $t$ , riportati all'anno zero, cioè l'anno di inizio funzionamento degli impianti, con il tasso di interesse  $r$  (considerato costante e pari al 7%). Si considera un orizzonte temporale di 21 anni: uno per la costruzione dell'impianto e 20 di vita dell'impianto in cui possono essere utilizzate le biomasse. Il NPV può essere quindi calcolato con la seguente formula:

$$NPV = \sum_{t=0}^{19} \frac{F_t}{(1+r)^t} - \frac{I_0}{(1+r)^{-1}}$$

Il flusso di cassa all'anno  $t$  è dato da:

$$F_{A,t} = EC_{ricavi,t} - (EC_{biomassa} + EC_{ceneri} + EC_{gest} + EC_{man} + EC_{tr})$$

dove  $EC_{biomassa}$  indica il costo di acquisto delle biomasse,  $EC_{ceneri}$  il costo dello smaltimento delle ceneri della combustione,  $EC_{gest}$  e  $EC_{man}$  il costo di gestione e manutenzione dell'impianto,  $EC_{tr}$  il costo di trasporto della biomassa, e, infine,  $EC_{ricavi,t}$  i ricavi ottenuti dalla vendita dell'energia prodotta. Si osservi che l'unico termine che varia nel tempo è  $EC_{ricavi,t}$  in quanto le incentivazioni esistenti per la produzione di energia elettrica (certificati verdi) durano soltanto per i primi 15 anni. Gli altri termini, per le ipotesi fatte, rimangono costanti lungo tutto l'orizzonte temporale considerato. Nel seguito vengono descritti in dettaglio i termini che compongono la valutazione economica. In *Tabella 22* e *Tabella 23* si riporta una breve descrizione dei parametri utilizzati. Si precisa che con il pedice  $s$  si indica la diversa tipologia di provenienza della biomassa ( $s$  = frumento tenero, frumento duro, orzo, avena, riso, granoturco, soia, girasole, vite, olivo, melo, pero, residui industria del legno, pioppo, sorgo).

### Energia prodotta

L'energia prodotta dall'impianto costituisce il ricavo energetico. Si assume che l'energia elettrica prodotta da ciascun impianto ( $EN_{out-el}$ ) sia pari a 7.400.000 kWh<sub>e</sub>/anno, mentre l'energia termica prodotta ( $EN_{out-term}$ ) sia pari a 30.000.000 kWh<sub>t</sub>/anno.

*Tabella 22: Parametri che descrivono il territorio considerato e la biomassa presente.*

PARAMETRO	DIMENSIONE	DESCRIZIONE
$d$	km	Distanza media percorsa
$a$	t tq	Quantità di biomassa presente nel comune $i$ per tipo $s$
$cen$	0 < numero < 1	Frazione di ceneri per tipo $s$ di biomassa

### Costo di trasporto della biomassa

Il costo di trasporto della biomassa dal luogo di produzione all'impianto di destinazione dipende

dal percorso seguito e dalla biomassa trasportata. Per stabilire la distanza media che la biomassa dovrebbe percorrere per poter essere utilizzata negli impianti di cogenerazione, si è calcolato nel seguente modo il raggio medio percorribile: è stata calcolata la superficie media di ciascun bacino di raccolta della biomassa, supponendo una densità uniforme delle biomasse sul territorio. È stato quindi calcolato il raggio massimo di percorrenza della biomassa, come raggio del cerchio che ha come area la superficie media di ogni bacino di raccolta; infine, è stato calcolato il raggio medio di percorrenza come 2/3 del raggio massimo. Questa parte sarà poi approfondita nella successiva relazione di Ecate, in cui verrà svolta un'analisi per ottimizzare la localizzazione degli impianti di conversione sul territorio regionale.

$$C_{trasporto} = 2 \cdot c_{tr} \cdot biom_s \cdot d_{media}$$

dove:  $c_{tr}$  rappresenta il costo di trasporto;  $biom_s$  la biomassa da trasportare;  $d_{media}$  la distanza media da percorrere. Si suppone di utilizzare per il trasporto degli autocarri aventi di capienza 10 t per trasportare la biomassa fino a 30 km di distanza.

Tabella 23: Parametri utili alla valutazione economica.

PARAMETRO	DIMENSIONE	DESCRIZIONE
$C_{en-tr}$	MJ/km/t tq	Costo energetico di trasporto
$C_{em-tr}$	Kg CO <sub>2</sub> /km/t tq	Costo emissivo di trasporto
$C_{ec-tr}$	€/km/t tq	Costo economico di trasporto
$C_{en-colt\_en}$	MJ/t ss	Costo energetico delle colture energetiche
$C_{em-colt\_en}$	kg CO <sub>2</sub> /t ss	Costo emissivo delle colture energetiche
$C_s$	€/t ss	Costo di acquisto per tipo s di biomassa
$C_{ec-colt\_en}$	€/t ss	Costo economico delle colture energetiche
$C_{cen}$	€/t cenere	Costo smaltimento ceneri in discarica
$en_{cald}$	MJ	Energia prodotta da una caldaia domestica
$em_{cald}$	kg CO <sub>2</sub>	Emissioni di CO <sub>2</sub> di una caldaia domestica alimentata a gas
$ec_{cald}$	€	Costo economico di una caldaia domestica
$\eta, \eta_{el}$	0 < numero < 1	Rendimento e rendimento elettrico
$\eta_{gas-el}, \eta_{gas-term}$	0 < numero < 1	Rendimento impianto, elettrico e termico, alimentato a gas naturale
$fe_{gas}$	kg CO <sub>2</sub> /MJ	Fattore emissivo di un impianto alimentato a gas naturale
$p_{term}, p_{el}, p_{cv}$	€/kWh	Prezzi di vendita dell'energia termica, elettrica e dei certificati verdi

Il coefficiente  $c_{tr}$  rappresenta il costo da sostenere per il trasporto di una tonnellata per chilometro (in €/km/t tq). Considerando come prezzo del carburante il valore medio del prezzo del gasolio riferito all'anno 2007 (CCIAA Lodi, 2008) pari a 1,19 €/l, il costo unitario economico di trasporto viene calcolato mediante la seguente formula, ipotizzando, per gli autocarri considerati, un consumo unitario di gasolio pari a 3,5 km/l (CEB, 2006):

$$c_{ec-tr} = \frac{1,19 \text{ €/l}}{(3,5 \text{ km/l}) \cdot 10 \text{ t tq}} = 0,034 \text{ €/(km} \cdot \text{t tq)}$$

### Approvvigionamento della biomassa

Il costo complessivo da sostenere per l'acquisto delle biomasse ( $EC_{biomassa}$ ) è una delle variabili che più influiscono sul bilancio economico ed è dato dalla seguente formula:

$$EC_{biomassa} = \sum_s c_s \cdot biom_s$$

Il costo dipende, infatti, dalla diffusione dell'utilizzo energetico delle biomasse, dalla concorrenza con altre forme di utilizzo e dalla semplicità o difficoltà della raccolta. Si suppone un costo di acquisto dei residui pari a 40 €/t. Come ipotizzato in Fiorese *et al.* [5] si suppone un costo di acquisto delle SRF pari a 50 €/t.

### Utilizzo e vendita dell'energia prodotta

L'energia prodotta in ogni impianto di cogenerazione si suppone venduta alla Rete di Trasmissione Nazionale, nel caso di energia elettrica, o alla rete di teleriscaldamento, nel caso di energia termica. Si considera, per semplicità, un valore costante del prezzo di vendita dell'energia elettrica e termica lungo tutto l'orizzonte; nella realtà le tariffe, soprattutto quelle elettriche, variano non solo di anno in anno, ma anche nell'arco di una giornata. Complessivamente, il ricavo dalla vendita dell'energia prodotta durante tutto l'arco di vita di un impianto è dato da:

$$EC_{ricavi,t} = \frac{1}{3,6} \cdot [p_{term} \cdot EN_{out-term} + (p_{el} + p_{cv,t}) \cdot EN_{out-el}]$$

dove il fattore 1/3,6 converte i kWh in MJ.

Il prezzo di vendita dell'energia termica ( $p_{term}$ ) si suppone pari a 0,105 €/kWh (Rosa e Garbeva, 2008). Il prezzo di vendita dell'energia elettrica ( $p_{el}$ ) è stato ricavato come media dei prezzi medi indifferenziati per fasce orarie per tutti i mesi del 2007 determinati dall'Acquirente Unico ai sensi dell'articolo 4, comma 2, della Delibera 34/05 (<http://www.acquirenteunico.it/index.asp>). Il valore utilizzato per  $p_{el}$  è quindi pari a 0,081 €/kWh.

Per quanto riguarda i certificati verdi, la conversione in legge, del decreto-legge 1 ottobre 2007 n. 159 recante "Interventi urgenti in materia economica-finanziaria", collegato alla legge finanziaria del 2008, dà il via ad una nuova forma di incentivazione per la produzione di energia elettrica da biomasse. L'incentivo riguarda l'energia elettrica prodotta in impianti da biomasse e biogas di origine agricola, forestale e zootecnica, ottenute nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro (ex art. 9 e 10 d.lgs. 102/2005) o provenienti da filiere corte, ossia prodotte entro un raggio di 70 km dall'impianto che le utilizza. Per impianti con potenza elettrica superiore a 1 MWe (come nel caso considerato), il regime di incentivazione prevede che il prezzo di riferimento dei certificati verdi (CV) venga moltiplicato per un fattore pari a 1,8 per MWh prodotto. La durata dei certificati verdi con il nuovo regime di incentivazione è stata allungata a 15 anni. In questo studio è stato considerato come prezzo di riferimento dei certificati verdi

quello fissato dal GSE (Gestore Servizi Elettrici) dal 1° gennaio 2008 (<http://www.grtn.it/ita/index.asp>) 112,88 €/MWh. Moltiplicando tale valore per il fattore 1,8 si ottiene un prezzo dei certificati verdi ( $p_{cv}$ ) pari a 0,203 €/kWh [48].

### Valore attuale netto per gli impianti di cogenerazione

Per calcolare il valore attuale netto dell'investimento si devono considerare, oltre ai termini economici precedentemente descritti, anche tutti i termini legati alla gestione e alla manutenzione dell'impianto, nonché l'investimento iniziale.

L'investimento iniziale  $I_0$  comprende, per gli impianti di cogenerazione, la rete di teleriscaldamento. Il costo della rete di teleriscaldamento per il caso di Tirano è stato stimato intorno a  $700 \cdot 10^3$  €/km (Rosa e Garbeva, 2008). Supponendo di costruire una rete di teleriscaldamento lunga 28,3 km, analoga quindi alla rete che serve il comune di Tirano, si stima un costo totale per la rete pari a 19,81 milioni di euro. Considerando un costo della centrale pari a 8,8 milioni di euro, il costo totale di investimento di un impianto tipo ( $I_0$ ) è pari a 28,61 milioni di euro.

I costi da valutare, insieme al costo di approvvigionamento e di trasporto, sono:

- il costo del personale:

$$EC_{gest} = add \cdot c_{add}$$

dove  $c_{add}$  è il costo di ogni addetto  $add$ , si considera il valore pari a 35.000 €/add e un numero di addetti pari a 8.

- il costo dello smaltimento delle ceneri in discarica:

$$EC_{ceneri} = \sum_s c_{cen} \cdot (cen_s \cdot biom_s)$$

dove  $cen_s$  è la frazione di ceneri che si produce dalla combustione della biomassa  $s$  (i valori sono riportati in *Tabella 24*). E' stato assunto un costo di smaltimento delle ceneri in discarica pari a 50 €/tceneri;

- la manutenzione, proporzionale all'investimento iniziale:

$$EC_{man} = m \cdot I_0$$

dove si assume il fattore  $m$  pari al 1,5%.



Tabella 24: Frazione di ceneri che si produce dalla combustione della biomassa di tipo s (Phyllis Database, 2008).

Biomassa s	cen <sub>s</sub>
<b>Residui agricoltura</b>	
Frumento tenero	0,050
Frumento duro	0,050
Orzo	0,049
Avena	0,078
Riso	0,191
Mais	0,085
Soia	0,060
Girasole	0,035
Vite	0,023
Olivo	0,133
Melo	0,050
Pero	0,050
<b>Residui industria legno</b>	
Residui industriali	0,015
<b>Colture energetiche</b>	
Sorgo	0,100
Pioppo Lux	0,027

I parametri per svolgere l'analisi economica sono riportati in *Tabella 25*; in *Tabella 26* sono invece riportati i risultati dell'analisi. Esaminando il bilancio dettagliato del singolo impianto di cogenerazione, anche considerando la rete e con le ipotesi normali con cui si valutano dei progetti di investimento, si ottengono dei valori netti attualizzati positivi e dei tempi di recupero del capitale dell'ordine della decina di anni.

La valutazione economica qui esposta si riferisce al singolo impianto di cogenerazione, che opera come iniziativa singola; in realtà descrivere il bilancio è alquanto più complesso di quanto fatto e dipende da tutta una serie di fattori che non sono stati presi in considerazione. Bisogna infatti ipotizzare un periodo iniziale di esborsi (il periodo di costruzione) e che precede l'inizio dell'attività (quindi gli introiti dovuti alla vendita di energia). In questo periodo, la cui durata può essere variabile, per esempio dell'ordine di tre anni, occorre procedere all'investimento di differenti importi, dovuti alle tappe della costruzione, i quali poi possono essere rimborsati in tempi altrettanto diversificati. Un altro importante elemento che può significativamente influenzare i principali indicatori di valutazione economica è la durata del periodo di ammortamento dell'impianto. Il bilancio dipende inoltre anche dai possibili regimi di tassazione ai quali sono sottoposti gli incassi; questo può modificare significativamente l'attivo dell'iniziativa [47].

Tabella 25: Parametri utilizzati per calcolare gli indicatori energetico, emissivo ed economico nel caso dell'ipotesi A di utilizzo delle biomasse

Descrizione parametro	simbolo	UdM	valore
<b>Caratteristiche impianto di cogenerazione</b>			
Rendimento termico	$\eta_{term}$	%	80
Rendimento elettrico	$\eta_{el}$	%	17,2
Energia necessaria in ingresso per una	$k$	MJ	332.262.000

<b>Descrizione parametro</b>	<b>simbolo</b>	<b>UdM</b>	<b>valore</b>
<b>Caratteristiche impianto di cogenerazione centrale</b>			
Energia elettrica prodotta	$EN_{out-el}$	MJ/anno	26.640.000
Energia termica prodotta	$EN_{out-term}$	MJ/anno	108.000.000
<b>Caratteristiche territorio</b>			
Distanza media da percorrere	$d_{ij}$	km	10
<b>Valutazione economica</b>			
<b>Costi</b>			
Investimento	$I_0$	€	28.610.000
Gestione e manutenzione	$m$	%	1,5
Personale	$stip$	€ / addetto	35.000
Addetti	$add$	n.	8
Smaltimento ceneri	$C_{ceneri}$	€ / t cen	50
Costo economico trasporto	$C_{ec-tr}$	€ / km t tq	0,0680
Acquisto sottoprodotti	$C_{ec-residui}$	€ / ton ss	40
Acquisto colture energetiche	$C_{ec-colt en}$	€ / t ss	50
<b>Ricavi</b>			
Prezzo energia termica	$p_{term}$	€ / kWh	0,105
Prezzo energia elettrica	$p_{el}$	€ / kWh	0,081
Prezzo certificati verdi	$p_{cv}$	€ / kWh	0,203
Conversione	$jkWh$	kWh / MJ	3,6
Tasso d'interesse	$r$	%	7

Tabella 26: Voci di costo e di ricavo della valutazione economica

<b>Valore attuale di progetto (<math>I_{EC}</math>)</b>	<b>€</b>
$I_0$	28.610.000
<b>Ricavi/anno</b>	
$EC_{term}$	3.150.000
$EC_{el}$	597.278,3
$EC_{cv}$ (primi 15 anni)	1.503.561,6
<b>Costi/anno</b>	
$EC_{man}$	429.150
$EC_{gest}$	280.000
$EC_{ceneri}$	97.808,7
$EC_{tr}$	26.576,5
$EC_{ac}$	812.857,9
<b>Totale</b>	
$F_t$ primi 15 anni	3.604.446,9
$F_t$ dopo 15 anni	2.100.885,9

## BIBLIOGRAFIA

- [1] McKendry P., 2002. Energy production from biomass (part 1): Overview of biomass, *Bioresource Technology* 83: 37-46.
- [2] Klass D.L., 1998. Biomass for renewable energy, fuels, and chemicals, Academic Press, San Diego, California.
- [3] Quaak P., H. Knoef, H. Stassen, 1999. Energy from Biomass – A review of combustion and gasification technologies, *World Bank Technical, Energy series, Paper n. 422*.
- [4] Facciotto G., S. Bergante, C. Lioia, L. Rosso, G. Mughini, T. Zenone, G. Nervo, 2006. Produttività di cloni di pioppo e salice in piantagioni a turno breve, *Forest@* 3(2): 238-252.
- [5] Fiorese G, Guariso G, Lazzarin A, Razzano R (2007). Energia e nuove colture agricole : Potenzialità delle biomasse a scala regionale, pp. 258, Polipress.
- [6] Trinkaus P., 1998. Short-rotation forestry: discussion of 10 Austrian principles from the viewpoint of preservation of environment and nature, *Biomass & Bioenergy* 1:109-114.
- [7] OECD – Organisation for Economic Co-operation and Development, 1988. Environmental impacts of renewable energy, The OECD Compass Project, Parigi.
- [8] GSE, Gestore Servizi Elettrici (2008). Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia, anno 2006, <http://www.grtn.it/ita/Pubblicazioni/FontiRinnovabili/STATISTICHE2006.pdf>.
- [9] IEA, 2005. Bioenergy, Benefits of Bioenergy, Report 01/2005, Rotorua , New Zeland, 2005. [online] URL: <http://www.ieabioenergy.com/LibItem.aspx?id=179>
- [10] EurObserv'ER, *Wood energy barometer*, Bruxelles, 2005.
- [11] Enea, 2006. Rapporto energia e ambiente 2005, Roma, 2006.
- [12] Commissione Europea, 1997. Renewable energy: White Paper laying down a Community strategy and action plan, Bruxelles, 1997.
- [13] Berndes G., M. Hoogwijk, R. van den Broek, 2003. The contribution of biomass in the future global energy supply: a review of 17 studies, *Biomass & Bioenergy* 25(1): 1-28.
- [14] Hoogwijk M., A. Faaij, R. van den Broek, G. Berndes, D. Gielen, W. Turkenburg, 2003. Exploration of the ranges of the global potential of biomass for energy, *Biomass & Bioenergy* 25(2): 119-133.
- [15] Fischer G., L. Schrattenholzer, 2001. Global bioenergy potentials through 2050,

- Biomass & Bioenergy 20(3): 151-159.
- [16] Yamamoto H., K. Yamaij, J. Fujino, 1999. Evaluation of bioenergy resources with a global land use and energy model formulated with SD technique, *Applied Energy* 63: 101-113.
- [17] Ericsson K., L.J. Nilsson, 2006. Assessment of the potential biomass supply in Europe using a resource-focused approach, *Biomass & Bioenergy* 30(1): 1-15.
- [18] AIGR, 1994. Potenzialità energetica da biomasse nelle regioni italiane. Rapporto redatto su contratto Enea (non pubblicato).
- [19] Itabia - Italian Biomass Association, 2003. Rapporto sullo stato della bioenergia in Italia nel 2002. Studio di settore, Roma, 2003.
- [20] Di Blasi C., V. Tanzi and M. Lanzetta, A study on the production of agricultural residues in Italy, *Biomass and Bioenergy* 12(5): 321-331, 1997.
- [21] GSE, Gestore Servizi Elettrici (2007). Incentivazione delle fonti rinnovabili con i Certificati Verdi. Bollettino al 30/06/2007.
- [22] Regione Emilia-Romagna, 2008. In arrivo 5 nuovi impianti per produrre agroenergie, <http://www.regione.emilia-romagna.it/wcm/ERMES/notizie/news/2007/set/biomasse.htm>
- [23] Regione Emilia-Romagna, 2006. Deliberazione di Giunta regionale n.1394 del 9 ottobre 2006. Avviso Pubblico per la concessione di aiuti a favore di investimenti finalizzati alla produzione di energia da biomasse di origine agricola, [http://www.ermesagricoltura.it/wcm/ermesagricoltura/news/2006/11/29\\_biomasse/el\\_1394\\_2006.pdf](http://www.ermesagricoltura.it/wcm/ermesagricoltura/news/2006/11/29_biomasse/el_1394_2006.pdf).
- [24] Regione Emilia-Romagna, 2007. Deliberazione della giunta regionale n. 1394/2006 concernente avviso pubblico per la concessione di aiuti a favore di investimenti finalizzati alla produzione di energia da biomasse di origine agricola - Approvazione graduatoria. (Determinazione n. 9781 del 27 luglio 2007, pubblicata sul Bollettino Ufficiale n. 122 del 16/08/2007). [http://www.ermesagricoltura.it/wcm/ermesagricoltura/news/2007/08/27\\_ASS\\_biomasse/DET\\_9781\\_2007\\_grad\\_biomasse.pdf](http://www.ermesagricoltura.it/wcm/ermesagricoltura/news/2007/08/27_ASS_biomasse/DET_9781_2007_grad_biomasse.pdf).
- [25] CRPA, Centro Ricerche Produzioni Animali, 2008. Seq-Cure, "Sistemi integrati per accrescere il sequestro di carbonio, attraverso la produzione di colture energetiche fertilizzate con residui organici", [http://www.crupa.it/nqcontent.cfm?a\\_id=3995](http://www.crupa.it/nqcontent.cfm?a_id=3995).
- [26] Seq-Cure, 2007. LIFE 2006, Integrated system to enhance sequestration of Carbon, producing energy crops by using organic residues. Task 1 - Development of demo farms for energy crops production, Report concerning agricultural situation and energy

- consumption of the area,  
[http://www.crpa.it/nqcontent.cfm?a\\_id=5623&tt=crpa\\_www&sp=seq-cure](http://www.crpa.it/nqcontent.cfm?a_id=5623&tt=crpa_www&sp=seq-cure).
- [27] Better – Biofuel chain development, 2008. Stato e prospettive di sviluppo del biodiesel in Italia, I risultati del progetto Better, a cura di E. Cozzolino et al., Provincia di Forlì-Cesena e Provincia di Ravenna.
- [28] Istat – Istituto Nazionale di Statistica, 2001. 14° Censimento della popolazione e delle abitazioni, Roma. [online] URL: <http://www.istat.it/censimenti/popolazione/>.
- [29] Graglia P.S., 2002. L'Unione europea, il Mulino, Bologna.
- [30] Commissione Europea, 2005. Piano d'Azione della Biomassa, COM(2005) 628, Bruxelles.
- [31] Legambiente, 2002. Lombardia terza in Italia per numero di incendi, comunicato stampa.
- [32] Kjällstrand J., M. Olsson, 2004. Chimney emissions from small-scale burning of pellets and fuelwood—examples referring to different combustion appliances, *Biomass and Bioenergy* 27: 557–561.
- [33] Sørensen B., 2004. Renewable energy. Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects, 3rd edition, Elsevier Academic Press.
- [34] Apat, 2006. Database dei fattori di emissione, consultato novembre 2006. [online] URL: <http://www.inventaria.sinanet.apat.it/index.php>
- [35] Fiorese G., M. Gatto, G. Guariso, 2006. Utilizzo delle biomasse a scopo energetico: un'applicazione alla Provincia di Cremona, *L'Energia Elettrica, Sezione Ricerche* 82:1-8. [online] URL: <http://dev.aei.it/ee-online.html>.
- [36] Freppaz D., R. Minciardi, M. Robba, M. Rovatti, R. Sacile, A. Taramasso, 2004. Optimizing forest biomass exploitation for energy supply at a regional level, *Biomass and Bioenergy* 26:15-25.
- [37] EcoSenseLE, 2007. [online] URL: [http://ecoweb.ier.uni-stuttgart.de/ecosense\\_web/ecosensele\\_web/frame.php](http://ecoweb.ier.uni-stuttgart.de/ecosense_web/ecosensele_web/frame.php)
- [38] Caizzi A., M. Gatto, L. Rizzi, G.A. De Leo, Benefici Economici del Protocollo di Kyoto. AEI 89:34-41, 2002.
- [39] DEFRA - UK Department for Environment, Food and Rural Affairs, Ancillary Effects of Greenhouse Gas Mitigation Policies, Londra, 2002 ([www.defra.gov.uk](http://www.defra.gov.uk)).
- [40] Enea – Ente per le Nuove Tecnologie, l'Energia e l'Ambiente, *Combustibili legnosi calore sostenibile per gli edifici residenziali*, Roma, 2002 ([www.bioheat.info](http://www.bioheat.info)).

- [41] Faaij A.P.C., 1997. *Energy from biomass and waste*, Proefschrift Universiteit Utrecht, Utrecht.
- [42] Bowen A., J. Woods, R. Hailes, 2004. *Bioelectricity Vision: Achieving 15% of Electricity from Biomass in OECD Countries by 2020*, ICEPT Imperial College, Londra.
- [43] Anpa - Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente, 2004. *I-LCA: Banca dati italiana a supporto della valutazione del ciclo di vita*, versione 2, Ottobre 2000. In: Caldiroli M., Mara L., *Produzione di energia ed impatti ambientali, Medicina democratica*, n. 154/156: 87-117.
- [44] Fraternali D., O. Oliveti Selmi, 2005. *Le emissioni di polveri e altri inquinanti da centrali turbogas a ciclo combinato alimentate a gas naturale. Analisi comparata con le emissioni di impianti termoelettrici a olio combustibile di piccola taglia*, Documenti ARPA Emilia Romagna, Bologna.
- [45] Finzi G., G. Pirovano, M. Volta, 2001. *Gestione della qualità dell'aria; modelli di simulazione e previsione*, McGraw-Hill.
- [46] TCVVV, Teleriscaldamento Cogenerazione Valtellina Valchiavenna Valcamonica S.p.A., 2008. La centrale di Tirano, <http://www.teleriscaldamento.valtline.it/tirano/welcome.htm>.
- [47] Guariso G., Fiorese G., Ghezzi L., 2007. *Studio di fattibilità di una rete di impianti cogenerativi alimentati da biomasse legnose - Analisi dettagliata della localizzazione delle biomasse disponibili e dei siti degli impianti di cogenerazione*, Provincia di Cremona.
- [48] GRTN, 2004. *Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia*, Roma.