



**PROVINCIA  
di CUNEO**

Medaglia d'oro al Valore Civile



**LINEE GUIDA  
PER L'UTILIZZAZIONE ENERGETICA  
DELLE BIOMASSE VEGETALI**

Testi ed elaborazioni a cura di:

**PROVINCIA DI CUNEO**  
**Settore Risorse Naturali**  
**Corso Nizza 21**  
**12100 CUNEO**  
[www.provincia.cuneo.it](http://www.provincia.cuneo.it)

Coordinamento tecnico:

Settore Risorse Naturali  
Dirigente: Dott. Ing. Fabrizio Cavallo

Testi ed analisi a cura di:

Dott. Ing. Marco Fino

Testi ed analisi – Sezione Biomasse Forestali a cura di:  
Istituto per le Piante da Legno e l'Ambiente – IPLA S.p.A  
Unità Operativa filiera legno, biomasse, energie rinnovabili  
Franco Gottero  
Roberto Ursone

Testi ed analisi – Sezione emissioni in atmosfera a cura di:  
Politecnico di Torino – Dipartimento di Ingegneria del Territorio,  
dell'Ambiente e delle Geotecnologie  
Prof. Giuseppe Genon  
Dott. Ing. Enrico Brizio

Hanno collaborato:

Settore Tutela Ambiente ed Ecologia – Provincia di Cuneo  
Dott. Ing. Gianluca Cavallo  
p.i. Guido Marino

## Sommario

INTRODUZIONE.....	3
DISPONIBILITÀ DELLA BIOMASSA VEGETALE .....	5
FONTI E MODALITÀ DI ANALISI DEI DATI.....	5
SCHEDE DI ANALISI DELLE AREE TERRITORIALI .....	6
COMUNITÀ MONTANA VALLI PO, BRONDA E INFERNOTTO .....	14
COMUNITÀ MONTANA VALLE VARAITA .....	18
COMUNITÀ MONTANA VALLE MAIRA .....	22
COMUNITÀ MONTANA VALLE GRANA .....	26
COMUNITÀ MONTANA VALLE STURA .....	30
COMUNITÀ MONTANA DELLE VALLI GESSO E VERMENAGNA .....	34
COMUNITÀ MONTANA BISALTA.....	38
COMUNITÀ MONTANA VALLI MONREGALESI.....	42
COMUNITÀ MONTANA ALTA VAL TANARO .....	46
COMUNITÀ MONTANA VALLI MONGIA, CEVETTA E .....	50
LANGA CEBANA .....	50
COMUNITÀ MONTANA ALTA LANGA.....	54
COMUNITÀ MONTANA LANGA DELLE VALLI BELBO,.....	58
BORMIDA E UZZONE .....	58
LANGHE E ROERO .....	62
PIANURA CUNEESE.....	66
PROVINCIA DI CUNEO.....	70
INQUANDRAMENTO PIANIFICAZIONE ENERGETICA.....	82
OBIETTIVI DELLO STRALCIO DI PIANO .....	86
CENNI SULLE TECNOLOGIE IMPIEGATE PER L'UTILIZZO .....	89
ENERGETICO DELLE BIOMASSE.....	89
BIOMASSE SOLIDE .....	92
GASSIFICAZIONE.....	107
COMBUSTIBILI LIQUIDI.....	127
CENNI SULLE TECNOLOGIE RELATIVE AGLI IMPIANTI DI	
ABBATTIMENTO DELLE EMISSIONI .....	129
<i>Le polveri</i> .....	129

<i>I metalli pesanti</i> .....	137
<i>Gli ossidi di zolfo ed altre sostanze acide</i> .....	138
<i>Gli ossidi di azoto</i> .....	142
<i>Il monossido di carbonio e i composti organici volatili</i> .....	148
<i>Ammoniaca</i> .....	149
LINEE GUIDA PROCEDURALI ED AMMISTRATIVE .....	150
PREMESSA.....	150
PRINCIPALI RIFERIMENTI LEGISLATIVI.....	151
ITER AUTORIZZATIVI.....	161
LINEE GUIDA AUTORIZZATIVE .....	163
BIBLIOGRAFIA.....	169

## INTRODUZIONE

La Provincia di Cuneo, a seguito dell'avvenuto trasferimento delle competenze in materia di energia, dallo Stato e dalla Regione Piemonte ai sensi del Decreto Legislativo 112/98 e delle Leggi Regionali n. 44/2000 e 23/2002, è tenuta alla redazione ed all'adozione di programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico. In tale ottica, vista la necessità di dare risposte rapide alle problematiche più pressanti, l'Amministrazione Provinciale ha deciso di redigere un Piano Energetico territoriale suddiviso in stralci, inquadrando per passi successivi le diverse fonti energetiche. Condizione fondamentale per poter iniziare il lavoro di programmazione territoriale è la conoscenza delle effettive esigenze energetiche del territorio, passate ed attuali. Tali dati sono stati raccolti all'interno di uno specifico Bilancio Energetico Provinciale, che ha lo scopo di caratterizzare il territorio attraverso la definizione dello sfruttamento energetico, suddividendo quest'ultimo tra le diverse fonti di alimentazione e le classi merceologiche degli utilizzatori.

Alla luce di ciò e vista la potenzialità teorica delle biomasse all'interno della provincia di Cuneo, si è deciso di dedicare il primo stralcio di piano all'utilizzo energetico delle biomasse vegetali, con l'obiettivo di incentivarne un'utilizzazione energetica sostenibile, che tenga conto sia delle esigenze di sviluppo della filiera legno-energia territoriale, che dell'impatto ambientale degli impianti alimentati con questo tipo di combustibile. Risulta infatti evidente come, allo stato attuale, benché incentivata dalla legislazione nazionale, non esista una filiera consolidata di raccolta ed utilizzo delle biomasse a livello territoriale. Tale carenza comporta uno sfruttamento disomogeneo della risorsa disponibile, lasciando inutilizzata una parte sostanziale del patrimonio forestale con conseguenze dirette sia sotto il profilo ambientale che sociale.

La prima parte di questo documento sarà quindi dedicata alla valutazione dell'effettiva potenzialità delle biomasse all'interno della provincia di Cuneo, stimandone la disponibilità e la localizzazione all'interno del territorio. Tale passaggio risulta fondamentale al fine di poter concretamente valutare la quantità e la qualità della risorsa a livello provinciale, suddividendo il territorio secondo le diverse Comunità montane, zona collinare e pianiziale. Nella seconda parte dello stralcio di piano, vengono riportati alcuni cenni tecnologici relativamente alle possibili soluzioni impiantistiche presenti sul

mercato per lo sfruttamento energetico delle biomasse, nonché dei sistemi di abbattimento delle emissioni inquinanti prodotte riportandone le modalità di utilizzazione al fine di esercire tali impianti secondo le Best Available Techniques (BAT), predisposte dalla Commissione Europea.

Il capitolo conclusivo sarà quindi dedicato alla specificazione di alcune linee guida che, inquadrate all'interno della legislazione vigente, portino all'attenzione dei proponenti le principali criticità sollevate in sede di autorizzazione degli impianti a biomassa, con i contestuali obiettivi attesi da parte degli uffici provinciali. E' fondamentale sottolineare come tali linee guida non siano prescrittive, ma vogliano rappresentare uno strumento di confronto, utile ai potenziali proponenti di impianti di produzione di energia elettrica, atto ad esplicitare, in fase propositiva, quali saranno i possibili argomenti di disamina tecnica che verranno affrontati in sede di Conferenza dei Servizi da parte degli uffici provinciali.

Lo scopo finale di questa pianificazione è, infatti, quello di essere un valido strumento a disposizione sia degli enti pubblici che dei progettisti, finalizzato da un lato a specificare le effettive risorse territoriali, dall'altro a semplificare la fase autorizzativa rendendo note a priori le criticità tecniche generali legate alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato a biomassa vegetale.

Infine è utile specificare come vengano espressamente esclusi, dalla trattazione della presente pianificazione, gli impianti alimentati a biogas derivato da processi biochimici, in quanto, questi ultimi, verranno approfonditi in uno specifico stralcio di piano.

## DISPONIBILITÀ DELLA BIOMASSA VEGETALE

### FONTI E MODALITÀ DI ANALISI DEI DATI

L'analisi delle disponibilità di biomassa a livello provinciale è stata effettuata attraverso due studi specifici appositamente sviluppati per la redazione di questo documento di pianificazione: il primo relativo all'area forestale, il secondo relativo agli scarti agricoli. In tutti e due i casi è stato necessario effettuare un'analisi specifica, appositamente strutturata per poter ottenere la stima delle quantità e delle qualità di biomassa derivabile da uno sfruttamento sostenibile del territorio, scorporando queste ultime in funzione della loro localizzazione.

L'analisi forestale è stata effettuata dall' IPLA SpA in collaborazione con il Settore Risorse Naturali della Provincia di Cuneo. Tutte le elaborazioni che seguono hanno come origine i dati dell'Inventario Forestale Regionale e della "Carta forestale e delle altre coperture del territorio". Questi strumenti derivano dall'accorpamento dei dati forestali contenuti negli studi per i Piani Forestali Territoriali della Regione Piemonte e sono convenzionalmente aggiornati all'anno 2000.

Maggiori informazioni sui dati e sulla metodologia di rilievo sono reperibili in: *Regione Piemonte, IPLA S.p.A., 2004 – La pianificazione forestale in Piemonte – Norme Tecniche per i Piani Forestali Territoriali – Indirizzi metodologici per i Piani Forestali Aziendali*, CD-rom in distribuzione gratuita presso la Direzione Economia Montana e Foresta della Regione Piemonte oppure su *Gottero F., Ebone A., Terzuolo PG., Camerano P., 2007 – I boschi del Piemonte, conoscenze e indirizzi gestionali. Regione Piemonte, Blu Edizioni, pp. 240.*

L'analisi relativa agli scarti agricoli è stata invece effettuata direttamente dal Settore Risorse Naturali della Provincia di Cuneo con l'ausilio del Settore Agricoltura dello stesso Ente e della Coldiretti di Cuneo. La valutazione delle disponibilità derivabili dall'agricoltura è stato effettuato interpolando due differenti basi dati:

1. Anagrafe Agricola del 2007, a disposizione del relativo settore provinciale, da cui è stato possibile ricavare, per ogni singolo comune, le dimensioni degli appezzamenti di terreno adibite ad agricoltura, suddivisibili in relazione alla tipologia di coltura.
2. Una pubblicazione dell'Università degli Studi di Perugia, *Impianti sperimentali per il recupero energetico da potature di vite, olivo e frutteti* di F. Cotana e I. Costarelli.

In tale studio è stata valutata la quantità di biomassa ricavabile dalla potatura e dall'espianto di un ettaro di terreno coltivato a frutteto. Questi dati sono stati messi a disposizione dalla Coldiretti di Cuneo, i cui uffici hanno in seguito validato i risultati contenuti attraverso un apposito censimento tra i tecnici agrari affiliati. In particolare da tale studio è stata ricavata la seguente tabella:

Coltura	Materiale prodotto dalla potatura q.li/ha - anno	Materiale prodotto con gli espianti q.li/ha	Durata media dall'impianto all'espianto
Melo	26	500	14
Pero	23	950	27
Pesco	29	650	17
Susino	27	750	17
Albicocco	21	750	17
Actinidia	33	450	22
Nocciolo	25	450	25
Vite	29	----	----

Associando quindi le quantità di biomassa ricavabile dalle potature e dagli espianti con i dati contenuti nell'Anagrafe Agricola 2007, è stato possibile stimare le disponibilità di risorsa ricavabile dal settore agricolo.

Al fine di semplificare la lettura dei risultati ottenuti dall'analisi delle disponibilità di biomassa, sono state redatte apposite schede opportunamente predisposte per ogni area di studio. La schematizzazione permette di riassumere i molteplici risultati dello studio di disponibilità di biomassa e quindi renderli maggiormente fruibili.

## **SCHEDE DI ANALISI DELLE AREE TERRITORIALI**

Il territorio oggetto di studio comprende tutto la provincia di Cuneo, che è stata suddivisa nelle dodici Comunità Montane (Alta Langa; Langa delle Valli Belbo, Bormida e Uzzone; Valli Mongia, Cevetta e Langa Cebana; Alta Val Tanaro; Valli Monregalesi; Bisalta; Valli Gesso e Vermenagna; Valle Grana; Valle Maira; Valle Stura; Valle Varaita; Valli Po, Bronda e Infernotto) per un totale di 156 comuni, in una zona collinare (Langhe e Roero, 50 comuni) e in una zona pianiziale (Pianura Cuneese, 44 comuni).

Le schede saranno dunque suddivise in:

- Comunità Montana Valli Po, Bronda e Infernotto
- Comunità Montana Valle Varaita
- Comunità Montana Valle Maira



- Comunità Montana Valle Grana
- Comunità Montana Valle Stura
- Comunità Montana Valli Gesso e Vermenagna
- Comunità Montana Bisalta
- Comunità Montana Valli Monregalesi
- Comunità Montana Alta Val Tanaro
- Comunità Montana Valli Mongia, Cevetta e Langa Cebana
- Comunità Montana Alta Langa
- Comunità Montana Langa delle Valli Belbo, Bormida e Uzzone
- Langhe e Roero
- Pianura cuneese
- Totale Provincia di Cuneo

### ***La disponibilità potenziale delle risorse legnose derivanti dai boschi.***

I dati relativi ai boschi, suddivisi per ogni Comunità Montana o area territoriale omogenea, presentano in prima analisi l'**estensione** delle superfici forestali; queste vengono distinte in superfici a **gestione attiva**, dove cioè è previsto un intervento selvicolturale nel corso dei prossimi quindici anni, ed in **monitoraggio**, dove invece l'intervento non è previsto in quanto trattasi di boschi molto giovani o con caratteristiche stazionali tali per cui non è opportuno o fattibile.

In seguito la superficie boscata viene suddivisa per **categoria forestale** (lariceti, castagneti, faggete, etc ...) e per raggruppamento di **proprietà** (pubblico e privato); queste ultime vengono poi presentate in forma grafica. Si noti che la ripartizione segue la stessa metodologia utilizzata nei Piani Forestali Territoriali, dunque le eventuali "proprietà private rilevate", sono quelle le cui particelle costituiscono un nucleo accorpato di almeno 25 ettari; in caso contrario ricadono nelle "altre proprietà private". Per quanto riguarda le proprietà pubbliche, esse vengono classificate in base al proprietario e sono state rilevate con una soglia minima di superficie di un ettaro.

Nelle tabelle seguenti, viene presentata la **disponibilità potenziale**, in termini di volume, considerando l'effettuazione di tutti gli interventi selvicolturali **sostenibili** previsti dai PFT sull'intero territorio di analisi.

Per giungere alla definizione dei volumi **retraibili** per ciascun tipo di intervento, la metodologia adottata prevede l'applicazione di indici di prelievo medi standard, variabili anche in funzione della categoria forestale. La maggiore variabilità è presente nelle ceduazioni, dove incidono fortemente sulle possibilità di prelievo la differente composizione e struttura dei popolamenti. Nei cedui composti si ipotizza di prelevare il 25% della provvigione, in cui è notevole il volume costituito dalle riserve da rilasciare; nei boschi di neoformazione, la cui stabilità va assicurata intervenendo in modo non uniforme, in funzione della morfologia del territorio e rilasciando i soggetti affrancati o da seme più stabili anche con funzione di riserva per favorire le dinamiche naturali del bosco, l'indice è del 50%; in faggete, castagneti e querceti il tasso di prelievo con la ceduazione sale al 60% ed arriva all'80% per i robinieti, in cui è comunque necessario prevedere il rilascio delle specie autoctone come matricine/riserve per una gestione sostenibile. Nei diradamenti e tagli di conversione a fustaia si ipotizza di prelevare in media rispettivamente il 25% e il 30% mentre nei tagli di rinnovazione in fustaia si sono adottati i seguenti tassi: 25% tagli a scelta colturale, 30% tagli a buche e 40% tagli successivi adattati.

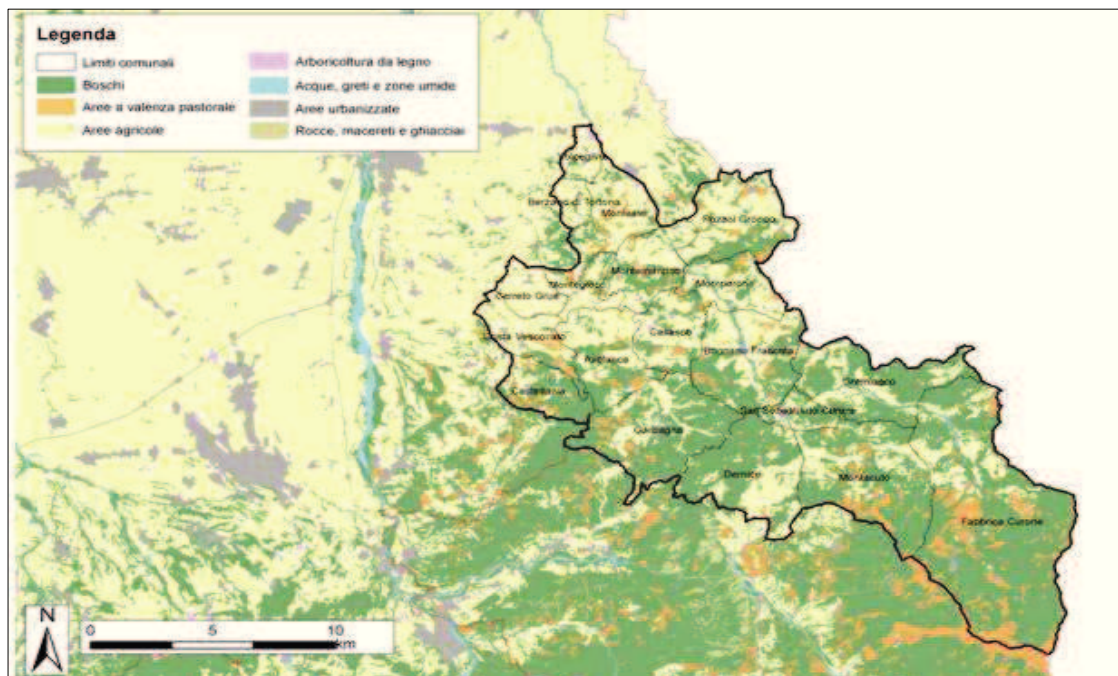
Relazionando la **provvigione ad ettaro** di ogni singola categoria per la **superficie** soggetta ai diversi interventi e applicando il **tasso di prelievo** ad essi correlato, si possono stimare le masse ottenibili; queste a loro volta vengono ripartite, sempre ricorrendo a indici, secondo i diversi **assortimenti legnosi**: da triturazione per usi energetici e industriali, tronchetti da ardere, paleria e tondame da lavoro.

Successivamente, analizzando le riprese potenziali per classe di priorità di intervento (quinquennale), è possibile fornire un **dato medio annuo** relativo al quinquennio di priorità considerato, al fine di limitare, per quanto possibile, l'incertezza dovuta alla media annuale calcolata su 15 anni e per valutare le disponibilità su periodi più corti.

Quest'ultimo dato viene poi messo in relazione con le elaborazioni relative alle superfici boscate sulle quali, utilizzando l'attuale rete viaria, è possibile eseguire **l'esbosco** utilizzando mezzi e modalità ordinarie che garantiscono una sostenibilità economica. Conseguentemente il dato di ripresa potenziale media, viene aggiornato considerando quanto è effettivamente esboscabile nelle condizioni odierne.

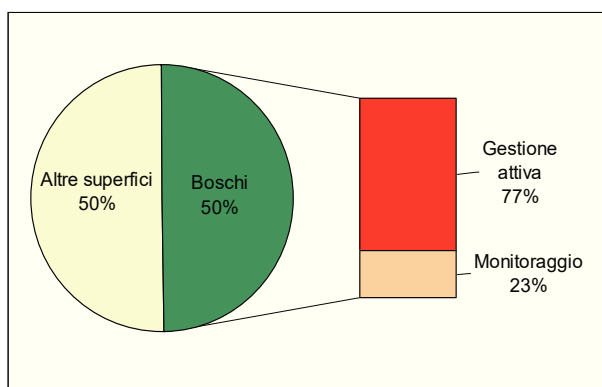
## Come leggere le schede

### AREA TERRITORIALE



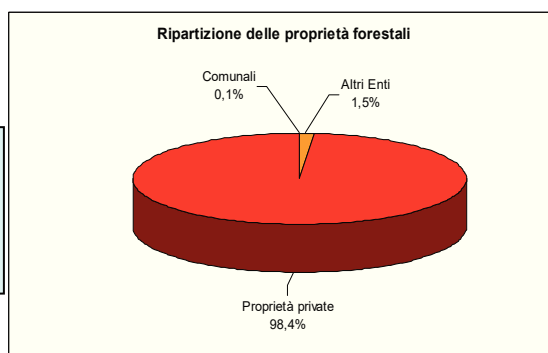
Cartogramma dell'uso del suolo della Area territoriale rielaborato dalla Carta Forestale e delle altre coperture del territorio della Regione Piemonte.

### Analisi della disponibilità potenziale forestale



Ripartizione percentuale della superficie territoriale interessata; i boschi vengono anche suddivisi in: *gestione attiva*: dove, nei prossimi 15 anni sarà possibile effettuare degli interventi selvicolturali; *monitoraggio*: dove, nei prossimi 15 anni, non sarà possibile od economico effettuare interventi o per la giovane età del popolamento o per le condizioni stagionali in cui si trova (bassa fertilità, popolamenti rupicoli, etc...)

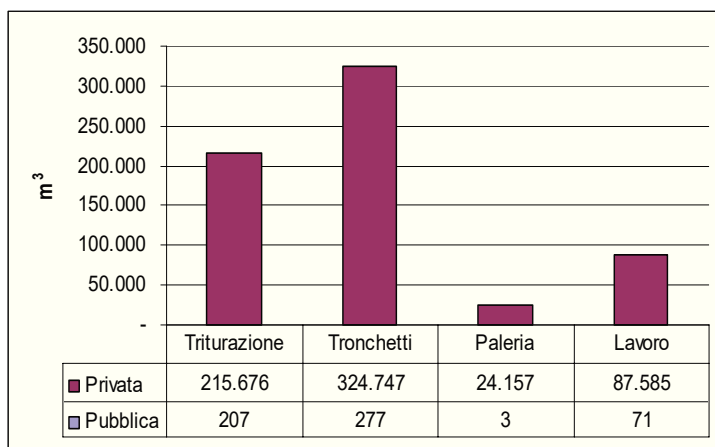
Ripartizione percentuale della superficie forestale in classi di proprietà. I dati derivano dai Piani Forestali Territoriali della Regione Piemonte.



Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	-	1.127	1.127
Faggete	-	1.737	1.737
Querceti e ostrieti	8	7.598	7.606
Robinieti	-	272	272
.....			
<b>Totali</b>	<b>15</b>	<b>12.396</b>	<b>12.411</b>

Ripartizione della superficie forestale in macrocategorie e classi di proprietà. Le macrocategorie sono state definite in funzione della loro rappresentatività sul territorio regionale o per il loro "comportamento" simile in funzione della suddivisione in assortimenti. I dati derivano dai Piani Forestali Territoriali della Regione Piemonte.

Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio



In base alla tipologia di bosco e all'intervento selvicolturali previsto, si presenta in forma grafica e tabulare, il quantitativo in m<sup>3</sup> potenzialmente ottenibile nei prossimi 15 anni suddiviso anche in base alla proprietà. La potenzialità è data dal fatto che in questa elaborazione non si tiene conto di eventuali limitazioni strutturali (mancanza di viabilità ad esempio) che possono ridurre, anche sensibilmente, il volume di legno ottenibile

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	20%
Privato	51%

Rappresenta, in funzione delle proprietà, la quota parte di superficie forestale accessibile per le operazioni selvicolturali previste. E' calcolata tramite una metodologia oggettiva prevista dai PFT.

#### RIPRESA POTENZIALE

media dei boschi accessibili per l'esbosco per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	102	9	0	37
Privato	64.665	56.881	8.887	43.478

La ripresa è l'interesse che posso utilizzare in modo sostenibile (cioè senza intaccare il capitale) del mio bosco. Nella tabella si presentano le medie annue per classi di priorità e per proprietà dei volumi ritraibili dai boschi attualmente accessibili per l'esbosco. Il dato è da leggersi: nel corso dei prossimi 5 anni, dalle proprietà pubbliche potrò ritrarre 102 m<sup>3</sup> all'anno, dal sesto al decimo anno solo più 9 m<sup>3</sup> all'anno.....

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

### RIPRESA POTENZIALE

media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	19	1	0	7
Privato	28.006	23.417	3.575	18.333

Da questa tabella in poi si considerano solo più i quantitativi destinabili alla triturazione per fini energetici o industriali. La tabella indica le medie annue per classe di priorità e per proprietà in quintali

### RIPRESA POTENZIALE

media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	18	1,55	1	0,09	0	0	6	0,52
Privato	25.542	2196	21.356	2094	3.261	280	16.720	1437

Come sopra ma trasformando l'unità di misura in MegaWattora e considerando un'umidità del 30% (cippato commerciale)

### MWh<sub>t</sub>/anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	14	4	1	0	0	0	5	1
Privato	20.433	5.114	17.085	4.276	2.609	653	13.376	3.347
<b>Totale</b>	<b>20.447</b>	<b>5.117</b>	<b>17.086</b>	<b>4.276</b>	<b>2.609</b>	<b>653</b>	<b>13.381</b>	<b>3.349</b>

### MWh<sub>e</sub>/anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	3	2	0	0	0	0	1	1
Privato	4.597	2.644	3.075	1.768	470	270	2.408	1.384
<b>Totale</b>	<b>4.601</b>	<b>2.645</b>	<b>3.075</b>	<b>1.768</b>	<b>470</b>	<b>270</b>	<b>2.409</b>	<b>1.385</b>

Considerando la diversa efficienza delle centrali elettriche (0.18) o termiche (0.8), si presentano le medie annue per proprietà e per classi di priorità dei MWh elettrici o termici producibili dalla completa gestione dei boschi della Comunità Montana. Parimenti si indica anche il quantitativo di CO<sub>2</sub> fossile sostituibile con l'utilizzo delle fonti rinnovabili.

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

### RIPRESA POTENZIALE

media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	57.522	46.857	29.926	44.768
Privato	397.247	389.099	7.892	281.134

### RIPRESA POTENZIALE

media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	20.133	1.731	16.400	1.410	10.474	901	15.669	1.348
Privato	139.037	11.957	136.185	11.712	2.762	238	98.397	8.462

Nelle due tabelle di questa pagina vengono considerati solo gli assortimenti da ardere (tronchetti). In particolare la tabella sopra riportata indica le medie annue per classe di priorità e per proprietà in quintali.

La tabella sottostante traduce le quantità di legno da ardere in energia: MWh e Tep

### ***Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo***

Questo tipo di analisi viene schematizzata attraverso due differenti tabulati: nel primo vengono riportate le superfici dedicate alle coltivazioni interessate allo studio, le quantità di biomassa ricavabile e l'energia primaria associabile; nel secondo viene stimata l'energia producibile attraverso due differenti tecnologie, una caldaia a combustione diretta (con un rendimento convenzionale dell'80%) e un impianto di produzione di energia elettrica (con un rendimento convenzionale del 18%).

#### **Come leggere le schede**

Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli, e relativa energia producibile annualmente

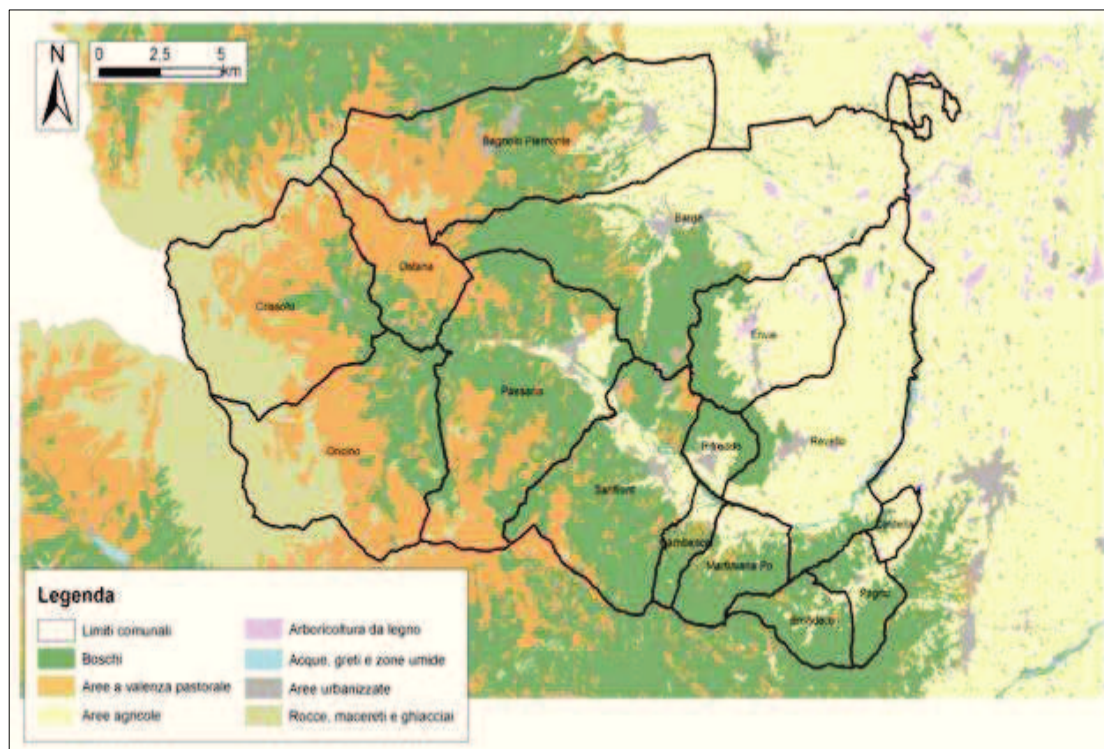
Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	[m]	[ha]	[q.li/anno]	[MWh/anno]	[Tep/anno]
Frutteti	/	3.140	182.412	53.027	4.560
Vigneti	/	150	4.356	1.266	109
Arboricoltura	/	331	5.449	1.199	103
Formazioni lineari	137.947	/	3.725	819.404	70.469
<b>Totale</b>	<b>137.947</b>	<b>3.621</b>	<b>195.941</b>	<b>874.896</b>	<b>75.241</b>

Le quantità degli scarti legnosi ricavabili dalle coltivazioni agricole sono state tradotte in energia: MWh e Tep. Per i calcoli sono stati utilizzati i seguenti riferimenti:  
 frutteti e vigneti - pci 2,5 kWh/kg e densità 1.000 Kg/m<sup>3</sup>;  
 per l'arboricoltura - pci 2,2 kWh/kg, e densità 700 kg/m<sup>3</sup>;  
 per le formazioni lineari - pci 2,2 kWh/kg e densità 900 kg/m<sup>3</sup>  
 Nella sottostante tabella i valori energetici della biomassa sono trasformati in energia elettrica (efficienza pari al 18%) ed energia termica (efficienza pari al 80%).

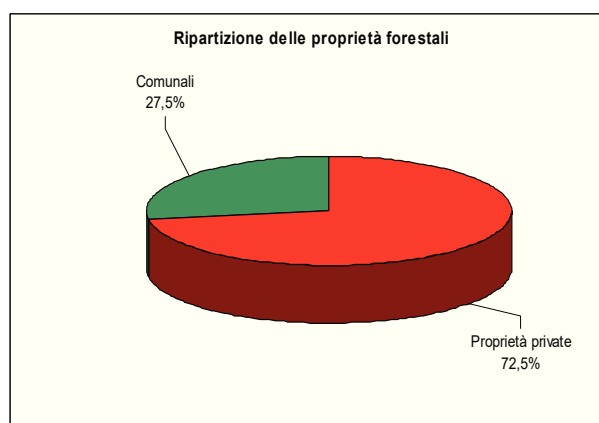
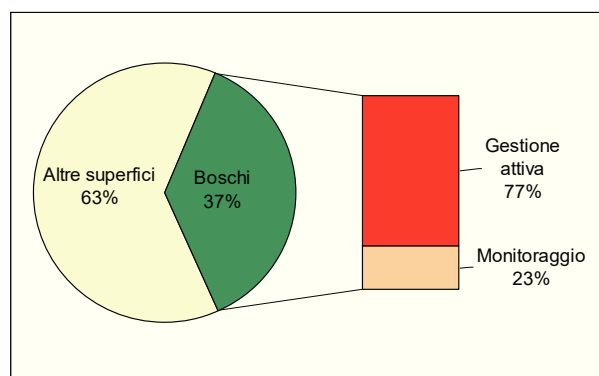
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	[MWh <sub>t</sub> /anno]	[Tep/anno]	[MWh <sub>e</sub> /anno]	[Tep/anno]
Frutteti	42.421	3.648	9.545	821
Vigneti	1.013	87	228	20
Arboricoltura	959	82	216	19
Formazioni lineari	656	56	147	13
<b>Totale</b>	<b>45.049</b>	<b>3.874</b>	<b>10.136</b>	<b>872</b>

## COMUNITÀ MONTANA VALLI PO, BRONDA E INFERNOTTO

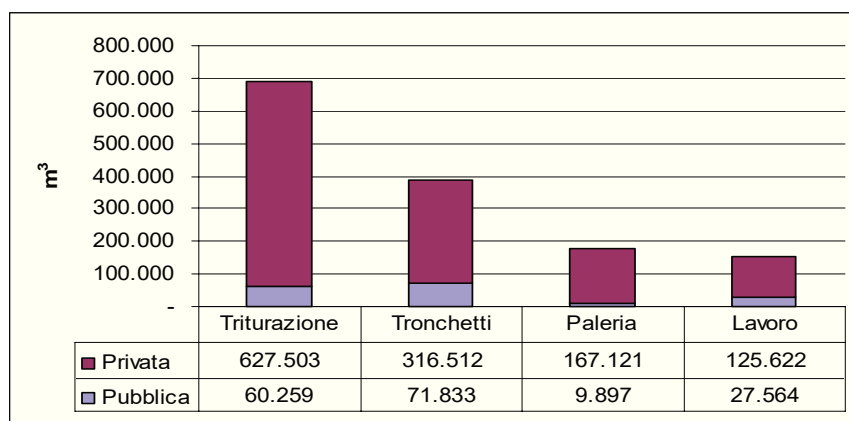


### *Analisi della disponibilità potenziale forestale*





Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	574	8.761	9.335
Querceti e ostrieti	2	135	137
Lariceti	465	28	493
Pinete	462	140	602
Formazioni di invasione	2.453	2.709	5.162
Formazioni igrofile	6	8	14
Faggete	907	837	1744
Robineti	21	274	295
<b>Totali</b>	<b>4.890</b>	<b>12.892</b>	<b>17.782</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	37%
Privato	45%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	4.979	5.106	2.461	4.182
Privato	52.420	53.824	5.064	37.103

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	15.697	21.809	7.086	14.864
Privato	265.260	281.955	17.538	188.251

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	3.579	308	4.973	428	1.615	139	3.389	291
Privato	60.479	5.201	64.286	5.529	3.999	344	42.921	3.691

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	2.863	717	3.978	996	1.292	323	2.711	679
Privato	48.461	12.128	51.511	12.891	3.199	801	34.390	8.607
<b>Totale</b>	<b>51.324</b>	<b>12.844</b>	<b>55.489</b>	<b>13.887</b>	<b>4.491</b>	<b>1.124</b>	<b>37.101</b>	<b>9.285</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	644	370	716	412	233	134	488	281
Privato	10.904	6.270	9.272	5.331	576	331	6.190	3.559
<b>Totale</b>	<b>11.548</b>	<b>6.640</b>	<b>9.988</b>	<b>5.743</b>	<b>808</b>	<b>465</b>	<b>6.678</b>	<b>3.840</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	57.522	46.857	29.926	44.768
Privato	397.247	389.099	7.892	281.134

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	20.133	1.731	16.400	1.410	10.474	901	15.669	1.348
Privato	139.037	11.957	136.185	11.712	2.762	238	98.397	8.462

### *Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo*

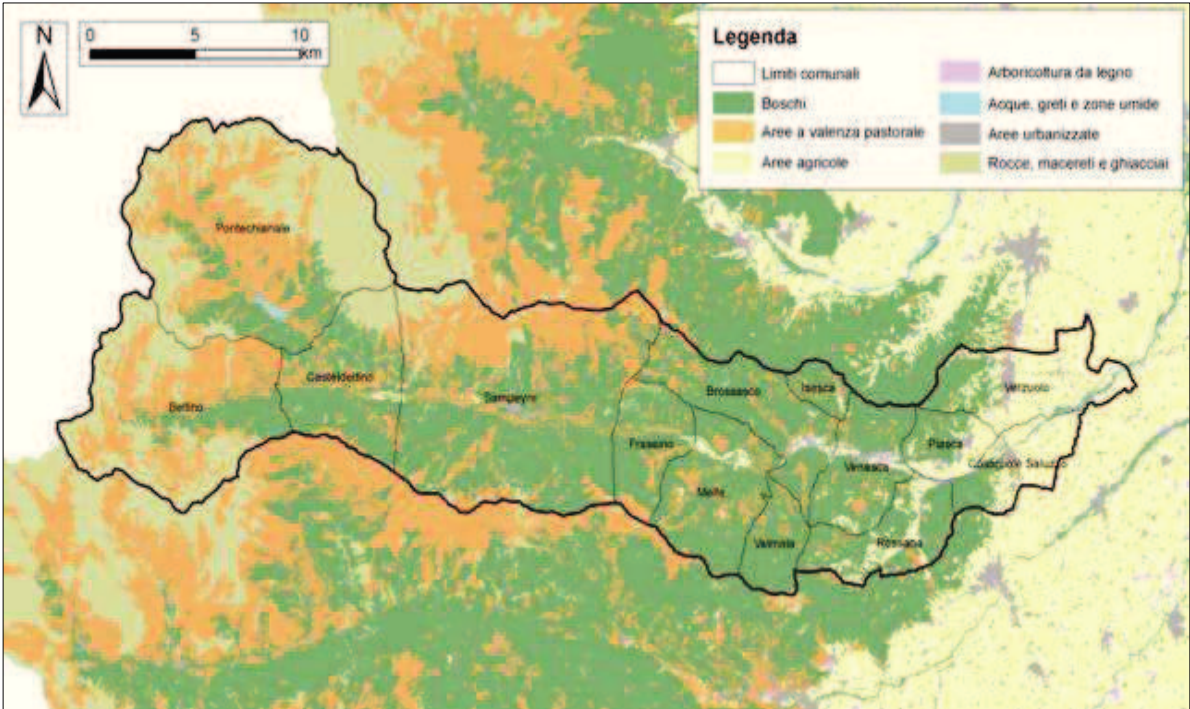
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante  
da sottoprodotti agricoli, e relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	3.140	182.412	53.027	4.560
Vigneti	/	150	4.356	1.266	109
Arboricoltura	/	331	5.449	1.199	103
Formazioni lineari	137.947	/	3.725	819.404	70.469
<b>Totale</b>	<b>137.947</b>	<b>3.621</b>	<b>195.941</b>	<b>874.896</b>	<b>75.241</b>

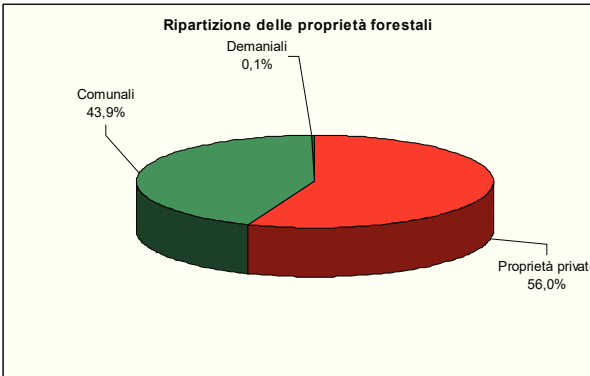
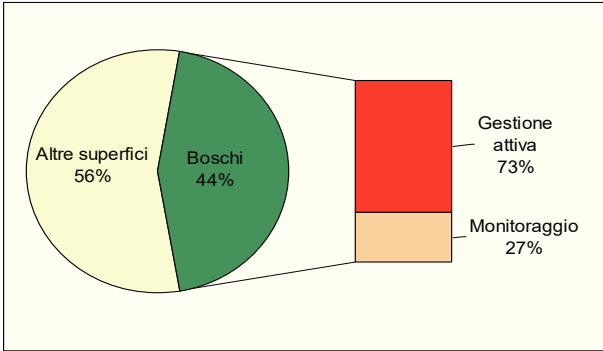
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	MWh <sub>t</sub> /anno	Tep/anno	MWh <sub>e</sub> /anno	Tep/anno
Frutteti	42.421	3.648	9.545	821
Vigneti	1.013	87	228	20
Arboricoltura	959	82	216	19
Formazioni lineari	656	56	147	13
<b>Totale</b>	<b>45.049</b>	<b>3.874</b>	<b>10.136</b>	<b>872</b>

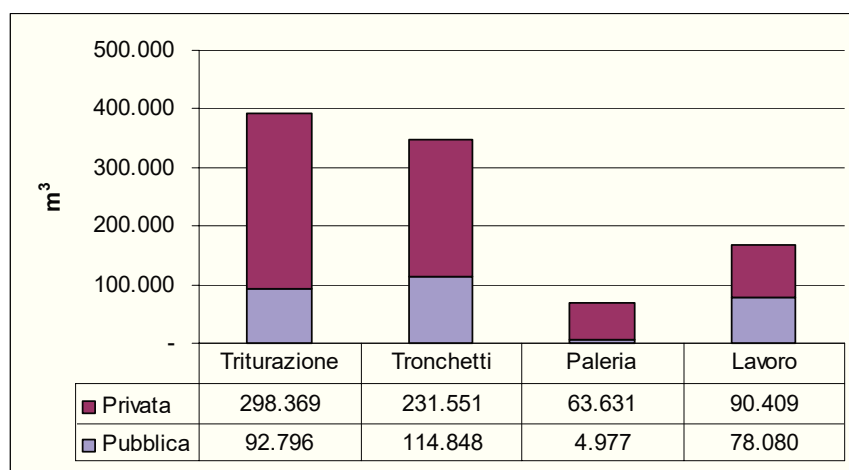
# COMUNITÀ MONTANA VALLE VARAITA



## Analisi della disponibilità potenziale forestale



Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	327	5.076	5.403
Querceti e ostrieti	79	634	713
Robinieti	3	64	67
Pinete	260	381	641
Formazioni di invasione	2.951	3.123	6.074
Formazioni igrofile	67	238	305
Lariceti	3.378	820	4.198
Abetine e peccete	166	3	169
Faggete	2.034	1.359	3.393
<b>Totali</b>	<b>9.265</b>	<b>11.698</b>	<b>20.963</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	34%
Privato	45%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	4.437	13.443	1.887	6.589
Privato	17.976	39.795	3.785	20.519

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	14.060	40.972	8.070	21.034
Privato	77.957	173.333	17.242	89.511

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	3.206	276	9.342	803	1.840	158	4.796	412
Privato	17.774	1.529	39.520	3.399	3.931	338	20.408	1.755

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	2.539	635	7.380	1.847	1.466	367	3.795	950
Privato	14.219	3.559	31.616	7.912	3.145	787	16.327	4.086
<b>Totale</b>	<b>16.759</b>	<b>4.194</b>	<b>38.996</b>	<b>9.759</b>	<b>4.611</b>	<b>1.154</b>	<b>20.122</b>	<b>5.036</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	571	329	1.328	764	264	152	683	393
Privato	3.199	1.840	5.691	3.272	566	326	2.939	1.690
<b>Totale</b>	<b>3.771</b>	<b>2.168</b>	<b>7.019</b>	<b>4.036</b>	<b>830</b>	<b>477</b>	<b>3.622</b>	<b>2.083</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	53.715	148.213	14.305	72.078
Privato	166.172	361.070	7.759	186.847

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	18.800	1.617	51.875	4.461	5.007	431	25.227	2.170
Privato	58.160	5.002	126.375	10.868	2.716	234	65.396	5.624

### *Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo*

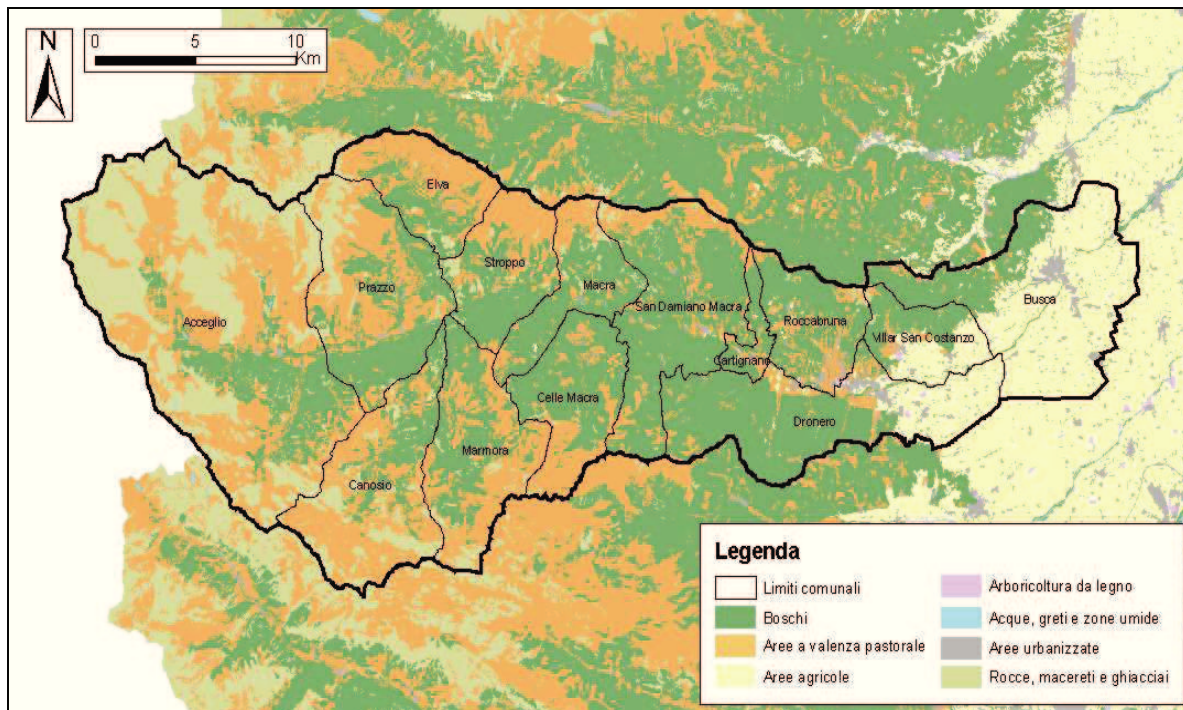
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli, e relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	3.140	182.412	53.027	4.560
Vigneti	/	150	4.356	1.266	109
Arboricoltura	/	331	5.449	1.199	103
Formazioni lineari	137.947	/	3.725	819.404	70.469
<b>Totale</b>	<b>137.947</b>	<b>3.621</b>	<b>195.941</b>	<b>874.896</b>	<b>75.241</b>

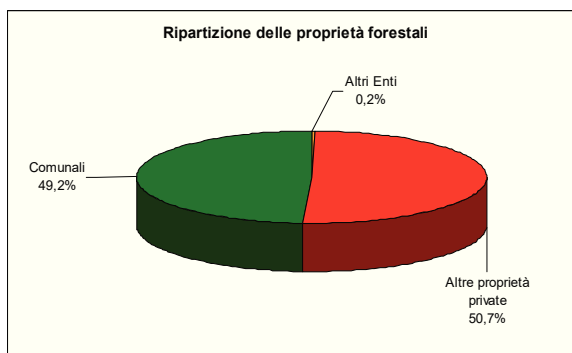
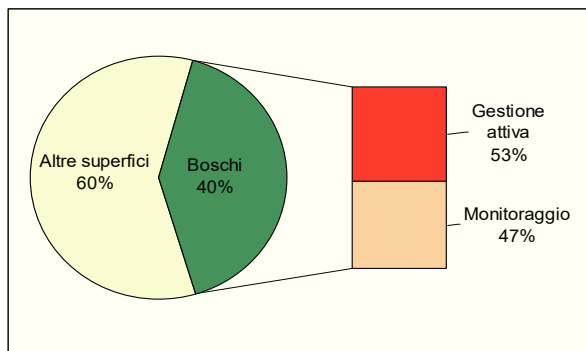
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	MWh <sub>t</sub> /anno	Tep/anno	MWh <sub>e</sub> /anno	Tep/anno
Frutteti	42.421	3.648	9.545	821
Vigneti	1.013	87	228	20
Arboricoltura	959	82	216	19
Formazioni lineari	656	56	147	13
<b>Totale</b>	<b>45.049</b>	<b>3.874</b>	<b>10.136</b>	<b>872</b>

## COMUNITÀ MONTANA VALLE MAIRA

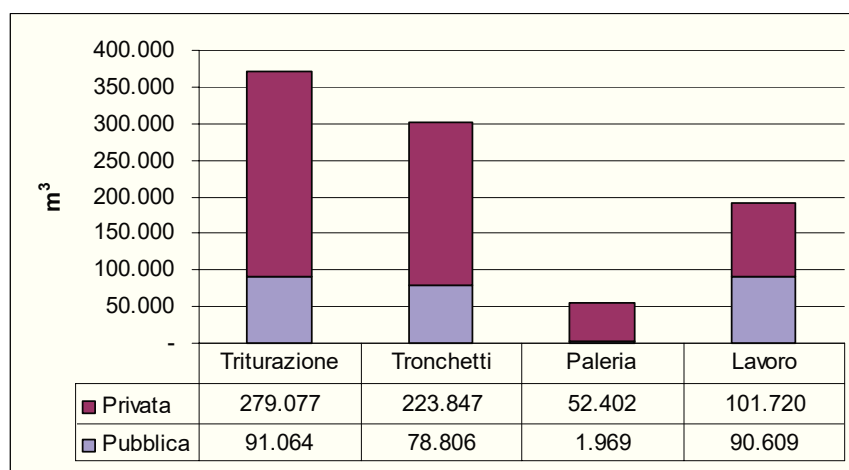


### Analisi della disponibilità potenziale forestale





Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	109	3.311	3.420
Querceti e ostrieti	92	419	511
Robineti	2	153	155
Pinete	2.082	1.269	3.351
Formazioni di invasione	1.381	2.885	4.266
Formazioni igrofile	80	286	366
Lariceti	5.715	1.600	7.315
Abetine e peccete	1.123	154	1.277
Faggete	2.104	3.044	5.148
<b>Totali</b>	<b>12.688</b>	<b>13.121</b>	<b>25.809</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	35%
Privato	51%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	5.487	8.270	4.615	6.124
Privato	18.809	23.730	24.480	22.340

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	21.209	26.768	15.768	21.248
Privato	84.336	102.056	98.267	94.886

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	5.302	456	6.692	576	3.942	339	5.312	457
Privato	21.084	1.813	25.514	2.194	24.567	2.113	23.722	2.040

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	3.868	968	4.882	1.222	2.876	720	3.876	970
Privato	15.383	3.850	18.615	4.659	17.924	4.486	17.307	4.331
<b>Totale</b>	<b>19.251</b>	<b>4.818</b>	<b>23.498</b>	<b>5.881</b>	<b>20.800</b>	<b>5.205</b>	<b>21.183</b>	<b>5.301</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	870	500	879	505	518	298	698	401
Privato	3.461	1.990	3.351	1.927	3.226	1.855	3.115	1.791
<b>Totale</b>	<b>4.332</b>	<b>2.491</b>	<b>4.230</b>	<b>2.432</b>	<b>3.744</b>	<b>2.153</b>	<b>3.813</b>	<b>2.192</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	53.715	148.213	14.305	72.078
Privato	166.172	361.070	7.759	186.847

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	18.800	1.617	51.875	4.461	5.007	431	25.227	2.170
Privato	58.160	5.002	126.375	10.868	2.716	234	65.396	5.624

### *Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo*

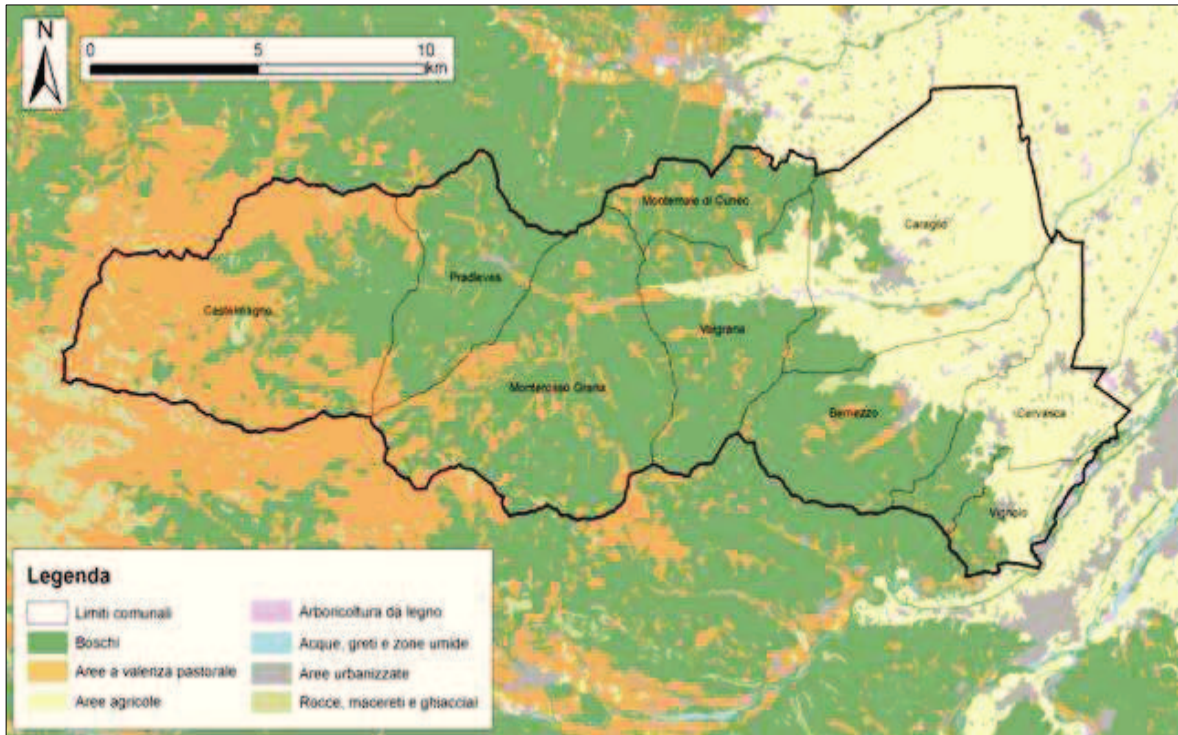
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli, e relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	1.916	111.986	32.554	2.800
Vigneti	/	45	1.296	377	32
Arboricoltura	/	91	1.492	328	28
Formazioni lineari	18.581	/	502	110.370	9.492
<b>Totale</b>	<b>18.581</b>	<b>2.051</b>	<b>115.277</b>	<b>143.629</b>	<b>12.352</b>

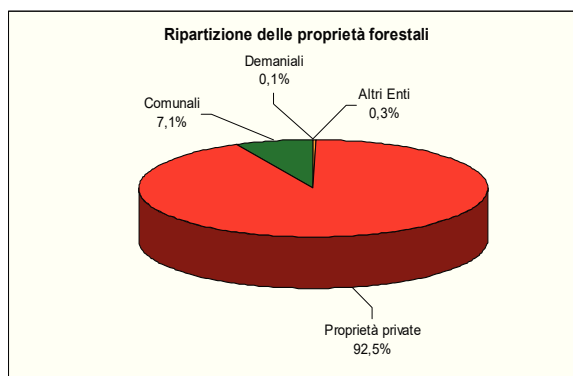
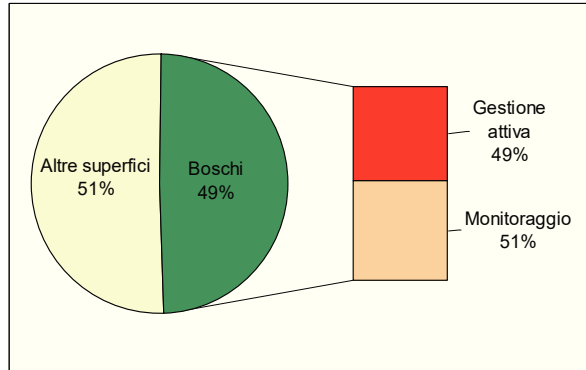
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	MWh <sub>t</sub> /anno	Tep/anno	MWh <sub>e</sub> /anno	Tep/anno
Frutteti	26.043	2.240	5.860	504
Vigneti	302	26	68	6
Arboricoltura	263	23	59	5
Formazioni lineari	88	8	20	2
<b>Totale</b>	<b>26.696</b>	<b>2.296</b>	<b>6.007</b>	<b>517</b>

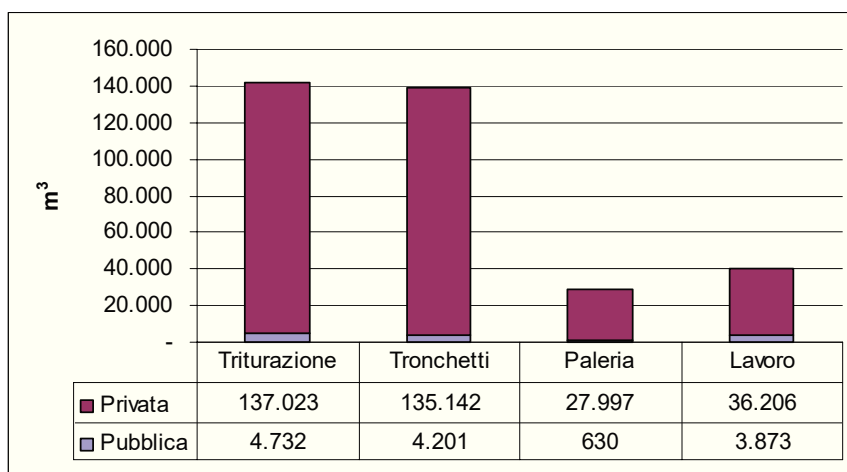
## COMUNITÀ MONTANA VALLE GRANA



### *Analisi della disponibilità potenziale forestale*



Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	47	3.131	3.178
Querceti e ostrieti	68	602	670
Robinieti	3	13	16
Pinete	207	516	723
Formazioni di invasione	378	2.134	2.512
Formazioni igrofile	10	118	128
Faggete	129	4.301	4.430
<b>Totali</b>	<b>842</b>	<b>10.815</b>	<b>11.657</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	53%
Privato	54%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	777	536	112	475
Privato	22.575	12.094	1.658	12.109

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	2.595	1.821	601	1.672
Privato	94.245	46.315	7.428	49.329

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	592	51	415	36	137	12	381	33
Privato	21.488	1.848	10.560	908	1.694	146	11.247	967

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	473	118	332	83	110	27	305	76
Privato	17.190	4.302	8.448	2.114	1.355	339	8.998	2.252
<b>Totale</b>	<b>17.664</b>	<b>4.421</b>	<b>8.780</b>	<b>2.197</b>	<b>1.465</b>	<b>367</b>	<b>9.303</b>	<b>2.328</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	106	61	60	34	20	11	55	32
Privato	3.868	2.224	1.521	874	244	140	1.620	931
<b>Totale</b>	<b>3.974</b>	<b>2.285</b>	<b>1.580</b>	<b>909</b>	<b>264</b>	<b>152</b>	<b>1.674</b>	<b>963</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	7.824	5.123	764	4.570
Privato	221.040	127.372	4.011	121.185

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	2.738	235	1.793	154	267	23	1.600	138
Privato	77.364	6.653	44.580	3.834	1.404	121	42.415	3.648

### *Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo*

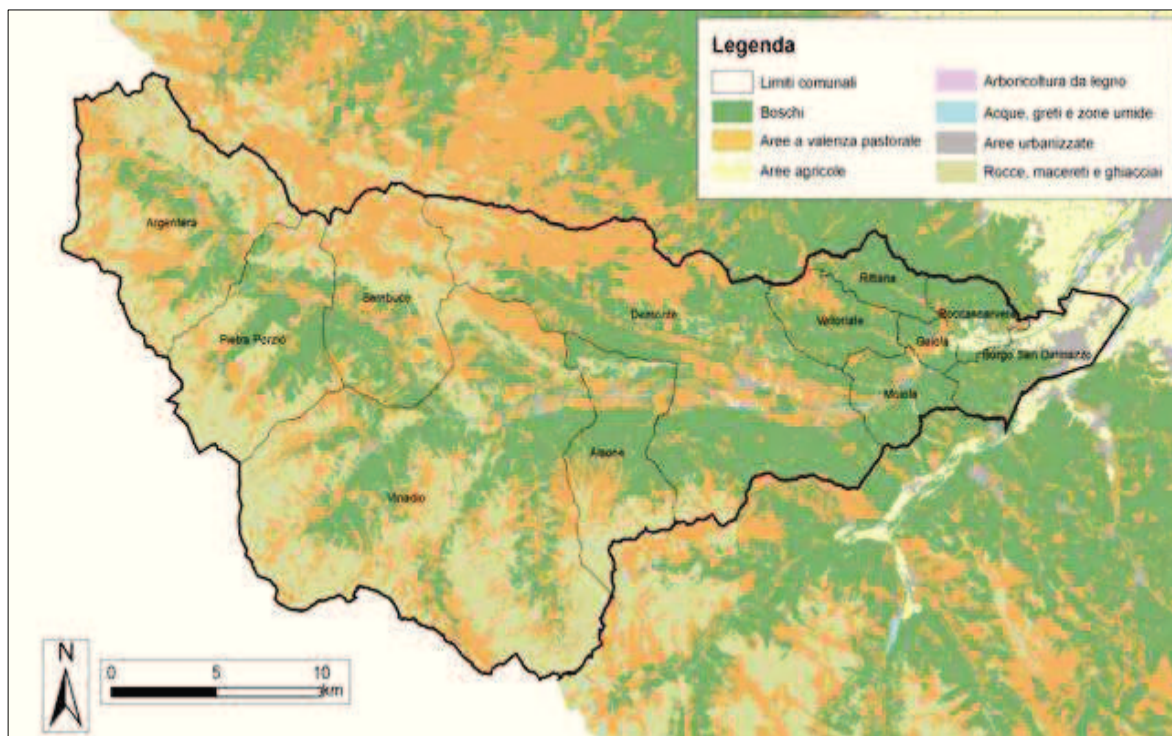
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli, e  
relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	343	19.911	5.788	498
Vigneti	/	2	59	17	1
Arboricoltura	/	93	1.524	335	29
Formazioni lineari	62.246	/	1.681	369.744	31.798
<b>Totale</b>	<b>62.246</b>	<b>438</b>	<b>23.174</b>	<b>375.884</b>	<b>32.326</b>

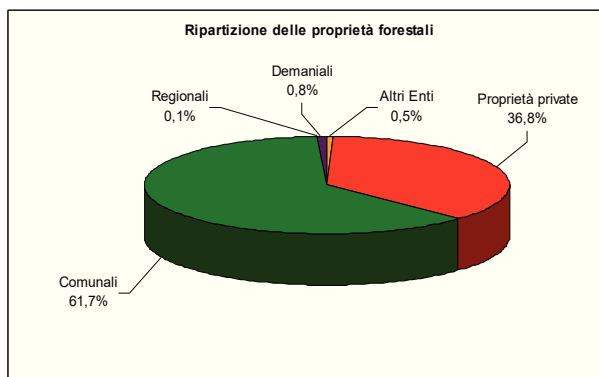
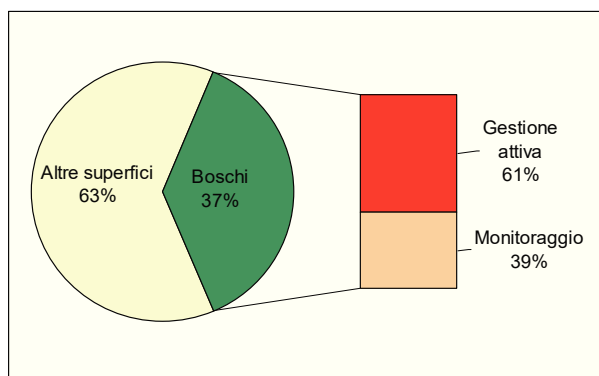
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	MWh <sub>t</sub> /anno	Tep/anno	MWh <sub>e</sub> /anno	Tep/anno
Frutteti	4.630	398	1.231	106
Vigneti	14	1	3	0
Arboricoltura	268	23	60	5
Formazioni lineari	296	25	67	6
<b>Totale</b>	<b>5.208</b>	<b>448</b>	<b>1.360</b>	<b>117</b>

## COMUNITÀ MONTANA VALLE STURA

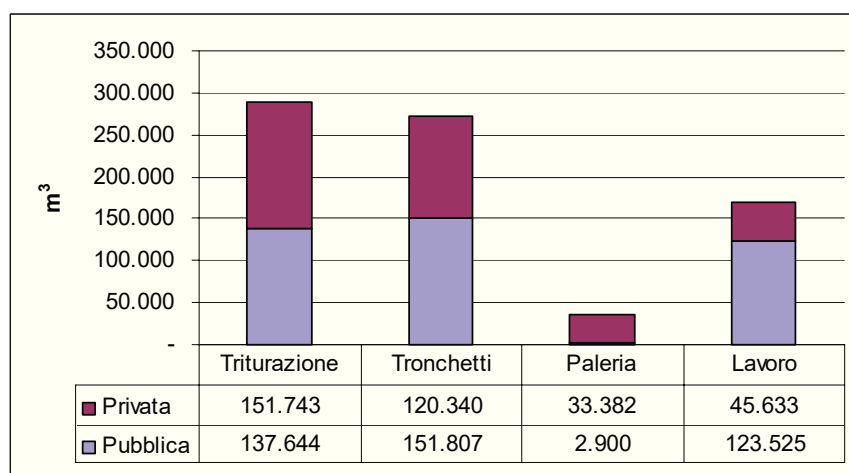


### Analisi della disponibilità potenziale forestale





Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	217	3.510	3.727
Querceti e ostrieti	504	463	967
Robineti	4	38	42
Pinete	1.400	368	1.768
Formazioni di invasione	1.175	1.849	3.024
Formazioni igrofile	15	399	414
Lariceti	5.126	313	5.439
Abetine e peccete	1249	36	1285
Faggete	4.485	1.450	5.935
<b>Totali</b>	<b>14.175</b>	<b>8.426</b>	<b>22.601</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	24%
Privato	41%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	3.692	10.646	5.624	6.654
Privato	7.336	16.933	4.520	9.597

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	10.145	37.845	18.078	22.023
Privato	32.675	77.305	14.449	41.476

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	2.313	199	8.629	742	4.122	354	5.021	432
Privato	7.450	641	17.625	1.516	3.294	283	9.457	813

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	1.850	463	6.903	1.728	3.297	825	4.017	1.005
Privato	5.960	1.492	14.100	3.529	2.636	660	7.565	1.893
<b>Totale</b>	<b>7.810</b>	<b>1.955</b>	<b>21.003</b>	<b>5.256</b>	<b>5.933</b>	<b>1.485</b>	<b>11.582</b>	<b>2.899</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	416	239	1.243	714	594	341	723	416
Privato	1.341	771	2.538	1.459	474	273	1.362	783
<b>Totale</b>	<b>1.757</b>	<b>1.010</b>	<b>3.781</b>	<b>2.174</b>	<b>1.068</b>	<b>614</b>	<b>2.085</b>	<b>1.199</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	47.163	107.178	53.374	69.238
Privato	65.207	147.852	5.924	88.443

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	16.507	1.420	37.512	3.226	18.681	1.607	24.233	2.084
Privato	22.823	1.963	51.748	4.450	2.073	178	30.955	2.662

### *Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo*

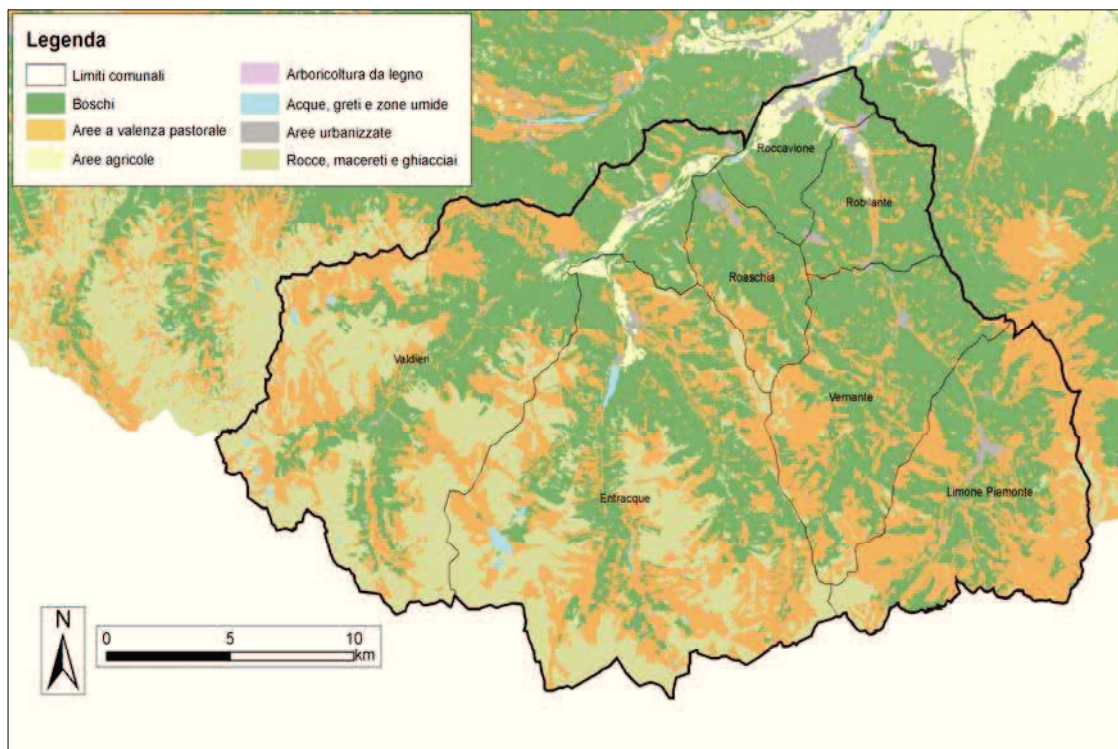
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli,  
e relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	37	1.816	528	45
Vigneti	/	0	0	0	0
Arboricoltura	/	64	1.045	230	20
Formazioni lineari	0	/	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>2.861</b>	<b>758</b>	<b>65</b>

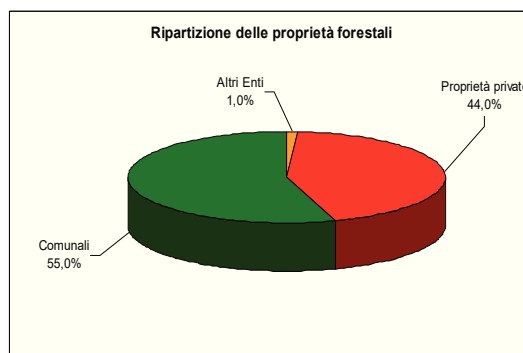
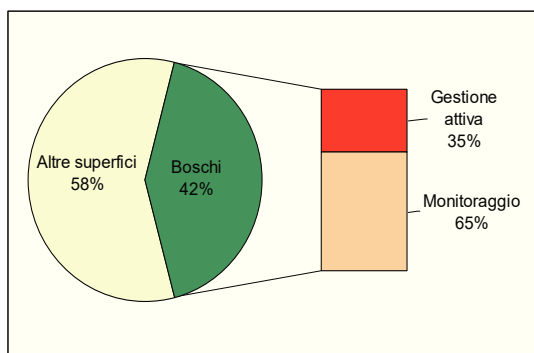
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	MWh <sub>t</sub> /anno	Tep/anno	MWh <sub>e</sub> /anno	Tep/anno
Frutteti	422	36	95	8
Vigneti	0	0	0	0
Arboricoltura	184	16	41	4
Formazioni lineari	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>606</b>	<b>52</b>	<b>136</b>	<b>12</b>

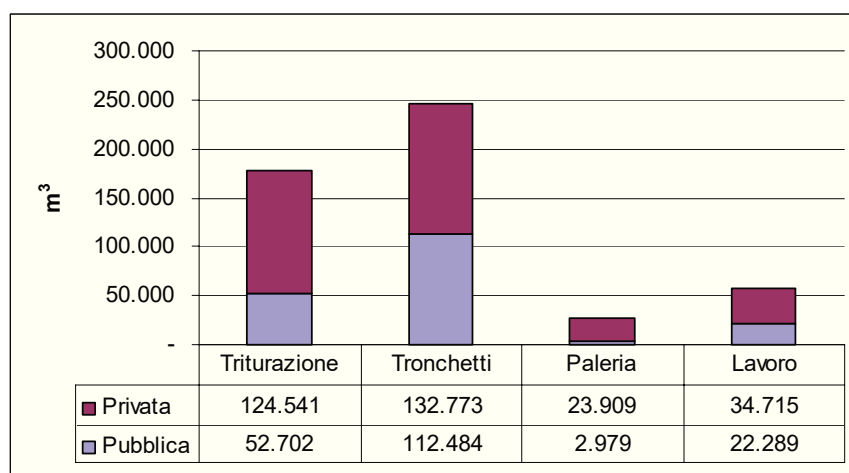
## COMUNITÀ MONTANA DELLE VALLI GESSO E VERMENAGNA



### *Analisi della disponibilità potenziale forestale*



Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	228	2.515	2.743
Querceti e ostrieti	81	140	221
Robineti	-	7	7
Pinete	560	226	786
Formazioni di invasione	3.125	2.215	5.340
Formazioni igrofile	4	102	106
Faggete	7.211	4.236	11.447
Abetine e peccete	162	9	171
Lariceti	451	200	651
<b>Totali</b>	<b>11.822</b>	<b>9.650</b>	<b>21.472</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	25%
Privato	59%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	3.464	3.280	2.696	3.147
Privato	14.381	18.011	4.698	12.363

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	8.952	9.780	7.619	8.784
Privato	55.193	75.892	15.878	48.988

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	2.041	176	2.230	192	1.737	149	2.003	172
Privato	12.584	1.082	17.303	1.488	3.620	311	11.169	961

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	1.633	409	1.784	446	1.390	348	1.602	401
Privato	10.067	2.519	13.843	3.464	2.896	725	8.935	2.236
<b>Totale</b>	<b>11.700</b>	<b>2.928</b>	<b>15.627</b>	<b>3.911</b>	<b>4.286</b>	<b>1.073</b>	<b>10.537</b>	<b>2.637</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	367	211	321	185	250	144	288	166
Privato	2.265	1.302	2.492	1.433	521	300	1.608	925
<b>Totale</b>	<b>2.633</b>	<b>1.514</b>	<b>2.813</b>	<b>1.617</b>	<b>771</b>	<b>444</b>	<b>1.897</b>	<b>1.091</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	47.300	41.883	35.476	41.553
Privato	152.724	173.654	9.368	127.197

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	16.555	1.424	14.659	1.261	12.417	1.068	14.543	1.251
Privato	53.453	4.597	60.779	5.227	3.279	282	44.519	3.829

### *Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo*

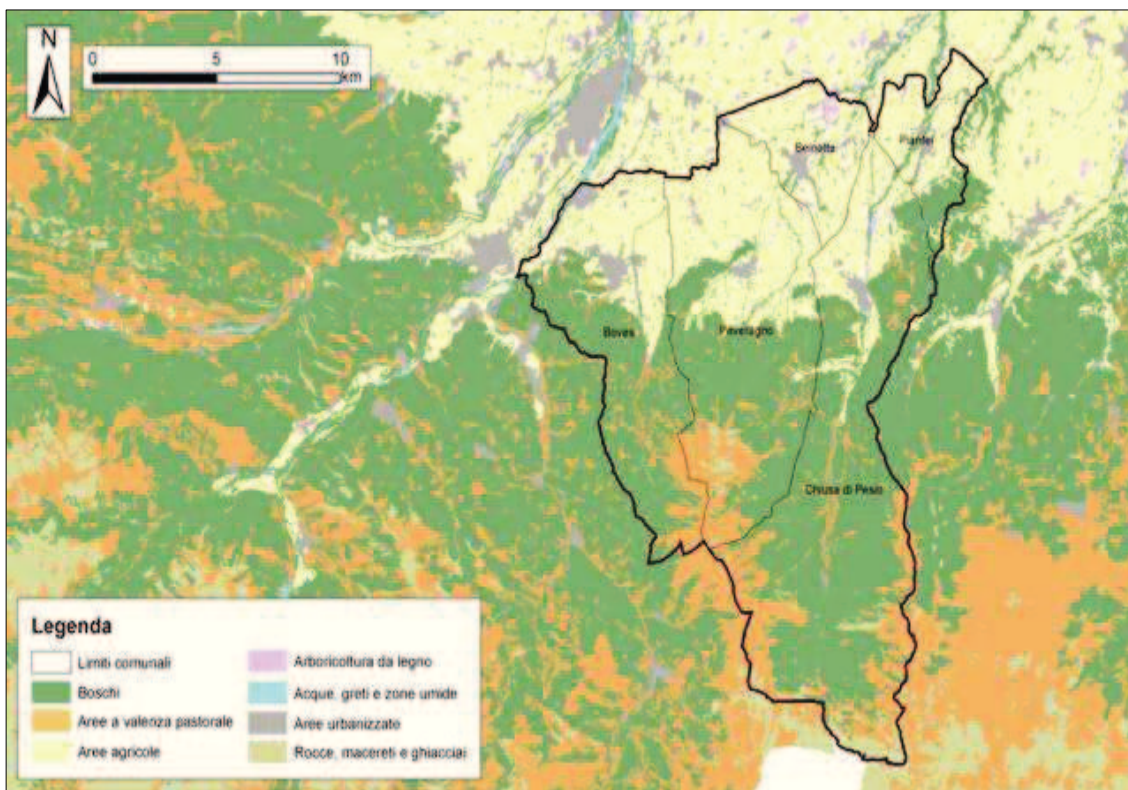
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli, e relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	19	1.011	294	25
Vigneti	/	0	0	0	0
Arboricoltura	/	13	218	48	4
Formazioni lineari	0	/	0	0	0
<b>Totale</b>	/	<b>32</b>	<b>1.229</b>	<b>342</b>	<b>29</b>

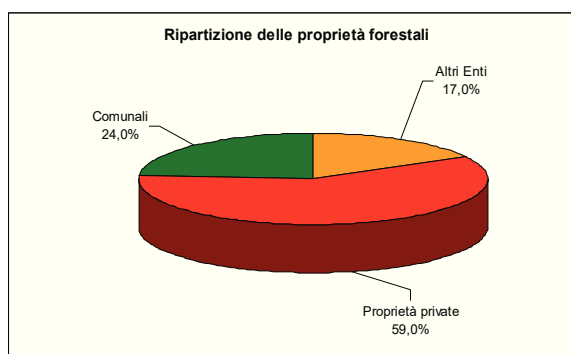
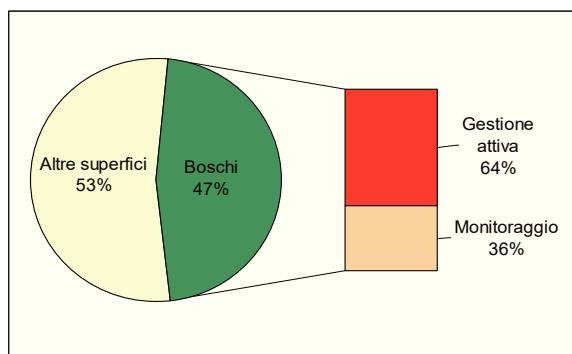
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	MWh <sub>t</sub> /anno	Tep/anno	MWh <sub>e</sub> /anno	Tep/anno
Frutteti	235	20	53	5
Vigneti	0	0	0	0
Arboricoltura	38	3	9	1
Formazioni lineari	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>273</b>	<b>24</b>	<b>62</b>	<b>5</b>

## COMUNITÀ MONTANA BISALTA

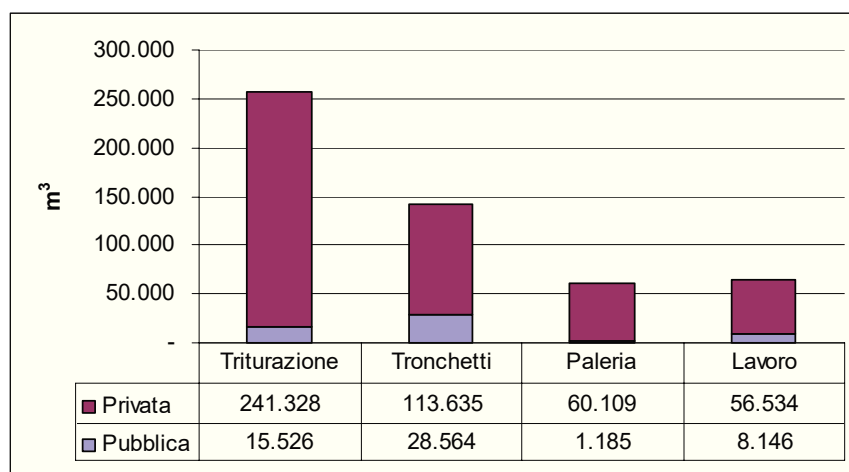


### Analisi della disponibilità potenziale forestale





Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	87	5.048	5.135
Querceti e ostrieti	11	115	126
Robineti	11	174	185
Pinete	216	458	674
Formazioni di invasione	730	1.027	1.757
Formazioni igrofile	3	229	232
Faggete	1.716	951	2.667
Abetine e peccete	-	699	699
<b>Totali</b>	<b>2.774</b>	<b>8.701</b>	<b>11.475</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	31%
Privato	61%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	1.479	963	870	1.104
Privato	23.956	26.218	7.362	19.179

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	4.056	3.304	2.268	3.209
Privato	125.105	134.346	34.969	98.140

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	925	80	753	65	517	44	732	63
Privato	28.524	2.453	30.631	2.634	7.973	686	22.376	1.924

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	740	185	603	151	414	104	585	146
Privato	22.819	5.711	24.505	6.133	6.378	1.596	17.901	4.480
<b>Totale</b>	<b>23.559</b>	<b>5.896</b>	<b>25.107</b>	<b>6.283</b>	<b>6.792</b>	<b>1.700</b>	<b>18.486</b>	<b>4.626</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	166	96	108	62	74	43	105	61
Privato	5.134	2.952	4.411	2.536	1.148	660	3.222	1.853
<b>Totale</b>	<b>5.301</b>	<b>3.048</b>	<b>4.519</b>	<b>2.599</b>	<b>1.223</b>	<b>703</b>	<b>3.328</b>	<b>1.913</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	8.336	4.610	5.091	6.013
Privato	54.624	63.455	21.331	45.923

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	2.918	251	1.614	139	1.782	153	2.104	181
Privato	19.118	1.644	22.209	1.910	7.466	642	16.073	1.382

### *Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo*

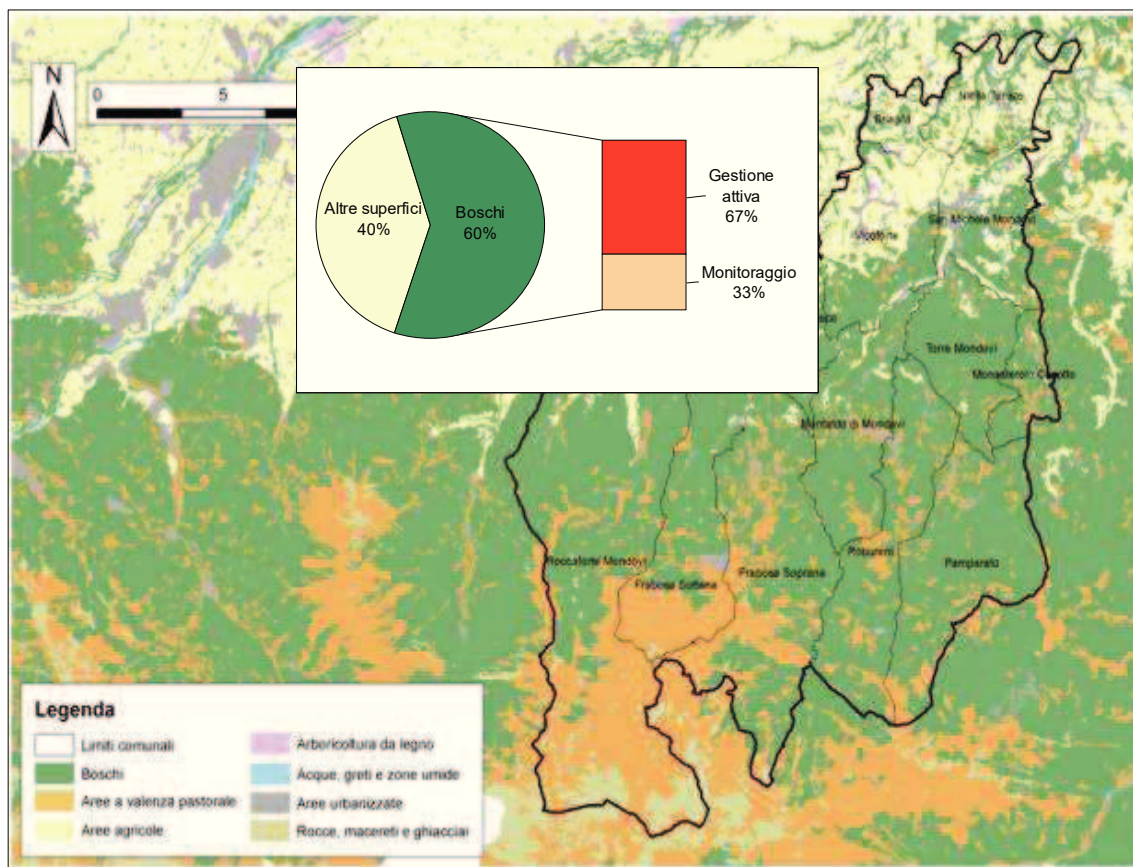
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli, e relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	147	8.061	2.343	202
Vigneti	/	4	110	32	3
Arboricoltura	/	233	3.834	844	73
Formazioni lineari	10.703	/	289	63.576	5.468
<b>Totale</b>	<b>10.703</b>	<b>383</b>	<b>12.295</b>	<b>66.795</b>	<b>5.744</b>

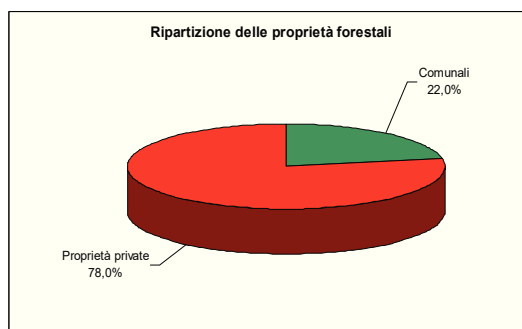
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	MWh <sub>t</sub> /anno	Tep/anno	MWh <sub>e</sub> /anno	Tep/anno
Frutteti	1.875	161	422	36
Vigneti	26	2	6	0
Arboricoltura	675	58	152	13
Formazioni lineari	51	4	11	1
<b>Totale</b>	<b>2.626</b>	<b>226</b>	<b>591</b>	<b>51</b>

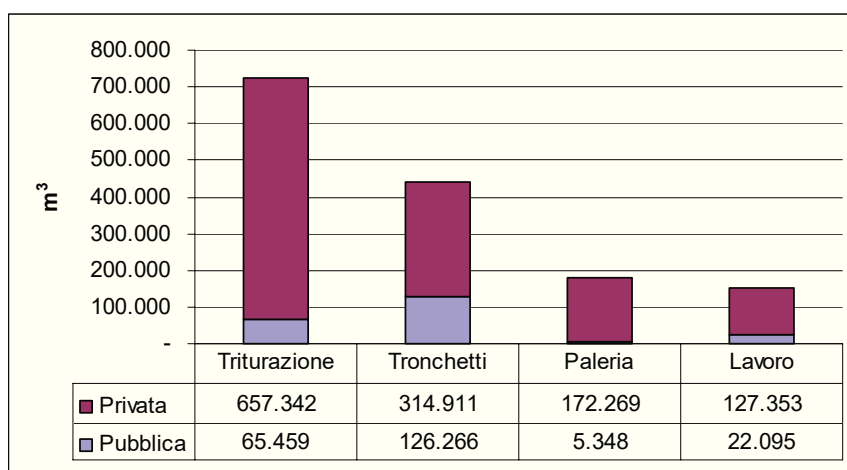
## COMUNITÀ MONTANA VALLI MONREGALESI



*Analisi della disponibilità potenziale forestale*



Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	492	14.439	14.931
Querceti e ostrieti	11	916	927
Robinieti	5	749	754
Pinete	66	47	113
Formazioni di invasione	238	81	319
Formazioni igrofile	1	136	137
Faggete	3.804	1.986	5.790
Lariceti	443	9	452
Abetine e peccete	225	37	262
<b>Totali</b>	<b>5.285</b>	<b>18.400</b>	<b>23.685</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	29%
Privato	63%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	2.524	2.728	7.460	4.237
Privato	20.204	92.773	47.279	53.419

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	6.653	9.482	21.832	12.656
Privato	92.334	502.073	233.845	276.084

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	1.517	130	2.162	186	4.978	428	2.885	248
Privato	21.052	1.811	114.473	9.845	53.317	4.585	62.947	5.414

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	1.214	304	1.729	433	3.982	997	2.308	578
Privato	16.842	4.215	91.578	22.919	42.653	10.675	50.358	12.603
<b>Totale</b>	<b>18.055</b>	<b>4.519</b>	<b>93.308</b>	<b>23.351</b>	<b>46.635</b>	<b>11.671</b>	<b>52.666</b>	<b>13.180</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	273	157	311	179	717	412	416	239
Privato	3.789	2.179	16.484	9.478	7.678	4.415	9.064	5.212
<b>Totale</b>	<b>4.062</b>	<b>2.336</b>	<b>16.795</b>	<b>9.657</b>	<b>8.394</b>	<b>4.827</b>	<b>9.480</b>	<b>5.451</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	16.132	13.827	43.608	24.522
Privato	69.429	206.747	147.322	137.043

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	5.646	486	4.840	416	15.263	1.313	8.583	738
Privato	24.300	2.090	72.361	6.223	51.563	4.434	47.965	4.125

### *Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo*

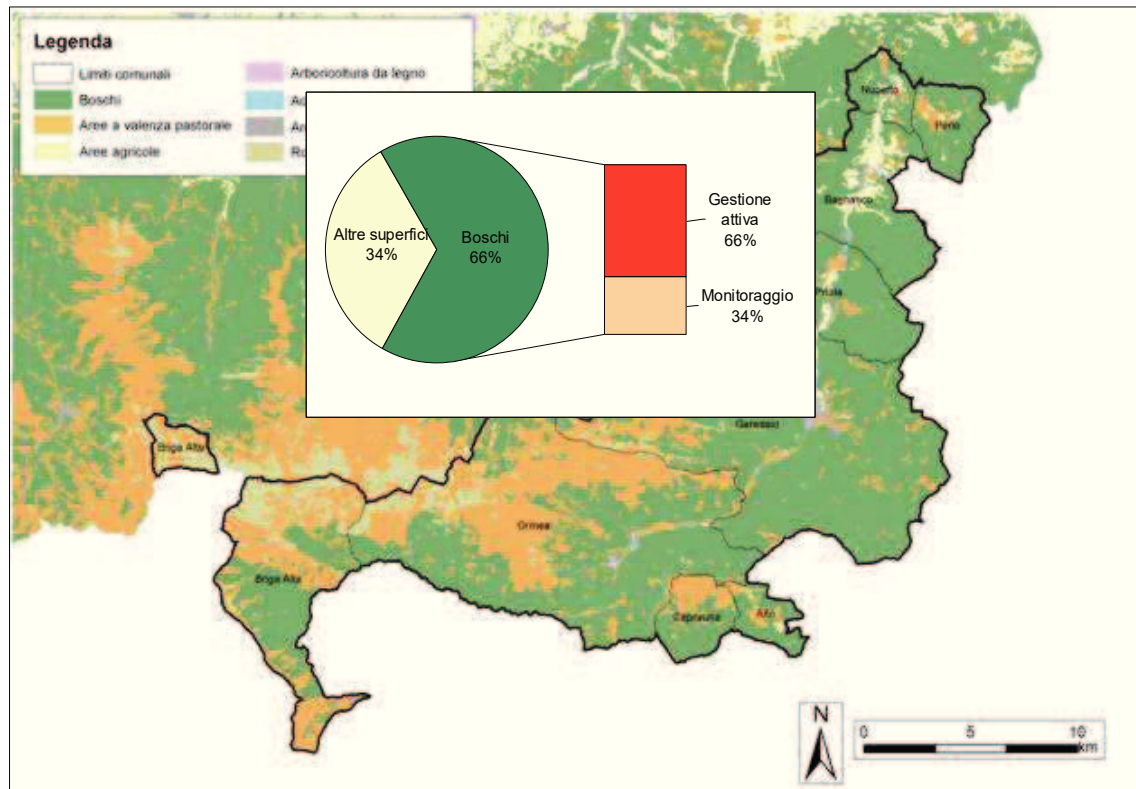
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli, e relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	209	11.978	3.482	299
Vigneti	/	38	1.088	316	27
Arboricoltura	/	165	2.722	599	51
Formazioni lineari	0	/	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>412</b>	<b>15.787</b>	<b>4.397</b>	<b>378</b>

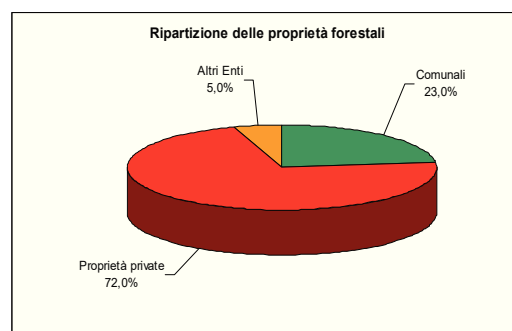
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	MWh <sub>t</sub> /anno	Tep/anno	MWh <sub>e</sub> /anno	Tep/anno
Frutteti	2.786	240	627	54
Vigneti	253	22	57	5
Arboricoltura	479	41	108	9
Formazioni lineari	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>3.518</b>	<b>303</b>	<b>791</b>	<b>68</b>

## COMUNITÀ MONTANA ALTA VAL TANARO

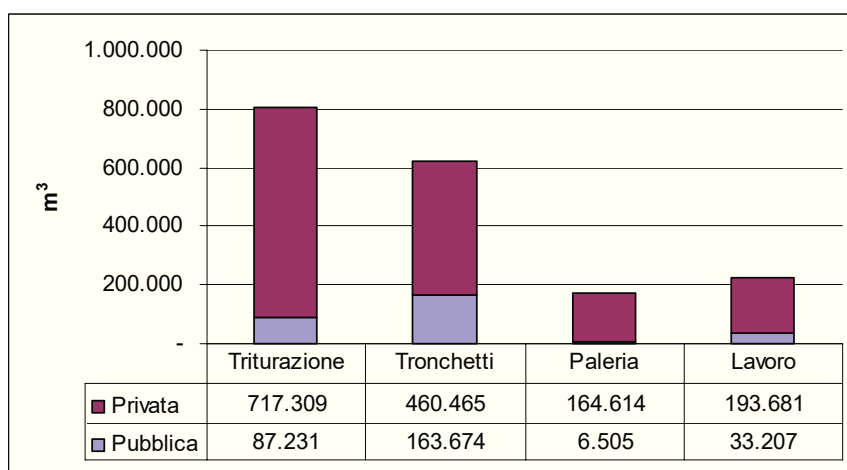


*Analisi della disponibilità potenziale forestale*





Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	343	9.352	9.695
Querceti e ostrieti	524	2.986	3.510
Robinieti	-	99	99
Pinete	1.016	818	1.834
Formazioni di invasione	726	1.461	2.187
Formazioni igrofile	1	163	164
Faggete	3.405	4.241	7.646
Lariceti	19	1432	1451
Abetine e peccete	26	146	172
<b>Totali</b>	<b>6.060</b>	<b>20.698</b>	<b>26.758</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	22%
Privato	50%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	5.182	6.211	1.394	4.262
Privato	43.428	86.990	23.189	51.202

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	14.331	19.455	4.595	12.794
Privato	201.251	410.175	105.883	239.103

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	3.268	281	4.436	381	1.048	90	2.917	251
Privato	45.885	3.946	93.520	8.043	24.141	2.076	54.515	4.688

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	2.614	654	3.549	888	838	210	2.334	584
Privato	36.708	9.187	74.816	18.724	19.313	4.833	43.612	10.915
<b>Totale</b>	<b>39.322</b>	<b>9.841</b>	<b>78.364</b>	<b>19.612</b>	<b>20.151</b>	<b>5.043</b>	<b>45.946</b>	<b>11.499</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	588	338	639	367	151	87	420	242
Privato	8.259	4.749	13.467	7.743	3.476	1.999	7.850	4.514
<b>Totale</b>	<b>8.847</b>	<b>5.087</b>	<b>14.106</b>	<b>8.111</b>	<b>3.627</b>	<b>2.086</b>	<b>8.270</b>	<b>4.755</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	31.365	33.977	7.252	24.198
Privato	142.336	274.704	52.942	155.691

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	10.978	944	11.892	1.023	2.538	218	8.469	728
Privato	49.818	4.284	96.146	8.269	18.530	1.594	54.492	4.686

### *Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo*

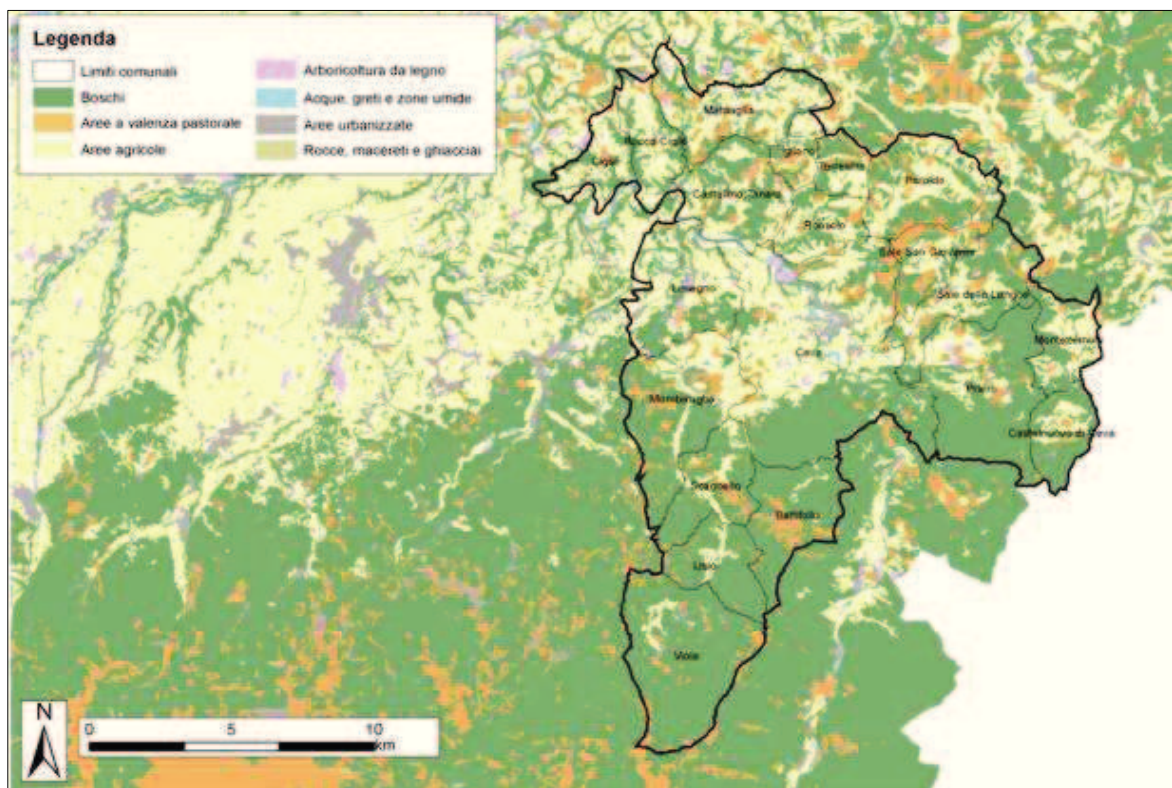
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli, e relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	17	883	257	22
Vigneti	/	2	47	14	1
Arboricoltura	/	60	987	217	19
Formazioni lineari	0	/	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>79</b>	<b>1.916</b>	<b>487</b>	<b>42</b>

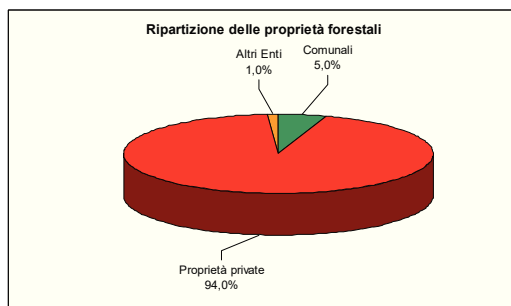
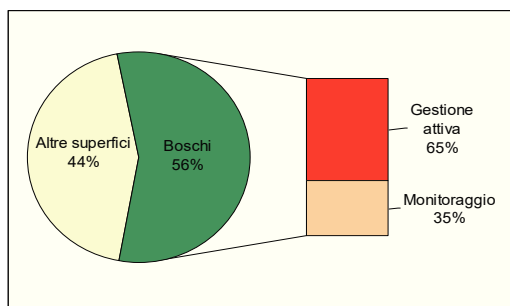
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	MWh <sub>t</sub> /anno	Tep/anno	MWh <sub>e</sub> /anno	Tep/anno
Frutteti	205	18	46	4
Vigneti	11	1	2	0
Arboricoltura	174	15	39	3
Formazioni lineari	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>390</b>	<b>34</b>	<b>88</b>	<b>8</b>

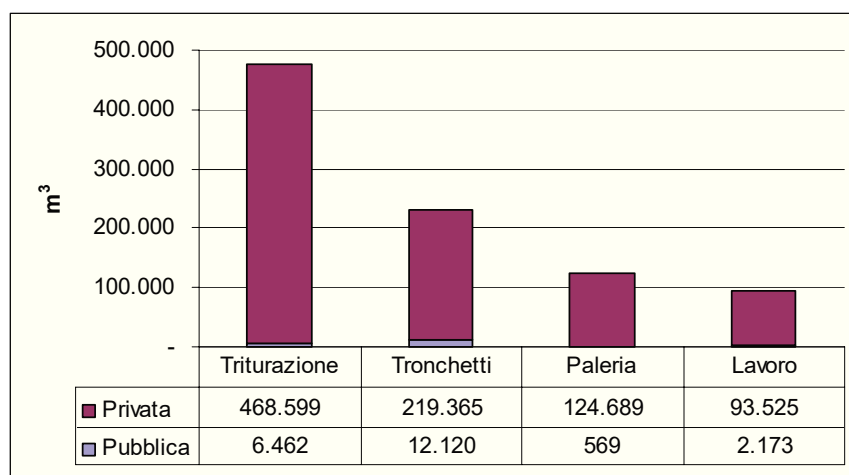
## COMUNITÀ MONTANA VALLI MONGIA, CEVETTA E LINGA CEBANA



### Analisi della disponibilità potenziale forestale



Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	41	8.212	8.253
Querceti e ostrieti	44	3.139	3.183
Robinieti	4	616	620
Pinete	9	124	133
Formazioni di invasione	86	259	345
Formazioni igrofile	-	108	108
Faggete	484	278	762
<b>Totali</b>	<b>668</b>	<b>12.736</b>	<b>13.404</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	45%
Privato	64%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	127	1.356	436	640
Privato	41.749	60.398	13.843	38.664

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	488	4.178	1.150	1.939
Privato	225.386	306.452	67.968	199.936

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	111	10	953	82	262	23	442	38
Privato	51.388	4.419	69.871	6.009	15.497	1.333	45.585	3.920

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	89	22	762	191	210	53	354	88
Privato	41.110	10.288	55.897	13.989	12.397	3.103	36.468	9.127
<b>Totale</b>	<b>41.199</b>	<b>10.311</b>	<b>56.659</b>	<b>14.180</b>	<b>12.607</b>	<b>3.155</b>	<b>36.822</b>	<b>9.215</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	20	12	137	79	38	22	64	37
Privato	9.250	5.319	10.061	5.785	2.232	1.283	6.564	3.774
<b>Totale</b>	<b>9.270</b>	<b>5.330</b>	<b>10.199</b>	<b>5.864</b>	<b>2.269</b>	<b>1.305</b>	<b>6.628</b>	<b>3.811</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	592	7.527	2.862	3.660
Privato	88.100	149.285	43.500	91.867

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	207	18	2.634	227	1.002	86	1.281	110
Privato	30.835	2.652	52.250	4.493	15.225	1.309	32.154	2.765

### *Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo*

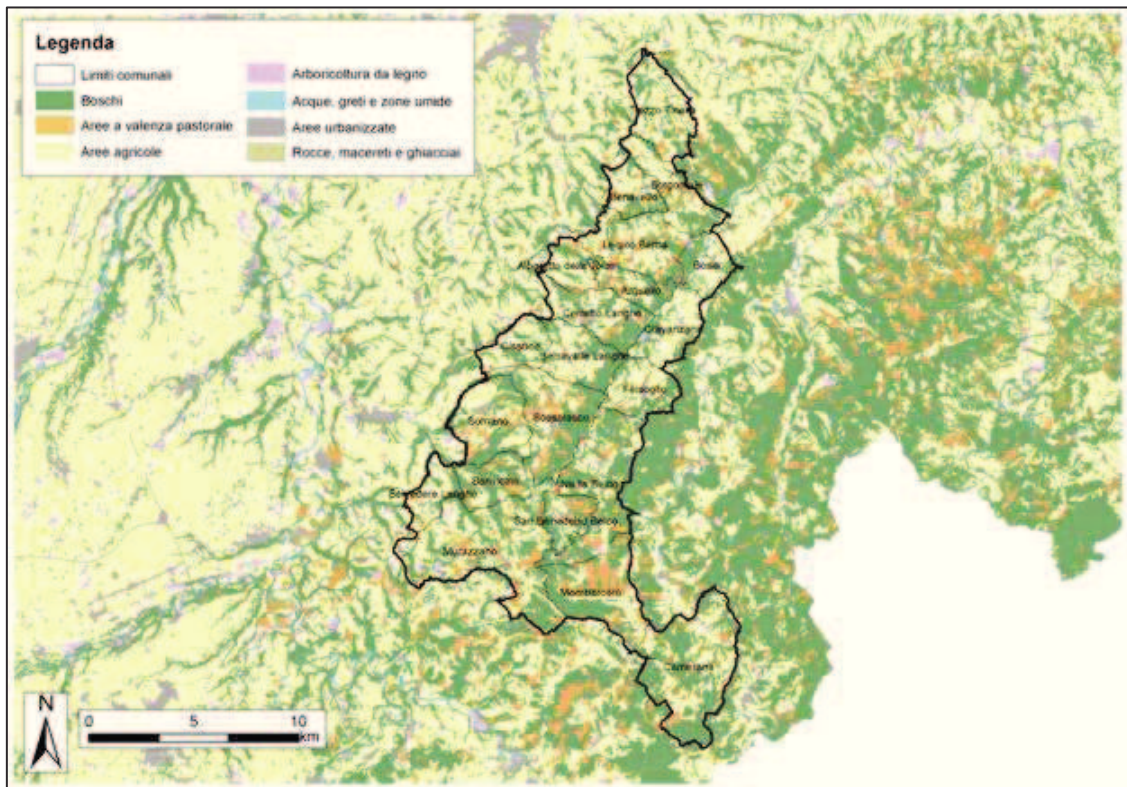
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli, e relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	127	6.154	1.789	154
Vigneti	/	89	2.581	750	65
Arboricoltura	/	268	4.403	969	83
Formazioni lineari	0	/	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>483</b>	<b>13.138</b>	<b>3.508</b>	<b>302</b>

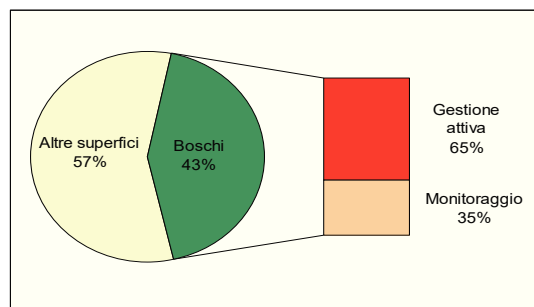
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	[MWh <sub>t</sub> /anno]	[Tep/anno]	[MWh <sub>e</sub> /anno]	[Tep/anno]
Frutteti	1.431	123	322	28
Vigneti	600	52	135	12
Arboricoltura	775	67	174	15
Formazioni lineari	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>2.806</b>	<b>241</b>	<b>631</b>	<b>54</b>

# COMUNITÀ MONTANA ALTA LANGA

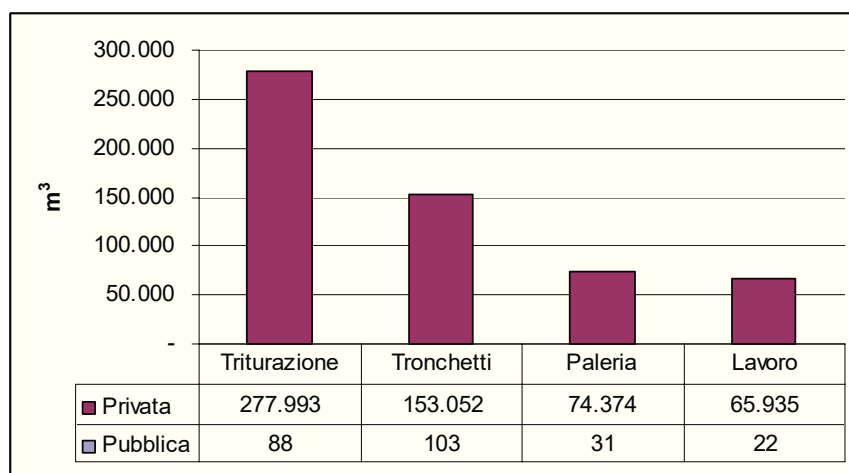


## Analisi della disponibilità potenziale forestale





Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	2	3.887	3.889
Faggete	0	184	184
Querceti e ostrieti	4	2.767	2.771
Robinieti	2	1.196	1.198
Pinete	0	555	555
Formazioni di invasione	0	593	593
Formazioni igrofile	0	137	137
<b>Totali</b>	<b>8</b>	<b>9.319</b>	<b>9.327</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	100%
Privato	81%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	38	11	0	16
Privato	34.410	46.718	11.432	30.853

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	148	28	0	59
Privato	156.746	233.154	60.449	150.116

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	34	3	6	1	0	0	13	1
Privato	35.738	3.074	53.159	4.572	13.782	1.185	34.226	2.944

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	27	7	5	1	0	0	11	3
Privato	28.591	7.155	42.527	10.643	11.026	2.759	27.381	6.852
<b>Totale</b>	<b>28.618</b>	<b>7.162</b>	<b>42.532</b>	<b>10.644</b>	<b>11.026</b>	<b>2.759</b>	<b>27.392</b>	<b>6.855</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	6	3	1	1	0	0	2	1
Privato	6.433	3.699	7.655	4.402	1.985	1.141	4.929	2.834
<b>Totale</b>	<b>6.439</b>	<b>3.702</b>	<b>7.656</b>	<b>4.402</b>	<b>1.985</b>	<b>1.141</b>	<b>4.931</b>	<b>2.835</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	386	138	0	175
Privato	291.263	353.374	80.856	298.557

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	135	12	48	4	0	0	61	5
Privato	101.942	8.767	123.681	10.637	28.300	2.434	104.495	8.987

### *Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo*

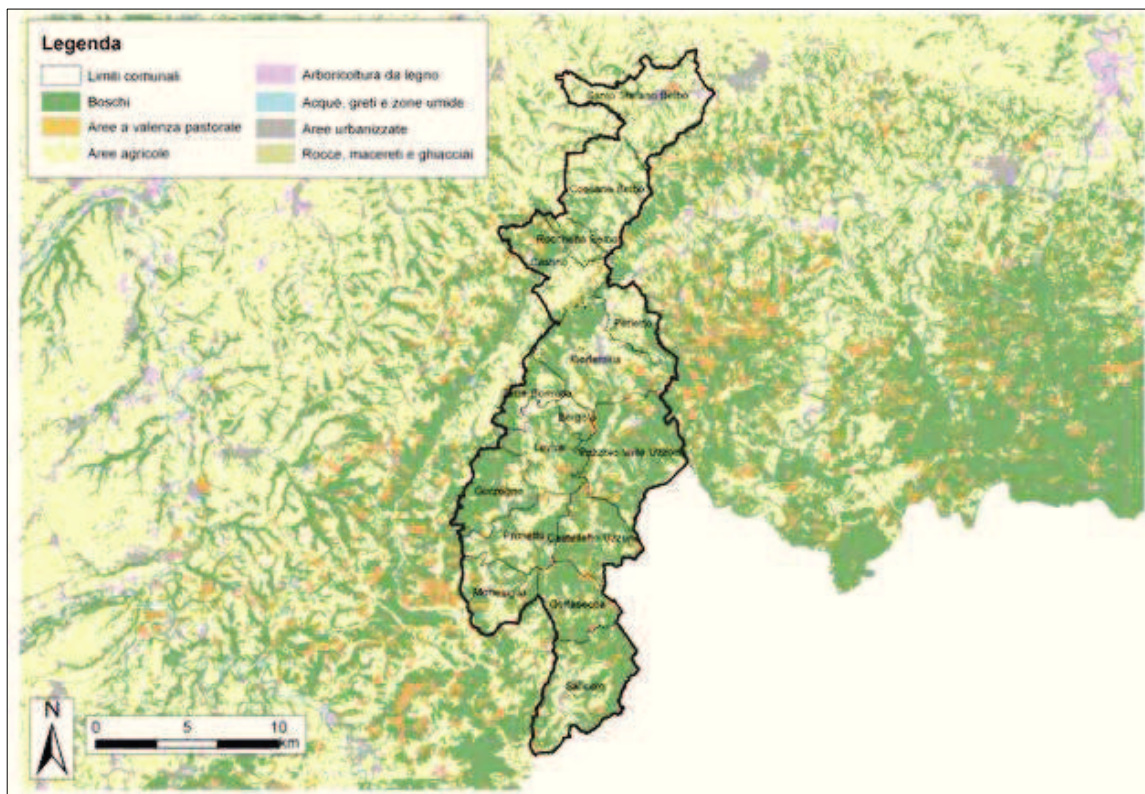
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli, e relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	2.094	90.263	26.239	2.257
Vigneti	/	398	11.538	3.354	288
Arboricoltura	/	241	3.967	873	75
Formazioni lineari	0	/	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>2.733</b>	<b>105.768</b>	<b>30.466</b>	<b>2.620</b>

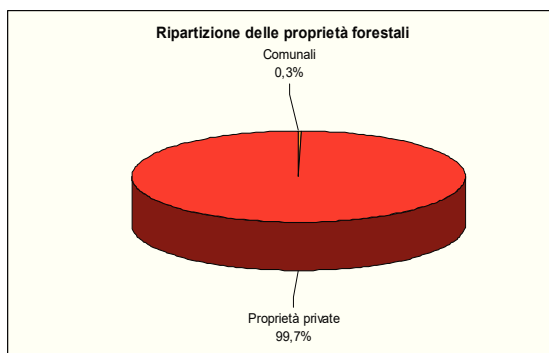
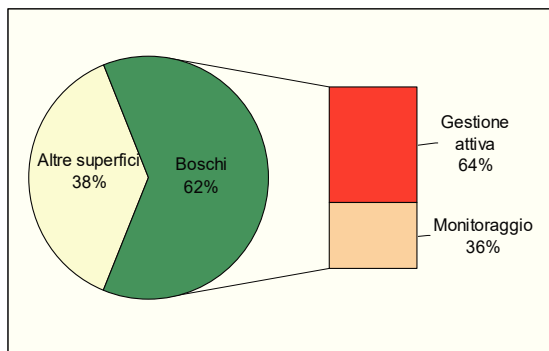
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	MWh <sub>t</sub> /anno	Tep/anno	MWh <sub>e</sub> /anno	Tep/anno
Frutteti	20.991	1.805	4.723	406
Vigneti	2.683	231	604	52
Arboricoltura	698	60	157	14
Formazioni lineari	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>24.373</b>	<b>2.096</b>	<b>5.484</b>	<b>472</b>

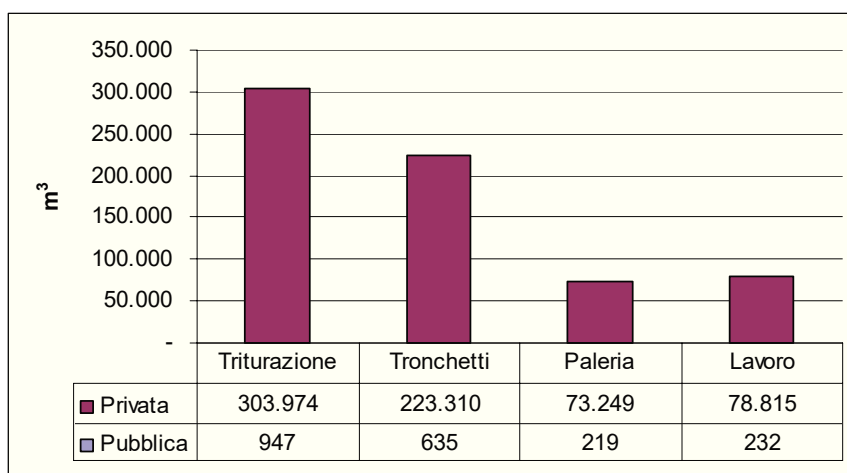
## COMUNITÀ MONTANA LANGA DELLE VALLI BELBO, BORMIDA E UZZONE



***Analisi della disponibilità potenziale forestale***



Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	11	4.182	4.193
Querceti e ostrieti	14	6.777	6.791
Robinieti	-	968	968
Pinete	-	279	279
Formazioni di invasione	-	562	562
Formazioni igrofile	-	50	50
Faggete	16	9	25
<b>Totali</b>	<b>41</b>	<b>12.827</b>	<b>12.868</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	71%
Privato	57%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	221	2.034	776	1.011
Privato	39.930	50.182	13.192	34.435

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	16	1.193	136	448
Privato	166.149	128.507	51.875	115.510

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	4	0	272	23	31	3	102	9
Privato	37.882	3.258	29.299	2.520	11.827	1.017	26.336	2.265

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	3	1	218	54	25	6	82	20
Privato	30.306	7.584	23.440	5.866	9.462	2.368	21.069	5.273
<b>Totale</b>	<b>30.308</b>	<b>7.585</b>	<b>23.657</b>	<b>5.921</b>	<b>9.487</b>	<b>2.374</b>	<b>21.151</b>	<b>5.293</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	1	0	39	23	4	3	15	8
Privato	6.819	3.921	4.219	2.426	1.703	979	3.792	2.181
<b>Totale</b>	<b>6.819</b>	<b>3.921</b>	<b>4.258</b>	<b>2.449</b>	<b>1.708</b>	<b>982</b>	<b>3.807</b>	<b>2.189</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	54	2.231	160	815
Privato	268.892	338.280	29.568	225.673

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	19	2	781	67	56	5	285	25
Privato	94.112	8.094	118.398	10.182	10.349	890	78.986	6.793

### ***Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo***

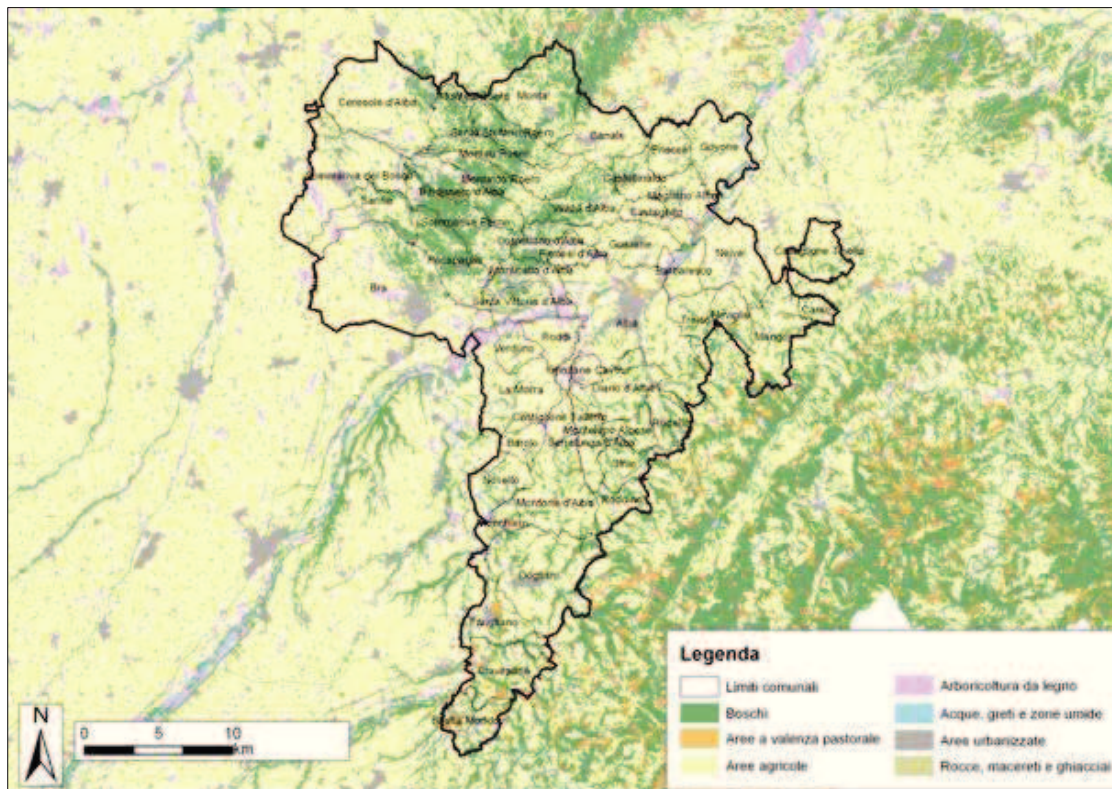
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli, e relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	1.373	59.326	17.246	1.483
Vigneti	/	1.948	56.483	16.420	1.412
Arboricoltura	/	309	5.089	1.120	96
Formazioni lineari	0	/	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>3.630</b>	<b>120.898</b>	<b>34.785</b>	<b>2.992</b>

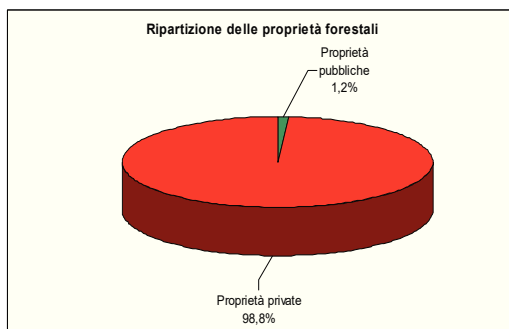
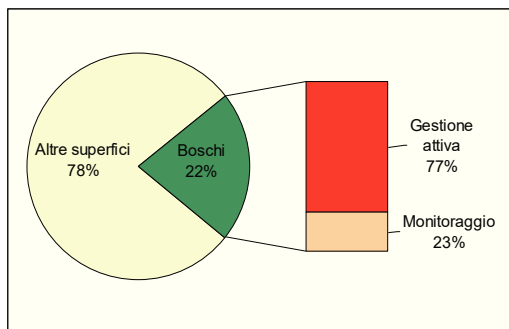
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

ipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	MWh <sub>t</sub> /anno	Tep/anno	MWh <sub>e</sub> /anno	Tep/anno
Frutteti	13.797	1.187	3.104	267
Vigneti	13.136	1.130	2.956	254
Arboricoltura	896	77	202	17
Formazioni lineari	0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>27.828</b>	<b>2.393</b>	<b>6.261</b>	<b>538</b>

# LANGHE E ROERO

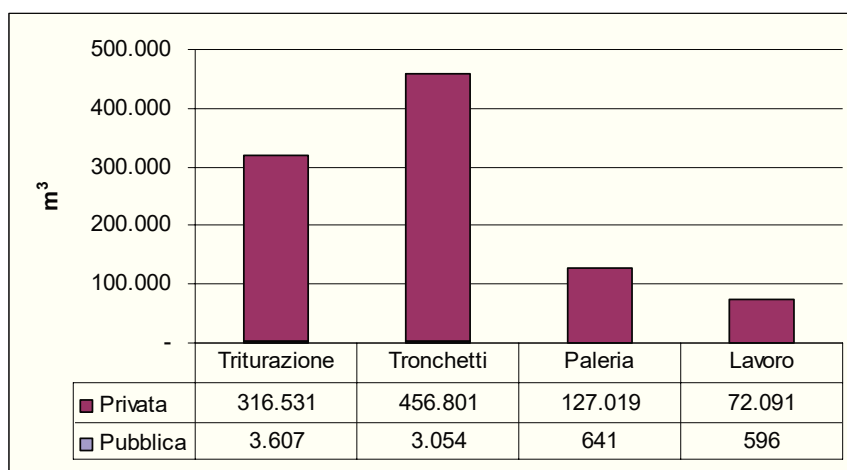


## Analisi della disponibilità potenziale forestale





Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	18	2.309	2.327
Querceti e ostrieti	74	3.654	3.728
Robinieti	52	9.197	9.249
Pinete	-	97	97
Formazioni di invasione	12	943	955
Formazioni igrofile	33	339	372
Faggete	1	24	25
<b>Totali</b>	<b>190</b>	<b>16.563</b>	<b>16.753</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	77%
Privato	83%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	271	561	382	405
Privato	60.011	72.873	27.693	53.526

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	1.070	2.887	1.588	1.848
Privato	195.172	232.621	94.889	174.227

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	244	21	658	57	362	31	421	36
Privato	44.499	3.827	53.038	4.561	21.635	1.861	39.724	3.416

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	195	49	527	132	290	72	337	84
Privato	35.599	8.909	42.430	10.619	17.308	4.332	31.779	7.953
<b>Totale</b>	<b>35.794</b>	<b>8.958</b>	<b>42.957</b>	<b>10.750</b>	<b>17.597</b>	<b>4.404</b>	<b>32.116</b>	<b>8.037</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	44	25	95	54	52	30	61	35
Privato	8.010	4.606	7.637	4.392	3.115	1.791	5.720	3.289
<b>Totale</b>	<b>8.054</b>	<b>4.631</b>	<b>7.732</b>	<b>4.446</b>	<b>3.168</b>	<b>1.821</b>	<b>5.781</b>	<b>3.324</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	1.202	1.998	1.566	1.589
Privato	285.606	351.203	78.345	254.423

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	421	36	699	60	548	47	556	48
Privato	99.962	8.597	122.921	10.571	27.421	2.358	89.048	7.658

### *Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo*

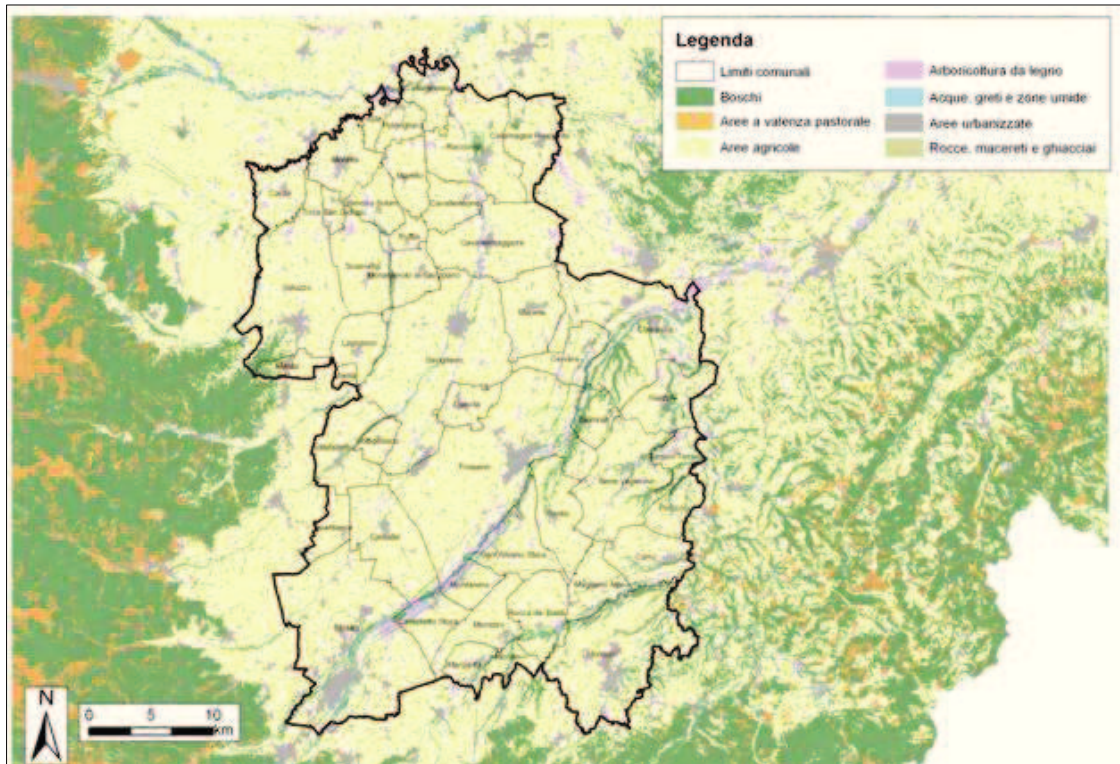
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli, e relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	6.021	286.783	83.367	7.170
Vigneti	/	12.190	353.513	102.765	8.838
Arboricoltura	/	3.607	59.337	13.054	1.123
Formazioni lineari	91.568	/	2.472	543.914	46.777
<b>Totale</b>	<b>91.568</b>	<b>21.818</b>	<b>702.104</b>	<b>743.100</b>	<b>63.907</b>

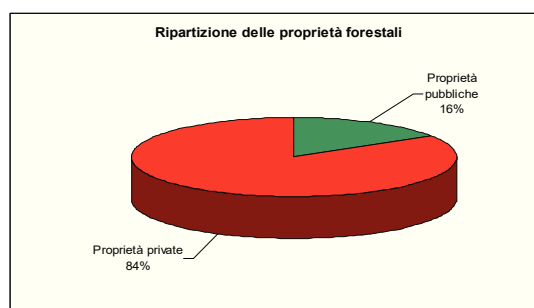
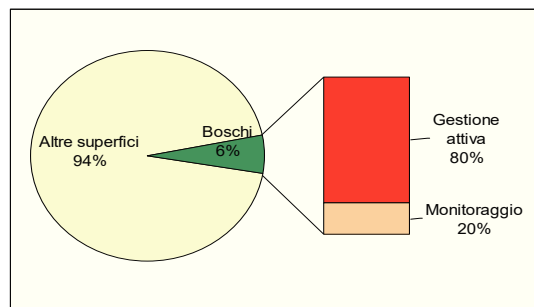
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	MWh <sub>t</sub> /anno	Tep/anno	MWh <sub>e</sub> /anno	Tep/anno
Frutteti	66.694	5.736	15.006	1.291
Vigneti	82.212	7.070	18.498	1.591
Arboricoltura	10.443	898	2.350	202
Formazioni lineari	435	37	98	8
<b>Totale</b>	<b>159.784</b>	<b>13.741</b>	<b>35.951</b>	<b>3.092</b>

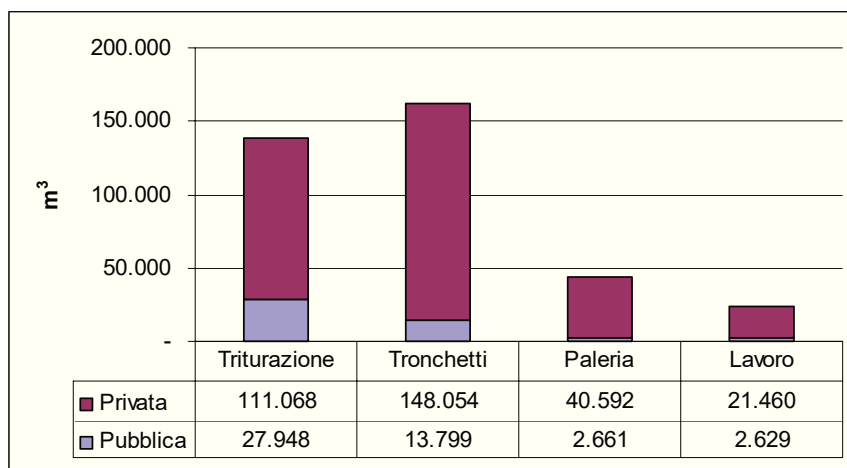
# PIANURA CUNEESE



## Analisi della disponibilità potenziale forestale



Categoria Forestale	Proprietà pubbliche [ha]	Proprietà private [ha]	TOTALE [ha]
Castagneti	10	472	482
Querceti e ostrieti	144	683	827
Robinieti	268	4.482	4.750
Pinete	1	4	5
Formazioni di invasione	10	240	250
Formazioni igrofile	682	1.049	1.731
Faggete	1	-	1
Lariceti	104	0	104
<b>Totali</b>	<b>1.220</b>	<b>6.930</b>	<b>8.150</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	95%
Privato	98%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	Media annua
Pubblico	747	4.595	3.639	2.993
Privato	6.245	41.435	15.516	21.065

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	3.815	25.431	24.557	17.934
Privato	27.813	135.159	61.928	74.967

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	870	75	5.798	499	5.599	482	4.089	352
Privato	6.341	545	30.816	2.650	14.120	1.214	17.092	1.470

MWh<sub>t</sub> /anno producibili da centrali termiche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		Media annua	
	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>t</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	696	174	4.639	1.161	4.479	1.121	3.271	819
Privato	5.073	1.270	24.653	6.170	11.296	2.827	13.674	3.422
<b>Totale</b>	<b>5.769</b>	<b>1.444</b>	<b>29.292</b>	<b>7.331</b>	<b>15.775</b>	<b>3.948</b>	<b>16.945</b>	<b>4.241</b>

MWh<sub>e</sub> /anno producibili da centrali elettriche

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		Media annua	
	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita	MWh <sub>e</sub>	t CO <sub>2</sub> sostituita
Pubblico	157	90	835	480	806	464	589	339
Privato	1.141	656	4.438	2.552	2.033	1.169	2.461	1.415
<b>Totale</b>	<b>1.298</b>	<b>746</b>	<b>5.272</b>	<b>3.032</b>	<b>2.839</b>	<b>1.633</b>	<b>3.050</b>	<b>1.754</b>

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

	Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	Media annua
Pubblico	2.822	14.684	8.561	8.689
Privato	21.731	200.487	60.927	96.805

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

	Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
Pubblico	988	85	5.139	442	2.996	258	3.041	262
Privato	7.606	654	70.170	6.035	21.324	1.834	33.882	2.914

### *Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo*

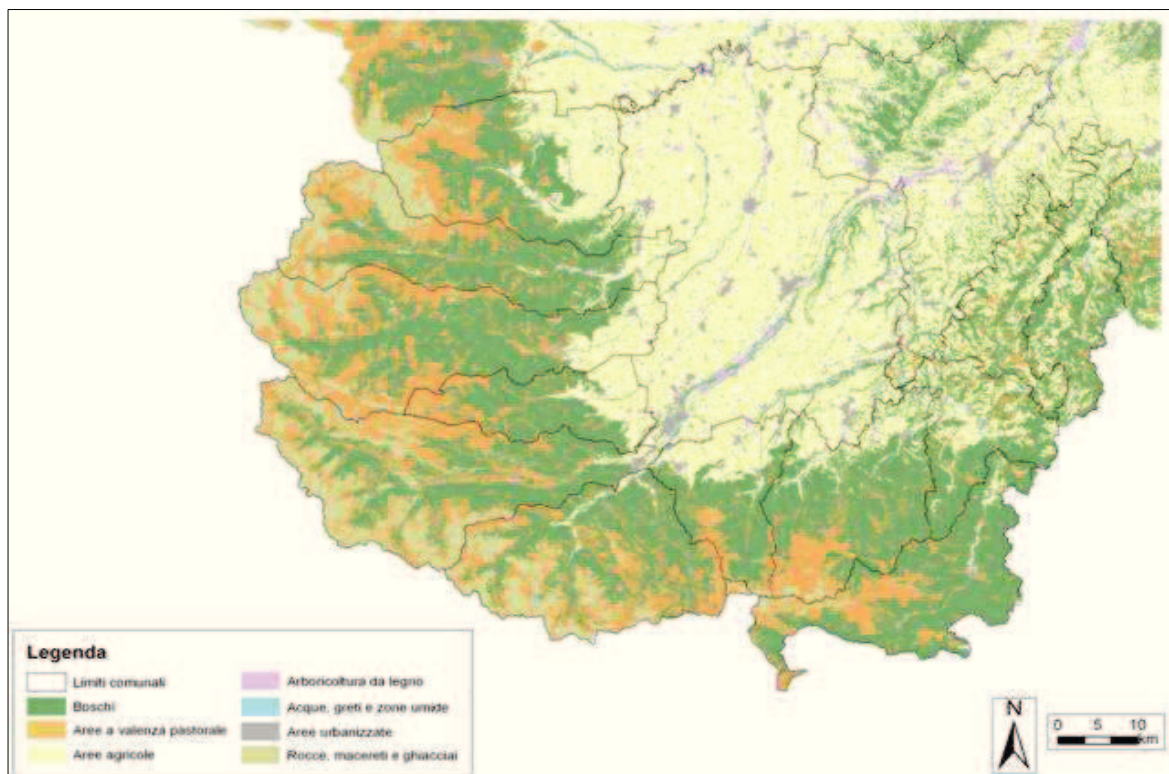
Disponibilità legnosa utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli, e  
relativa energia producibile annualmente

Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa	
	m	ha	q/anno	MWh/anno	Tep/anno
Frutteti	/	7.289	430.765	125.222	10.769
Vigneti	/	349	10.109	2.939	253
Arboricoltura	/	6.120	100.673	22.148	1.905
Formazioni lineari	1.046.378	/	28.252	6.215.485	534.532
<b>Totale</b>	<b>1.046.378</b>	<b>13.75</b>	<b>569.799</b>	<b>6.365.794</b>	<b>547.458</b>

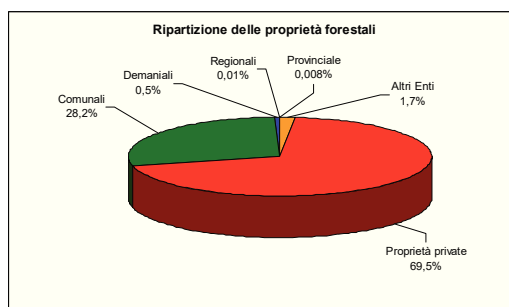
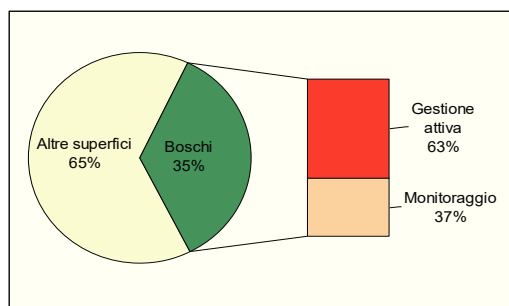
Energia producibile dai sottoprodotti agricoli con centrali termiche e centrali elettriche

Tipologia	Energia termica ottenibile dalla biomassa (rendimento 80%)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (rendimento 18%)	
	MWh <sub>t</sub> /anno	Tep/anno	MWh <sub>e</sub> /anno	Tep/anno
Frutteti	100.178	8.615	22.540	1.938
Vigneti	2.351	202	529	45
Arboricoltura	17.718	1.524	3.987	343
Formazioni lineari	4.972	428	1.119	96
<b>Totale</b>	<b>125.220</b>	<b>10.769</b>	<b>28.174</b>	<b>2.423</b>

## PROVINCIA DI CUNEO



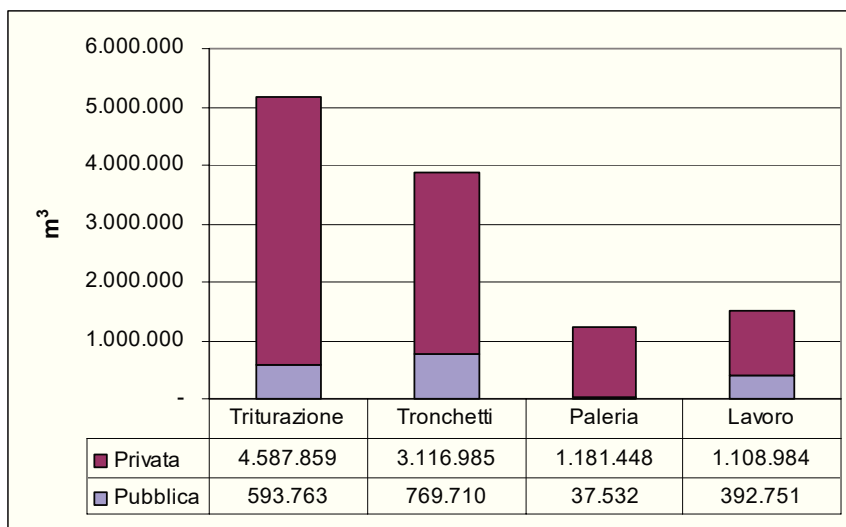
### Analisi della disponibilità potenziale forestale



<b>Categoria forestale</b>	<b>pubblico</b>	<b>privato</b>	<b>totale</b>
----------------------------	-----------------	----------------	---------------



	ha	ha	ha
Abetine e peccete	2.951	1.084	7.213
Castagneti	2.506	74.205	73.533
Faggete	26.297	22.900	49.197
Formazioni di invasione	13.265	20.081	33.346
Formazioni igrofile	902	3.362	4.264
Lariceti	15.701	4.402	20.103
Pinete	6.279	5.282	11.561
Querceti e ostrieti	1.652	23.430	25.082
Robineti	375	18.030	18.405
<b>Totali</b>	<b>69.928</b>	<b>172.776</b>	<b>242.704</b>



Ripartizione in assortimenti delle potenzialità produttive dei boschi nel prossimo quindicennio

Percentuale dei boschi attualmente ACCESSIBILI per l'esbosco

	Boschi accessibili
Pubblico	35%
Privato	62%

RIPRESA POTENZIALE media dei boschi accessibili per l'esbosco  
per classe di priorità (m<sup>3</sup>/anno)

		Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	media annua
CM VALLI PO, BRONDA E INFERNOTTO	Pubblica	4.979	5.106	2.461	4.182
	Privata	52.420	53.824	5.064	37.103
CM VAL VARAITA	Pubblica	4.437	13.443	1.887	6.589
	Privata	17.976	39.795	3.785	20.519
CM VALLE MAIRA	Pubblica	5.487	8.270	4.615	6.124
	Privata	18.809	23.730	24.480	22.340
CM VALLE GRANA	Pubblica	777	536	112	475
	Privata	22.575	12.094	1.658	12.109
CM VALLE STURA	Pubblica	3.692	10.646	5.624	6.654
	Privata	7.336	16.933	4.520	9.597
CM DELLE VALLI GESSO E VERMENAGNA	Pubblico	3.464	3.280	2.696	3.147
	Privato	14.381	18.011	4.698	12.363
CM BISALTA	Pubblica	1.479	963	870	1.104
	Privata	23.956	26.218	7.362	19.179
CM VALLI MONREGALESI	Pubblica	2.524	2.728	7.460	4.237
	Privata	20.204	92.773	47.279	53.419
CM ALTA VALLE TANARO	Pubblica	5.182	6.211	1.394	4.262
	Privata	43.428	86.990	23.189	51.202
CM VALLI MONGIA, CEVETTA E LANGA CEBANA	Pubblica	127	1.356	436	640
	Privata	41.749	60.398	13.843	38.664
CM ALTA LANGA	Pubblica	38	11	0	16
	Privata	34.410	46.718	11.432	30.853
CM LANGA DELLE VALLI BELBO, BORMIDA E UZZONE	Pubblica	221	2.034	776	1.011
	Privata	39.930	50.182	13.192	34.435
LANGHE E ROERO	Pubblica	271	561	382	405
	Privata	60.011	72.873	27.693	53.526
PIANURA CUNEESE	Pubblica	747	4.595	3.639	2.993
	Privata	6.245	41.435	15.516	21.065
TOTALE PROVINCIA DI CUNEO	Pubblica	33.426	59.740	32.352	41.839
	Privata	403.430	641.976	203.712	416.373

## ASSORTIMENTI DA TRITURAZIONE

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (q/anno)

		Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -1 5 anni)	media annua
CM VALLI PO, BRONDA E INFERNOTTO	Pubblico	15.697	21.809	7.086	14.864
	Privato	265.260	281.955	17.538	188.251
CM VAL VARAITA	Pubblico	14.060	40.972	8.070	21.034
	Privato	77.957	173.333	17.242	89.511
CM VALLE MAIRA	Pubblico	21.209	26.768	15.768	21.248
	Privato	84.336	102.056	98.267	94.886
CM VALLE GRANA	Pubblico	2.595	1.821	601	1.672
	Privato	94.245	46.315	7.428	49.329
CM VALLE STURA	Pubblico	10.145	37.845	18.078	22.023
	Privato	32.675	77.305	14.449	41.476
CM DELLE VALLI GESSO E VERMENAGNA	Pubblico	8.952	9.780	7.619	8.784
	Privato	55.193	75.892	15.878	48.988
CM BISALTA	Pubblico	4.056	3.304	2.268	3.209
	Privato	125.105	134.346	34.969	98.140
CM VALLI MONREGALESI	Pubblico	6.653	9.482	21.832	12.656
	Privato	92.334	502.073	233.845	276.084
CM ALTA VALLE TANARO	Pubblico	14.331	19.455	4.595	12.794
	Privato	201.251	410.175	105.883	239.103
CM VALLI MONGIA, CEVETTA E LANGA CEBANA	Pubblico	488	4.178	1.150	1.939
	Privato	225.386	306.452	67.968	199.936
CM ALTA LANGA	Pubblico	148	28	0	59
	Privato	156.746	233.154	60.449	150.116
CM LANGA DELLE VALLI BELBO, BORMIDA E UZZONE	Pubblico	16	1.193	136	448
	Privato	166.149	128.507	51.875	115.510
LANGHE E ROERO	Pubblico	1.070	2.887	1.588	1.848
	Privato	195.172	232.621	94.889	174.227
PIANURA CUNEESE	Pubblico	3.815	25.431	24.557	17.934
	Privato	27.813	135.159	61.928	74.967
TOTALE PROVINCIA DI CUNEO	Pubblico	103.233	204.952	113.347	140.511
	Privato	1.799.623	2.839.342	882.608	1.840.524

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

		Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
		MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
CM VALLI PO, BRONDA E INFERNOTTO	Pubblico	3.579	308	4.973	428	1.615	139	3.389	291
	Privato	60.479	5.201	64.286	5.529	3.999	344	42.921	3.691
CM VAL VARAITA	Pubblico	3.206	276	9.342	803	1.840	158	4.796	412
	Privato	17.774	1.529	39.520	3.399	3.931	338	20.408	1.755
CM VALLE MAIRA	Pubblico	5.302	456	6.692	576	3.942	339	5.312	457
	Privato	21.084	1.813	25.514	2.194	24.567	2.113	23.722	2.040
CM VALLE GRANA	Pubblico	592	51	415	36	137	12	381	33
	Privato	21.488	1.848	10.560	908	1.694	146	11.247	967
CM VALLE STURA	Pubblico	2.313	199	8.629	742	4.122	354	5.021	432
	Privato	7.450	641	17.625	1.516	3.294	283	9.457	813
CM DELLE VALLI GESSO E VERMENAGNA	Pubblico	2.041	176	2.230	192	1.737	149	2.003	172
	Privato	12.584	1.082	17.303	1.488	3.620	311	11.169	961
CM BISALTA	Pubblico	925	80	753	65	517	44	732	63
	Privato	28.524	2.453	30.631	2.634	7.973	686	22.376	1.924
CM VALLI MONREGALESI	Pubblico	1.517	130	2.162	186	4.978	428	2.885	248
	Privato	21.052	1.811	114.473	9.845	53.317	4.585	62.947	5.414
CM ALTA VALLE TANARO	Pubblico	3.268	281	4.436	381	1.048	90	2.917	251
	Privato	45.885	3.946	93.520	8.043	24.141	2.076	54.515	4.688
CM VALLI MONGIA, CEVETTA E LANGA CEBANA	Pubblico	111	10	953	82	262	23	442	38
	Privato	51.388	4.419	69.871	6.009	15.497	1.333	45.585	3.920
CM ALTA LANGA	Pubblico	34	3	6	1	0	0	13	1
	Privato	35.738	3.074	53.159	4.572	13.782	1.185	34.226	2.944
CM LANGA DELLE VALLI BELBO, BORMIDA E UZZONE	Pubblico	4	0	272	23	31	3	102	9
	Privato	37.882	3.258	29.299	2.520	11.827	1.017	26.336	2.265
LANGHE E ROERO	Pubblico	244	21	658	57	362	31	421	36
	Privato	44.499	3.827	53.038	4.561	21.635	1.861	39.724	3.416
PIANURA CUNEESE	Pubblico	870	75	5.798	499	5.599	482	4.089	352
	Privato	6.341	545	30.816	2.650	14.120	1.214	17.092	1.470
TOTALE PROVINCIA DI CUNEO	Pubblico	24.004	2.064	47.318	4.069	26.190	2.252	32.504	2.795
	Privato	412.169	35.447	649.615	55.868	203.397	17.492	421.727	36.269

MWh/anno prodotti da centrali termiche

		Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
		MWh	t CO2 sostituita	MWh	t CO2 sostituita	MWh	t CO2 sostituita	MWh	t CO2 sostituita
CM VALLI PO, BRONDA E INFERNOTTO	Pubblico	2.863	717	3.978	996	1.292	323	2.711	679
	Privato	48.383	12.109	51.429	12.871	3.199	801	34.337	8.593
	totale	51.246	12.825	55.407	13.866	4.491	1.124	37.048	9.272
CM VAL VARAITA	Pubblico	2.564	642	7.473	1.870	1.472	368	3.837	960
	Privato	14.219	3.559	31.616	7.912	3.145	787	16.327	4.086
	totale	16.784	4.200	39.089	9.783	4.617	1.155	20.163	5.046
CM VALLE MAIRA	Pubblico	3.868	968	4.882	1.222	2.876	720	3.876	970
	Privato	15.383	3.850	18.615	4.659	17.924	4.486	17.307	4.331
	totale	19.251	4.818	23.498	5.881	20.800	5.205	21.183	5.301
CM VALLE GRANA	Pubblico	473	118	332	83	110	27	305	76
	Privato	17.190	4.302	8.448	2.114	1.355	339	8.998	2.252
	totale	17.664	4.421	8.780	2.197	1.465	367	9.303	2.328
CM VALLE STURA	Pubblico	1.850	463	6.903	1.728	3.297	825	4.017	1.005
	Privato	5.960	1.492	14.100	3.529	2.636	660	7.565	1.893
	totale	7.810	1.955	21.003	5.256	5.933	1.485	11.582	2.899
CM DELLE VALLI GESSO E VERMENAGNA	Pubblico	1.633	409	1.784	446	1.390	348	1.602	401
	Privato	10.067	2.519	13.843	3.464	2.896	725	8.935	2.236
	totale	11.700	2.928	15.627	3.911	4.286	1.073	10.537	2.637
CM BISALTA	Pubblico	740	185	603	151	414	104	585	146
	Privato	22.819	5.711	24.505	6.133	6.378	1.596	17.901	4.480
	totale	23.559	5.896	25.107	6.283	6.792	1.700	18.486	4.626
CM VALLI MONREGALESI	Pubblico	1.214	304	1.729	433	3.982	997	2.308	578
	Privato	16.842	4.215	91.578	22.919	42.653	10.675	50.358	12.603
	totale	18.055	4.519	93.308	23.351	46.635	11.671	52.666	13.180
CM ALTA VALLE TANARO	Pubblico	2.614	654	3.549	888	838	210	2.334	584
	Privato	36.708	9.187	74.816	18.724	19.313	4.833	43.612	10.915
	totale	39.322	9.841	78.364	19.612	20.151	5.043	45.946	11.499
CM VALLI MONGIA, CEVETTA E LANGA CEBANA	Pubblico	89	22	762	191	210	53	354	88
	Privato	41.110	10.288	55.897	13.989	12.397	3.103	36.468	9.127
	totale	41.199	10.311	56.659	14.180	12.607	3.155	36.822	9.215
CM ALTA LANGA	Pubblico	27	7	5	1	0	0	11	3
	Privato	28.591	7.155	42.527	10.643	11.026	2.759	27.381	6.852
	totale	28.618	7.162	42.532	10.644	11.026	2.759	27.392	6.855
CM LANGA DELLE VALLI BELBO, BORMIDA E UZZONE	Pubblico	3	1	218	54	25	6	82	20
	Privato	30.306	7.584	23.440	5.866	9.462	2.368	21.069	5.273
	totale	30.308	7.585	23.657	5.921	9.487	2.374	21.151	5.293
LANGHE E ROERO	Pubblico	195	49	527	132	290	72	337	84
	Privato	35.599	8.909	42.430	10.619	17.308	4.332	31.779	7.953
	totale	35.794	8.958	42.957	10.750	17.597	4.404	32.116	8.037
PIANURA CUNEESE	Pubblico	696	174	4.639	1.161	4.479	1.121	3.271	819
	Privato	5.073	1.270	24.653	6.170	11.296	2.827	13.674	3.422
	totale	5.769	1.444	29.292	7.331	15.775	3.948	16.945	4.241
TOTALE PROVINCIA DI CUNEO	Pubblico	18.830	4.712	37.383	9.356	20.674	5.174	25.629	6.414
	Privato	328.251	82.149	517.896	129.610	160.988	40.289	335.712	84.016
	totale	347.081	86.861	555.279	138.966	181.662	45.463	361.341	90.430

### Mwhe/anno producibili da centrali elettriche

		Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -15 anni)		media annua	
		Mwhe	t CO2 sostituita	Mwhe	t CO2 sostituita	Mwhe	t CO2 sostituita	Mwhe	t CO2 sostituita
CM VALLI PO, BRONDA E INFERNOTTO	Pubblico	644	370	716	412	233	134	488	281
	Privato	10.886	6.260	9.257	5.323	576	331	6.181	3.554
	totale	11.530	6.630	9.973	5.735	808	465	6.669	3.834
CM VAL VARAITA	Pubblico	577	332	1.345	773	265	152	691	397
	Privato	3.199	1.840	5.691	3.272	566	326	2.939	1.690
	totale	3.776	2.171	7.036	4.046	831	478	3.629	2.087
CM VALLE MAIRA	Pubblico	870	500	879	505	518	298	698	401
	Privato	3.461	1.990	3.351	1.927	3.226	1.855	3.115	1.791
	totale	4.332	2.491	4.230	2.432	3.744	2.153	3.813	2.192
CM VALLE GRANA	Pubblico	106	61	60	34	20	11	55	32
	Privato	3.868	2.224	1.521	874	244	140	1.620	931
	totale	3.974	2.285	1.580	909	264	152	1.674	963
CM VALLE STURA	Pubblico	416	239	1.243	714	594	341	723	416
	Privato	1.341	771	2.538	1.459	474	273	1.362	783
	totale	1.757	1.010	3.781	2.174	1.068	614	2.085	1.199
CM DELLE VALLI GESSO E VERMENAGNA	Pubblico	367	211	321	185	250	144	288	166
	Privato	2.265	1.302	2.492	1.433	521	300	1.608	925
	totale	2.633	1.514	2.813	1.617	771	444	1.897	1.091
CM BISALTA	Pubblico	166	96	108	62	74	43	105	61
	Privato	5.134	2.952	4.411	2.536	1.148	660	3.222	1.853
	totale	5.301	3.048	4.519	2.599	1.223	703	3.328	1.913
CM VALLI MONREGALESI	Pubblico	273	157	311	179	717	412	416	239
	Privato	3.789	2.179	16.484	9.478	7.678	4.415	9.064	5.212
	totale	4.062	2.336	16.795	9.657	8.394	4.827	9.480	5.451
CM ALTA VALLE TANARO	Pubblico	588	338	639	367	151	87	420	242
	Privato	8.259	4.749	13.467	7.743	3.476	1.999	7.850	4.514
	totale	8.847	5.087	14.106	8.111	3.627	2.086	8.270	4.755
CM VALLI MONGIA, CEVETTA E LANGA CEBANA	Pubblico	20	12	137	79	38	22	64	37
	Privato	9.250	5.319	10.061	5.785	2.232	1.283	6.564	3.774
	totale	9.270	5.330	10.199	5.864	2.269	1.305	6.628	3.811
CM ALTA LANGA	Pubblico	6	3	1	1	0	0	2	1
	Privato	6.433	3.699	7.655	4.402	1.985	1.141	4.929	2.834
	totale	6.439	3.702	7.656	4.402	1.985	1.141	4.931	2.835
CM LANGA DELLE VALLI BELBO, BORMIDA E UZZONE	Pubblico	1	0	39	23	4	3	15	8
	Privato	6.819	3.921	4.219	2.426	1.703	979	3.792	2.181
	totale	6.819	3.921	4.258	2.449	1.708	982	3.807	2.189
LANGHE E ROERO	Pubblico	44	25	95	54	52	30	61	35
	Privato	8.010	4.606	7.637	4.392	3.115	1.791	5.720	3.289
	totale	8.054	4.631	7.732	4.446	3.168	1.821	5.781	3.324
PIANURA CUNEESE	Pubblico	157	90	835	480	806	464	589	339
	Privato	1.141	656	4.438	2.552	2.033	1.169	2.461	1.415
	totale	1.298	746	5.272	3.032	2.839	1.633	3.050	1.754
TOTALE PROVINCIA DI CUNEO	Pubblico	4.237	2.436	6.729	3.869	3.721	2.140	4.613	2.653
	Privato	73.857	42.467	93.221	53.602	28.978	16.662	60.428	34.746
	totale	78.093	44.904	99.950	57.471	32.699	18.802	65.041	37.399

## ASSORTIMENTI DA ARDERE

RIPRESA POTENZIALE dai boschi serviti media per classe di priorità (q/anno)

		Breve (1-5 anni)	Medio (6-10 anni)	Differibile (11 -15 anni)	media annua
CM VALLI PO, BRONDA E INFERNOTTO	Pubblico	57.522	46.857	29.926	44.768
	Privato	397.247	389.099	7.892	281.134
CM VAL VARAITA	Pubblico	53.715	148.213	14.305	72.078
	Privato	166.172	361.070	7.759	186.847
CM VALLE MAIRA	Pubblico	13.380	82.519	46.380	47.426
	Privato	165.118	210.367	50.116	203.733
CM VALLE GRANA	Pubblico	7.824	5.123	764	4.570
	Privato	221.040	127.372	4.011	121.185
CM VALLE STURA	Pubblico	47.163	107.178	53.374	69.238
	Privato	65.207	147.852	5.924	88.443
CM DELLE VALLI GESSO E VERMENAGNA	Pubblico	47.300	41.883	35.476	41.553
	Privato	152.724	173.654	9.368	127.197
CM BISALTA	Pubblico	8.336	4.610	5.091	6.013
	Privato	54.624	63.455	21.331	45.923
CM VALLI MONREGALESI	Pubblico	16.132	13.827	43.608	24.522
	Privato	69.429	206.747	147.322	137.043
CM ALTA VALLE TANARO	Pubblico	31.365	33.977	7.252	24.198
	Privato	142.336	274.704	52.942	155.691
CM VALLI MONGIA, CEVETTA E LANGA CEBANA	Pubblico	592	7.527	2.862	3.660
	Privato	88.100	149.285	43.500	91.867
CM ALTA LANGA	Pubblico	386	138	0	175
	Privato	291.263	353.374	80.856	298.557
CM LANGA DELLE VALLI BELBO, BORMIDA E UZZONE	Pubblico	54	2.231	160	815
	Privato	268.892	338.280	29.568	225.673
LANGHE E ROERO	Pubblico	1.202	1.998	1.566	1.589
	Privato	285.606	351.203	78.345	254.423
PIANURA CUNEESE	Pubblico	2.822	14.684	8.561	8.689
	Privato	21.731	200.487	60.927	96.805
TOTALE PROVINCIA DI CUNEO	Pubblico	287.791	510.764	249.326	349.294
	Privato	2.389.488	3.346.948	599.861	2.314.520

RIPRESA POTENZIALE media dai boschi accessibili per classe di priorità (MWh/anno) w=30%

		Breve (1-5 anni)		Medio (6-10 anni)		Differibile (11 -1 5 anni)		media annua	
		MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep	MWh	Tep
		CM VALLI PO, BRONDA E INFERNOTTO	Pubblico	20.133	1.731	16.400	1.410	10.474	901
	Privato	139.037	11.957	136.185	11.712	2.762	238	98.397	8.462
CM VAL VARAITA	Pubblico	18.800	1.617	51.875	4.461	5.007	431	25.227	2.170
	Privato	58.160	5.002	126.375	10.868	2.716	234	65.396	5.624
CM VALLE MAIRA	Pubblico	4.683	403	28.882	2.484	16.233	1.396	16.599	1.428
	Privato	57.791	4.970	73.628	6.332	17.541	1.508	71.306	6.132
CM VALLE GRANA	Pubblico	2.738	235	1.793	154	267	23	1.600	138
	Privato	77.364	6.653	44.580	3.834	1.404	121	42.415	3.648
CM VALLE STURA	Pubblico	16.507	1.420	37.512	3.226	18.681	1.607	24.233	2.084
	Privato	22.823	1.963	51.748	4.450	2.073	178	30.955	2.662
CM DELLE VALLI GESSO E VERMENAGNA	Pubblico	16.555	1.424	14.659	1.261	12.417	1.068	14.543	1.251
	Privato	53.453	4.597	60.779	5.227	3.279	282	44.519	3.829
CM BISALTA	Pubblico	2.918	251	1.614	139	1.782	153	2.104	181
	Privato	19.118	1.644	22.209	1.910	7.466	642	16.073	1.382
CM VALLI MONREGALESI	Pubblico	5.646	486	4.840	416	15.263	1.313	8.583	738
	Privato	24.300	2.090	72.361	6.223	51.563	4.434	47.965	4.125
CM ALTA VALLE TANARO	Pubblico	10.978	944	11.892	1.023	2.538	218	8.469	728
	Privato	49.818	4.284	96.146	8.269	18.530	1.594	54.492	4.686
CM VALLI MONGIA, CEVETTA E LANGA CEBANA	Pubblico	207	18	2.634	227	1.002	86	1.281	110
	Privato	30.835	2.652	52.250	4.493	15.225	1.309	32.154	2.765
CM ALTA LANGA	Pubblico	135	12	48	4	0	0	61	5
	Privato	101.942	8.767	123.681	10.637	28.300	2.434	104.495	8.987
CM LANGA DELLE VALLI BELBO, BORMIDA E UZZONE	Pubblico	19	2	781	67	56	5	285	25
	Privato	94.112	8.094	118.398	10.182	10.349	890	78.986	6.793
LANGHE E ROERO	Pubblico	421	36	699	60	548	47	556	48
	Privato	99.962	8.597	122.921	10.571	27.421	2.358	89.048	7.658
PIANURA CUNEESE	Pubblico	988	85	5.139	442	2.996	258	3.041	262
	Privato	7.606	654	70.170	6.035	21.324	1.834	33.882	2.914
TOTALE PROVINCIA DI CUNEO	Pubblico	100.727	8.663	178.767	15.374	87.264	7.505	122.253	10.514
	Privato	836.321	71.924	1.171.432	100.743	209.951	18.056	810.082	69.667



## Analisi della disponibilità potenziale legnosa del comparto agricolo

DISPONIBILITA' LEGNOSA utilizzabile come combustibile, derivante da sottoprodotti agricoli e relativa energia producibile annualmente

Area territoriale	Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa		Energia termica ottenibile dalla biomassa (80% rendimento)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (18% rendimento)	
		[m]	[ha]	[q.li/anno]	[MWh/anno]	[Tep/anno]	[MWh/anno]	[Tep/anno]	[MWh/anno]	[Tep/anno]
CM VALLI PO, BRONDA E INFERNOTTO	Frutteti	/	3.140	182.412	53.027	4.560	42.421	3.648	9.545	821
	Vigneti	/	150	4.356	1.266	109	1.013	87	228	20
	arboricoltura	/	331	5.449	1.199	103	959	82	216	19
	formazioni lineari	137.947	/	3.725	819.404	70.469	656	56	147	13
	totale	137.947	3.621	195.941	874.896	75.241	45.049	3.874	10.136	872
CM VAL VARAITA	Frutteti	/	1.916	111.986	32.554	2.800	26.043	2.240	5.860	504
	Vigneti	/	45	1.296	377	32	302	26	68	6
	arboricoltura	/	91	1.492	328	28	263	23	59	5
	formazioni lineari	18.581	/	502	110.370	9.492	88	8	20	2
	totale	18.581	2.051	115.277	143.629	12.352	26.696	2.296	6.007	517
CM VALLE MAIRA	Frutteti	/	1.037	62.332	18.120	1.558	14.496	1.247	3.262	280
	Vigneti	/	20	579	168	14	135	12	30	3
	arboricoltura	/	98	1.606	353	30	283	24	64	5
	formazioni lineari	71.729	/	1.937	426.069	36.642	341	29	77	7
	totale	71.729	1.155	66.453	444.710	38.245	15.254	1.312	3.432	295
CM VALLE GRANA	Frutteti	/	343	19.911	5.788	498	4.630	398	1.231	106
	Vigneti	/	2	59	17	1	14	1	3	0
	arboricoltura	/	93	1.524	335	29	268	23	60	5
	formazioni lineari	62.246	/	1.681	369.744	31.798	296	25	67	6
	totale	62.246	438	23.174	375.884	32.326	5.208	448	1.360	117
CM VALLE STURA	Frutteti	/	37	1.816	528	45	422	36	95	8
	Vigneti	/	0	0	0	0	0	0	0	0
	arboricoltura	/	64	1.045	230	20	184	16	41	4
	formazioni lineari	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	totale	0	100	2.861	758	65	606	52	136	12
CM DELLE VALLI GESSO E VERMENAGNA	Frutteti	/	19	1.011	294	25	235	20	53	5
	Vigneti	/	0	0	0	0	0	0	0	0
	arboricoltura	/	13	218	48	4	38	3	9	1
	formazioni lineari	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	totale	/	32	1.229	342	29	273	24	62	5

## II parte

Area territoriale	Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa		Energia termica ottenibile dalla biomassa (80% rendimento)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (18% rendimento)	
CM BISALTA	Frutteti	/	147	8.061	2.343	202	1.875	161	422	36
	Vigneti	/	4	110	32	3	26	2	6	0
	arboricoltura	/	233	3.834	844	73	675	58	152	13
	formazioni lineari	10.703	/	289	63.576	5.468	51	4	11	1
	totale	10.703	383	12.295	66.795	5.744	2.626	226	591	51
CM VALLI MONREGALESI	Frutteti	/	209	11.978	3.482	299	2.786	240	627	54
	Vigneti	/	38	1.088	316	27	253	22	57	5
	arboricoltura	/	165	2.722	599	51	479	41	108	9
	formazioni lineari	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	totale	0	412	15.787	4.397	378	3.518	303	791	68
CM ALTA VALLE TANARO	Frutteti	/	17	883	257	22	205	18	46	4
	Vigneti	/	2	47	14	1	11	1	2	0
	arboricoltura	/	60	987	217	19	174	15	39	3
	formazioni lineari	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	totale	0	79	1.916	487	42	390	34	88	8
CM VALLI MONGIA, CEVETTA E LANGA CEBANA	Frutteti	/	127	6.154	1.789	154	1.431	123	322	28
	Vigneti	/	89	2.581	750	65	600	52	135	12
	arboricoltura	/	268	4.403	969	83	775	67	174	15
	formazioni lineari	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	totale	0	483	13.138	3.508	302	2.806	241	631	54
CM ALTA LANGA	Frutteti	/	2.094	90.263	26.239	2.257	20.991	1.805	4.723	406
	Vigneti	/	398	11.538	3.354	288	2.683	231	604	52
	arboricoltura	/	241	3.967	873	75	698	60	157	14
	formazioni lineari	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	totale	0	2.733	105.768	30.466	2.620	24.373	2.096	5.484	472
CM LANGA DELLE VALLI BELBO, BORMIDA E UZZONE	Frutteti	/	1.373	59.326	17.246	1.483	13.797	1.187	3.104	267
	Vigneti	/	1.948	56.483	16.420	1.412	13.136	1.130	2.956	254
	arboricoltura	/	309	5.089	1.120	96	896	77	202	17
	formazioni lineari	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	totale	0	3.630	120.898	34.785	2.992	27.828	2.393	6.261	538
LANGHE E ROERO	Frutteti	/	6.021	286.783	83.367	7.170	66.694	5.736	15.006	1.291
	Vigneti	/	12.190	353.513	102.765	8.838	82.212	7.070	18.498	1.591
	arboricoltura	/	3.607	59.337	13.054	1.123	10.443	898	2.350	202
	formazioni lineari	91.568	/	2.472	543.914	46.777	435	37	98	8
	totale	91.568	21.818	702.104	743.100	63.907	159.784	13.741	35.951	3.092

segue

III e ultima parte

Area territoriale	Tipologia	Lunghezza	Superficie	Biomassa producibile	Energia della biomassa		Energia termica ottenibile dalla biomassa (80% rendimento)		Energia elettrica ottenibile dalla biomassa (18% rendimento)	
PIANURA CUNESE	Frutteti	/	7.289	430.765	125.222	10.769	100.178	8.615	22.540	1.938
	Vigneti	/	349	10.109	2.939	253	2.351	202	529	45
	arboricoltura	/	6.120	100.673	22.148	1.905	17.718	1.524	3.987	343
	formazioni lineari	1.046.378		28.252	6.215.485	534.532	4.972	428	1.119	96
	totale	1.046.378	13.757	569.799	6.365.794	547.458	125.220	10.769	28.174	2.423
TOTALE PROVINCIA DI CUNEO	Frutteti	/	23.768	1.273.682	370.256	31.842	296.205	25.474	66.835	5.748
	Vigneti	/	15.233	441.758	128.418	11.044	102.734	8.835	23.115	1.988
	arboricoltura	/	11.693	192.345	42.316	3.639	33.853	2.911	7.617	655
	formazioni lineari	1.439.152	/	0	0	0	0	0	0	0
	totale	1.439.152	50.694	1.907.785	540.990	46.525	432.792	37.220	97.567	8.391

## INQUANDRAMENTO PIANIFICAZIONE ENERGETICA

Alla luce dei dati sopra esposti e viste le analisi contenute nel Bilancio Energetico Provinciale (in seguito BEnPro), risulta particolarmente interessante poter valutare quale incidenza avrebbe l'utilizzo della biomassa di origine locale sul sistema energetico territoriale. Tale valutazione è utile per poter mettere in evidenza quale sia il reale potenziale della risorsa e quindi quale possa essere il suo apporto diretto al territorio che permetta di tenere fede agli impegni assunti a livello nazionale e regionale relativamente al soddisfacimento del fabbisogno energetico attraverso le fonti rinnovabili, con particolare riguardo al raggiungimento della quota del 20% entro il 2020. A tal fine è stata effettuata una specifica simulazione, inserendo il dato di disponibilità teorica valutato precedentemente, con i dati contenuti all'interno del BEnPro 2006. Questo tipo di modellizzazione risulta sicuramente molto semplicistico, in quanto non tiene conto dell'evoluzione dei consumi negli anni a venire, ma ha lo scopo di rappresentare una ragionevole stima dell'incidenza della risorsa all'interno del sistema energetico territoriale.

Nel BEnPro è stato evidenziato come i dati disponibili relativamente all'attuale utilizzo delle biomasse a livello locale siano decisamente discordanti. Non essendoci, infatti, un mercato consolidato e trasparente relativo a tali compravendite, l'unica possibilità per addivenire ad una valutazione dell'utilizzo energetico della risorsa è stata l'interpolazione di alcune analisi settoriali specifiche. In particolare sono state utilizzate due differenti pubblicazioni:

- a) *Stima dei consumi di biomassa per riscaldamento civile in Regione Piemonte – Anno 2007* - redatta da Mussinatto, Truffo, Rampone, De Carli
- b) *Studio per la valutazione del legno utilizzabile come combustibile proveniente dalle foreste, dalle formazioni legnose fuori foresta e da altre fonti: conferma dati 2005 e approfondimento a livello provinciale – Anno 2007*, redatta da tecnici IPLA con il coordinamento del Dott. Ursone.

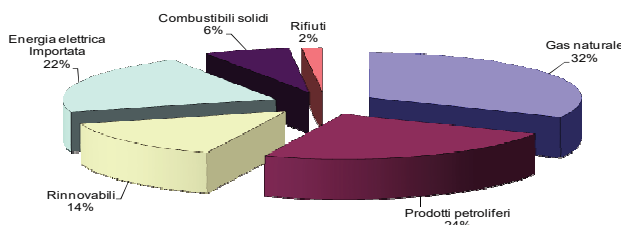
Dall'analisi effettuata all'interno del BEnPro, cui si rimanda per la specificazione della metodologia di calcolo utilizzata, è risultato che attualmente vengono utilizzate, a fini energetici, circa 376'000 t/anno di biomassa, di cui 267'000 t/anno di derivazione locale e 109'000 t/anno di derivazione extra-provinciale.

Confrontando questi dati con le disponibilità provinciali, valutate all'interno del capitolo precedente, si può notare come sia attualmente utilizzata solo la metà della risorsa locale. Come si può infatti evincere dalla Tabella 1, risultano attualmente disponibili da uno sfruttamento sostenibile dei boschi e degli scarti di agricoltura circa 655'000 t/anno.

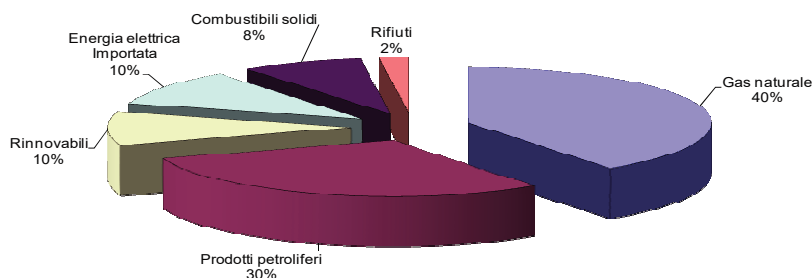
**Tabella 1 - Stima della disponibilità di biomassa a livello provinciale**

Derivazione	Pezzatura	Proprietà	Quantità media annua [q /anno]
RISORSA FORESTALE	ASSORTIMENTO DA ARDERE	Pubblico	349.294
		Privato	2.314.520
	ASSORTIMENTO DA TRITURAZIONE	Pubblico	140.511
		Privato	1.840.524
RISORSA AGRICOLA	ASSORTIMENTO VARIO	Privato	1.907.785
TOTALE PROVINCIA DI CUNEO			6.552.634

Dai dati sopra esposti è quindi stimabile che dalle biomasse locali sia ancora possibile ottenere circa 388'000 t/anno. Dato sicuramente molto rilevante in quanto non solo rappresenta una concreta possibilità di incrementare la produzione energetica da fonti rinnovabili, ma soprattutto perché, essendo di natura locale, tutti i benefici di una corretta filiera legno-energia (ambientali ed economici) avrebbero ricadute dirette sul territorio. Allo stato attuale, come espressamente riportato nel BEnPro 2006 (riportato in Figura 1 e Figura 2), le fonti rinnovabili rappresentano circa il 14% del consumo interno lordo, secondo la modellizzazione ENEA, e il 10% secondo la modellizzazione Eurostat.



**Figura 1 - Consumi interno lordi Provincia di Cuneo - Anno 2006 [Metodo ENEA]**

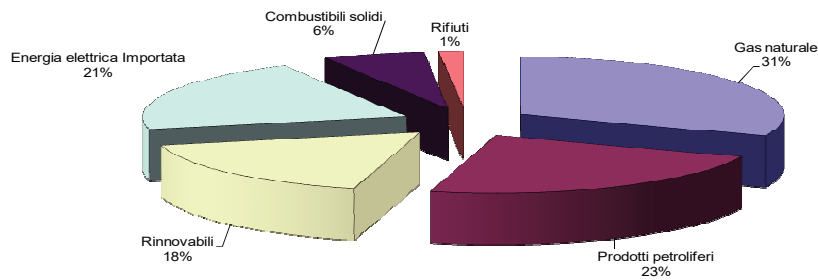


**Figura 2 - Consumi interno lordi Provincia di Cuneo - Anno 2006 [Metodo Europeo]**

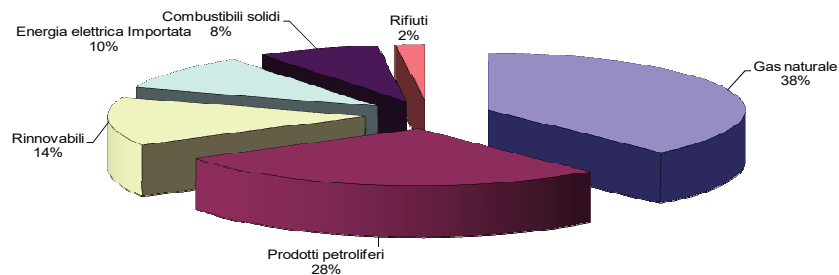
Le biomasse, rappresentano circa il 3,5% del complessivo nel caso ENEA ed il 4,8% nel caso Eurostat. Tale discrepanza è dovuta alla difformità di metodologia di calcolo in relazione alla valorizzazione delle fonti rinnovabili, così come esplicitato all'interno del BEnPro. La metodologia ENEA prevede, infatti, che la conversione dell'energia elettrica in kcal, e successivamente in tep, venga caratterizzata da un coefficiente di conversione non ordinario di circa 2200 kcal/kWh e non di 860 kcal/kWh come nel conteggio nei consumi finali. Quanto sopra è spiegato con il fatto che l'energia elettrica, valutata come vettore energetico nei consumi lordi, è prodotta a livello nazionale con un rendimento medio di produzione del parco termoelettrico del 39%, conseguentemente, per produrre 1 kWh elettrico, sono necessari circa 2200 kcal introdotte sotto forma di combustibile in ingresso. La metodologia Eurostat valuta invece l'energia elettrica come consumo finale, quindi come prodotto di consumo fine a se stesso, pertanto il coefficiente di conversione diretto tra kcal e kWh risulterà essere come da letteratura 860 kcal/kWh.

Volendo stimare quale può essere l'incidenza dello sfruttamento della biomassa locale sul consumo interno lordo, si è quindi inserito il dato di 655'000 t/anno al posto delle 267'000 t/anno di derivazione locale stimate per l'anno 2006. Si è ottenuto che, qualora venisse sfruttata completamente, l'incidenza della biomassa passerebbe dall'attuale 3,5% al 7,4%, nel caso ENEA, e dal 4,8% al 8,7% nel caso Eurostat. Di fatto l'energia primaria riconducibile alle biomasse passerebbe dagli attuali 94'000 tep/anno a possibili 191'000 tep/anno, incrementando in ambo i casi l'incidenza delle fonti rinnovabili del

4% sul bilancio energetico complessivo e passando dal 14% al 18% nel caso ENEA (Figura 3) e dal 10% al 14% nel caso Eurostat (Figura 4) .



**Figura 3 - Bilancio energetico 2006 modificato con utilizzo completo biomasse disponibili [Metodo ENEA]**



**Figura 4 - Bilancio energetico 2006 modificato con utilizzo completo biomasse disponibili [Metodo Eurostat]**

Questi dati mettono in evidenza come una corretta gestione della filiera legno-energia permetterebbe di raggiungere risultati sicuramente molto interessanti, avvicinando notevolmente il sistema energetico provinciale agli ambiziosi obiettivi posti dalla Commissione Europea: considerata, infatti, la necessità di raggiungere la quota del 20% di copertura del fabbisogno energetico da parte delle fonti rinnovabili entro il 2020, lo sfruttamento di questo tipo di risorsa si rivela determinante.

## OBIETTIVI DELLO STRALCIO DI PIANO

Lo sviluppo di una filiera locale delle biomasse vegetali è legata al superamento di determinate barriere sociali, legislative ed ambientali che, allo stato attuale, ne compromettono la completa evoluzione. L'assenza di una filiera consolidata non ha consentito nel tempo un approccio al sistema forestale capace di generare da un lato l'indotto necessario per rendere appetibile questo tipo di lavorazione e dall'altro instaurare l'interesse dei possibili attori nei confronti delle problematiche legate alla corretta gestione dei boschi. Questi ultimi sono, infatti, una risorsa fondamentale del nostro territorio e non soltanto in vista della possibile biomassa estraibile; infatti:

- assorbendo anidride carbonica contribuiscono alla riduzione della concentrazione di gas climalteranti
- costituendo un habitat naturale permettono la tutela della biodiversità
- con lo sviluppo dell'apparato radicale e delle parti epigee garantiscono la protezione del territorio da dissesti idro-geologici (erosione diffusa, caduta massi, ...)
- migliorando la fruizione del paesaggio contribuiscono allo sviluppo di attività turistico-ricettive

Affinché però i boschi possano assolvere a tutte queste funzioni è necessaria una loro corretta gestione che dovrebbe essere affidata ad aziende forestali, la cui carenza è causata essenzialmente:

- dalla costante diminuzione del valore del legname (principale prodotto che potrebbe derivare dalla gestione forestale)
- dalla frammentazione delle proprietà, per gran parte private.

Il problema principale è proprio la dimensione media delle proprietà forestali. L'estrema frammentazione è infatti un aspetto negativo in quanto su piccola scala non sono pensabili né la realizzazione di piani di gestione forestale (gli unici che possono garantire una reale corretta gestione del patrimonio forestale), né la realizzazione di interventi di gestione a causa dei costi eccessivi e del basso valore del prodotto che ne potrebbe derivare (biomassa soprattutto a scopo energetico). In tal senso, la cooperazione tra più proprietari confinanti potrebbe risultare molto importante, soprattutto se la dimensione delle particelle è ridotta, in quanto consentirebbe di limitare



i costi relativi alla pianificazione ed i costi di spostamento del cantiere e della biomassa (la razionalizzazione dei trasporti è un elemento fondamentale).

Proprio questi i motivi, l'utilizzo della biomassa di origine forestale non si è espanso, a vantaggio dell'utilizzo di altre fonti energetiche, nonché di biomassa proveniente dall'estero, dove i costi di produzione sono nettamente inferiori. La costituzione di consorzi forestali locali, ad esempio, potrebbe essere il punto di partenza per lo sviluppo di una corretta gestione forestale da cui il territorio, oltre a trarne benefici ambientali, può ottenere riconoscimenti di tipo economico. In particolare, attraverso un consorzio forestale strutturato in modo efficace ed efficiente, si possono raggiungere molteplici obiettivi, tutti collegati alla maggior competitività dei prodotti forestali, primo fra tutti lo sviluppo di nuove opportunità lavorative (sia nel settore strettamente forestale che nel settore artigianale), nonché la costante formazione degli addetti ai lavori.

E' quindi di tutta evidenza che il corretto sviluppo di una filiera locale delle biomasse vegetali non comporta esclusivamente lo sviluppo del settore energetico, ma da essa dipende anche la corretta gestione del sistema forestale, con tutti i benefici ambientali e sociali ad esso strettamente connessi.

Una delle intenzioni dell'Amministrazione Provinciale, con la redazione dell'attuale documento, è proprio quella di stimolare il dibattito legato a questo tipo di iniziative: uno dei possibili obiettivi che si pone l'attuale documento è quello di fornire alle amministrazioni locali uno strumento finalizzato ad una prima definizione delle potenzialità del territorio, attraverso una quantificazione preliminare della biomassa ricavabile attraverso una gestione sostenibile dei boschi e la relativa localizzazione.

In tale ambito, parallelamente alla redazione del Piano Energetico, la Provincia di Cuneo si sta facendo parte attiva al fine di ottenere alcuni finanziamenti europei da destinare all'organizzazione concreta della filiera locale: è di tutta evidenza come il lavoro di pianificazione e gestione del patrimonio forestale sia complementare all'attuale pianificazione e non possa essere esaurito in maniera esaustiva all'interno dell'attuale documento.

In relazione alle componenti energetico-ambientali, risulta molto importante sottolineare come l'utilizzazione energetica delle biomasse vegetali non sia comunque priva di possibili criticità. Lo sfruttamento delle risorse rinnovabili non è di per sé garanzia di un miglioramento delle condizioni ambientali, il cui conseguimento può

essere ottenuto solo grazie ad una corretta gestione della risorsa nonché ad opportune attenzioni impiantistico-progettuali relative al sistema di generazione energetica. In tal senso, l'attuale pianificazione si pone come obiettivo quello di essere un valido strumento di confronto per tutti i proponenti di impianti energetici. Vista l'ampia casistica relativa alle tecnologie produttive, si è ritenuto opportuno inquadrare queste ultime all'interno della classificazione europea relativa alle Migliori Tecnologie Disponibili contenuta all'interno delle BREF, con l'obiettivo di rendere maggiormente fruibile le linee guida previste dalla Comunità Europea. Risulta infatti evidente come l'obiettivo di sviluppo del parco di generazione energetica alimentato a biomasse vegetali non possa prescindere dal recepimento delle linee di indirizzo comunitarie o comunque dalla ricerca della migliori soluzioni impiantistiche presenti sul mercato.

L'ultimo obiettivo sostanziale di questa pianificazione è quello di rendere il più trasparente possibile l'iter autorizzativo relativo agli impianti di produzione di energia alimentati a biomasse vegetali, specificando a priori alcuni parametri di valutazione tecnica svolta in sede di conferenza dei servizi. Tale specificazione si ritiene possa essere un valido sostegno ai progettisti, permettendo di strutturare l'istruttoria secondo criteri di valutazione oggettivi, nonché una garanzia nei confronti dei territori sede di nuove installazioni impiantistiche, specificando a priori le criticità fondamentali che verranno analizzate in relazione a tutte le componenti ambientali ed in relazione a queste ultime i relativi risultati attesi.

## **CENNI SULLE TECNOLOGIE IMPIEGATE PER L'UTILIZZO ENERGETICO DELLE BIOMASSE**

Le modalità di sfruttamento delle biomasse a fini energetici sono molteplici e la scelta viene effettuata in base a differenti condizioni progettuali, tra cui la tipologia di materiale a disposizione; in particolare è utile sottolineare come la biomassa vegetale possa essere l'origine di tre differenti tipologie di combustibile:

- solido
- gassoso
- liquido

Con riferimento a tale differenziazione potranno essere utilizzate differenti tipologie impiantistiche selezionate in base a scelte tecnico-progettuali da effettuarsi tenendo conto sia delle caratteristiche del combustibile in ingresso, sia delle necessità energetiche a valle dell'impianto. E' infatti basilare sottolineare come non vi sia una tecnologia sostanzialmente preferibile, ma che ogni singola tecnica di produzione energetica può risultare valida qualora sia perfettamente contestualizzata all'interno delle condizioni al contorno e sia associata alle opportune tecnologie di mitigazione dell'impatto sull'ambiente circostante.

Questo tipo di approccio permette, da un lato di ottimizzare la scelta tecnologica iniziale, dall'altro di fornire opportune garanzie non solo a livello ambientale, ma anche di sostenibilità economica all'impianto stesso.

Come definito precedentemente, la scelta impiantistica relativa alla trasformazione delle biomasse in energia elettrica è strettamente dipendente dalla tipologia della biomassa in ingresso al sistema produttivo. La biomassa vergine, per poter essere utilizzata in qualsiasi impianto energetico, deve subire un trattamento atto a rendere la stessa più fruibile, trasformandola da uno stato solido difficilmente utilizzabile (grandi dimensioni) ad uno stato solido di piccole dimensioni o ad altri stadi come liquido o gassoso. Tale conversione, come si può notare dalla Figura 5, dipende fortemente dalla tipologia di biomassa disponibile e dalle sue caratteristiche principali quali umidità e rapporto carbonio/azoto.

I materiali di origine lignocellulosica, caratterizzati da una bassa umidità e da un rapporto C/N superiore a 30, sono indicati per l'utilizzo in impianti a combustione diretta o per la produzione, attraverso processi termochimici, di gas di sintesi. I materiali derivati da colture dedicate, quali piante oleaginose (es. mais) o zuccherine (es. sorgo), caratterizzati da un'elevata umidità e da un rapporto C/N inferiore a 30, sono invece indicati per la produzione di combustibili liquidi o per la produzione, attraverso processi biochimici, di biogas.

Tipo Combustibile	Tipo di biomasse	Processo di conversione	Prodotto	Utilizzo
Solido	Materiali legnosi Umidità ≤ 35% C/N > 30	Taglio Triturazione Cippatura	Tronchetti Cippato	Riscaldamento Energia elettrica
	Materiali legnosi Umidità ≤ 35% C/N > 30	Pirolisi e gassificazione	Syngas	Riscaldamento Energia elettrica
Gas	Colture dedicate Umidità > 35% C/N ≤ 30	Digestione anaerobica	Biogas	Riscaldamento Energia elettrica
	Piante zuccherine (barbabietola, sorgo, ecc.) 15 ≤ Umidità ≤ 90% C/N qualunque	Fermentazione degli zuccheri in alcool etilico	Etanolo	Motori a benzina (Trasporti)
Liquido	Piante oleaginose Umidità > 35%	Spremitura	Olio vegetale	Energia Elettrica
	Piante oleaginose Umidità > 35%	Esterificazione degli olii	Biodiesel	Motori diesel (Trasporti)

Figura 5 - Processi di conversione biomassa (Fonte: "Energia da conversione di biomasse – linee guida"-  
Modificato, Ministero dell'Ambiente)

Una volta definita la forma di biomassa da utilizzare si deve, quindi, effettuare una scelta progettuale relativamente alle macchine necessarie per la produzione energetica. In particolare è utile sottolineare come, a fronte di una differente tipologia di combustibile, si prospetti una serie di sistemi produttivi che meglio si adattano allo stesso e che non risultano applicabili ad altre combustibili. E' possibile infatti notare dalla Figura 6 come il trattamento della biomassa in ingresso porti alla scelta di sistemi di produzione energetica sostanzialmente differenti.

Solido	Gassoso	Liquido
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Turbina a Vapore</li> <li>• Ciclo ORC</li> <li>• Motore a vapore</li> <li>• Motre Stirling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Motori alternativi</li> <li>• Turbina a gas</li> <li>• Microturbina               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo combinato</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Motori Diesel</li> </ul>

**Figura 6 - Tipologie impianti produzione energia elettrica da biomassa**

## BIOMASSE SOLIDE

Lo sfruttamento energetico delle biomasse solide prevede che, prima dell'avviamento alla fase produttiva, queste ultime siano sottoposte ad un trattamento atto a modificarne la pezzatura; in particolare, per produrre energia elettrica, la triturazione e la cippatura del materiale sono le modalità maggiormente indicate al fine di uniformare il materiale in ingresso all'impianto e semplificarne la gestione. Tale tipo di lavorazione prevede che, attraverso un trattamento puramente meccanico, le biomasse vengano ridotte a *chips* di piccola dimensione, con il vantaggio di ridurre i volumi di stoccaggio e permettere il caricamento automatico all'interno dell'impianto, attraverso opportune coclee di alimentazione.

Nel caso di utilizzo diretto di biomassa solida, non vi sono in commercio, allo stato attuale, impianti di produzione di energia elettrica in grado di sfruttare direttamente tale combustibile. Lo stato dell'arte, infatti, prevede che la biomassa sia utilizzata all'interno di opportuni impianti termici destinati al riscaldamento di un fluido termovettore che a sua volta, opportunamente sfruttato in un sistema di generazione, permetterà la produzione di energia elettrica; questo significa che i sistemi di generazione alimentati da biomasse solide, dovranno essere caratterizzati da due stadi differenti:

1. combustione diretta della biomassa con relativa produzione di un fluido termovettore ad alta temperatura (per esempio vapore)
2. produzione di energia elettrica attraverso lo sfruttamento del fluido termovettore all'interno di un impianto opportuno (per esempio turbina a vapore)

Tale specificazione, benché sintetica, è utile per evidenziare come nel caso di biomasse solide non sia possibile produrre energia elettrica attraverso l'utilizzazione diretta delle stesse, ma sia necessario prevedere un sistema intermedio di combustione. Questo significa che il rendimento complessivo del sistema produttivo dipende non solo dai livelli prestazionali dell'impianto di produzione di energia elettrica, ma anche dal rendimento di produzione di energia termica relativo al generatore di calore necessario per il riscaldamento del fluido termovettore. Al fine di valutare il rendimento globale del sistema produttivo si dovranno quindi analizzare tutte e due le fasi di generazione.

## ***IMPIANTI GENERAZIONE CALORE***

Gli impianti di generazione di calore, alimentati a biomassa solida, presenti attualmente sul mercato sono:

1. a griglia fissa
2. a griglia mobile
3. a cono rotante
4. a letto fluido

La scelta tecnologica viene effettuata in base a molteplici condizioni progettuali. Particolarmente vincolanti risultano essere: la quantità e la qualità della biomassa in ingresso nonché le esigenze energetiche del sistema associato.

### **Impianti a griglia fissa**

Questo tipo di tecnologia è sicuramente tra le più consolidate e semplici sotto il profilo costruttivo e gestionale; tale sistema viene sfruttato negli impianti di piccola taglia, generalmente inferiori al MW, dove risulta maggiormente importante semplificare la gestione e dove il combustibile in ingresso è caratterizzato da una piccola pezzatura (min 5 cm) ed una bassa umidità (max 30-35%). Questo impianto è caratterizzato da una coclea di alimentazione automatica che dispone il cippato al di sopra della griglia, posta nella parte inferiore del generatore. L'aria comburente viene quindi insufflata al di sotto della griglia stessa in maniera tale che possa attraversare lo strato di combustibile e garantire un discreto livello di combustione.

I principali vantaggi nell'utilizzare questa tecnologia sono legati alla semplicità di gestione e all'affidabilità del sistema; i difetti sono invece legati ad un basso rendimento di produzione (in particolare a basso carico), ed alla necessità di avere in ingresso un combustibile con caratteristiche specifiche (dimensione ed umidità) particolarmente selezionate.

L'impianto è caratterizzato da una potenza installabile compresa da pochi kW fino a 5 MW ed un rendimento di produzione a pieno carico compreso tra il 75 e l'80%.

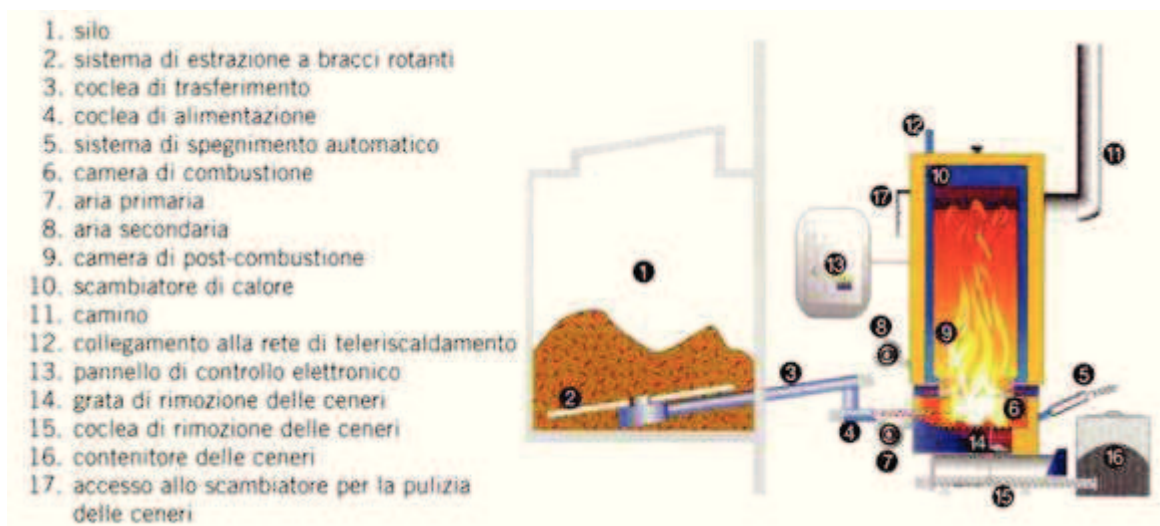


Figura 7 - Schematizzazione impianto a griglia fissa [Fonte: AIEL - Associazione Italiana per le Energie Agro-forestali]

### Impianti a griglia mobile

Questo tipo di impianto nasce come evoluzione diretta di quelli a griglia fissa; la peculiarità principale di questo generatore è quella di movimentare la biomassa una volta deposta sulla griglia presente all'interno della camera di combustione, uniformando così lo strato di combustibile che si forma sulla stessa. Questa caratteristica permette di ottimizzare notevolmente la combustione stessa, effettuando una buona miscelazione tra la biomassa combusta e quella incombusta, consentendo così una migliore distribuzione dell'aria comburente (aria primaria) insufflata al di sotto della griglia stessa.

Questa tecnica permette un'utilizzazione meno selettiva della biomassa rispetto agli impianti a griglia fissa; la miscelazione della biomassa fresca con quella combusta, permette l'essiccazione della stessa direttamente in camera di combustione. A differenza degli impianti a griglia fissa, è pertanto possibile utilizzare un combustibile caratterizzato da un contenuto di umidità maggiore (max 55-60%) e di pezzatura disomogenea.



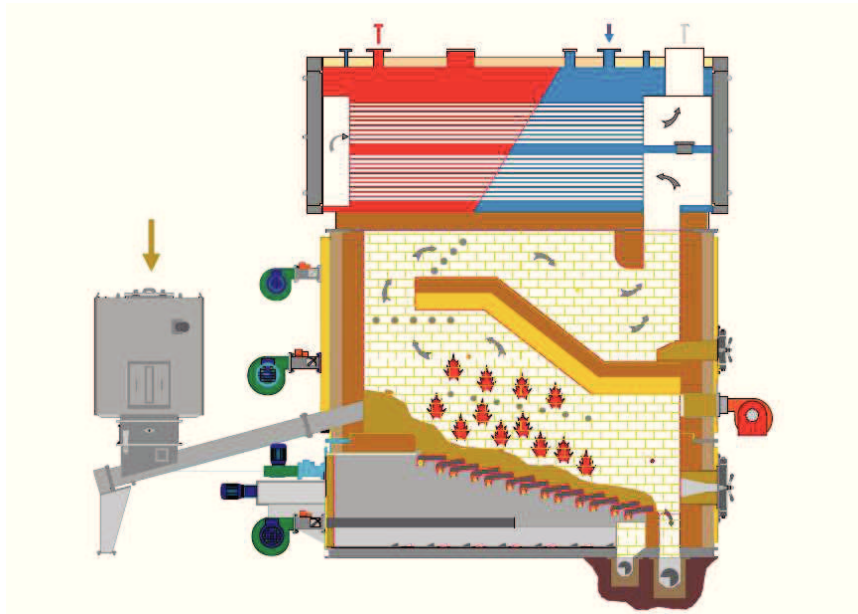


Figura 8 - Schematizzazione impianto a griglia mobile inclinata [Fonte: UNICONFORT Srl]

Gli impianti a griglia mobile possono essere caratterizzati da soluzioni tecniche differenti, sia in base alla disposizione della griglia, sia in base alla possibilità di movimentazione della biomassa. Sono infatti presenti sul mercato impianti a griglia inclinata, orizzontale e conica, la cui movimentazione può essere di tipo avanzamento-arretramento, vibrante o rotante. In tutti i casi, queste caldaie sono utilizzate per impianti di taglia variabile da qualche decina di kW a impianti di grande taglia 100 MW e sono caratterizzate da un rendimento di produzione a pieno carico compreso tra il 80% e l'85%.

I pregi di questo tipo di tecnologia sono legati alla possibilità di utilizzo di biomasse di diversa natura e con caratteristiche variabili (pezzatura ed umidità) e ad un buon rendimento di produzione anche a carico parziale; i difetti sono invece riconducibili ad una maggiore complessità gestionale sia relativamente alla regolazione che alla pulizia e manutenzione.

### **Impianti a cono rotante**

Sono composti da un impianto di combustione a forma conica invertita, caratterizzato da una rotazione lenta, all'interno della quale viene fatta avvenire una combustione in eccesso d'aria con un rapporto  $\lambda$  compreso tra 1,2 e 1,4. Tali condizioni permettono di ottenere un tempo di accensione decisamente ridotto, nonché un flusso di gas, all'interno della camera di combustione, di tipo rotazionale; garantendo così una buona

miscelazione dei gas combusti con l'aria comburente, si ottiene un buon livello prestazionale ed una corretta separazione delle ceneri volatili. Questo tipo di tecnologia, attraverso la rotazione della camera di combustione, garantisce uniformità tra la biomassa combusta ed incombusta, permettendo, come nel caso degli impianti a griglia mobile, l'utilizzo di un materiale in ingresso al sistema caratterizzato da un contenuto di umidità elevato (max. 65%) e da dimensioni variabili.

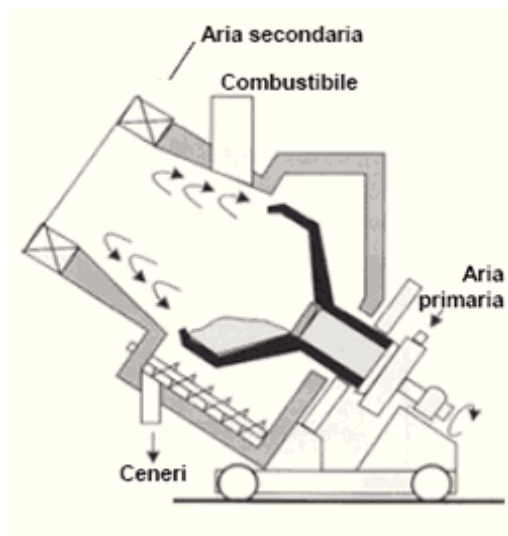


Figura 9 - Schematizzazione impianto a Cono Rotante [Fonte: CORSO DI ENERGIE ALTERNATIVE, Prof. Camporeale Sergio - Ing. De Nigris Donatella]

I pregi sono legati alla possibilità di utilizzare biomasse di diversa natura e con caratteristiche variabili (pezzatura ed umidità) e ad un'efficiente separazione delle ceneri volatili; i difetti sono invece riconducibili ad una maggiore complessità gestionale, sia relativamente alla regolazione che alla pulizia e manutenzione. E' infatti necessario dotare l'impianto di un sistema di avviamento tramite un bruciatore ausiliario e programmare un arresto periodico al fine di rimuovere i grossi agglomerati di ceneri che si formano sulla griglia.

Questo tipo di impianto è caratterizzato da una potenza installabile compresa tra 1 MW fino a 50 MW ed un rendimento di produzione a pieno carico compreso tra il 80 e l'85%.

## Impianti a letto fluido

Sono formati da una camera di combustione cilindrica all'interno della quale viene mantenuto in sospensione un materiale granulare inerte (sabbia o dolomite) attraverso una corrente d'aria ascensionale generata dall'iniezione della stessa attraverso una griglia posta nella parte inferiore del sistema. La biomassa viene iniettata all'interno del letto fluido che, essendo tenuto in continuo movimento, permette un'ottima miscelazione tra il combustibile e il comburente, rappresentato dalla stessa aria necessaria alla sospensione dell'inerte. Questa peculiarità permette un'ottimizzazione della combustione anche con bassi eccessi d'aria ( $\lambda$  compreso tra 1,1 e 1,4), migliorando i rendimenti, il controllo delle emissioni inquinanti e permettendo l'utilizzo di combustibili di differente natura (per esempio legno e paglia).

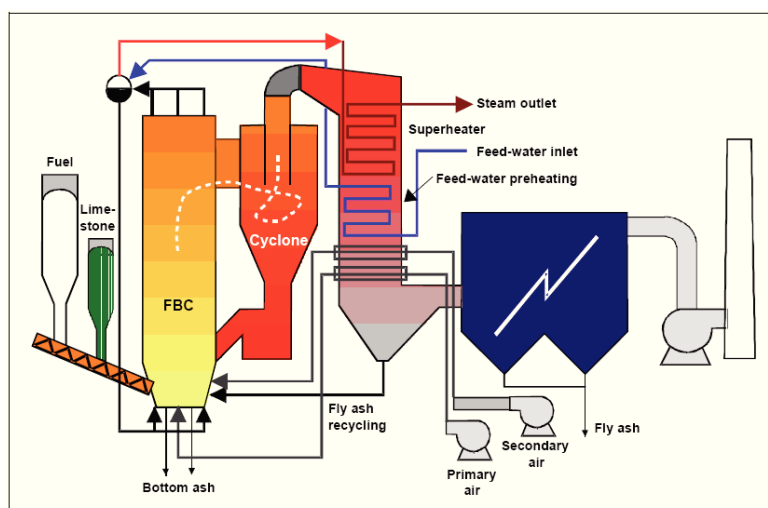


Figura 10 - Schematizzazione impianto a Letto Fluido CFB [Fonte: Reference Document on BAT for Large Combustion Plants, EUROPEAN COMMISSION]

Vi sono due tipologie di impianto a letto fluido: *bollente* (BFB) e *ricircolante* (CFB). La distinzione nasce dal tipo di movimentazione dell'inerte presente all'interno della camera di combustione. Mentre nel primo caso viene esclusivamente mantenuto in sospensione, nel secondo caso viene fatto ricircolare, facendone uscire parte attraverso la testa dell'impianto, separandolo dai gas combustibili e permettendo così una migliore separazione dello stesso da biomasse incombuste ed una maggiore uniformità di temperatura.

I pregi sono legati alla possibilità di utilizzo di biomasse di diversa natura, ad un'ottima efficienza di combustione ed un elevato recupero termico; i difetti sono invece riconducibili ad una maggiore complessità gestionale, alla necessità di dotare l'impianto

di un sistema di avviamento tramite un bruciatore ausiliario, a tempi di accensione decisamente rilevanti (15 ore) e alla necessità di garantire in ingresso al sistema una biomassa di pezzature uniforme.

Questo tipo di impianto è caratterizzato da una potenza installabile compresa tra 20 MW fino a 200 MW ed un rendimento di produzione a pieno carico superiore all'85%.

### ***IMPIANTI PER LA GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA***

Gli impianti di produzione di energia elettrica, utilizzabili con biomasse solide, presenti attualmente sul mercato sono:

- la turbina a vapore
- il ciclo ORC
- il motore a vapore
- il motore Stirling

La scelta tecnologica viene effettuata in base a molteplici condizioni progettuali. Particolarmente vincolanti risultano essere: la quantità e la qualità della biomassa in ingresso nonché le esigenze energetiche del sistema associato. E' infatti di fondamentale importanza sottolineare come in tutti i casi sopra elencati, il rendimento puramente elettrico di tali tecnologie risulti particolarmente basso, mentre è disponibile una buona quantità di calore ottenibile attraverso la cogenerazione. Tale condizione comporta la necessità di valutare attentamente la contestualizzazione di questo tipo di impianti produttivi, nelle vicinanze di potenziali utilizzatori di energia termica: visto infatti il basso rendimento elettrico (15-25%) risulta evidente che, al fine di ottimizzare l'efficienza energetica, sia fondamentale un buon recupero termico.

#### ***Turbina a vapore***

Questo tipo di tecnologia è sicuramente quella caratterizzata da un mercato decisamente consolidato e da una maturità tecnologica tale da poter garantire una buona affidabilità associata ad una discreta semplicità di esercizio. Tale sistema si basa sulla produzione di vapore attraverso un generatore di calore opportuno, usualmente a griglia mobile o a letto fluido, alimentabile attraverso un'ampia varietà di combustibili. Il vapore così generato viene fatto espandere, parzialmente o totalmente, all'interno della turbina,

mettendo così in movimento il rotore e quindi l'alternatore ad esso associato. Al fine di ottimizzare tale ciclo è possibile dotare l'impianto di sistemi di rigenerazione o di risurriscaldamento, tecniche che vengono normalmente installate in impianti di taglia medio-grande atte a migliorare il livello prestazionale del sistema produttivo.

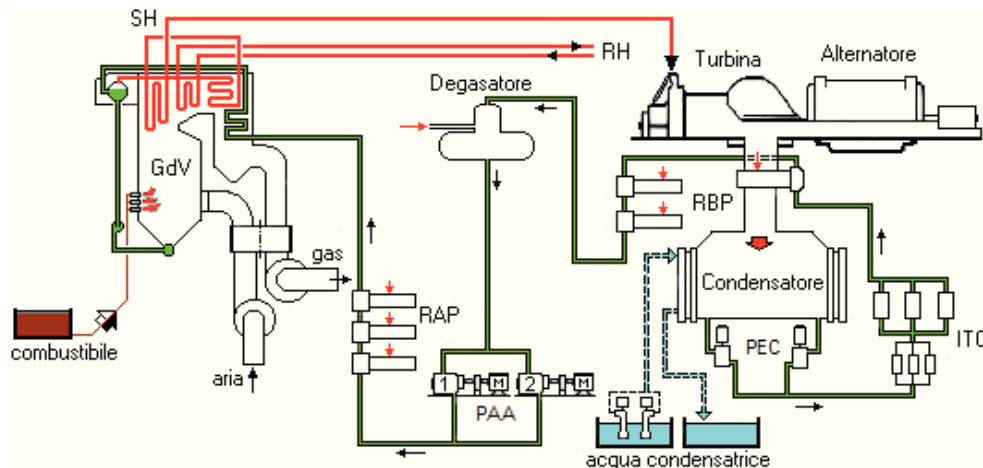


Figura 11 - Schema Impianto con Turbina a Vapore [Fonte: CORSO DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA, Dott. Ing. Carlo Belli, Università Pavia]

Questa tecnologia è particolarmente predisposta per un utilizzo di tipo cogenerativo, in quanto è caratterizzato da una producibilità termica notevolmente superiore a quella elettrica. Il rendimento di conversione elettrico risulta infatti compreso tra il 15 ed il 30% in base alle taglie, alla modalità di sfruttamento nonché dalla tipologia impiantistica. Risulta evidente, quindi, la possibilità di un recupero termico decisamente elevato, in grado di portare il rendimento complessivo del sistema fino a livelli del 85-90%. Tale condizione mette in evidenza come circa il 60-75% di tale indice, sia ottenibile attraverso un completo recupero termico cogenerativo. Per ogni kWh di energia elettrica prodotta, ve ne sono circa 2-3 kWh di energia termica disponibile, recuperabile attraverso la cogenerazione.

E' importante sottolineare come le modalità di gestione operative del sistema siano fortemente condizionate dalla tipologia impiantistica scelta a livello progettuale; le turbine a vapore, infatti, sono differenziabili in base alla modalità del recupero termico: *totale* (a contropressione) o *parzializzabile* (a condensazione e spillamento).

La scelta tra tali tecnologie viene effettuata in base al fabbisogno energetico del sistema a valle della turbina stessa, con particolare riferimento al contestuale utilizzo termico.

La turbina a *contropressione* è infatti caratterizzata da un recupero termico totale, pertanto è caratterizzata da una produzione termica ed elettrica a rapporto costante e quindi necessita di un fabbisogno energetico decisamente uniforme, soprattutto sotto il profilo termico. Qualora sia invece importante svincolare le due forme di energia prodotte, allora risulta maggiormente indicato l'utilizzo di una turbina a *condensazione e spillamento*. Quest'ultima è caratterizzata dalla possibilità di spillare dalla turbina parte del vapore, permettendo quindi l'espansione completa solo ad una parte dello stesso; conseguentemente permette di avere una produzione termico/elettrica variabile in base alle esigenze del sistema.

I pregi principali sono sicuramente l'affidabilità e la maturità impiantistica, l'ampia varietà dei combustibili utilizzabili, un'elevata efficienza complessiva (qualora vi sia un completo recupero termico) e un'ampia variabilità di potenza installabile; i difetti principali sono determinati in particolare dal basso rendimento elettrico, soprattutto per piccole taglie, e, di conseguenza, la possibilità di applicazione solo per potenze superiori ad alcuni MW.

Le BAT (Best Available Techniques), predisposte dalla Commissione Europea, prescrivono per questo tipo di impianti un rendimento elettrico minimo di circa il 20-30%, variabile in base all'efficienza del sistema di generazione di vapore, e un recupero termico minimo pari al 55%. Tali condizioni mettono in evidenza che, per le turbine a vapore, il rendimento globale di impianto, al fine di essere annoverabile tra le migliori tecnologie disponibili, deve essere compreso tra il 75 e il 90% ed il sistema deve essere caratterizzato da un rendimento exergetico complessivo superiore al 45%.

Le caratteristiche principali di questo tipo di sistema sono schematizzabili:

<b>Turbina a Vapore</b>	
Potenze installabili [MWe]	1-800
Rendimento Elettrico	15-30%
Rendimento Termico	0-60%
Rendimento Globale MTD	75-90%
Rapporto En. Termica/En. Elettrica	1-4

### ***Ciclo ORC***

E' da annoverare tra le più innovative e promettenti tecnologie presenti sul mercato, soprattutto per gli impianti cogenerativi di piccola-media taglia (200-2000 kWe). La sigla ORC è l'acronimo di Organic Rankine Cycle, ciò significa che il sistema è basato su un ciclo Rankine a fluido organico. Questo tipo di impianto è formato da un generatore di calore, usualmente a griglia mobile, destinato al riscaldamento di un fluido termovettore quale olio diatermico. A differenza dei sistemi a vapore, l'utilizzo di quest'ultimo necessita dell'installazione di un evaporatore a valle del generatore che permetta il passaggio di calore dall'olio diatermico al fluido organico. In tale ambito, quest'ultimo, riscaldato dal fluido termovettore vaporizza e viene fatto espandere in una turbina assiale mettendo così in movimento il rotore e quindi l'alternatore ad esso associato. Il fluido organico viene poi fatto condensare in uscita della turbina stessa recuperando così il calore in esso contenuto al fine di utilizzarlo come calore di processo in sistemi industriali o all'interno di una rete di teleriscaldamento.

Come nel caso della turbina a vapore, questo impianto è particolarmente predisposto al fine di un utilizzo cogenerativo, in quanto è caratterizzato da una producibilità termica notevolmente superiore a quella elettrica; il rendimento di conversione elettrico risulta infatti compreso tra il 15 ed il 18% in base alle taglie e alla modalità di sfruttamento. Risulta evidente, quindi, che vi è la possibilità di un recupero termico decisamente elevata, in grado di portare il rendimento complessivo del sistema fino a livelli dell'85-95%. E' importante sottolineare come la fase produttiva, operando attraverso un fluido silconico, sia in grado di cedere, attraverso il condensatore, gran parte dell'energia termica di risulta, limitando così le dispersioni termiche. Tale condizione mette in evidenza come circa il 70-80% del rendimento globale d'impianto sia ottenibile attraverso un completo recupero termico cogenerativo. Per ogni kWh di energia elettrica prodotta, ve ne sono circa 1-5 kWh di energia termica disponibile, recuperabile attraverso la cogenerazione.

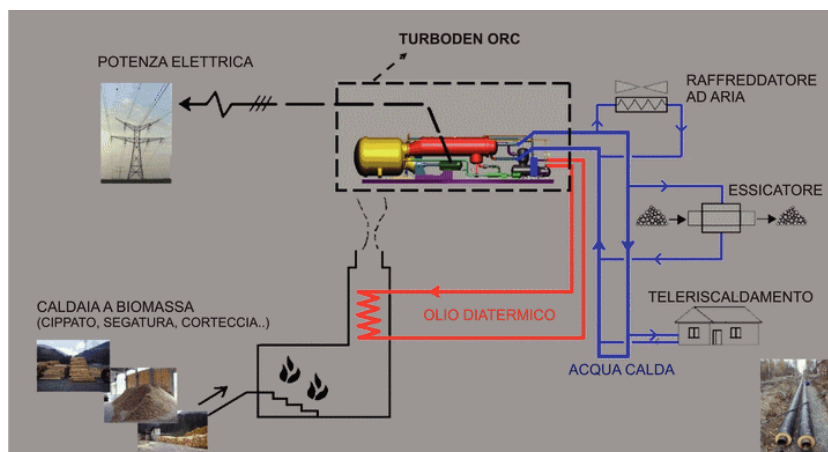


Figura 12 - Schematizzazione impianto ORC (Fonte: Turboden Srl, Brescia)

I pregi principali sono sicuramente un'elevata efficienza complessiva, anche a carichi parziali, qualora vi sia un completo recupero termico; un'ampia varietà di potenzialità installabili su impianti di piccola taglia; la semplicità di regolazione, nonché un minor rischio legato alla bassa pressione di funzionamento del sistema, soprattutto rispetto ai sistemi a vapore; i difetti principali sono determinati in particolare dal basso rendimento elettrico, nonché dalla possibilità di applicazione solo per potenze inferiori ad alcuni MW.

Le BAT (Best Available Techniques), predisposte dalla Commissione Europea, non prescrivono per questo tipo di impianti caratteristiche specifiche, di conseguenza, ai fini autorizzativi, i dati caratteristici di questo impianto dovranno essere paragonati alle migliori tecnologie disponibili sul mercato alla pari delle altre tipologie d'impianto, con particolare riguardo al rendimento complessivo del sistema. Al fine di essere annoverabile tra le migliori tecnologie disponibili, il rendimento dovrà essere compreso tra il 75 e il 90% ed il sistema dovrà essere caratterizzato da un rendimento exergetico complessivo superiore al 45%.

Le caratteristiche principali di questo tipo di sistema sono schematizzabili:

Ciclo ORC	
Potenze installabili [MWe]	0,2-2
Rendimento Elettrico	15-20%
Rendimento Termico	0-80%
Rendimento Globale MTD	75-90%
Rapporto En. Termica/En. Elettrica	1-5

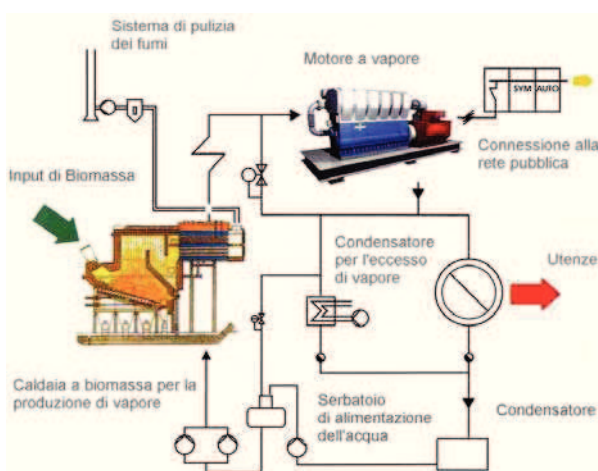


## ***Motore a vapore***

E' da considerarsi come una buona alternativa alla turbina a vapore per gli impianti di piccola taglia. Essendo infatti caratterizzato da potenze installabili decisamente basse (20-1500 kW<sub>e</sub>), permette lo sfruttamento del vapore come fluido termovettore anche in impianti di piccola dimensione. Tale sistema si basa sulla produzione di vapore attraverso un generatore di calore opportuno, usualmente a griglia fissa o mobile, alimentabile attraverso un'ampia varietà di combustibili. Il vapore così generato viene inviato all'interno del motore in grado di lavorare sia in mono che in multistadio, mettendo così in movimento i pistoni, l'albero motore e quindi l'alternatore ad esso associato. Al fine di ottimizzare tale ciclo è possibile dotare tale l'impianto di valvole di by-pass al fine di parzializzare il vapore in ingresso al motore stesso in base alle condizioni di esercizio.

Anche questa tecnologia, come le precedenti, è particolarmente predisposta per un utilizzo di tipo cogenerativo, in quanto è caratterizzato da una producibilità termica notevolmente superiore a quella elettrica. Il rendimento di conversione elettrico risulta infatti compreso tra il 12 ed il 20% in base alla modalità di sfruttamento, dai parametri del vapore in ingresso nonché dalla tipologia impiantistica associata.

Risulta evidente, quindi, che vi è la possibilità di un recupero termico decisamente elevato, in grado di portare il rendimento complessivo del sistema fino a livelli del 85-95%. Tale condizione mette in evidenza come di tale indice, circa il 65-75% sia ottenibile attraverso un completo recupero termico cogenerativo. Per ogni kWh di energia elettrica prodotta, ve ne sono circa 3-4 kWh di energia termica disponibile, recuperabile attraverso la cogenerazione.



**Figura 13 - Schema di funzionamento motore a vapore [Ditta: Spilling Energie Systeme GmbH, Hamburg]**

I pregi principali sono da ricercare in una buona efficienza complessiva anche a carichi parziali qualora vi sia un completo recupero termico; la possibilità di realizzare impianti di piccola taglia; la semplicità di regolazione.

I difetti principali sono determinati in particolare dal vincolo di sfruttamento solo per impianti di piccola taglia e dalla necessità di perfezionare la tecnologia stessa al fine di renderla completamente commerciale.

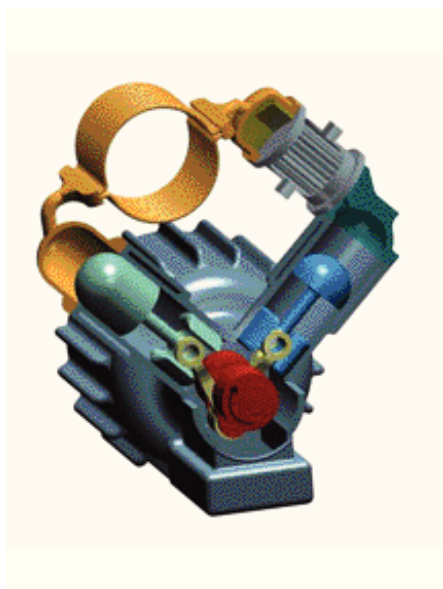
Le BAT (Best Available Techniques), predisposte dalla Commissione Europea, non prescrivono per questo tipo di impianto delle caratteristiche specifiche; di conseguenza, ai fini autorizzativi, i dati caratteristici di questo impianto dovranno essere paragonati alle migliori tecnologie disponibili sul mercato alla pari delle altre tipologie d'impianto, con particolare riguardo al rendimento complessivo del sistema. Al fine di essere annoverabile tra le migliori tecnologie disponibili il rendimento dovrà essere caratterizzato da un buon recupero cogenerativo, pertanto il rendimento globale del sistema dovrà essere compreso tra il 75 e il 90% ed il rendimento exergetico complessivo dovrà essere superiore al 45%.

Le caratteristiche principali di questo tipo di sistema sono schematizzabili:

<b>Motore a Vapore</b>	
Potenze installabili [MWe]	0,02-1,5
Rendimento Elettrico	12-20%
Rendimento Termico	0-80%
Rendimento Globale MTD	75-90%
Rapporto En. Termica/En. Elettrica	1-5

### ***Motore Stirling***

Benché sia stato inventato nel 1816, risulta ancora oggi un'interessante prospettiva per gli impianti di produzione di energia elettrica di piccola taglia. Essendo infatti caratterizzato da potenze installabili decisamente basse (2-100 kWe) è annoverabile tra gli impianti di micro-cogenerazione. Attualmente risultano in esercizio solo alcuni esemplari che risultano quasi dei prototipi, anche se, in prospettiva, questi impianti risultano sicuramente interessanti. Tale sistema produttivo si basa sulla generazione di energia meccanica attraverso la movimentazione di un pistone generata dall'espansione di un gas riscaldato attraverso una fonte di calore esterna al sistema ed alla successiva contrazione a seguito del raffreddamento dello stesso. Attraverso un generatore di calore alimentato a biomassa viene riscaldato un gas (aria o elio) che espandendosi genera il movimento di un pistone. Lo stesso è vincolato, attraverso un opportuno meccanismo associato all'albero motore ed un rigeneratore atto a trasferire il fluido termovettore, ad un pistone complementare messo in movimento attraverso il raffreddamento e quindi la compressione del fluido termovettore stesso. L'alternanza di questi due moti genera la rotazione dell'albero motore e quindi dell'alternatore ad esso associato. Al fine di ottimizzare tale ciclo è possibile utilizzare come fluido termovettore, in alternativa all'aria altri tipi di gas quale ad esempio l'elio.



**Figura 14 - Sezione Motore Stirling [Fonte: Stirling Systems GmbH - Sindelfingen]**

Anche questa tecnologia, come le precedenti, è particolarmente predisposta per un utilizzo di tipo cogenerativo, in quanto è caratterizzata da una producibilità termica

notevolmente superiore a quella elettrica. Il rendimento di conversione elettrico risulta compreso tra il 12 ed il 25% in base alla modalità di sfruttamento nonché dalla tipologia impiantistica associata all'impianto. Risulta evidente, quindi, che vi è la possibilità di un recupero termico decisamente elevato, in grado di portare il rendimento complessivo del sistema fino a livelli del 85- 90%. Tale condizione mette in evidenza come di tale indice, circa il 65-75% sia ottenibile attraverso un completo recupero termico cogenerativo. Per ogni kWh di energia elettrica prodotta, ci sono circa 3-4 kWh di energia termica disponibile, recuperabile attraverso la cogenerazione.

I pregi principali sono sicuramente un'elevata efficienza complessiva anche a carichi parziali qualora vi sia un completo recupero termico, la possibilità di sfruttamento della tecnologia con taglie decisamente basse, l'assenza di valvole ed una struttura molto semplice che ne garantisce un funzionamento continuativo ed una vita utile decisamente elevata; i difetti principali sono determinati in particolare dal basso rendimento elettrico, nonché dalla possibilità di applicazione solo per potenze inferiori ad alcune centinaia di kW.

Le BAT (Best Available Techniques), predisposte dalla Commissione Europea, non prescrivono per questo tipo di impianti delle caratteristiche specifiche; di conseguenza ai fini autorizzativi, i dati caratteristici di quest'impianto dovranno essere paragonati alle migliori tecnologie disponibili sul mercato alla pari delle altre tipologie d'impianto, con particolare riguardo al rendimento complessivo del sistema. Al fine di essere annoverabile tra le migliori tecnologie disponibili il rendimento deve pertanto essere compreso tra il 75 e il 90% ed il sistema deve essere caratterizzato da un rendimento energetico complessivo superiore al 45%.

Le caratteristiche principali di questo tipo di sistema sono schematizzabili:

<b>Motore Stirling</b>	
Potenze installabili [MWe]	0,003-0,1
Rendimento Elettrico	12-25%
Rendimento Termico	0-80%
Rendimento Globale MTD	75-90%
Rapporto En. Termica/En. Elettrica	1-5

## GASSIFICAZIONE

La gassificazione è una tecnica di conversione della biomassa atta a trasformare, attraverso un processo biochimico o termochimico, un combustibile solido in uno gassoso. Lo scopo di tale trasformazione è quello di rendere maggiormente fruibile il potere calorifico contenuto all'interno della biomassa, convertendo la stessa in un combustibile sfruttabile in impianti tecnologici più semplici e caratterizzati da rendimenti elevati. La combustione di un gas, se confrontata con quella di un combustibile solido, risulta infatti decisamente più completa, vista la possibilità di limitare l'eccesso d'aria in camera di combustione, e maggiormente controllabile, con vantaggi sia in fase di regolazione che relativamente alle emissioni in atmosfera. La problematica legata a questo tipo di tecnologia è la necessità di sfruttare parte dell'energia termica al fine di permettere il processo di gassificazione.

Tale processo può essere di duplice natura: *biochimico* o *termochimico*. Nel primo caso la biomassa viene inserita all'interno di un digestore dove sono presenti particolari enzimi, funghi e microrganismi che, in determinate condizioni, contribuiscono a far avvenire le reazioni chimiche atte alla produzione del biogas. Il processo termochimico, invece, prevede la produzione di syngas sottoponendo la biomassa in ingresso al sistema ad una fonte di calore, la quale, in determinate condizioni, fa avvenire le reazioni chimiche necessarie al processo.

La scelta della tipologia di gassificazione dipende sostanzialmente dalle caratteristiche della biomassa disponibile ed in particolare dal rapporto carbonio/azoto e dall'umidità. La reazione biochimica viene utilizzata nel caso di biomassa caratterizzata da un rapporto carbonio/azoto inferiore a 30 ed elevata umidità. A titolo esemplificativo, appartengono a questa categoria buona parte dei prodotti ed i sottoprodotti agricoli come mais, sorgo, ... Viceversa, qualora le caratteristiche della biomassa siano complementari alle precedenti, sarà necessario avvalersi di un processo termochimico: a titolo esemplificativo, saranno assoggettabili a questo tipo di processo la legna e tutte le biomasse lignocellulosiche.

E' utile sottolineare come nell'attuale trattazione, non verranno approfonditi gli aspetti tecnici relativi ai processi biochimici, in quanto questi ultimi saranno oggetto di uno specifico stralcio di piano dedicato.

### ***Processi termochimici***

Il processo di gassificazione termochimico consiste nella produzione di gas di sintesi attraverso la reazione chimica che si sviluppa tra la biomassa ed opportuni reagenti (aria, ossigeno o vapore) in condizioni di elevata temperatura e scarsità di ossigeno. La reazione si compone di tre fasi fondamentali:

1. combustione (ossidazione): tramite la quale viene prodotto il calore necessario al processo
2. pirolisi: decomposizione della biomassa per via termica in assenza di ossigeno
3. riduzione: conversione del carbonio in syngas

Tale procedimento dà origine a due differenti prodotti:

- gas di sintesi o syngas: miscela gassosa composta da metano, monossido di carbonio, anidride carbonica, idrogeno, azoto e altre sostanze contaminanti con percentuali diverse in base al reagente utilizzato;
- char: è la parte solida che rimane alla fine del processo di massificazione; la sua composizione dipende fortemente dalla tipologia del materiale in ingresso ed è costituita prevalentemente da carbonio.

Il syngas così prodotto necessita di un processo di depurazione finalizzato all'ottimizzazione della successiva combustione, nonché al contenimento delle emissioni in atmosfera. La depurazione è necessaria in particolare per limitare la presenza di particolato, mercurio, tar (idrocarburi condensabili) ed altre sostanze acide (COS, H<sub>2</sub>S). Tali elementi, infatti, oltre a limitare la combustione, costituiscono un notevole problema sia relativamente al logorio delle macchine produttive che alla composizione delle emissioni prodotte.

Il syngas sarà caratterizzato da una percentuale di metano strettamente dipendente dal reagente utilizzato. Qualora, infatti sia derivato da una reazione con aria, il contenuto di metano sarà decisamente limitato, dando origine così ad un gas dal basso potere calorifico compreso tra 1,5 e 2 kWh/Nm<sup>3</sup>. Qualora invece il reagente sia ossigeno o vapore, si otterrà un contenuto di metano più elevato, ottenendo così un potere calorifico compreso tra i 3 e 3,5 kWh/Nm<sup>3</sup>.

Allo stato dell'arte attuale vi sono due differenti macrotipologie di gassificatori: a letto fisso ed a letto fluido.

La scelta tecnologica viene effettuata in base a molteplici condizioni progettuali. Particolarmente vincolanti risultano essere: la quantità e la qualità della biomassa in ingresso nonché le esigenze energetiche del sistema associato.

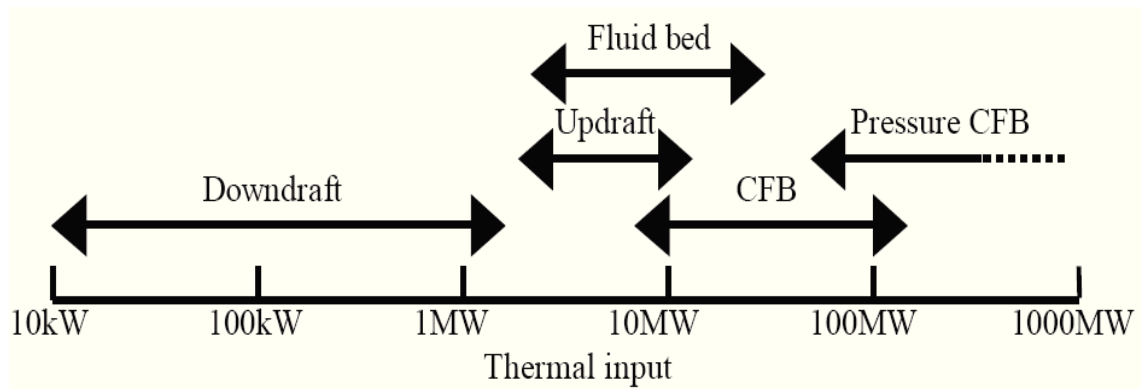


Figura 15 - Range di utilizzazione tecnologie di gassificazione [Fonte: The future for biomass pyrolysis and gasification: status, opportunities and policies for Europe, European Commission]

### **Impianti a letto fisso**

Gli impianti a letto fisso sono quelli caratterizzati da una maggiore semplicità costruttiva e gestionale. Tale tecnologia viene utilizzata per impianti di piccola e media taglia e con biomasse di granulometria varia, ad eccezione di particelle molto fini la cui presenza comporta un maggior rischio di intasamento.

Vi sono tre tipologie di gassificatori a letto fisso:

- *updraft* o controcorrente a tiraggio superiore
- *downdraft* o equicorrente a tiraggio inferiore
- *crossdraft* a tiraggio incrociato

I **gassificatori updraft** sono caratterizzati da un sistema di caricamento della biomassa posto nella parte alta del gassificatore. Il reagente, in questo caso aria, viene insufflato nella parte inferiore attraverso una griglia su cui si dispone la biomassa stessa. Tale conformazione comporta un flusso ascendente che permette all'aria di attraversare tutto il letto di biomassa e, una volta effettuata la reazione, fuoriuscire come syngas nella parte superiore del gassificatore. La definizione di controcorrente nasce dalla modalità complementare di immissione delle biomasse rispettivamente al reagente. Questo tipo di impianti trova applicazione ottimale in sistemi energetici di piccola-media taglia, caratterizzati da una potenza termica massima di 6-8 MWt.

I principali vantaggi di questo tipo di tecnologia sono sicuramente la semplicità costruttiva e gestionale, una buona essiccazione del combustibile ed una buona efficienza. Essendo infatti questo processo caratterizzato da un caricamento del materiale nella parte superiore, al di sopra degli strati soggetti a pirolisi e riduzione, non è sottoposto direttamente alle fasi ossido-riduttive, ma ad una prima fase di essiccazione utile a migliorare l'efficienza globale del sistema.

Il principale difetto è invece rappresentato dalla necessità di un alto livello di depurazione del syngas; questo infatti è caratterizzato da un alto contenuto di tar (idrocarburi incombusti) i quali sono a forte rischio di condensa. E' sicuramente da evitare che tale condizione avvenga all'interno di macchine come turbine o motori endotermici, in quanto ne comprometterebbe il corretto funzionamento. Al fine di ridurre questa criticità, a valle del sistema di gassificazione, deve essere installato un opportuno sistema di depurazione del syngas atto a ridurre la concentrazione di tali prodotti, reintroducendo gli stessi all'interno della zona di riduzione a fine di permetterne un'ulteriore trasformazione in syngas.

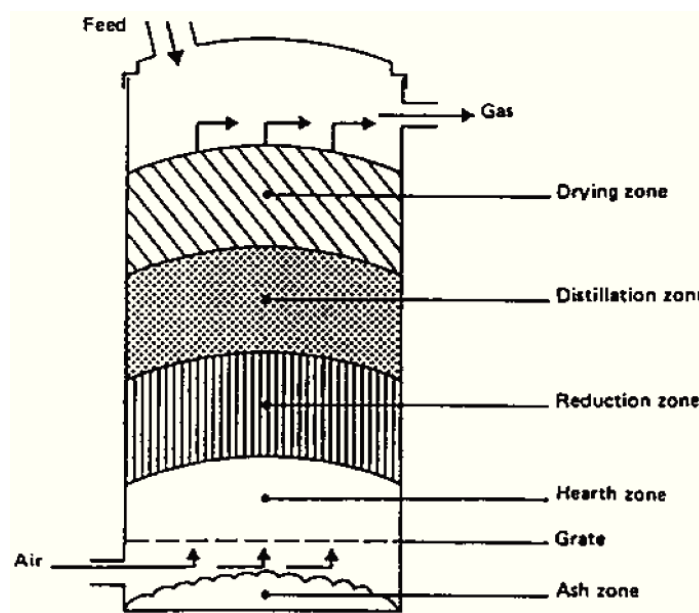


Figura 16 - Schematizzazione gassificatori letto fisso updraft

[Fonte: Dipartimento Ingegneria Elettrica, Università di Padova]

I *gassificatori downdraft* sono caratterizzati da un sistema di caricamento della biomassa posto nella parte alta del gassificatore. Il reagente, in questo caso aria, viene insufflato nella parte inferiore direttamente nella zona di ossidazione attraverso



opportuni ugelli. Questa zona si trova in un punto specifico del reattore dove il diametro si restringe al fine di sostenere il letto di biomassa accumulato nella parte alta del sistema. Tale conformazione, comporta un flusso discendente dell'aria che attraversa esclusivamente la zona di riduzione della biomassa e, una volta effettuata la reazione, fuoriuscire come syngas nella parte inferiore del gassificatore attraverso un'opportuna griglia. La definizione di equicorrente nasce dalla modalità concorde di immissione delle biomasse rispettivamente al reagente. Questo tipo di impianti trova applicazione ottimale in sistemi energetici di piccola taglia, caratterizzati da una potenza termica massima di 1,5-2 MWt.

I principali vantaggi sono sicuramente la semplicità costruttiva e gestionale, una scarsa produzione di tar e una discreta efficienza; questo processo permette infatti di ottimizzare la conversione dei prodotti di pirolisi in elementi volatili (syngas), a riducendo notevolmente la presenza di idrocarburi incombusti (tar). I principali difetti sono invece rappresentati dalla necessità di disporre in ingresso al sistema di una biomassa maggiormente selezionata (pezzatura maggiore e umidità inferiore al 35%) e dalla presenza di una maggior quantità di polveri nel syngas; questo sistema, infatti, rispetto ai gassificatori updraft, non prevede la possibilità di una buona essiccazione della biomassa all'interno del reattore.

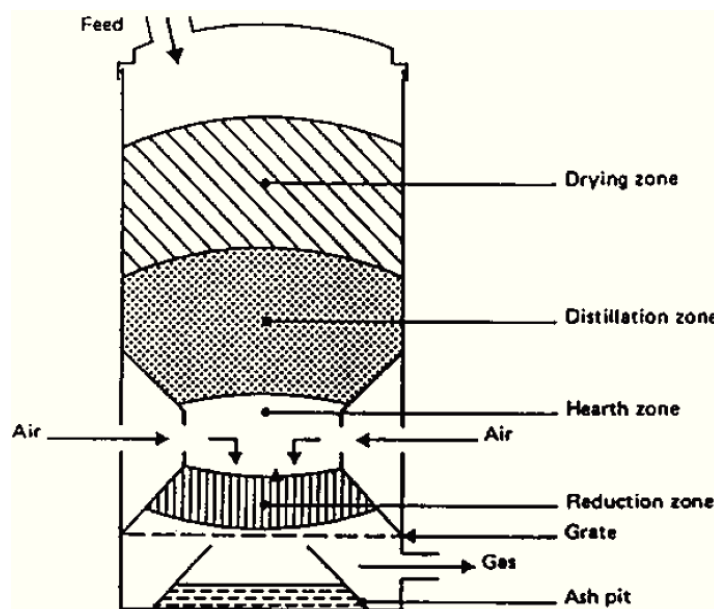


Figura 17 - Schematizzazione gassificatori letto fisso downdraft

[Fonte: Dipartimento Ingegneria Elettrica, Università di Padova]

I *gassificatori crossdraft* sono caratterizzati da un sistema di caricamento della biomassa posto nella parte alta del sistema. Il reagente, in questo caso aria, viene insufflato trasversalmente direttamente nella zona di ossidazione attraverso opportuni ugelli. Tale conformazione, comporta un flusso orizzontale dell'aria che attraversa esclusivamente la zona di riduzione della biomassa e, una volta effettuata la reazione, fuoriuscire come syngas nella parte laterale del gassificatore; questo tipo di impianti trova una sua applicazione ottimale in sistemi energetici di piccola-piccolissima taglia, caratterizzati da una potenza termica massima di 1 MWt.

I principali vantaggi sono sicuramente la semplicità costruttiva e gestionale, la possibilità di applicazione in micro-impianti di cogenerazione (10-20 kWe) e una discreta efficienza; il principale difetto, come nel caso dei gassificatori updraft, è rappresentato dall'alto contenuto di tar (idrocarburi incombusti) all'interno del syngas, i quali sono a forte rischio di condensa. Questo tipo di impianto è infatti caratterizzato da una scarsa capacità di conversione dei tar in idrocarburi leggeri.

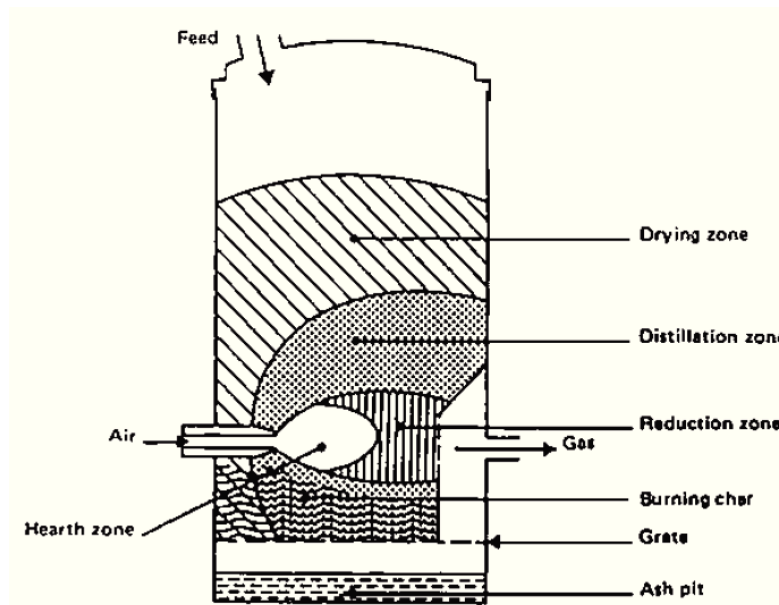


Figura 18 - Schematizzazione gassificatori letto fisso crossdraft

[Fonte: Dipartimento Ingegneria Elettrica, Università di Padova]

### ***Impianti a letto fluido***

Gli impianti a letto fluido sono caratterizzati da una camera di reazione cilindrica all'interno della quale viene mantenuta in sospensione una miscela composta dalla biomassa ed un materiale granulare inerte (sabbia, allumina o ossidi refrattari) tramite una corrente ascensionale generata dall'iniezione di un reagente (aria, ossigeno o vapore) attraverso una griglia posta nella parte inferiore del sistema. La biomassa viene iniettata all'interno del letto fluido che, essendo tenuto in continuo movimento, permette un'ottima uniformità di temperatura nel gassificatore, nonché una buona miscelazione tra la biomassa e il reagente, ottimizzando così la gassificazione stessa, tale tecnologia viene utilizzata per impianti di media e grande taglia e con biomasse di granulometria molto fine.

Allo stato dell'arte attuale vi sono quattro tipologie di gassificatori a letto fluido:

1. a letto fluido bollente (BFB: Bubbling Fluidized Bed)
2. a letto fluido circolante (CFB: Circulating Fluidized Bed)
3. dual bed per gassificazione pirolitica
4. a letto fluido pressurizzato (PFB)

I ***gassificatori a letto fluido bollente*** sono caratterizzati da un sistema di caricamento della biomassa direttamente all'interno del letto fluido. Quest'ultimo, di altezza compresa tra 1 e 2 metri, è tenuto in sospensione dal reagente insufflato nella parte inferiore del reattore e caratterizzato da una velocità minima (0.7 – 2 m/s) necessaria al semplice mantenimento della movimentazione del letto. Al suo interno avvengono tutte le fasi di gassificazione che, essendo caratterizzata da una temperatura elevata, ottiene come risultato la produzione di un syngas con un basso contenuto di tar, ma ricco di particolato. Il syngas, seguendo la corrente ascensionale presente nel reattore, sale verso la parte alta del sistema dove viene estratto e avviato ad un sistema di depurazione. Questo tipo di impianti trova applicazione ottimale in sistemi energetici di medio-grande taglia, caratterizzati da una potenza termica massima di 25-30 MWt.

I principali vantaggi consistono nella scarsa produzione di tar ed in una buona efficienza; vista l'alta velocità di reazione che caratterizza questa tipologia impiantistica, questo processo permette infatti di ottimizzare la conversione dei prodotti di pirolisi in elementi volatili (syngas), riducendo notevolmente la presenza di

idrocarburi incombusti (tar). Tale peculiarità, associata ad un'elevata temperatura di reazione, permette di ottimizzare il rendimento di conversione.

I principali difetti sono invece rappresentati dalla necessità di disporre, in ingresso al sistema, di una biomassa selezionata, dalla presenza di una maggior quantità di polveri nel syngas e di carbonio nelle ceneri; questo sistema infatti, vista l'uniformità di miscelazione tra il reagente e il letto fluido, è caratterizzato dal rischio di una maggiore dispersione del particolato che si forma in camera di reazione.

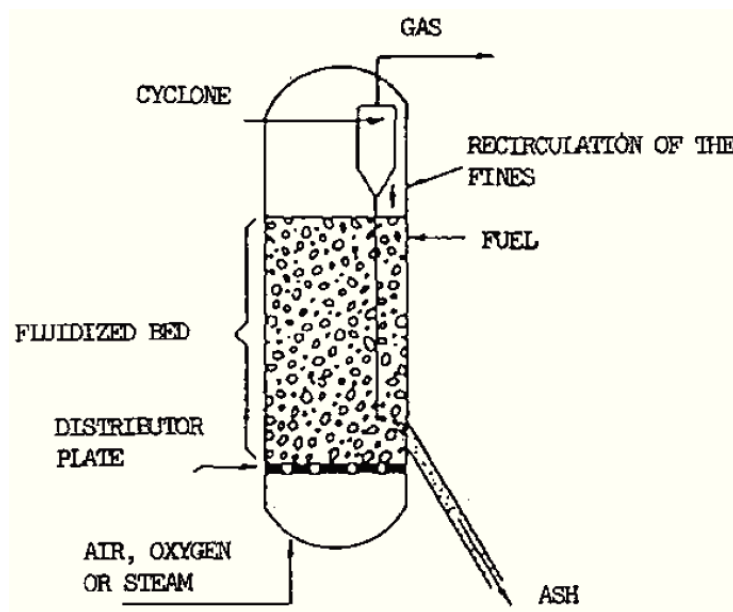


Figura 19 - Schematizzazione gassificatore BFB

[Fonte: Introduzione a gassificazione e purificazione gas di G.Manfrida - Università di Firenze ]

I *gassificatori a letto fluido circolante* sono caratterizzati da un sistema di caricamento della biomassa direttamente all'interno del letto fluido. A differenza del letto fluido bollente, non vi è una stratificazione del processo in due fasi distinte (letto solido e strato di syngas), ma vi è un progressivo passaggio da stato solido a syngas (dal basso verso l'alto) lungo tutta la camera di reazione. Quest'ultima si sviluppa su un'altezza di circa 8 metri dove viene insufflato, nella parte inferiore del reattore, un reagente ad elevata velocità (3-5 m/s). Tale condizione comporta la formazione di una corrente ascensionale molto forte che provoca la fuoriuscita di particelle solide nella parte superiore del reattore insieme al syngas prodotto. La miscela deve quindi essere sottoposta ad una depurazione tramite un filtro a ciclone, il quale permette la

separazione della parte solida che viene reintrodotta e quindi fatta ricircolare all'interno della camera di reazione. All'interno di quest'ultima avvengono tutte le fasi di gassificazione ed, essendo caratterizzata da una temperatura elevata, si ottiene come risultato la produzione di un syngas con un basso contenuto di tar, ma ricco di particolato. Questo tipo di impianti trova applicazione ottimale in sistemi energetici di medio-grande taglia, caratterizzati da una potenza termica massima di 100 MWt.

I principali vantaggi sono sicuramente la scarsa produzione di tar, la possibilità di installazione per potenze anche molto elevate ed una buona efficienza, vista l'alta velocità di reazione che caratterizza questa tipologia impiantistica, questo processo permette infatti di ottimizzare la conversione dei prodotti di pirolisi in elementi volatili (syngas), riducendo notevolmente la presenza di idrocarburi incombusti (tar); tale peculiarità, associata ad un'elevata temperatura di reazione, permette di ottimizzare il rendimento di conversione. I principali difetti sono rappresentati dalla necessità di disporre, in ingresso al sistema di una biomassa selezionata, dall'impossibilità di utilizzare un materiale catalitico come inerte, dalla presenza di una maggior quantità di polveri nel syngas e di carbonio nelle ceneri. Questo sistema infatti, vista l'uniformità di miscelazione tra il reagente e il letto fluido, nonché la turbolenza a cui è sottoposto, è caratterizzato dal rischio di una maggiore dispersione del particolato che si forma nella camera di reazione.

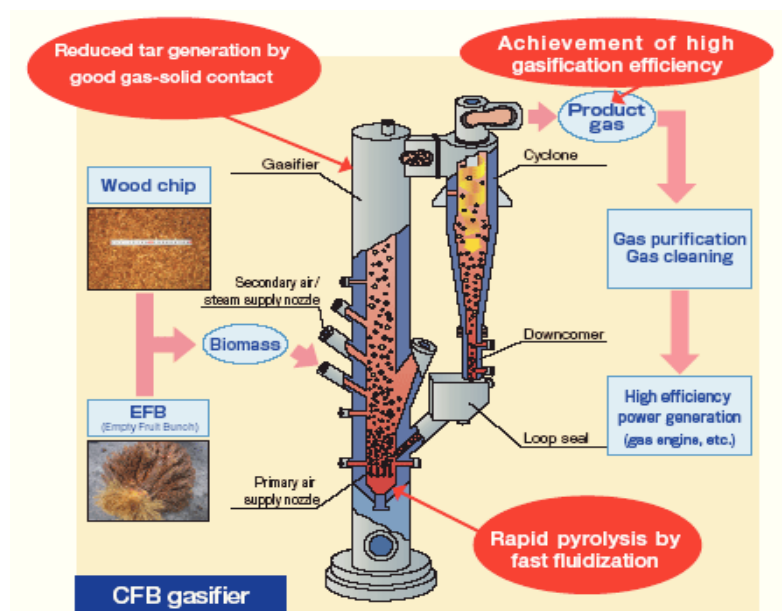


Figura 20 - Schematizzazione gassificatore CFB

[Fonte: JFE R&D Corporation, Kawasaki]

I *gassificatori a dual bed* sono caratterizzati da due impianti a letto fluido comunicanti, uno in cui avviene la gassificazione (di tipo CFB) e l'altro dove avviene esclusivamente la combustione (di tipo BFB o CFB). Tale conformazione permette di utilizzare completamente i sottoprodotti della gassificazione sia volatili (syngas) che solidi (char). All'interno del primo reattore vengono introdotti il vapore (come reagente) e la biomassa (come combustibile) all'interno di un letto fluido riscaldato attraverso la sua ricircolazione all'interno dell'impianto di combustione. Essendo infatti il reattore un impianto di tipo CFB, la parte solida che viene separata dal gas di sintesi, viene fatta ricircolare all'interno del sistema. A differenza di un impianto tradizionale, però, prima di essere reintrodotti nel reattore, il char e l'inerte separati attraverso l'impianto a ciclone sono immessi in un impianto di combustione a letto fluido alimentato dagli stessi (come combustibile) e da aria (come reagente). Questo passaggio a valle del sistema di gassificazione, permette di bruciare il char ancora ricco di carbonio e allo stesso tempo fornire il calore necessario all'inerte al fine di far avvenire la reazione nel gassificatore. Questo tipo di impianti trova applicazione ottimale in sistemi energetici di grande taglia, caratterizzati da una potenza termica massima di 200 MWt.

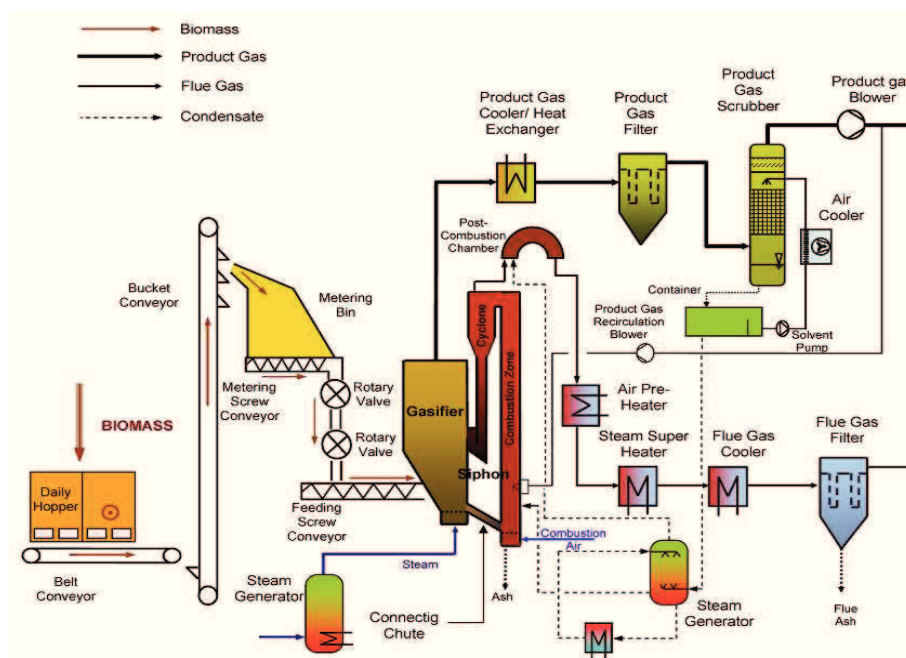


Figura 21 – Schematizzazione impianto dual bed [Fonte: Pröll, Tobias; Rauch, Reinhard; Aichernig, Christian; and Hofbauer, Hermann (2007) "Fluidized Bed Steam Gasification of Solid Biomass - Performance Characteristics of an 8 MWth Combined Heat and Power Plant," International Journal of Chemical Reactor]

I principali vantaggi sono sicuramente l'elevata efficienza, la possibilità di installazione per potenze anche molto elevate ed un completo sfruttamento dei sottoprodotti di massificazione; l'utilizzo del vapore come reagente, nonché il recupero energetico derivato dalla combustione del char, permette di ottenere in uscita un syngas caratterizzato da un buon potere calorifico (3-3.5 kWh/Nmc).

I principali difetti sono da ricercare nella complessità del sistema ed in un elevato contenuto di tar nel syngas prodotto.

I ***gassificatori a letto fluido pressurizzato*** sono caratterizzati dalla produzione di syngas ad alta pressione. A differenza degli altri impianti a letto fluido, non vi è la necessità di comprimere il gas in uscita, in quanto lo scopo è quello di sfruttare direttamente il combustibile attraverso una turbina a gas od un ciclo combinato in uscita dal sistema (IGCC System). Questo tipo di impianto è, infatti, caratterizzato da un gassificatore a letto fluido la cui reazione avviene in un ambiente pressurizzato (circa 10-100 atm).

Il syngas così prodotto è caratterizzato da una maggiore compressione e quindi da una densità energetica decisamente superiore alle altre tipologie di impianti a letto fluido. Alla luce di ciò, lo stesso può essere sfruttato direttamente all'interno di sistemi di produzione energetica senza ulteriori trattamenti, ad eccezione della depurazione. Questa fase deve essere seguita con particolare attenzione, in quanto nelle condizioni sopra esposte vi è una presenza di tar abbastanza rilevante all'interno del gas di sintesi, che deve essere rimossa prima dello sfruttamento energetico. Questo tipo di impianti trova applicazione ottimale in sistemi energetici di grande taglia, caratterizzati da una potenza termica superiore a 50 MWt.

I principali vantaggi sono rappresentati dalla possibilità di installazione per potenze anche molto elevate e sono caratterizzati da un'ottima efficienza; l'accoppiamento a cicli combinati o turbine a gas, senza la necessità di compressione, permette di ottimizzare i rendimenti globali di impianto.

I principali difetti sono invece rappresentati dalla difficoltà di alimentazione del sistema, dalla difficoltà gestionale nonché dalla necessità di buoni livelli di depurazione del syngas prodotto.

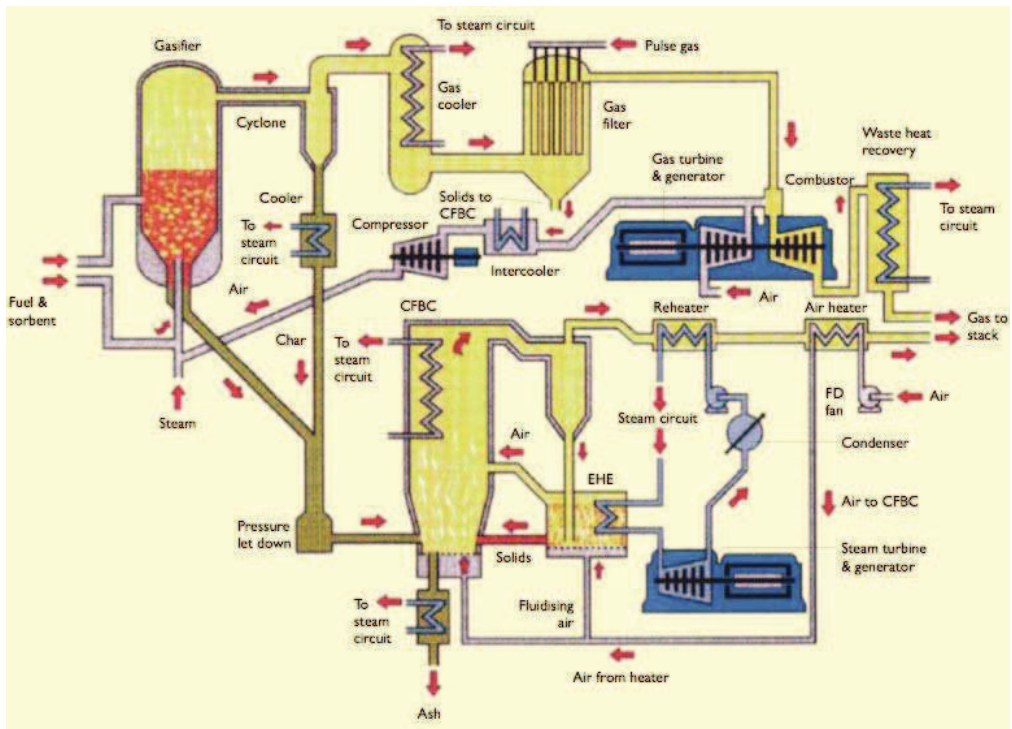


Figura 22 - Schematizzazione impianto IGCC con gassificatore PFB

[Fonte: Dispense Processi energetici Alternativi, Università di Pisa]



## ***IMPIANTI PER LA GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA***

Gli impianti di produzione di energia elettrica, alimentati a biogas o syngas, presenti attualmente sul mercato sono:

- motore alternativo
- turbina a gas
- ciclo combinato
- microturbina

La scelta tecnologica viene effettuata in base a molteplici condizioni progettuali. Particolarmente vincolanti risultano essere: la qualità del gas prodotto attraverso la gassificazione nonché le esigenze energetiche del sistema associato. E' infatti di fondamentale importanza sottolineare come in tutti i casi sopra elencati, oltre alla produzione di energia elettrica, sia disponibile una buona quantità di calore sfruttabile attraverso la cogenerazione. Tale condizione comporta la necessità di valutare attentamente la contestualizzazione di questo tipo di impianti produttivi, nelle vicinanze di potenziali utilizzatori di energia termica. E' evidente che, al fine di ottimizzare l'efficienza energetica complessiva di macchine caratterizzate da un rendimento elettrico del 25-45%, sia fondamentale un buon recupero termico.

### ***Motore endotermico - Ciclo Otto***

Questo tipo di tecnologia è da considerarsi una buona soluzione per gli impianti di piccola-media taglia: essendo infatti caratterizzato da potenze unitarie variabili tra 20-7000 kW<sub>e</sub>, nonché essendo particolarmente adattabile a funzionamenti di tipo modulare, permette l'utilizzazione in impianti di dimensione variabile. Tale sistema produttivo si basa sulla combustione del gas direttamente all'interno del motore, evitando di fatto una fase di combustione esterna al sistema, atta a movimentare i pistoni, l'albero motore e quindi l'alternatore ad esso associato. I gas combusti, prodotti dal sistema, sono caratterizzati da un alta temperatura (400-550 °C) e possono essere inviati ad un opportuno sistema in grado di permettere il recupero dell'energia termica in essi contenuta. Quest'ultima rappresenta circa il 50% del calore recuperabile dai motori alternativi, la restante parte può essere recuperata attraverso l'acqua di raffreddamento, l'olio di lubrificazione e l'aria di sovralimentazione.

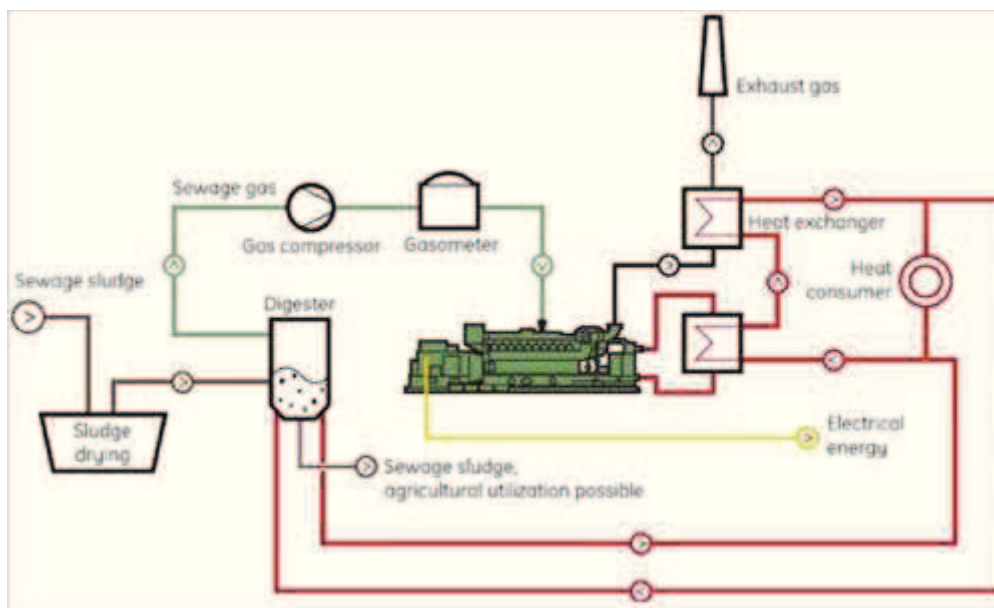


Figura 23 - Schematizzazione impianto con motore endotermico [Fonte: GE Jenbacher energy]

Questo tipo di tecnologia è particolarmente predisposta ad un utilizzo di tipo cogenerativo in quanto è caratterizzata da un potenziale recupero termico decisamente rilevante. Il rendimento di conversione elettrico risulta infatti compreso tra il 35 ed il 45% in base alla modalità di sfruttamento, ai parametri del gas in ingresso nonché alla tipologia impiantistica associata all'impianto. Risulta evidente, quindi, che vi è la possibilità di un recupero termico in grado di portare il rendimento complessivo del sistema fino a livelli del 75- 85%, di cui circa il 40-50% ottenibile attraverso un completo recupero termico cogenerativo.

I pregi principali sono sicuramente una buona efficienza elettrica e complessiva anche a carichi parziali, la possibilità di realizzare impianti di taglia variabile e la semplicità di regolazione; i difetti principali consistono in particolare nella produzione di calore caratterizzata da temperature non sfruttabili in sistemi ad alta temperatura (produzione vapore) e da un'elevata produzione di ossidi di azoto.

Le BAT (Best Available Techniques), predisposte dalla Commissione Europea, prescrivono per questo tipo di impianti un rendimento elettrico minimo di circa il 35-45% e un recupero termico minimo pari al 40%. Tali condizioni mettono in evidenza come per i motori a gas il rendimento globale di impianto, al fine di essere annoverabile tra le migliori tecnologie disponibili debba essere compreso tra il 75 e il 90% ed il

sistema debba essere caratterizzato da un rendimento exergetico complessivo superiore al 46%.

Le caratteristiche principali di questo tipo di sistema sono schematizzabili:

<b>Motore a Gas</b>	
Potenze installabili [MWe]	0,02-7
Rendimento Elettrico	30-45%
Rendimento Termico	0-45%
Rendimento elettrico MTD	35-45%
Rendimento Globale MTD	75-90%
Rapporto En. Termica/En. Elettrica	1

### ***Turbina a gas***

Questo tipo di tecnologia viene considerata una buona soluzione impiantistica per gli impianti di media grande taglia (2-100 MWe); tale sistema produttivo si basa sulla combustione del gas direttamente all'interno della turbina, utilizzando come comburente aria precedentemente compressa. Il prodotto di tale combustione viene quindi fatto espandere all'interno della turbina stessa, che trasforma l'energia in essi contenuta in energia meccanica, mettendo così in movimento il rotore e quindi l'alternatore ad esso associato. I gas combusti, prodotti dal sistema, sono caratterizzati da un'alta temperatura (450-500 °C) e possono essere inviati ad un opportuno sistema in grado di permettere il recupero dell'energia termica in essi contenuta. Quest'ultima rappresenta la quasi totalità del calore recuperabile dalle turbine a gas.

Questa tecnologia è particolarmente utilizzata per un utilizzo di tipo cogenerativo, in quanto è caratterizzata da un potenziale recupero termico decisamente rilevante. Il rendimento di conversione elettrico risulta infatti compreso tra il 30 ed il 45% in base alla modalità di sfruttamento, ai parametri del gas in ingresso nonché alla tipologia impiantistica associata all'impianto. Risulta evidente, quindi, che vi è la possibilità di un recupero termico in grado di portare il rendimento complessivo del sistema fino a livelli del 80- 85%, di cui circa il 50-55% ottenibile attraverso un completo recupero termico cogenerativo. Va inoltre sottolineato come a questo tipo di tecnologia sia possibile

associare uno stadio di post-combustione, il cui comburente è rappresentato dai gas esausti, che, essendo ancora ricchi di ossigeno, permettono di incrementare la produzione di energia termica dell'impianto.

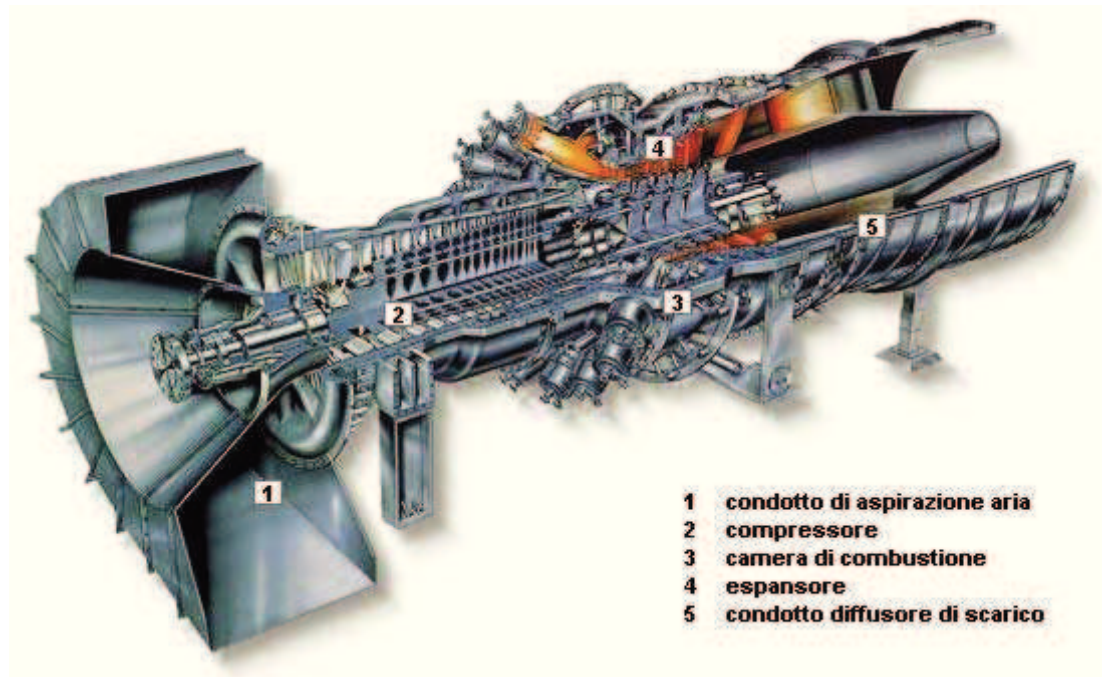


Figura 24 - Schematizzazione turbina a gas

[Fonte: CORSO DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA, Dott. Ing. Carlo Belli, Università Pavia]

I pregi principali sono rappresentati da una buona efficienza elettrica e complessiva, dalla semplicità di gestione e dalla flessibilità di sfruttamento dell'energia termica anche grazie all'ausilio della post-combustione; i difetti principali sono determinati in particolare dalla scarsa flessibilità nella produzione di energia elettrica e un alto livello di depurazione del gas introdotto.

Le BAT (Best Available Techniques), predisposte dalla Commissione Europea, prescrivono per questo tipo di impianti un rendimento elettrico minimo di circa il 32-38% e un recupero termico minimo pari al 40%. Tali condizioni mettono in evidenza come per le turbine a gas il rendimento globale di impianto, al fine di essere annoverabile tra le migliori tecnologie disponibili deve essere compreso tra il 78 e il 80% ed il sistema deve essere caratterizzato da un rendimento exergetico complessivo superiore al 55%.

Le caratteristiche principali di questo tipo di sistema sono schematizzabili in:

<b>Turbina a Gas</b>	
Potenze installabili [MWe]	2-50
Rendimento Elettrico	30-40%
Rendimento Termico	0-45%
Rendimento elettrico MTD	32-38%
Rendimento Globale MTD	78-80%
Rapporto En. Termica/En. Elettrica	1-1,5

### ***Ciclo combinato***

Questo tipo di tecnologia è da considerarsi una buona soluzione impiantistica per gli impianti di grande taglia (50-800 MWe). Tale sistema si basa sulla produzione di energia elettrica attraverso la movimentazione di due alternatori associati ad altrettante turbine, una a gas ed una a vapore, tra loro interconnesse. L'interconnessione avviene grazie all'apposizione di una caldaia recupero che, alimentata dai gas combusti della turbina a gas, produce il vapore necessario per alimentare la seconda turbina. I gas combusti, prodotti dal sistema a gas, sono caratterizzati da un'alta temperatura (450-600 °C) e possono essere inviati ad un generatore di vapore a recupero in grado di permettere la produzione di vapore necessaria ad alimentare una turbina a vapore appositamente dimensionata.

Questo tipo di tecnologia può essere caratterizzata da due assetti tecnici completamente differenti: esclusiva *produzione elettrica* e *produzione cogenerativa*. Qualora il ciclo sia predisposto per la sola produzione di energia elettrica, il rendimento di conversione sarà dell'ordine del 50-60%, in base alla modalità di sfruttamento e ai parametri del gas in ingresso. Qualora sia invece impostata al fine di un utilizzo di tipo cogenerativo, il rendimento di conversione elettrico risulterà compreso tra il 35 ed il 50% in base alla modalità di sfruttamento, ai parametri del gas in ingresso nonché alla tipologia impiantistica associata all'impianto. Risulta evidente, quindi, che vi è la possibilità di un recupero termico, in grado di portare il rendimento complessivo del sistema fino a

livelli del 80- 85%. Tale condizione mette in evidenza, come di tale indice, circa il 45-50% sia ottenibile attraverso un completo recupero termico cogenerativo. Va inoltre sottolineato come a questo tipo di tecnologia sia possibile associare uno stadio di post-combustione, il cui comburente è rappresentato dai gas esausti, che, essendo ancora ricchi di ossigeno, permettono di incrementare la produzione di energia termica dell'impianto.

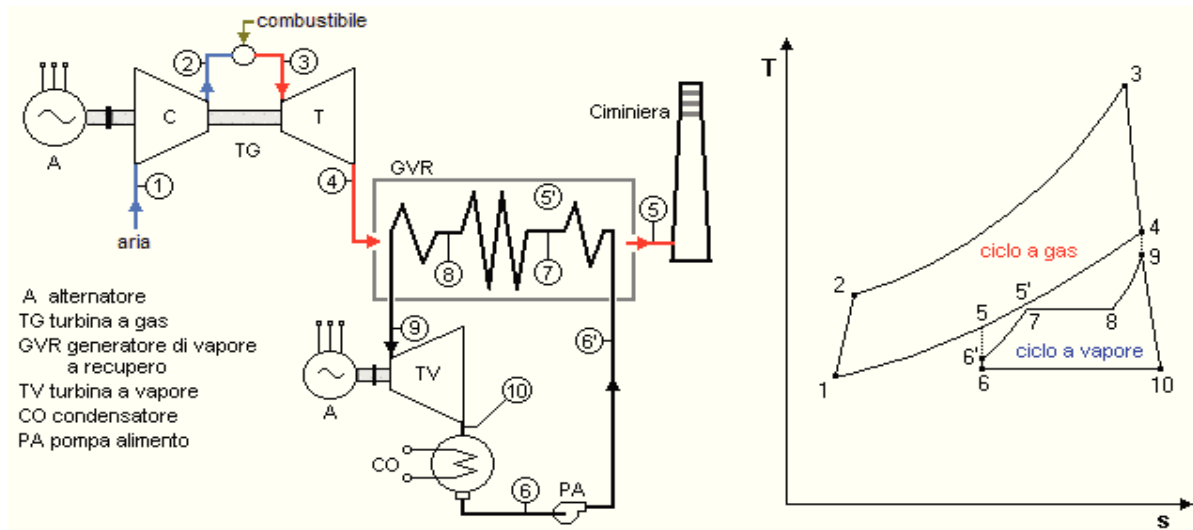


Figura 25 - Schema Impianto Ciclo Combinato

[Fonte: CORSO DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA, Dott. Ing. Carlo Belli, Università Pavia]

I pregi principali sono sicuramente l'ottima efficienza elettrica e complessiva, la flessibilità di sfruttamento dell'energia termica anche grazie all'ausilio della post-combustione; i difetti principali sono determinati in particolare dalla necessità di potenze rilevanti al fine di giustificare questo tipo di tecnologia e un alto livello di depurazione del gas introdotto.

Le BAT (Best Available Techniques), predisposte dalla Commissione Europea, prescrivono per questo tipo di impianti un rendimento elettrico minimo di circa il 35-50% e un recupero termico minimo pari al 40%. Tali condizioni mettono in evidenza come per le turbine a gas il rendimento globale di impianto, al fine di essere annoverabile tra le migliori tecnologie disponibili debba essere compreso tra il 75 e il 85% ed il sistema debba essere caratterizzato da un rendimento exergetico complessivo superiore al 54%.

Le caratteristiche principali di questo tipo di sistema sono schematizzabili in:

<b>Ciclo Combinato</b>	
Potenze installabili [MWe]	20-800
Rendimento Elettrico	35-50%
Rendimento Termico	0-50%
Rendimento elettrico MTD	35-50%
Rendimento Globale MTD	75-85%
Rapporto En. Termica/En. Elettrica	1-1,5

### ***Microturbine***

Questo tipo di tecnologia è da considerarsi una buona soluzione per gli impianti di piccola taglia, essendo caratterizzata da potenze unitarie variabili tra 30-800 kWe. Alla pari di una turbina a gas di grande dimensione, tale sistema produttivo si basa sulla combustione del gas direttamente all'interno della microturbina, utilizzando come comburente aria precedentemente compressa. Il prodotto di tale combustione viene quindi fatto espandere all'interno della turbina stessa che trasforma l'energia in essa contenuta in energia meccanica, mettendo così in movimento il rotore e quindi l'alternatore ad esso associato. I gas combusti, prodotti dal sistema, sono caratterizzati da un'alta temperatura (450-500 °C) e possono essere inviati ad un opportuno sistema in grado di permettere il recupero dell'energia termica in essi contenuta. Quest'ultima rappresenta la quasi totalità del calore recuperabile dalle microturbine.

Questo tipo di tecnologia è particolarmente predisposta ad un utilizzo di tipo cogenerativo in quanto è caratterizzata da un potenziale recupero termico decisamente rilevante. Il rendimento di conversione elettrico risulta infatti compreso tra il 25 ed il 35% in base alla modalità di sfruttamento, ai parametri del gas in ingresso nonché alla tipologia impiantistica associata all'impianto. Risulta evidente, quindi, che vi è la possibilità di un recupero termico, in grado di portare il rendimento complessivo del sistema fino a livelli del 80- 85%. Tale condizione mette in evidenza come di tale indice, circa il 45-65% sia ottenibile attraverso un completo recupero termico cogenerativo. Per ogni kWh di energia elettrica prodotta ve ne sono circa due di energia termica disponibile, recuperabile attraverso la cogenerazione.

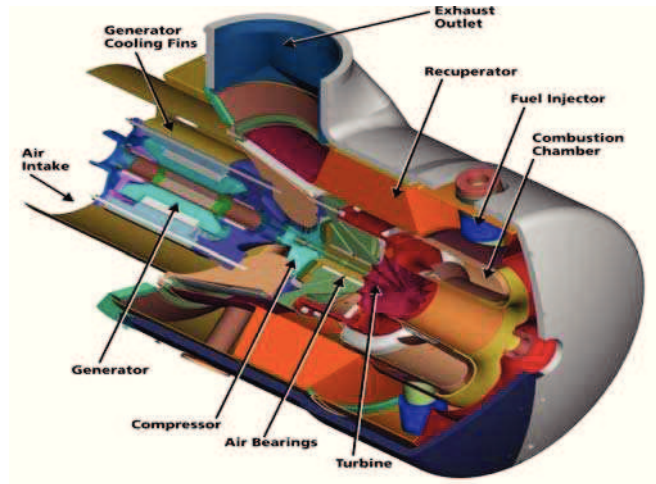


Figura 26 - Schematizzazione microturbina [Fonte: CAPSTONE, Chatsworth]

I pregi principali di questo tipo di tecnologia sono sicuramente una buona efficienza complessiva, l'affidabilità gestionale e la ridotta concentrazione di inquinanti nei gas di scarico come ossidi di azoto e polveri; i difetti principali di questo tipo di tecnologia sono determinati in particolare dalla scarsa flessibilità nella produzione di energia elettrica e un alto livello di depurazione del gas introdotto.

Le BAT (Best Available Techniques), predisposte dalla Commissione Europea, non prescrivono per questo tipo di impianti delle caratteristiche specifiche. Di conseguenza ai fini autorizzativi, i dati caratteristici di quest'impianto dovranno essere paragonati alle migliori tecnologie disponibili sul mercato alla pari delle altre tipologie d'impianto, con particolare riguardo al rendimento complessivo del sistema. Al fine di essere annoverabile tra le migliori tecnologie disponibili quest'ultimo dovrà pertanto essere compreso tra il 75 e il 85% ed il sistema debba essere caratterizzato da un rendimento exergetico complessivo superiore al 45%.

Le caratteristiche principali di questo tipo di sistema sono schematizzabili in:

Microturbine	
Potenze installabili [kWe]	20-800
Rendimento Elettrico	25-35%
Rendimento Termico	0-60%
Rendimento Globale MTD	75-85%
Rapporto En. Termica/En. Elettrica	1-2



## COMBUSTIBILI LIQUIDI

La produzione di combustibili liquidi da biomasse è particolarmente indicata per tutte le colture di tipo oleaginoso (mais, colza, palma) o zuccherino e amidaceo (canna da zucchero, barbabietole). Queste ultime, se opportunamente trattate, possono dare origine ad un combustibile liquido facilmente utilizzabile all'interno di sistemi per la produzione di energia elettrica ed in particolare a motori alternativi.

La combustione di un prodotto liquido, se confrontata a quella del solido, risulta decisamente più completa, nonché caratterizzata da un livello prestazionale più elevato; la problematica legata a questo tipo di tecnologia è relativa al controllo delle emissioni in atmosfera e alla modalità di derivazione del combustibile stesso.

Il processo di produzione di un combustibile liquido da biomassa può essere di duplice natura: *spremitura* (associabile ad un'esterificazione) e *fermentazione alcolica*; nel primo caso la biomassa subisce un trattamento puramente meccanico di spremitura ottenendo così, senza l'utilizzo di solventi, olio vegetale, che è utilizzabile ai fini energetici tal quale, oppure può essere sottoposto ad un ulteriore trattamento di transesterificazione ottenendo così biodiesel. La fermentazione alcolica è invece un processo di trasformazione biochimica dell'amido/glucosio, contenuto nella biomassa di origine vegetale, in etanolo, attraverso l'azione di microrganismi.

La scelta della tipologia di processo da utilizzare dipende sostanzialmente dalle caratteristiche della biomassa disponibile: si utilizza il procedimento di spremitura per le biomasse oleaginose, mentre sono sottoposte alla fermentazione alcolica le biomasse zuccherine. Per la produzione di energia elettrica il prodotto maggiormente utilizzato è l'olio vegetale all'interno di motori a ciclo diesel; il biodiesel trova invece applicazione in particolare nel settore trasporti e all'interno di impianti termici.

### ***Motore endotermico – Ciclo diesel***

È una buona soluzione per impianti di piccola-media taglia; essendo infatti caratterizzato da potenze unitarie variabili tra 20-10'000 kWe, ed essendo particolarmente adattabile a funzionamenti di tipo modulare, permette l'utilizzazione in impianti di dimensione variabile. Tale sistema produttivo si basa sulla combustione dell'olio direttamente all'interno del motore, evitando di fatto una fase di combustione esterna al sistema, atta a movimentare i pistoni, l'albero motore e quindi l'alternatore ad esso associato. I gas combusti, prodotti dal sistema, sono caratterizzati da un'alta

temperatura (400-550 °C) e possono essere inviati ad un opportuno sistema in grado di permettere il recupero dell'energia termica in essi contenuta. Quest'ultima rappresenta circa il 50% del calore recuperabile dai motori alternativi, la restante parte potrà essere recuperata attraverso l'acqua di raffreddamento, l'olio di lubrificazione e l'aria di sovralimentazione.

Questa tecnologia è particolarmente predisposta per un utilizzo di tipo cogenerativo, in quanto è caratterizzato da un potenziale recupero termico decisamente rilevante. Il rendimento di conversione elettrico risulta compreso tra il 40 ed il 45% in base alla modalità di sfruttamento, ai parametri dell'olio in ingresso. Risulta evidente, quindi, che vi è la possibilità di un recupero termico, in grado di portare il rendimento complessivo del sistema fino a livelli del 75- 85%. Tale condizione evidenzia come di tale indice, circa il 35-45% sia ottenibile attraverso un completo recupero termico cogenerativo.

I pregi principali sono una buona efficienza elettrica e complessiva, anche a carichi parziali, la possibilità di realizzare impianti di taglia variabile e la semplicità di regolazione; di contro i principali difetti riguardano la produzione di calore caratterizzata da temperature non sfruttabili in sistemi ad alta temperatura (130-150°C), un'elevata produzione di ossidi di azoto e particolato ed il rischio di formazione di emissioni odorigene moleste.

Le BAT (Best Available Techniques), predisposte dalla Commissione Europea, prescrivono per gli impianti alimentati a combustibile liquido un rendimento elettrico minimo di circa il 40-45% e un recupero termico minimo pari al 35%. Tali condizioni mettono in evidenza come per i motori alimentati a olio vegetale il rendimento globale di impianto, al fine di essere annoverabile tra le migliori tecnologie disponibili debba essere compreso tra il 75 e il 90%.

Le caratteristiche principali di questo tipo di sistema sono schematizzabili in:

<b>Motore ciclo Diesel</b>	
Potenze installabili [MWe]	0,02-10
Rendimento Elettrico	38-45%
Rendimento Termico	0-45%
Rendimento elettrico MTD	40-45%
Rendimento Globale MTD	75-90%
Rapporto En. Termica/En. Elettrica	1

## **CENNI SULLE TECNOLOGIE RELATIVE AGLI IMPIANTI DI ABBATTIMENTO DELLE EMISSIONI**

Gli impianti di abbattimento per le emissioni connesse all'utilizzo energetico delle biomasse, siano esse sotto forma di solido, di liquido o di gas, sono caratterizzati da una grande varietà sia nei principi chimico-fisici utilizzati per la depurazione, sia per quanto riguarda prestazioni di abbattimento e costi. Molto spesso, la scelta di una certa tecnologia di abbattimento viene dettata dai livelli emissivi che i limiti di norma, per la determinata categoria di impianto o eventuali vincoli di bilancio ambientale, possono imporre. Nel seguito, verranno accennate le caratteristiche tecnico-costruttive, le prestazioni di contenimento, i pro ed i contro delle principali tecniche e tecnologie di abbattimento applicabili al settore dell'utilizzo energetico delle biomasse. È importante comunque sottolineare come le emissioni di questo tipo di impianti dipendano fortemente dalla composizione del combustibile, dai trattamenti effettuati sui fumi e, a parte le emissioni di ossidi di azoto, più limitatamente dalla taglia dell'impianto.

### ***Le polveri***

Per la depolverazione dei gas in uscita dagli impianti di combustione nuovi ed esistenti a biomassa solida, vengono considerati in genere come BAT i filtri a tessuto (FF) ed i precipitatori elettrostatici (ESP), rimanendo i filtri a tessuto l'opzione preferibile in base alla maggiore efficienza di abbattimento. I cicloni ed i collettori meccanici da soli non sono considerati BAT per i grandi impianti di combustione, ma possono essere usati come fase preliminare di pulizia lungo il condotto di scarico dei gas. Una sintesi delle migliori tecnologie disponibili per la depolverazione e dei livelli di emissione ad esse connesse è riportata nella Tabella 1, tratta dal capitolo 5 "Tecniche di combustione per biomassa e torba" del documento BREF sui grandi impianti di combustione; da notare che, ai fini del presente elaborato, il riferimento alle potenze nominali dell'impianto non risulta di particolare significato in quanto la prestazione emissiva richiesta va definita in sede progettuale in funzione dei limiti imposti dalle norme tecniche e di pianificazione vigenti. I livelli associati di polveri tengono in considerazione la necessità di ridurre le emissioni di particelle fini ( $PM_{10}$  e  $PM_{2,5}$ ), di minimizzare quelle dei metalli pesanti e di

altri micro-inquinanti, poiché questi tendono ad accumularsi specialmente nelle particelle di polvere più fini.

I livelli di emissione associati, secondo le BAT, sono basati sulle prestazioni medie giornaliere, alle condizioni standard, con un tenore di ossigeno nei fumi anidri del 6% e rappresentano una situazione di carico tipico. I periodi di inizio e di interruzione delle operazioni di conduzione come pure le operazioni di pulizia del condotto di scarico dei gas ed i valori di picco di breve durata, potenzialmente più alti, devono essere tenuti in debita considerazione.

**Tabella 2 - BAT per la depolverazione dei gas in uscita dagli impianti di combustione  
a biomassa e a torba**

Capacity (MW <sub>th</sub> )	Dust-emission level (mg/Nm <sup>3</sup> )		BAT to reach these levels	Monitoring	Applicability	Comments
	New plants	Existing plants				
50 – 100	5 – 20	5 – 30	FF/ESP	Continuous	New and existing plants	The reduction rate associated with the use of a fabric filter is considered to be 99.95 % or higher and is, therefore, considered as the first BAT choice for dedusting biomass- and peat-fired plants.
100 – 300	5 – 20	5 – 20	FF/ESP	Continuous	New and existing plants	
>300	5 – 20	5 – 20	FF/ESP	Continuous	New and existing plants	The reduction rate associated with the use of an ESP is considered to be 99.5 % or higher.
Notes: ESP (Electrostatic precipitator)      FF (Fabric filter)						

L'applicazione delle tecniche di filtrazione descritte nel presente capitolo anche a tecnologie diverse dalla combustione della biomassa solida, quali i motori e le turbine, sarà discussa specificatamente in occasione della trattazione di tecniche di abbattimento per altri parametri inquinanti.

### ***Filtri a tessuto***

La filtrazione su tessuto è un metodo ampiamente utilizzato per rimuovere le particelle, in particolare la cenere volatile, dal condotto di scarico dei gas degli impianti di combustione industriali e di minor dimensione; l'attuale tendenza prevede, tuttavia, l'impiego di questa tecnologia anche per gli impianti a scala maggiore (come, ad esempio, i cementifici). Oltre alla raccolta della cenere volatile esistono applicazioni in cui questi filtri sono stati usati insieme allo scrubbing-injection a secco di materiale assorbente in fanghiglia o in polvere (come la calce o il bicarbonato di sodio) per controllare simultaneamente sia le sostanze acide ( $\text{SO}_2$  e  $\text{HCl}$ ) che le emissioni di polveri. Le capacità filtranti del dispositivo in esame possono essere sfruttate anche congiuntamente all'adsorbimento, la capacità cioè di alcune sostanze solide (opportunamente iniettate a monte del FF come i materiali assorbenti di cui sopra) di trattenere selettivamente sulla propria superficie molecole di sostanze presenti nella miscela gassosa, permettendo così la rimozione di componenti inquinanti; la superficie solida adsorbente trattiene nei suoi pori la sostanza in fase gassosa per l'instaurarsi di forze di attrazione molecolare e questo processo fisico può essere seguito dal chemiadsorbimento, in cui tra adsorbito ed adsorbente si instaura un vero e proprio legame chimico.

Un'unità di filtraggio in tessuto consiste in uno o più scompartimenti isolati contenenti gruppi di elementi filtranti costituiti da materiali molto differenti, a seconda delle caratteristiche, in particolare termiche, dei flussi da trattare; gli elementi filtranti possono essere strutturati a pannello, a cartuccia o a tasca, ma molto più frequentemente presentano una forma cilindrica, per cui si parla spesso di sacche o di maniche.

Le particelle vanno, solitamente, verso l'alto, lungo la superficie delle maniche e poi radialmente attraverso il tessuto; esse sono trattenute sulla superficie dei sacchetti, mentre il flusso ormai pulito di gas viene mandato in atmosfera.

Il filtro opera in modo ciclico, alternando periodi relativamente lunghi di filtrazione con altri corti di pulizia; durante questa fase la polvere, che si accumula sulle maniche sotto forma di *torte* (il che migliora la capacità filtrante seppure incrementando le perdite di carico del sistema), viene rimossa dalla superficie del tessuto e depositata in una tramoggia per il suo successivo smaltimento.

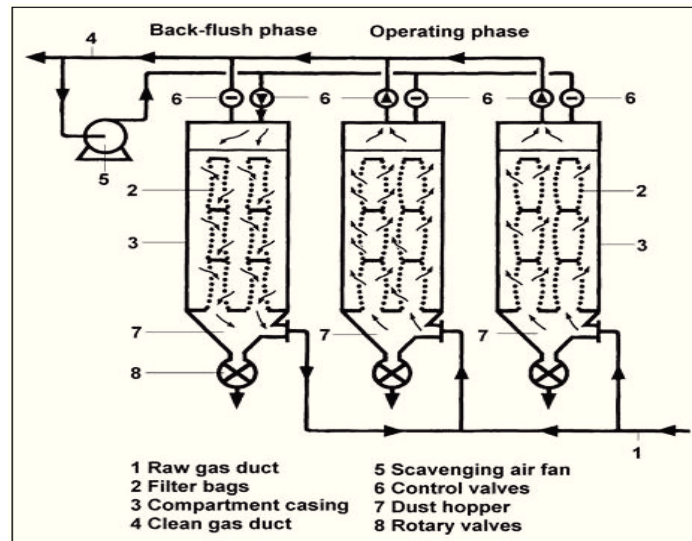


Figura 27 - Schema generale di un filtro in tessuto

Una regolare rimozione della polvere dal tessuto è importante per effettuare un'efficace filtrazione ed influenza, inoltre, la durata di funzionamento del tessuto stesso. Questi filtri sono classificati normalmente secondo il metodo attraverso cui vengono puliti ed i più comuni includono la pulizia a flusso d'aria inverso, ad agitazione meccanica/scuotimento ed a aria compressa pulsante. I normali meccanismi di pulizia non hanno effetti sul tessuto che riacquista le caratteristiche iniziali mentre le particelle depositate all'interno della struttura porosa del panno riducono il formato delle aperture tra le fibre, con conseguente aumento dell'efficienza di ritenzione delle particelle più piccole.

Il dimensionamento della superficie filtrante deve avvenire nel rispetto delle più comuni linee guida sulle migliori tecniche disponibili del settore. Il ricorso a velocità di attraversamento sufficientemente basse è fondamentale per evitare salti di pressione inaccettabili attraverso il tessuto, i quali porterebbero il sistema a facili rotture.

Il rapporto tra la portata trattata e la superficie filtrante (a/c ratio) da assumersi in fase progettuale, può essere mutuata dalle linee guida sulle BAT di settore contenute nel documento BREF "Common Waste Water and Waste Gas Treatment / Management Systems in the Chemical Sector", come di seguito riportato:

- sistema di pulizia a flusso d'aria inversa: velocità di attraversamento < 1 m/min;
- sistema di pulizia a scuotimento: velocità di attraversamento < 0.5 m/min;

- sistema di pulizia ad aria compressa pulsante: velocità di attraversamento 1÷1.5 m/min.

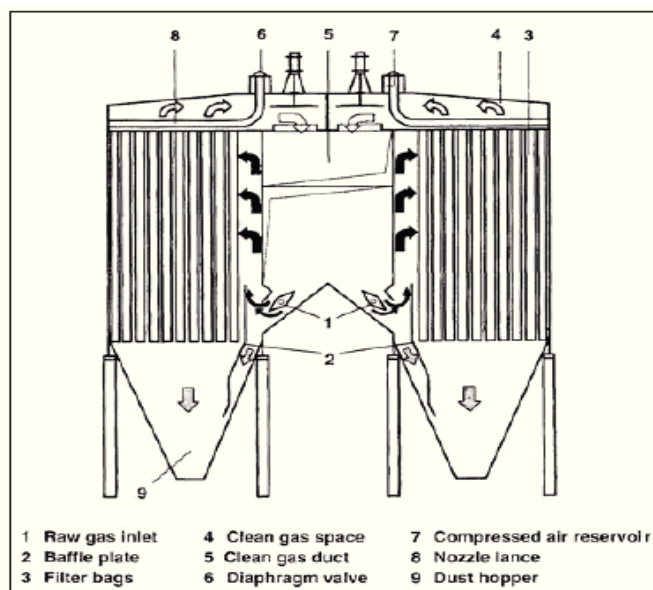


Figura 28 - Filtro in tessuto con getto intermittente a bassa pressione

La selezione del tessuto da impiegarsi nella realizzazione del filtro deve prendere in considerazione la composizione dei gas, la dimensione delle particelle e la natura delle stesse, il metodo di pulizia delle maniche da impiegare, le richieste in termini di efficienza e di economicità. Occorre, inoltre, come già accennato, valutare con attenzione la temperatura del gas, insieme al percorso di raffreddamento dello stesso e, all'occorrenza, il risultante punto di rugiada del vapore acqueo e delle sostanze acide contenute nei flussi da trattare, per le evidenti criticità che la condensazione comporterebbe per il corretto funzionamento del filtro (impaccamento e corrosione). Spesso, al fine di evitare problemi di questa natura, è necessario isolare o riscaldare il filtro a tessuto stesso.

L'usura delle maniche del filtro provoca una riduzione graduale, ma misurabile, delle prestazioni; vi può anche essere il rischio di danno catastrofico di parecchie maniche nel caso in cui si verificasse una corrosione, venisse filtrato materiale fortemente abrasivo oppure in occasione di principi di incendio.

I semplici sistemi di controllo in linea, quali gli indicatori differenziali di pressione, danno soltanto un'indicazione generale delle prestazioni e della necessità di contro-

lavaggio, ma non sono sempre in grado di fornire la segnalazione di allarme per la rottura di una o più maniche; i rilevatori triboelettrici od ottici possono invece essere utilizzati per misurare le derive dei livelli emissivi delle polveri dai filtri e quindi per identificare un possibile guasto.

I tessuti filtranti sintetici quali il Gore-Tex® ed il Tefaire® (teflon/vetroresina) hanno permesso a questo tipo di filtri di essere utilizzati in una vasta gamma di applicazioni ed hanno condotto ad un aumento della loro durata.

In estrema sintesi, i vantaggi del filtro a tessuto risiedono nell'altissima capacità di separazione di particelle anche della granulometria più fine (sono normalmente misurabili livelli emissivi estremamente contenuti, anche al di sotto di  $1 \text{ mg/Nm}^3$ ), mentre qualche complicazione gestionale può nascere in relazione al rischio di incendio (potrebbe essere necessaria l'installazione di trappole per le particelle incandescenti, sprinkler e sportelli di espansione in caso di esplosione) ed alle esigenze di controllo prestazionale (ovvero il mantenimento in efficienza delle maniche).

### ***Precipitatori elettrostatici***

Il precipitatore elettrostatico (ESP) è molto utilizzato nei grandi impianti di combustione ed è in grado di operare in una vasta gamma di temperature, di pressioni e di concentrazione di polveri; non è particolarmente sensibile alla dimensione delle particelle e raccoglie la polvere sia in condizioni secche che umide.

Un tipico schema di ESP è riportato nella Figura 29.

Il precipitatore elettrostatico consiste in una tramoggia posta sul fondo di una scatola contenente le file delle piastre costituenti i passaggi attraverso cui scorre il flusso da trattare; in ogni passaggio sono situati centralmente degli elettrodi emettenti. Il campo elettrico attraverso tali elettrodi è dovuto ad una piccola corrente continua ad alta tensione (20-100 kV). La tensione applicata è abbastanza alta da ionizzare le molecole di gas vicine agli elettrodi, con conseguente corona visibile. Il flusso degli ioni del gas passa dagli elettrodi di emissione (generalmente dei sottili fili metallici), alle piastre di raccolta (con messa a terra), attraversando il gas da trattare e costituendo ciò che è chiamato effetto corona. Nel passare attraverso il condotto del gas, gli ioni caricati si scontrano e si fissano alle particelle sospese nel gas.



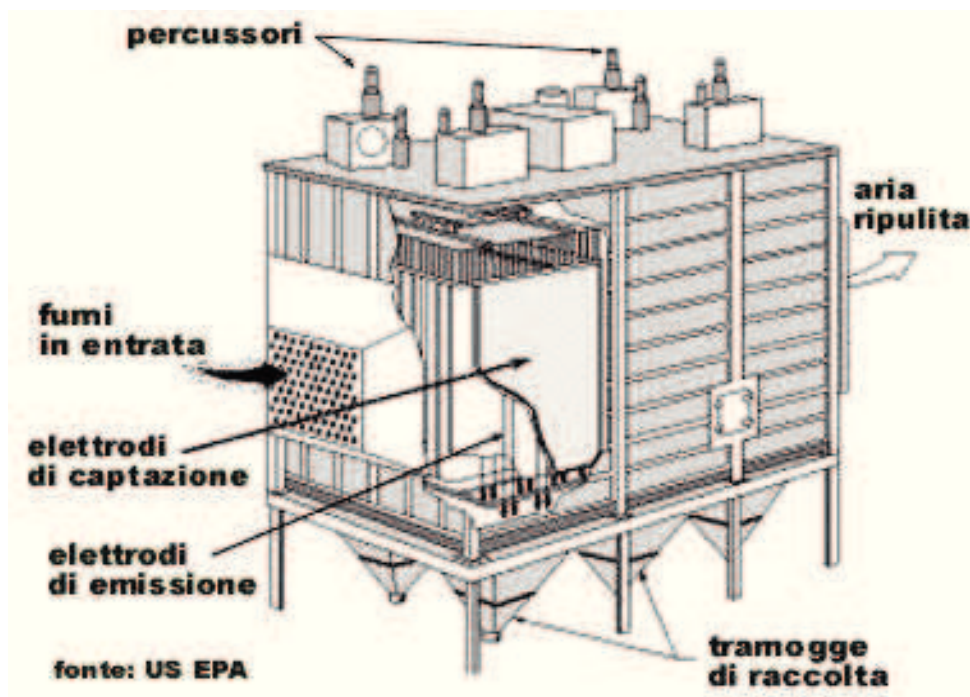


Figura 29 - Tipica e schematica disposizione di un ESP a secco con corona negativa

Il particolato carico elettricamente va quindi a depositarsi per attrazione elettrostatica sull'elettrodo di raccolta, da dove può essere rimosso come materiale secco oppure dilavato con acqua. La rimozione delle polveri depositate si rende sempre indispensabile, dato che lo strato di materiale che si deposita diminuisce l'intensità del campo elettrico e quindi l'efficacia di abbattimento.

Convenzionalmente i precipitatori elettrostatici si distinguono in elettrofiltri a secco, se non prevedono l'utilizzo di acqua, ed elettrofiltri ad umido in caso contrario.

Comunemente vi sono 3 tipi diversi di precipitatori elettrostatici:

- gli elettrofiltri a secco con corona negativa;
- gli elettrofiltri ad umido con corona negativa;
- gli elettrofiltri ad umido con corona positiva.

La corona non è nient'altro che la debole scarica elettrica che si manifesta sulla superficie del conduttore mantenuto ad alto potenziale elettrico. Lo strato d'aria attorno al conduttore perde la capacità isolante e, venendo ionizzato da questa scarica, diventa luminescente. A seconda della carica elettrica posseduta dall'elettrodo di emissione, la corona si distingue in negativa o positiva. I precipitatori elettrostatici a secco a corona negativa sono in ogni caso di gran lunga i più diffusi.

Come già accennato, questi sistemi di abbattimento prevedono il passaggio dei fumi attraverso un campo elettrico dove l'elettrodo emittente, nel caso degli elettrofiltri secchi, è negativo.

Il particolato che viene raccolto non ha subito modifiche e permane allo stato secco, per cui spesso viene riutilizzato nel ciclo produttivo con notevoli risparmi nell'acquisto delle materie prime.

La struttura dell'elettrofiltro prevede che in entrata il flusso d'aria da trattare passi dapprima in una sezione di maggiori dimensioni subendo così una diminuzione di velocità; solitamente in questa zona sono presenti una serie di griglie perforate che servono a garantire un'appropriata distribuzione di flusso. Da notare che queste griglie tendono a raccogliere il particolato sulla loro superficie, per cui devono essere periodicamente ripulite.

L'aria che fuoriesce da questa parte di transizione, va quindi a fluire orizzontalmente lungo un gran numero di setti, verticali e paralleli, con al centro gli elettrodi verticali di emissione. Solitamente sono presenti più campi di raccolta disposti in serie, ciascuno costituito da elettrodi di emissione e di captazione. All'aumentare del numero dei campi aumenta anche l'efficienza di abbattimento dell'elettrofiltro.

Le piastre sono pulite periodicamente da un sistema a colpi; l'operazione è svolta da gruppi separati di componenti detti *percussori* che provvedono a percuotere periodicamente le zone dove si deposita il particolato facendolo cadere nelle tramogge di raccolta.

I processi di deposizione e di rimozione del particolato dalle piastre di raccolta, per la natura stessa di tali operazioni, sono determinati dalla resistività delle particelle, cioè dalla loro attitudine ad opporre resistenza al passaggio della carica elettrica.

Il particolato ideale per favorire la massima efficienza nell'abbattimento è quello caratterizzato da una resistività moderata. In pratica questo particolato perde una parte della carica elettrica una volta raggiunta la piastra di raccolta, in modo tale che la deposizione delle altre particelle non viene inibita per repulsione elettrostatica, ma mantiene quel tanto di carica che lo fa rimanere adeso all'elettrodo di captazione.

Se le particelle sono caratterizzate da una resistività molto alta, tendono a mantenere la loro carica e questo provoca un accumulo di carica negativa sulle piastre di raccolta, cosa che impedisce alle altre particelle di depositarsi. Inoltre, a causa dell'elevata

differenza di carica con l'elettrodo di captazione, c'è una forte attrazione elettrostatica per cui le particelle restano fortemente adese alle piastre ed è difficile rimuoverle.

Se invece le particelle sono caratterizzate da una resistività molto bassa, allora perdono rapidamente la carica quando raggiungono la piastra di raccolta e così ritornano all'interno del flusso d'aria da depurare dove si ricaricano di nuovo. Questo processo continua a ripetersi fino a che questo particolato riesce a fuoriuscire dal filtro elettrostatico ed a venire disperso nelle emissioni.

Il particolato caratterizzato da una resistività molto bassa, come quello con un contenuto molto alto di carbonio, non si addice ai filtri elettrostatici a secco. Invece, è possibile utilizzare questi filtri per raccogliere particolato caratterizzato da un'alta resistività come le ceneri volanti e la polvere di cemento. La resistività di queste particelle viene generalmente diminuita tramite un processo di condizionamento: quando il flusso d'aria da trattare è sotto i 180 °C, l'aggiunta di vapor d'acqua o l'abbassamento della temperatura diminuisce la resistività del particolato, permettendone la separazione con la massima efficienza.

In generale, i vantaggi nell'uso degli elettrofiltri si possono riassumere nell'alta efficienza di abbattimento delle polveri, nella possibilità di trattare polveri infiammabili, altamente resistenti, appiccicose ed umide (ESP a umido), flussi di gas con ampi range di temperature, portate e pressioni, il tutto con perdite di carico contenute. I livelli emissivi normalmente raggiunti da questo tipo di presidio sono ampiamente inferiori a 15 mg/Nm<sup>3</sup>.

Gli svantaggi sono invece da intendersi in ordine ai rischi di esplosione (in particolare con gli ESP a secco), alla corrosione, all'occupazione di spazio, alla sensibilità a parametri quali la resistività delle polveri, alle fluttuazioni (concentrazione di polveri, portata e temperature) dei flussi da trattare e alle esigenze di manutenzione.

### ***I metalli pesanti***

Il tenore di minerale del combustibile include sostanze differenti a seconda della loro origine. La biomassa presenta generalmente concentrazioni in tracce di alcuni elementi, tra i quali i metalli pesanti. Il comportamento di questi nella combustione delle biomasse coinvolge generalmente complessi processi chimici e fisici. La maggior parte dei metalli pesanti si volatilizza nel processo di combustione e condensa

successivamente sulle superfici del materiale particolato (cenere volatile). Di conseguenza le BAT per ridurre le emissioni di metalli pesanti derivanti dalla combustione della biomassa risultano essere l'impiego di filtri in tessuto (efficienza di abbattimento superiore al 99,95%) o elettrofiltri ad alta prestazione (efficienza di abbattimento superiore al 99,5%), dove il filtro a tessuto dovrebbe essere considerato come prima scelta nella gerarchia delle BAT per la depolverazione.

### ***Gli ossidi di zolfo ed altre sostanze acide***

Il contenuto di zolfo nelle biomasse è solitamente molto contenuto. Il livello di emissione di SO<sub>2</sub> dipende soltanto dal contenuto in zolfo del combustibile ed è tipicamente inferiore a 50 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> al 6% sui fumi anidri). L'esigenza di contenere le emissioni di ossidi di zolfo potrebbe nascere in occasione della co-combustione di biomassa con altri combustibili solidi a maggiore tenore di zolfo. In tali circostanze, nonchè ad esempio della combustione a letto fluido, le tecniche di desolforazione ad umido potrebbero risultare troppo costose per essere considerate come BAT ed i processi di iniezione a secco (desolforazione mediante l'aggiunta di calcare o dolomite nel letto) possono essere abbastanza efficaci da raggiungere gli stessi livelli di emissione. Iniezioni di idrossido di calcio a secco prima del filtro in tessuto o dell'ESP possono consentire una capacità di contenimento altrettanto soddisfacente, seppure a fronte di dosaggi di reagente abbastanza importanti (alti rapporti molari Ca/S) con conseguente formazione di notevoli surplus di assorbente non reagito da gestire.

L'agente assorbente potrebbe essere iniettato anche in forma semi-secca (sospensione o soluzione, dosata in modo che il liquido evapori durante la reazione), ma qualche problema dovuto all'umidità potrebbe nascere se il sistema di abbattimento per le polveri previsto a valle è un filtro a tessuto; queste misure risultano comunque essere efficaci anche nella rimozione dell'acido cloridrico eventualmente presente nei gas di scarico.

Nella Figura 30 e nella Tabella 3 che seguono si riportano un possibile schema di iniezione di assorbente a secco per la rimozione della SO<sub>2</sub> e le prestazioni ambientali attese per tale tipo di tecnica di abbattimento.

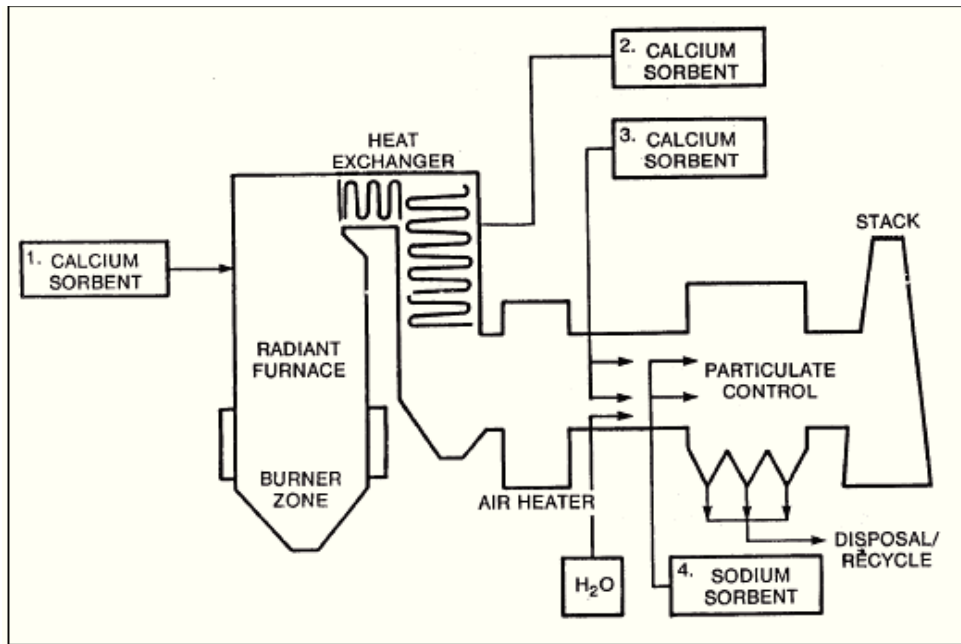


Figura 30 – Iniezione di assorbente a secco per la rimozione degli ossidi di zolfo

Tabella 3– Livelli emissivi raggiungibili per mezzo dell’assorbimento delle sostanze acide

Contaminant	Dry sorption		Semi-dry sorption		Wet sorption	
	Performance rate [%]	Emission level <sup>a</sup> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Performance rate [%]	Emission level [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Performance rate [%]	Emission level [mg/Nm <sup>3</sup> ]
SO <sub>x</sub>	40-80 <sup>1b</sup>	<40	85->90 <sup>1,2</sup>	<40	90-97 <sup>c</sup>	<40 <sup>2</sup>
HCl		<10 <sup>2</sup>	>99 <sup>1</sup>	<10 <sup>2</sup>		<10 <sup>2</sup>
HF		<1 <sup>2</sup>		<1 <sup>2</sup>		<1 <sup>2</sup>

Una soluzione che, come già accennato, potrebbe essere più costosa, ma anche molto efficace per la rimozione non esclusiva delle sostanze acide, è quella dell’assorbimento a umido (*wet scrubbing*) che prevede il trasporto di materia di un gas solubile verso un solvente, messi adeguatamente in contatto. Il liquido assorbente può essere acqua semplice, soluzioni alcaline, soluzioni alcalino-ossidanti (ipoclorito di sodio, perossido di idrogeno), soluzioni acide, mentre il gas da rimuovere può variare dall’SO<sub>2</sub>, agli alogenuri di idrogeno (HCl, HF), l’ammoniaca, le amine, il fenolo, gli odori, alcuni VOC solubili in acqua.

Esistono diversi tipi di scrubber, la cui scelta è effettuata in base all’efficienza di abbattimento voluta, al tipo di reagente, al consumo energetico ed ovviamente al gas da trattare. Sono adottati normalmente:

- lo scrubber a letto flottante (Figura 31), il cui riempimento è costituito da sfere plastiche a bassa densità in costante stato di “ebollizione”, così da evitare problemi di intasamento;
- lo scrubber a corpi di riempimento (Figura 32), il cui materiale di riempimento assume forme così variabili da sviluppare un’ alta superficie specifica di contatto tra gas e solvente che ne bagna le pareti;
- scrubber a piatti filtranti (Figura 33), di facile costruzione e manutenzione;
- torre spray (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**), meno costosa delle precedenti soluzioni, ma meno efficiente in termine di trasporto di materia.

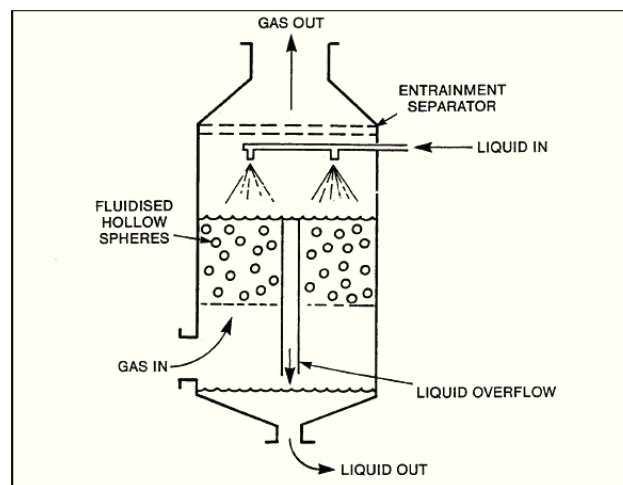


Figura 31– Scrubber a letto flottante

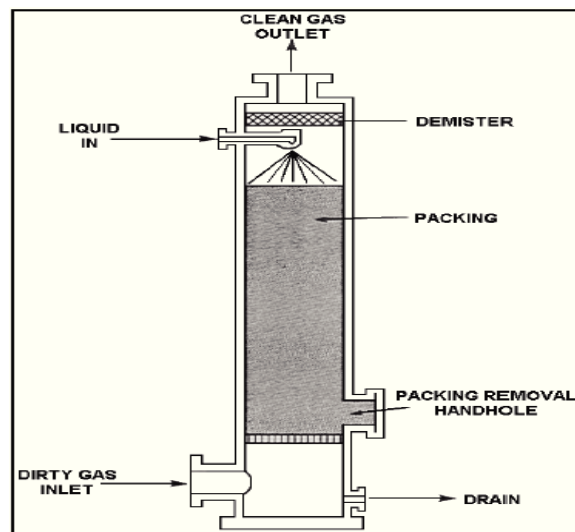


Figura 32 – Scrubber a corpi di riempimento

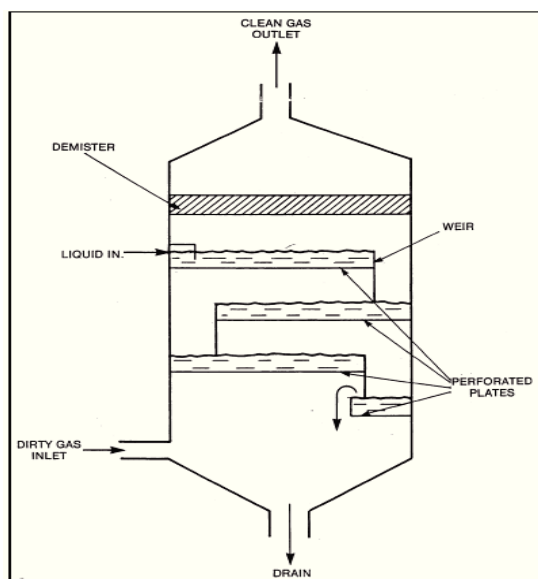
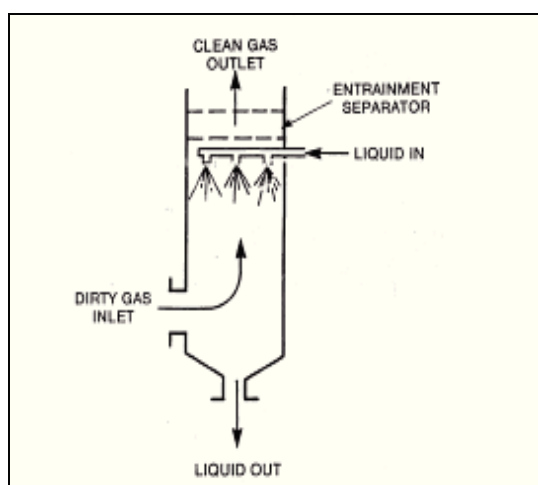


Figura 33 – Scrubber a piatti filtranti



In estrema sintesi, i vantaggi della tecnologia dell'assorbimento ad umido sono l'elevata efficienza di abbattimento, la compattezza delle installazioni, la manutenzione relativamente semplice, la possibilità di trattare gas/polveri infiammabili e/o esplosivi con bassi rischi, la capacità di raffreddare i flussi caldi, di neutralizzare i gas corrosivi e di abbattere, talvolta con buona efficienza, le polveri. I contro invece consistono nell'uso e nelle spese relative ai solventi ed agli agenti condizionanti, alla gestione del liquido di spurgo, alle possibilità di intasamento dei riempimenti e di corrosione delle strutture. La Tabella 4 riporta i livelli emissivi e di performance che possono essere raggiunti dal *wet scrubbing* relativamente a vari inquinanti da trattare.

Tabella 4 – Livelli emissivi raggiungibili per mezzo dell'assorbimento a umido

Parameter	Performance rate <sup>a</sup> [%]	Emission level [mg/Nm <sup>3</sup> ] <sup>b</sup>	Remarks
Alcohols	up to 95 <sup>1</sup>	down to 100 <sup>1</sup>	water
Hydrogen fluoride	>99 <sup>1</sup>	<50 <sup>1</sup>	water
		<1 <sup>1</sup>	alkaline
Hydrogen chloride	>99 <sup>1</sup>	<50 <sup>1</sup>	water
		<10 <sup>1</sup>	alkaline
Chromic acid		<0.1–1 <sup>1</sup>	water
Ammonia	>99.9 <sup>c</sup>	<1 <sup>1</sup>	acid
Amines	>99 <sup>1</sup>	<1 <sup>1</sup>	acid
Sulphur dioxide	80–99 <sup>d,2</sup>	<40 <sup>1</sup>	alkaline
Phenols	>90		alkaline
Hydrogen sulphide	90–95 <sup>1</sup>		alkaline
	80->99 <sup>h,5</sup>		
Inorganic compounds	95–99 <sup>d,1,6,2,3,5</sup>		
VOC	50–95 <sup>d,2</sup>		
	70->99 <sup>1,9,3,4</sup>		

### ***Gli ossidi di azoto***

Generalmente, per gli impianti a combustione di biomassa, la riduzione degli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) attraverso l'utilizzo di una combinazione delle misure primarie e/o secondarie (per esempio SNCR e SCR) è da considerare come BAT. I parametri inquinanti da esaminare sono l'ossido (NO) ed il diossido (NO<sub>2</sub>), citati collettivamente come NO<sub>x</sub> e, soprattutto per i sistemi FBC, il protossido di azoto (N<sub>2</sub>O).

Le misure primarie per ridurre le emissioni di ossidi di azoto alla fonte, corrispondono sostanzialmente a delle modifiche nel processo di combustione stesso e possono essere di vario tipo, come brevemente riassunto qui di seguito:

- diminuzione e controllo dell'aria di combustione, al fine di ridurre la presenza di ossigeno nella zona di combustione senza compromettere l'efficienza stessa della combustione (con conseguente emissione di incombusti e CO); efficienza di abbattimento dal 10 al 44%;
- combustione a stadi: due diverse zone di combustione, la prima in difetto di ossigeno per ridurre la formazione di NO<sub>x</sub>; la seconda in eccesso per completare la combustione; efficienza di abbattimento dal 10 al 70%;
- ricircolazione dei fumi: parte dei fumi sono ricircolati con l'aria primaria riducendo il tenore di ossigeno nella zona di combustione e di conseguenza la temperatura di fiamma; efficienza di abbattimento dal 20 al 50%;



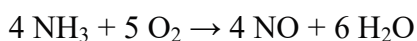
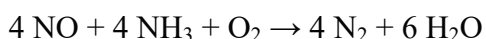
- bruciatori Low NO<sub>x</sub>: l'introduzione dell'aria e del combustibile viene progettata in modo da ritardarne la miscelazione, ridurre la disponibilità di ossigeno e la temperatura di picco della fiamma; efficienza di abbattimento dal 20 al 60%.

Le misure primarie brevemente riportate non hanno un'applicabilità e delle prestazioni facilmente generalizzabili, ma la loro adeguatezza va valutata di volta in volta, in dipendenza del tipo di combustibile e del tipo di macchina. L'inconveniente più comune di queste tecniche, in particolare quando si tratta di combustione di materiali solidi, è l'incompletezza della combustione cui si può ovviare con altre tecniche di contenimento.

Le misure secondarie per la riduzione degli ossidi di azoto, che possono essere implementate indipendentemente o in combinazione con le misure primarie, sono sostanzialmente due:

- riduzione non catalitica selettiva (SNCR)
- riduzione catalitica selettiva (SCR)

L'SNCR è una tecnica che prevede l'immissione di ammoniaca o urea nella camera di combustione nel punto corrispondente ad una specifica finestra termica (tra 850 e 1100°C) al fine di fare avvenire le seguenti reazioni:



I parametri operativi di tale tecnica sono la temperatura (a temperature troppo alte prevale l'ossidazione dell'ammoniaca a NO<sub>x</sub>, a temperature troppo basse la cinetica è troppo lenta e si verificano perdite di ammoniaca non reagita), il rapporto molare NH<sub>3</sub>/NO<sub>x</sub>, la miscelazione dei reagenti e il tempo di residenza.

L'SCR è una tecnica del tutto simile alla precedente, ma la finestra termica per la riduzione degli NO<sub>x</sub> si trova a temperature minori (tra 170 e 510°C), grazie all'impiego di un catalizzatore formato solitamente da ossidi metallici. Anche le reazioni sono del tutto analoghe, con la produzione di azoto molecolare e acqua. Anche in questo caso, i parametri operativi dominanti sono la temperatura, il rapporto molare NH<sub>3</sub>/NO<sub>x</sub>, il tempo di residenza ed una buona miscelazione dei reagenti.

La Tabella 5 riporta alcune informazioni di base sulle misure secondarie brevemente descritte, tratte dal capitolo 3 del documento BREF sui grandi impianti di combustione.

**Tabella 5 – Prestazioni generali delle tecniche secondarie per l'abbattimento degli NO<sub>x</sub>**

Sistema	Efficienza (%)	Caratteristiche operative		Note
		Parametro	Valori tipici	
SCR	80 - 95%	T esercizio (°C)	350 - 450 (high dust) 170 - 300 (low dust) 280 - 510 (turbogas) 200 - 510 (motori diesel)	- fughe di NH <sub>3</sub> crescenti con rapporto di dosaggio NH <sub>3</sub> /NO <sub>x</sub> - incremento durata operativa catalizzatore con pulizia periodica - formazione N <sub>2</sub> O (verificata solo a scala laboratorio)
		Reagente	Ammoniaca, urea	
		Rapporto NH <sub>3</sub> /NO <sub>x</sub>	0,8 - 1	
		Fughe NH <sub>3</sub>	< 5 mg m <sup>-3</sup>	
		Consumo energetico (% energia prodotta)	0,5%	
		Durata catalizzatore	Carbone: 6 - 10 anni Liquidi: 8 - 12 anni Gas: > 10 anni	
SNCR	30 - 50%	T esercizio (°C)	800 - 1100	- non applicabile a turbogas per assenza condizioni ottimali di T e tempo di contatto - problemi operativi da potenziale formazione di solfati ammoniaci (deposito sali ed incrostazioni unità a valle, qualità residui solidi e liquidi).
		Tempo di contatto	0,2 - 0,5 s	
		Reagente	Ammoniaca, urea	
		Rapporto NH <sub>3</sub> /NO <sub>x</sub>	1,5 - 2,5	
		Fughe NH <sub>3</sub>	< 10 mg m <sup>-3</sup>	

Passando ora a qualche informazione più specifica sulle tecniche di abbattimento e sulle prestazioni emissive degli impianti di produzione energetica trattati nel presente documento, si riportano alcuni stralci tratti dal capitolo sulla combustione della biomassa contenuto nel già citato BREF sui grandi impianti di combustione.

Per quanto riguarda l'utilizzo del forno a griglia per la combustione di biomassa legnosa la tecnica dello *spreader-stoker* (cioè la combustione su una griglia con alimentatore mobile raffreddato ad aria) è stata considerata come BAT per ridurre le emissioni di NO<sub>x</sub>.

Nelle caldaie FBC che bruciano biomassa viene considerata BAT la riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> realizzata tramite un'adeguata distribuzione dell'aria di combustione o tramite la ricircolazione dei fumi. Non esistono grandi differenze nelle emissioni di NO<sub>x</sub> dai sistemi CFBC e BFBC; minori valori di emissione sono generalmente raggiunti con le caldaie CFBC, ma entrambi i sistemi stanno sviluppando valori sempre più contenuti. I livelli di emissione associati all'uso delle misure primarie di riduzione di NO<sub>x</sub> negli FBC per la combustione di biomassa sono: per BFBC 180-260 mg NO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> = 6%) e per CFBC 155-260 mg NO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> = 6%); il range emissivo

relativamente vasto è dovuto principalmente alla variazione del contenuto di azoto del combustibile ed alla taglia della caldaia.

La riduzione selettiva non catalitica (SNCR) attraverso l'aggiunta, nel forno, di ammoniaca o di urea è considerata a tutti gli effetti una BAT. Per evitare perdite di ammoniaca con la tecnica SNCR, un ulteriore strato di catalizzatore della tipologia usata per la tecnica di riduzione catalitica selettiva SCR può essere installato nella zona dell'economizzatore della caldaia. Tale catalizzatore ha il compito di ridurre lo slip di ammoniaca diminuendo contemporaneamente il tenore di  $\text{NO}_x$  ancora contenuto nei fumi. Nei sistemi CFBC, la combinazione di SNCR e SCR è in grado di produrre emissioni residue di  $\text{NO}_x$  intorno a  $50 \text{ mg/Nm}^3$  con una perdita di ammoniaca inferiore a  $5 \text{ mg/Nm}^3$ .

Congiuntamente all'uso delle misure primarie, l'SCR è considerato, anche da solo, una BAT per la riduzione delle emissioni di  $\text{NO}_x$  e la sua applicazione in impianti anche di media taglia è sempre più frequente. Le emissioni di  $\text{NO}_x$  dopo l'SCR sono tipicamente inferiori ai  $30 \text{ mg/MJ}$  ( $< 90 \text{ mg/m}^3$ ).

Uno schema riassuntivo delle BAT per la prevenzione ed il controllo delle emissioni di  $\text{NO}_x$  per gli impianti di combustione diretta della biomassa e i relativi livelli emissivi è riportato nella Tabella 6; questi ultimi sono basati sulle concentrazioni medie giornaliere, in condizioni standard, ad un livello di  $\text{O}_2$  del 6% e rappresentano una situazione di carico tipica.

La riduzione ed il controllo degli ossidi di azoto è di fondamentale importanza anche per gli impianti che utilizzano combustibili liquidi o gassosi derivati dalle biomasse, quali le turbine a gas e i motori a ciclo Otto e Diesel.

Per quanto riguarda le turbine a gas, la tecnologia di riduzione normalmente applicata è quella dei bruciatori Dry Low  $\text{NO}_x$ , in grado di raggiungere livelli emissivi minori di  $30 \text{ mg/Nm}^3$  di  $\text{NO}_x$  con un tenore di ossigeno del 15% sui fumi secchi. Si segnala tuttavia che in alcuni casi anche la tecnologia SCR è stata applicata con successo, facendo segnare livelli emissivi di  $\text{NO}_x$  estremamente contenuti (anche inferiori a  $10 \text{ mg/Nm}^3$  al 15% di ossigeno).

Relativamente invece ai motori a combustione interna alimentati a gas, una tecnologia parallela a quella dei bruciatori Low  $\text{NO}_x$  è rappresentata dall'approccio denominato di combustione magra *lean-burn*, la quale tende a ridurre la temperatura di combustione

abbassando il rapporto combustibile/aria. L'efficacia di tale misura primaria consiste nella riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> generalmente al di sotto di 250 mg/Nm<sup>3</sup> con un tenore di ossigeno del 5% nei fumi secchi. Anche nel caso dei motori a gas è possibile l'applicazione della tecnologia SCR la quale permette il raggiungimento di livelli emissivi anche ben al di sotto di 50 mg/Nm<sup>3</sup> con ossigeno al 5%.

A titolo di esempio, la Tabella 7 riporta le BAT e i corrispettivi livelli emissivi attesi sia per i motori che per le turbine a gas, come riferiti dal documento BREF sui grandi impianti di combustione.

**Tabella 6 – BAT per la prevenzione ed il controllo degli NOX negli impianti a combustione di biomassa**

Capacity (MW <sub>th</sub> )	Combustion technique	NO <sub>x</sub> emission level associated with BAT (mg/Nm <sup>3</sup> )		BAT options to reach these levels (not exhaustive list)	Applicability	Monitoring
		New plants	Existing plants			
50 – 100	Grate-firing	170 – 250	200 – 300	Spreader-stoker		Continuous
	PC	150 – 250	150 – 300	Combination of Pm (such as air and fuel staging, low NO <sub>x</sub> burner, etc.) SCR	New and existing plants	Continuous
	FBC(BFBC and CFBC)	150 – 250	150 – 300	Combination of Pm (such as air distribution or by flue-gas recirculation)	New and existing plants	Continuous
100 – 300	PC	150 – 200	150 – 250	Combination of Pm (such as air and fuel staging, low NO <sub>x</sub> burner) if necessary SNCR and/or SCR	New and existing plants	Continuous
	FBC (BFBC, and CFBC)	150 – 200	150 – 250	Combination of Pm (such as air distribution or by flue-gas recirculation)	New and existing plants	Continuous
>300	PC	50 – 150	50 – 200	Combination of Pm (such as air and fuel staging, low NO <sub>x</sub> burner), if necessary SNCR and/or SCR	New and existing plants	Continuous
	FBC (BFBC and CFBC)	50 – 150	50 – 200	Combination of Pm (such as air distribution or by flue-gas recirculation), if necessary SNCR and/or SCR	New and existing plants	Continuous

Notes:  
PC (Pulverised combustion)                      BFBC (Bubbling fluidised bed combustion)  
CFBC (Circulating fluidised bed combustion)    PFBC (Pressurised fluidised bed combustion)  
Pm (Primary measures)

Per quanto riguarda i motori a ciclo Diesel, adatti alla combustione degli oli vegetali e del biodiesel, le emissioni di NO<sub>x</sub> rappresentano un aspetto molto critico in quanto i livelli di concentrazioni emessi in assenza di specifici sistemi di abbattimento “secondari” sono assai rilevanti (un ordine di grandezza superiore rispetto ai motori a ciclo Otto).

In questo caso le tecnologie di contenimento per gli NO<sub>x</sub> possono consistere in misure primarie, quali l’iniezione ritardata del combustibile, la ricircolazione dei gas esausti, l’adozione di velocità di rotazione non troppo basse, e/o secondarie, quali l’SCR. I livelli emissivi associati alle misure primarie solitamente si aggirano anche oltre ai 4000 mg/Nm<sup>3</sup> con ossigeno al 5%, mentre l’applicazione dell’SCR sembra in grado di spingere le emissioni di ossidi di azoto anche al di sotto di 200 mg/Nm<sup>3</sup>.

**Tabella 7 – BAT per la prevenzione ed il controllo degli NO<sub>x</sub> per turbine e motori a gas**

Plant type	Emission level associated with BAT (mg/Nm <sup>3</sup> )		O <sub>2</sub> level (%)	BAT options to reach these levels	Monitoring
	NO <sub>x</sub>	CO			
<b>Gas turbines</b>					
New gas turbines	20 - 50	5 - 100	15	Dry low-NO <sub>x</sub> premix burners (standard equipment for new gas turbines) or SCR	Continuous
DLN for existing gas turbines	20 - 75	5 - 100	15	Dry low-NO <sub>x</sub> premix burners as retrofitting packages if available	Continuous
Existing gas turbines	50 - 90 <sup>(1)</sup>	30 - 100	15	Water and steam injection or SCR	Continuous
<b>Gas engines</b>					
New gas engines	20 - 75 <sup>(2)</sup>	30 - 100 <sup>(3)</sup>	15	Lean burn concept low-NO <sub>x</sub> tuned and oxidation catalyst for CO or SCR and oxidation catalyst for CO	Continuous <sup>(4)</sup>
New gas engine with HRSG in CHP mode	20 - 75 <sup>(2)</sup>	30 - 100 <sup>(3)</sup>	15	Lean burn concept low-NO <sub>x</sub> tuned and oxidation catalyst for CO or SCR and oxidation catalyst for CO	Continuous <sup>(4)</sup>
Existing gas engines	20 - 100 <sup>(2)</sup>	30 - 100 <sup>(3)</sup>	15	Low-NO <sub>x</sub> tuned	Continuous <sup>(4)</sup>

### ***Il monossido di carbonio e i composti organici volatili***

La BAT per la minimizzazione delle emissioni di CO e dei VOC (composti organici volatili) è la combustione completa, che dipende dalla buona progettazione degli impianti (siano essi a combustibile solido, liquido o gassoso), dall'uso delle tecniche di controllo di processo e monitoraggio, nonché dalla corretta manutenzione del sistema di combustione. Le moderne caldaie a legna possono venire dotate di dispositivi di ottimizzazione elettronica della combustione tramite appositi sistemi di regolazione dell'ossigeno in eccesso nei fumi. Tale regolazione è in grado di correggere in continuo l'apporto di combustibile e consentire così una combustione ottimale anche in presenza di qualità di biomassa molto diverse. Per quanto riguarda le emissioni dalla combustione diretta di biomassa solida, i livelli di CO risultano nel range di 50-250 mg/Nm<sup>3</sup> (ossigeno al 6%), dove le emissioni dalle caldaie FBC rientrano tipicamente nella parte inferiore dell'intervallo mentre quelle dai forni a griglia sono generalmente più elevate.

Esistono tuttavia delle interessanti possibilità tecnologiche per l'abbattimento di più sostanze inquinanti provenienti dalla combustione di biomassa solida, segnatamente dei filtri catalitici che possono accoppiare la filtrazione meccanica a tessuto delle particelle con la conversione catalitica di inquinanti quali gli NO<sub>x</sub> (riduzione catalitica selettiva), VOC e CO (combustione catalitica). La Figura 34, ricavata dagli atti della Biennale sull'eco-efficienza svoltasi a Torino dal 5 al 9 Giugno 2007, riporta uno schema funzionale di tale soluzione<sup>1</sup>.

Per quanto riguarda invece i motori a gas, al fine di minimizzare le emissioni di CO e di VOC si fa spesso ricorso ad una sezione di ossidazione catalitica che può portare le emissioni specifiche di CO al di sotto di 100 mg/Nm<sup>3</sup> (ossigeno al 5%).

Infine, per i motori a ciclo Diesel alimentati a olio vegetale o biodiesel, alcune delle misure primarie per la riduzione degli NO<sub>x</sub> (quali la combustione magra) comportano il rischio di aumentare le quantità di molecole incombuste (CO, idrocarburi, particolato carbonioso), che altrimenti contenute viste le alte temperature della combustione in un motore Diesel.

---

<sup>1</sup> D. Fino. Sistemi catalitici per la gestione delle emissioni di piccoli impianti a biomassa. Politecnico di Torino, DISMIC, Gruppo CRE.

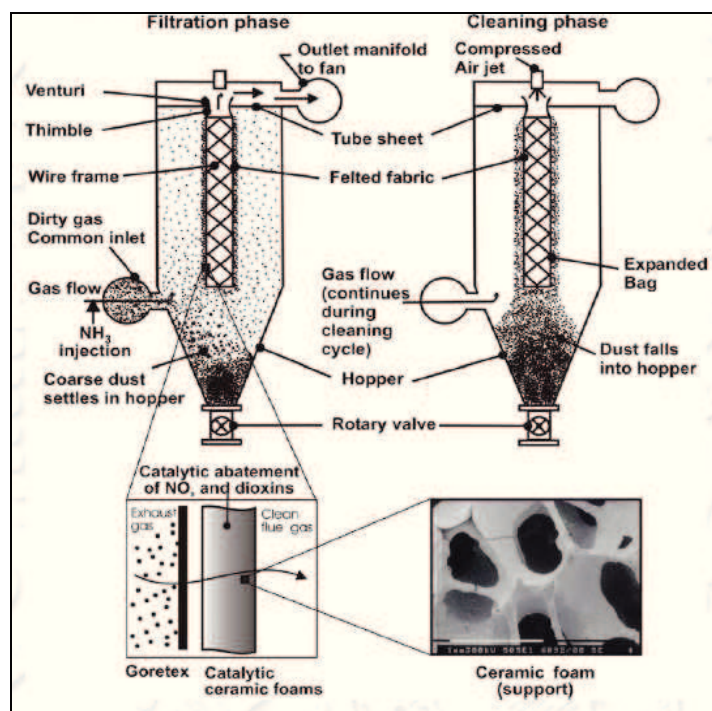


Figura 34 – Esempio di filtro catalitico multi-funzione

Anche in questo caso, pertanto, può risultare indispensabile la dotazione di un catalizzatore ossidante in coda alla linea fumi con il compito di abbattere CO e VOC (spesso responsabili di serie molestie odorose) con efficienze fino al 90%, nonché il materiale particolato (fino al 30%). Per quanto riguarda quest'ultimo parametro, ulteriori sforzi di riduzione delle concentrazioni (partendo da livelli di base anche superiori a  $100 \text{ mg/Nm}^3$  con tenore di ossigeno al 5% fino a livelli inferiori a  $10 \text{ mg/Nm}^3$ ) sono possibili attraverso l'applicazione di specifici sistemi di filtrazione (filtri a tessuto e ESP), attualmente nella fase di sviluppo in molti impianti del genere.

### ***Ammoniaca***

Uno svantaggio dei sistemi SCR e SNCR è la possibile emissione nell'aria di una parte dell'ammoniaca non reagita (ammonia slip). La concentrazione dell'emissione di ammoniaca associata all'uso delle BAT è considerata essere inferiore ai  $5 \text{ mg/Nm}^3$ .

## **LINEE GUIDA PROCEDURALI ED AMMISTRATIVE**

### **PREMESSA**

La presente pianificazione ha come obiettivo principale la semplificazione delle procedure autorizzative relativamente agli impianti di produzione di energia alimentati a biomasse vegetali, nonché chiarire le modalità di valutazione utilizzate in sede autorizzativa al fine di rendere l'iter esplicito ed uniforme per tutte le istanze presentate. Risulta infatti evidente come il compito dell'ente autorizzante sia quello di valutare in modalità univoca tutti i progetti presentati e, a fronte di un'attenta analisi delle ricadute ambientali, nonché alla valutazione del rispetto della legislazione vigente, rilasciare l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio dell'opera stessa.

Proprio per semplificare questa operazione, sempre complessa ed eterogenea, il Settore Risorse Naturali ha quindi deciso di intraprendere un percorso di specificazione della procedura autorizzativa, con particolare riguardo ai contenuti progettuali, nell'intento di permettere ai potenziali proponenti di conoscere, prima della presentazione della pratica, quali siano le linee guida seguite dalla Provincia di Cuneo nell'analisi tecnica dell'istanza. Si ritiene infatti che tale trasparenza sia una condizione necessaria al fine di garantire all'istante rapidità e chiarezza nella valutazione del progetto ed ai cittadini la dovuta attenzione nei confronti delle potenziali ricadute ambientali.

Risulta infatti evidente come l'utilizzo energetico delle biomasse vegetali sia materia di assoluto interesse, ma nel contempo vada valutato con particolare attenzione, soprattutto in relazione alle criticità ambientali che caratterizzano questa tipologia di impianti.

Il presente capitolo sarà quindi composto da tre diverse sezioni:

- Schematizzazione dei principali riferimenti normativi
- Definizione dell'iter autorizzativo
- Linee guida provinciali



## **PRINCIPALI RIFERIMENTI LEGISLATIVI**

### ***DIRETTIVE EUROPEE***

**Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001** *“Promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”*

**Comunicazione della Commissione della Comunità Europea del 7 dicembre 2005** *“Piano d'azione per la biomassa”*

### ***NORMATIVA NAZIONALE***

**Legge 9 gennaio 1991, n. 10** *“Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia”*

**Decreto Ministeriale 5 febbraio 1998** *“Individuazione dei rifiuti non pericolosi sottoposti alle procedure semplificate di recupero ai sensi degli articoli 31 e 33 del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22”*

**Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79** *“Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”*

**Decreto Legislativo 18 maggio 2001, n. 228** *“Legge di orientamento e modernizzazione in agricoltura”*

**Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387** *“Attuazione integrale della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”*

**Decreto Legislativo 18 febbraio 2005, n. 59** *“Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento”*

**Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152** *“Norme in materia ambientale”*

**Legge 296/2006**, commi 1117,1120, *“Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Finanziaria 2007)”*

**Legge 244/2007**, *“Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Finanziaria 2008)”*

## **NORMATIVA REGIONALE**

**Legge regionale 14 dicembre 1998, n. 40 e s.m.i.** *“Disposizioni concernenti la compatibilità ambientale e le procedure di valutazione”*

**L.R. 26 aprile 2000, n. 44** *“Disposizioni normative per l'attuazione del decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 'Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti locali, in attuazione del Capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59”*

**L.R. 7 ottobre 2002, n. 23** *“Disposizioni in campo energetico. Procedure di formazione del piano regionale energetico-ambientale. Abrogazione delle leggi regionali 23 marzo 1984, n. 19, 17 luglio 1984, n. 31 e 28 dicembre 1989, n. 79”*

**Deliberazione del Consiglio Regionale 3 febbraio 2004, n. 351-3642** *“Piano Energetico Ambientale Regionale”*

**Deliberazione del Consiglio Regionale 11 gennaio 2007, n. 98-1247** *“Attuazione della legge regionale 7 aprile 2000, n. 43 (Disposizioni per la tutela dell'ambiente in materia di inquinamento atmosferico). Aggiornamento del Piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria, ai sensi degli articoli 8 e 9 decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 351. Stralcio di Piano per il riscaldamento ambientale e il condizionamento”*

## **PIANI E PROGRAMMI PROVINCIALI**

**Piano d'azione per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria**, approvato dalla Giunta Provinciale con Deliberazione n. 6 del 7 marzo 2005, ed aggiornato con Deliberazione n. 5 del 19 febbraio 2007

**Iter procedurale per l'autorizzazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ai sensi del Dlgs 387/03**, approvato dalla Giunta Provinciale con Deliberazione n. 276 del 8 luglio 2008

## **Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 - "Norme in materia ambientale"**

Gli impianti di produzione energetica alimentati a biomassa sono regolamentati, all'interno della legislazione italiana, attraverso una serie di leggi che fanno capo al DLgs 152 del 2006 - parte quinta: "Norme in materia di tutela dell'aria e di riduzione delle emissioni in atmosfera"; quest'ultima è suddivisa in tre sezioni differenti:

1. Titolo I: Prevenzione e limitazione delle emissioni in atmosfera di impianti e attività
2. Titolo II: Impianti Termici Civili
3. Titolo III: Combustibili

Nei Titoli I e II sono definite le prescrizioni minime per l'esercizio di tutti gli impianti caratterizzati da combustione, suddivisi per potenzialità e destinazione d'uso. In particolare, all'interno del Titolo I vengono specificate le modalità e le condizioni di autorizzazione alle emissioni in atmosfera, nonché le caratteristiche specifiche per l'esclusione. L'esercizio degli impianti compresi in quest'ultima classificazione e destinati al riscaldamento civile, sono regolamentati all'interno del Titolo II.

Per tutte le condizioni esposte sono previste, all'interno degli allegati correlati, le modalità di gestione, nonché i limiti di emissione minimi da garantire nell'esercizio degli impianti stessi.

All'interno del Titolo III, sono invece specificate le caratteristiche merceologiche dei combustibili che possono essere utilizzati negli impianti di cui al Titolo I e II. In particolare l'Allegato X alla parte V, prevede che sia classificabile quale biomassa vegetale:

- legna da ardere alle condizioni previste nella parte II, sezione IV dell'Allegato X alla parte quinta
- biomasse combustibili individuate nella parte II, sezione IV dell'Allegato X alla parte quinta alle condizioni ivi previste

Quest'ultime sono:

1. materiale vegetale prodotto da coltivazioni dedicate
2. materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico di coltivazioni agricole non dedicate
3. materiale vegetale prodotto da interventi selvicolturali, da manutenzione forestale e da potatura
4. materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica di legno

vergine e costituito da cortecce, segatura, trucioli, chips, refili e tondelli di legno vergine, granulati e cascami di legno vergine, tondelli, non contaminati da inquinanti

5. materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica di prodotti agricoli
6. sansa di oliva disoleata, avente caratteristiche riportate nella tabella seguente, ottenuta dal trattamento di sanse vergini con n-esano per l'estrazione dell'olio di sansa destinato all'alimentazione umana e da successivo trattamento termico, purché i predetti trattamenti siano effettuati all'interno dello stesso impianto (nel caso in cui i due trattamenti vengano effettuati in impianti diversi, si dovranno seguire le norme per l'identificazione definite dal medesimo allegato)

Caratteristica	Range di variazione
Ceneri	≤ 4% in peso
Umidità	≤ 15% in peso
N-esano	≤ 30 mg/kg
Solventi organici clorurati	assenti
PCI	≥ 15,700 MJ/kg

7. liquor nero ottenuto nelle cartiere dalle operazioni di lisciviazioni del legno e sottoposto ad evaporazione al fine di incrementare il residuo solido, purché la produzione, il trattamento e la successiva combustione siano effettuate nella medesima cartiera e purché l'utilizzo di tale prodotto costituisca una misura per la riduzione delle emissioni e per il risparmio energetico individuata nell'Autorizzazione Integrata Ambientale

E' quindi evidente che nel caso in cui la biomassa subisca processi non soltanto meccanici, ovvero non sia solo di provenienza vegetale, l'applicazione della normativa sui rifiuti sia inevitabile.

Altro aspetto fondamentale è che, per poter escludere i residui di lavorazione dalla normativa sui rifiuti sono necessarie due condizioni<sup>2</sup>:

- assenza di trasformazioni preliminari per il raggiungimento di standard merceologici alle norme tecniche di sicurezza e di settore
- utilizzo certo e non eventuale del residuo.

---

<sup>2</sup> A questo proposito la CORTE DI CASSAZIONE PENALE, il 4 aprile 2007 ha emesso una sentenza che include nel concetto di rifiuto la sansa di oliva disoleata che per il riutilizzo energetico debba subire una trasformazione preliminare

### **Delibera Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas n. 42/02 e s.m.i.**

In data 19 marzo 2002 l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ha approvato la Delibera n.42/02 recante le condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e termica come cogenerazione ai sensi dell'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

In tale documento l'AEEG ha definito le condizioni necessarie da garantire al fine di classificare un impianto di produzione di energia elettrica quale cogenerativo, definendo due differenti parametri (IRE e LT) e specificandone i valori minimi richiesti. La sopracitata delibera definisce che: *“l'Indice di Risparmio Energetico (IRE) rappresenta il rapporto tra il risparmio di energia primaria conseguito dalla sezione di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica e l'energia primaria richiesta dalla produzione separata definito dalla formula:*

$$IRE = 1 - \frac{Ec}{\frac{Ee}{\eta_{es} \cdot p} + \frac{Et_{civ}}{\eta_{ts,civ}} + \frac{Et_{ind}}{\eta_{ts,ind}}}$$

dove:

- *Ec è il contenuto energetico dei combustibili utilizzati, pari al prodotto del peso o del volume di ciascun tipo di combustibile utilizzato nel corso dell'anno solare per il rispettivo potere calorifico inferiore;*
- *Ee è la quantità di energia elettrica lorda prodotta dalla sezione nell'anno solare, diminuita dell'energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della sezione e delle perdite nei trasformatori principali;*
- *Etciv è la parte di produzione di energia termica utile di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore destinata alle utilizzazioni di tipo civile a fini di climatizzazione, riscaldamento, raffrescamento, raffreddamento, condizionamento di ambienti residenziali, commerciali e industriali e per uso igienico-sanitario, con esclusione delle utilizzazioni in processi industriali;*
- *Etind è la parte di produzione di energia termica utile di una sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore destinata ad utilizzazioni diverse da quelle previste per Etciv;*

- $\eta_{es}$  è il rendimento elettrico medio netto, come definito alla lettera p) della Delibera 42/02, della modalità di riferimento per la produzione di sola energia elettrica;
- $\eta_{ts,civ}$  è il rendimento termico netto medio annuo, come definito alla lettera q) della Delibera 40/02, della modalità di riferimento per la produzione di sola energia termica per usi civili  $E_{tciv}$ ;
- $\eta_{ts,ind}$  è il rendimento termico netto medio annuo, come definito alla precedente lettera q), della modalità di riferimento per la produzione di sola energia termica per usi industriali  $E_{tind}$ ;
- $p$  è un coefficiente che rappresenta le minori perdite di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica che gli impianti cogenerativi comportano quando autoconsumano l'energia elettrica autoprodotta, evitando le perdite associate al trasporto di energia elettrica fino al livello di tensione cui gli impianti stessi sono allacciati o quando immettono energia elettrica nelle reti di bassa o media tensione, evitando le perdite sulle reti, rispettivamente, di media e alta tensione.”

Tale parametro mette quindi in evidenza il risparmio di energia primaria ottenuto grazie alla produzione combinata di energia elettrica e calore, rispetto alla produzione separata effettuata rispettivamente dal parco di generazione nazionale, nel caso dell'energia elettrica, e da singoli impianti termici nel caso dell'energia termica.

Contestualmente all'IRE, la Delibera 42/02 prevede la verifica di un secondo parametro: il Limite Termico (LT). Quest'ultimo rappresenta *il rapporto tra l'energia termica utile annualmente prodotta  $E_t$  e l'effetto utile complessivamente generato su base annua dalla sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore, pari alla somma dell'energia elettrica netta e dell'energia termica utile prodotte ( $E_e + E_t$ ), riferiti all'anno solare, secondo la seguente formula:*

$$LT = \frac{E_t}{E_e + E_t}$$

Risulta importante sottolineare come, alla luce della dinamicità del mercato, tale delibera sia in continua evoluzione. Sono infatti molteplici gli aggiornamenti che l'AEEG ha già apportato e pertanto i valori sopra riportati sono da considerarsi indicativi in quanto passibili di ulteriori modificazioni nel tempo.

## **Deliberazione del Consiglio Regionale 11 gennaio 2007, n. 98-1247-"Stralcio di Piano per il riscaldamento ambientale e il condizionamento"**

La Regione Piemonte, ha predisposto uno stralcio di piano, all'interno del quale vengono definite le prescrizioni e gli indirizzi relativamente ad installazioni effettuate in zona di piano ambientale e zone di mantenimento di sistemi di riscaldamento ambientale, sia civile che industriale esclusi gli utilizzi a fini produttivi.

Gli ambiti di intervento si distinguono in tre distinte categorie:

### **1. Prestazione del sistema edificio\impianto:**

In tale ambito vengono definite le specifiche tecniche richieste per le abitazioni di nuova costruzione e per le ristrutturazioni da inserire all'interno dei regolamenti edilizi comunali come, ad esempio, consumi specifici delle abitazioni, trasmittanze minime imposte per gli elementi strutturali, per nuovi impianti di edifici con più di 4 abitazioni l'obbligo del sistema centralizzato, obbligo di solare termico per acqua calda sanitaria, ecc.. Tali modificazioni sono prettamente di competenza comunale che ha 180 giorni per aggiornare il proprio regolamento edilizio anche se le nuove prescrizioni sono già attive e cogenti.

### **2. Prestazione dei sistemi di produzione\generazione di calore:**

In questo caso vengono presi in considerazione i diversi tipi di generazione di energia termica (caldaie, cogeneratori, pompe di calore). Per tutti questi sistemi vengono definiti sia i requisiti minimi relativamente ai rendimenti di generazione, sia i limiti massimi delle emissioni inquinanti specifiche (NO<sub>x</sub>, polveri in mg/kWh):

#### **➤ CALDAIE A COMBUSTIBILI LIQUIDI E GASSOSI:**

Rendimento minimo richiesto: "4 stelle" (con deroga per gli impianti a gasolio fino al 01.09.2008 con la possibilità di installare caldaie a "3 stelle")

Emissioni massime consentite:

Generatori con P<sub>n</sub><35 kW (gas naturale o GPL)→ NO<sub>x</sub> < 70 mg/kWh

PM<sub>10</sub> < 10 mgkWh

Generatori con P<sub>n</sub>< 35 kW (gasolio) e P<sub>n</sub>>35 kW→ NO<sub>x</sub> < 80 mg/kWh

PM<sub>10</sub> < 10 mgkWh

➤ **CALDAIE A COMBUSTIBILI SOLIDI - BIOMASSE:**

Per questi impianti sono state redatte due tabelle di riferimento inserite nell'allegato 2, una riferita alle zone di Piano e l'altra riferita alle zone di Mantenimento (attualmente tutte quelle zone non considerate di Piano). In tali tabelle sono riportati i livelli minimi di rendimento e le emissioni massime riscontrabili con i relativi sistemi di filtraggio minimi richiesti.

➤ **GRUPPI DI COGENERAZIONE:**

Per questi impianti sono state formulate prescrizioni sia di tipo energetico che di tipo emissivo contenute nell'Allegato 1.

**Prescrizioni energetiche.:**

Le condizioni di esercizio reali dell'impianto devono garantire che i due indici di riferimento della cogenerazione (IRE – Indice di risparmio energetico e LT – Limite Termico) siano → IRE >0 e LT >0,5.

Mentre per l'IRE la richiesta è inferiore alle prescrizioni nazionali, le quali richiedono che tale valore sia superiore a 0,1, per il LT il valore richiesto è notevolmente superiore rispetto a ciò che viene richiesto dalla legislazione nazionale pari a 0,15.

Un altro parametro fondamentale è che il rendimento elettrico minimo dell'impianto sia maggiore del 25%.

**Prescrizioni Emissive**

E' stato definito un indice per valutare le emissioni inquinanti massime consentite per un sistema di cogenerazione; tale indice è il Fattore di Emissione del combustibile che si calcola nel seguente modo:

$$FE_{comb} = FE_{et} * (\eta_{tot} - \eta_{ee}) \text{ [mg/kWh]}$$

dove:

$FE_{comb}$  è il fattore di emissione riferito al potere calorifico medio del combustibile

$FE_{et}$  è il fattore di emissione equivalente termico che rappresenta i limiti massimi consentiti per ogni tipo emissione considerata, in particolare vi sono due limiti nel piano:

$$FE_{et} (NO_x) \leq 135 \text{ mg/kWh}$$

$$FE_{et} (PT) \leq 11 \text{ mg/kWh}$$



$\eta_{tot}$  è il rendimento totale dell'impianto

$\eta_{ee}$  è il rendimento elettrico dell'impianto

Nel caso di impianti di cogenerazione a servizio di reti di teleriscaldamento aventi potenza nominale complessiva in ingresso superiore a 10 MW (intesa come prodotto tra la portata nominale di combustibile e il relativo potere calorifico inferiore), che normalmente sono soggetti a specifica autorizzazione alle emissioni in atmosfera, possono applicarsi deroghe alla limitazione dei fattori di emissione sopra prevista, esclusivamente nel caso in cui sia dimostrabile il rispetto di una delle seguenti condizioni:

1. l'intervento si configura come una riduzione netta delle emissioni di ossidi di azoto rispetto all'assetto ante operam riportato alle condizioni di riferimento indicate;
2. l'intervento si configura come un aumento delle emissioni di ossidi di azoto rispetto all'assetto ante operam riportato alle condizioni di riferimento, ma viene dimostrato, attraverso accurate simulazioni modellistiche della ricaduta al suolo degli inquinanti emessi, che le particolari condizioni di dispersione delle emissioni permettono di produrre un impatto sulla matrice atmosferica meno pesante rispetto a quello relativo all'assetto ante operam, riportato alle condizioni di riferimento indicate.

➤ **POMPE DI CALORE:**

Per questi impianti sono state formulate delle prescrizioni sia di tipo energetico che di tipo emissivo contenute nell'Allegato 4.

3. **Combustibili consentiti:** Vengono specificati i combustibili utilizzabili e i combustibili esclusi dalla possibilità di essere sfruttati. In particolare dal 1 settembre 2007 viene estromesso da quelli utilizzabili l'olio combustibile. Viene incentivato l'uso del gas metano e del GPL, mentre vengono incentivati gli impianti alimentati a biomassa solo se conformi all'allegato 2 del piano stralcio.

**Deliberazione del Consiglio Provinciale 7 marzo 2005, n.6 "Piano d'Azione per la riduzione del rischio di superamento dei valori limite e delle soglie di allarme in materia di qualità dell'aria" e s.m.i.**

La Provincia di Cuneo, di concerto con la pianificazione regionale, ha predisposto un apposito piano d'azione finalizzato alla riduzione del rischio di superamento dei valori limite e delle soglie di allarme in materia di qualità dell'aria. I provvedimenti previsti in tale piano sono principalmente finalizzati a contenere le emissioni di particolato atmosferico fine (siglabile  $PM_{10}$ ), di biossido di azoto ( $NO_2$ ), di biossido di zolfo ( $SO_2$ ), di benzene e di monossido di carbonio (CO) generate dal traffico veicolare, dagli impianti produttivi e dagli impianti di riscaldamento ambientale. Infatti la valutazione della qualità dell'aria nella Regione Piemonte - Anno 2001 - e l'analisi dei dati rilevati dalla rete di monitoraggio della qualità dell'aria evidenziano come esista il rischio, generalizzato a tutte le Zone di Piano, di superamento dei valori limite per il biossido di azoto ( $NO_2$ ), per l'ozono ( $O_3$ ) e il  $PM_{10}$ .

Vengono inoltre definite le azioni da attuare nel caso in cui si verificano superamenti delle soglie di allarme, così come definite dal D.M. 2 aprile 2002, n. 60, per il parametro biossido di azoto o  $NO_2$  ( $400 \mu g/m^3$  misurati per 3 ore consecutive in un sito rappresentativo della qualità dell'aria di un'area di almeno  $100 km^2$ ) e per il parametro biossido di zolfo o  $SO_2$  ( $500 \mu g/m^3$  misurati per 3 ore consecutive in un sito rappresentativo della qualità dell'aria di un'area di almeno  $100 km^2$ ).

In tale ambito è utile sottolineare come all'interno del piano vi sia l'obbligo per la Provincia di Cuneo, quale ente autorizzante di impianti produttivi, di *"valutare, in tutti i Comuni assegnati alla Zona di Piano, le domande di autorizzazione per l'installazione, la modifica o il trasferimento di insediamenti produttivi ed infrastrutture, con particolare attenzione agli effetti a breve e lungo termine delle nuove emissioni in atmosfera, perseguendo un bilancio ambientale positivo e fermo restando l'obbligo dell'applicazione della migliore tecnica e tecnologia disponibili"*.

Alla luce di tale prescrizione, risulta evidente come qualsiasi attività produttiva, tra cui gli impianti di produzione energetica alimentati a biomassa, installati in comuni classificati in Zona di Piano, debba garantire, al fine di poter essere assentita, un bilancio ambientale positivo, nonché essere caratterizzata dall'applicazione della migliore tecnologia disponibile.

## ITER AUTORIZZATIVI

L'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio degli impianti alimentati a biomassa vegetale, viene rilasciata ai sensi del DLgs 387/03. Ai sensi del D.lgs. 112/98, recepito dalla Regione Piemonte tramite la legge regionale 44/00, è delegata alle Province l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica al di fuori della competenza statale, compresi gli impianti alimentati a fonti rinnovabili. Al fine di semplificare la presentazione delle istanze, il Settore Risorse Naturali della Provincia di Cuneo ha redatto un apposito iter procedurale, approvato con Delibera della Giunta Provinciale n. 276 dell' 8 luglio 2008, finalizzato a chiarire quale sia la documentazione da allegare all'istanza, nonché le modalità di svolgimento dell'istruttoria. Tale procedura è regolata secondo quanto disposto dal DLgs 387/03 che prevede una conclusione del procedimento in 180 giorni dal ricevimento dell'istanza, fatti salvi i tempi previsti da specifiche leggi di settore, dopo la ricezione dei pareri di tutte le amministrazioni coinvolte. Va infatti sottolineato come la procedura ai sensi del DLgs 387/03 sia relativa alla "Costruzione ed all'esercizio" dell'impianto di produzione di energia elettrica, attraverso un procedimento ed un'autorizzazione unica. Ciò significa che il procedimento si dovrà concludere con un provvedimento definitivo comprendente tutte le autorizzazioni ed i nulla osta necessari al fine di costruire ed esercire l'impianto. Nell'ambito della procedura di cui al D.Lgs. 387/2003 è, tra l'altro, da acquisire ai fini dell'esercizio dell'impianto, l'autorizzazione alle emissioni in atmosfera ai sensi dell'art. 269 del D.Lgs 152/06 per impianti che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate, nonché a tutti gli altri impianti di energia elettrica nei limiti in cui detti impianti presentano emissioni soggette a tale provvedimento.

Si sottolinea a tal riguardo che l'autorizzazione anzidetta risulterà necessaria solo per gli impianti caratterizzati da una potenza termica in ingresso superiore ai valori di soglia imposti dall'art. 269 comma 14 del D.Lgs 152/06: ricadono in tale ambito gli impianti alimentati a biomassa solida caratterizzati da una potenza termica in ingresso superiore ad 1 MW e gli impianti alimentati a biogas caratterizzati da una potenza termica in ingresso superiore a 3 MW.

Ricadono nell'applicazione della L.R. 40/98 e s.m.i. (All. B2 n. 35) gli impianti a biomasse caratterizzati da una potenza termica complessiva superiore a 50 MW; in tal caso sono soggetti a procedura di verifica ai sensi dell'art. 10 della Legge Regionale

anzi citata, salvo i casi in cui ricadano in area protetta e, quindi, siano soggetti direttamente a Valutazione di Impatto Ambientale. La Fase di Verifica dovrà essere esperita prima dell'avvio della procedura ai sensi del D.Lgs 387/03, qualora si concluda con l'assoggettamento del progetto alla Fase di Valutazione, la procedura ai sensi del DLgs 387/03 verrà svolta contestualmente alla V.I.A.

Sono esclusi dal procedimento unico ai sensi del DLgs 387/03, come definito dall'art.12 comma 5, quegli impianti per i quali non e' previsto il rilascio di alcuna autorizzazione, ad esempio quelli soggetti esclusivamente alla presentazione della Dichiarazione di Inizio Attività presso il Comune di competenza. Come definito all'interno del Documento di programmazione Economico-Finanziaria per l'anno 2008, in aggiornamento dell'art.12 del DLgs 387/03, sono altresì esclusi dall'autorizzazione gli impianti caratterizzati da una capacità di generazione inferiore alle soglie riportate. Sono quindi esclusi da tale autorizzazione:

- biomasse solide: impianti con potenza elettrica nominale inferiore a 200 kW
- biogas: impianti con potenza elettrica nominale inferiore a 250 kW

Si rammenta che per quanto riguarda la combustione di scarti vegetali trattati, definiti come rifiuti e **non** come biomasse, quindi **non oggetto del presente lavoro**, si dovrà fare riferimento al D.Lgs.11-5-2005 n.133, in materia di incenerimento e coincenerimento dei rifiuti e al DM 5/02/98 e s.m.i.

## LINEE GUIDA AUTORIZZATIVE

Alla luce della legislazione vigente e viste le competenze in capo all'Amministrazione Provinciale, il Settore Risorse Naturali, in collaborazione con il Settore Tutela Ambiente ed Ecologia, ha predisposto alcune linee di indirizzo da utilizzare nella valutazione tecnica degli impianti alimentati a biomassa.

Risulta infatti evidente come l'utilizzo energetico delle biomasse vegetali sia da considerarsi molto interessante, ma nel contempo vada valutato con particolare attenzione, soprattutto in relazione alle criticità ambientali che caratterizzano questa tipologia di impianti.

Il compito dell'ente autorizzante, infatti, non può essere limitato ad una semplice verifica del rispetto della legislazione vigente, ma deve anche prevedere un'analisi tecnica, in sede di Conferenza dei Servizi, atta a valutare la contestualizzazione dell'impianto e le sue ricadute locali.

Lo scopo di tale analisi è infatti duplice: da un lato deve garantire al territorio su cui vengono installati tali impianti un'attenta analisi delle criticità ambientali ed una corretta mitigazione degli impatti e delle ricadute; dall'altro deve garantire alla ditta realizzatrice dell'impianto una procedura rapida, trasparente ed un'autorizzazione non contestabile nel merito.

A tal fine si è quindi ritenuto necessario esplicitare i punti fondamentali su cui gli uffici provinciali pongono particolare attenzione, con lo scopo di permettere ai progettisti ed ai proponenti di strutturare, ove possibile, gli impianti secondo tali direttive e di permettere la maggior trasparenza possibile nei confronti dei cittadini in relazione ai procedimenti autorizzativi di questo tipo di impianto.

L'analisi tecnica, effettuata dai Settori Provinciali in sede di Conferenza dei Servizi, verte, in particolare, su quattro punti specifici:

- **provenienza della biomassa**
- **produzione energetica**
- **emissioni in atmosfera**
- **modifica del combustibile**

### ***Provenienza della biomassa***

La Provincia di Cuneo, come si può evincere dal presente stralcio di piano, è un territorio in cui è presente una buona disponibilità di biomassa; in particolare, come specificato nei capitoli precedenti, dal territorio provinciale è possibile ricavare una quantità media annua di circa 190'000 t derivabili da attività agricole e circa 465'000 t derivabili da una gestione forestale sostenibile. Il potenziale è sicuramente molto interessante, ma reso poco appetibile in quanto vincolato da un oneroso costo di raccolta e trasformazione, soprattutto nel caso delle biomasse forestali.

Un obiettivo di queste linee guida è rivolto a stimolare la raccolta e quindi lo sfruttamento delle biomasse legnose di derivazione locale, con particolare riguardo all'attivazione di filiere locali capaci di garantire una corretta gestione forestale.

In conseguenza del progressivo abbandono delle attività forestali, si è infatti assistito ad un degrado della qualità e della pulizia di tali ambienti, con un progressivo deterioramento delle condizioni di assetto idrogeologico: è pertanto auspicabile, non solo sotto il profilo energetico, l'attivazione di filiere locali, in grado di garantire da un lato l'approvvigionamento di risorse direttamente dal territorio e dall'altro una corretta gestione delle condizioni ambientali.

Per questo motivo sono state analizzate nel dettaglio tutte le disponibilità presenti all'interno del territorio provinciale, suddividendole per Comunità Montane, con l'obiettivo di contestualizzare le quantità disponibili con un dettaglio sufficiente; tale analisi si prefigge lo scopo di mettere a disposizione dei potenziali proponenti una quantificazione delle disponibilità con la relativa dislocazione, dati necessari al fine di poter effettuare uno studio di fattibilità necessario a valutare la realizzabilità dell'opera.

Al fine di perseguire tali obiettivi è importante definire **la provenienza del combustibile**, che diventa uno dei principali parametri per la valutazione tecnica di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato a biomasse: l'**obiettivo minimo** è stato fissato nella misura del **50%** della biomassa utilizzata, sia essa ottenuta nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro (ai sensi degli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 27 maggio 2005, n° 102), oppure di filiere corte, cioè entro un raggio di 70 km dall'impianto che le utilizza per produrre energia elettrica, come definite all'interno della legge 222 del 29 novembre 2007 (collegato alla Finanziaria 2008).

## ***Produzione energetica***

Come evidenziato nei capitoli precedenti, l'attenzione all'efficienza della produzione energetica ricopre un ruolo fondamentale, sia a livello locale che a livello internazionale.

All'interno delle BREF, predisposte dalla Commissione Europea, in cui vengono riportate le caratteristiche principali degli impianti classificabili come BAT (Best Available Techniques) o MTD (Migliori Tecnologie Disponibili), viene rimarcato che i rendimenti di conversione energetica rappresentano uno dei parametri di rilievo nell'analisi tecnica degli impianti. In tale ambito, viene specificato chiaramente che un impianto di generazione di energia elettrica alimentato a biomasse vegetali, per essere annoverato all'interno di tale classificazione, deve garantire un buon livello di recupero termico attraverso la cogenerazione.

In particolare tale pubblicazione pone come riferimento molto ambizioso un indice di sfruttamento del combustibile per gli impianti alimentati a biomassa pari al 75-85%. Come specificato all'interno del capitolo dedicato alle tecnologie di conversione energetica, il rendimento puramente elettrico di tali tecnologie risulta particolarmente basso (15-25%), mentre risulta decisamente rilevante la quantità di calore ottenibile attraverso la cogenerazione.

E' necessario pertanto valutare attentamente la contestualizzazione di questo tipo di impianti produttivi, privilegiando l'ubicazione nelle vicinanze di potenziali utilizzatori di energia termica: visto infatti il basso rendimento elettrico, risulta evidente che al fine di ottimizzare l'efficienza energetica, sia fondamentale garantire un buon recupero termico; ne consegue che i rendimenti di riferimento imposti dalle BREF sono raggiungibili solo a fronte di un recupero di energia termica pari al 50-60% dell'energia termica in ingresso.

Al fine di perseguire tali obiettivi si è posto come uno dei parametri di valutazione tecnica di un impianto di produzione di energia elettrica alimentato a biomasse, la sua classificabilità quale impianto cogenerativo ai sensi della Delibera n.42/02 dell'AEEG e che **il rendimento globale di impianto**, risulti essere superiore al **60%**.

### ***Emissioni in atmosfera***

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera, l'art. 269 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. prevede, al comma 14, che “non sono sottoposti ad autorizzazione gli impianti di combustione, compresi i gruppi elettrogeni a cogenerazione, di potenza termica nominale inferiore a 1 MW, alimentati a biomasse di cui all'Allegato X alla parte quinta del presente decreto, a gasolio, come tale o in emulsione, o a biodiesel”.

Per gli impianti, soggetti ad autorizzazione alle emissioni in atmosfera rientranti nel Titolo I alla parte V del D.Lgs. 152/06, fermo restando che non possono essere superati i limiti previsti alla parte III dell'allegato I alla parte V dello stesso decreto per le biomasse, viene richiesta l'applicazione delle MTD (o BAT) per quanto riguarda gli impianti di combustione ed i sistemi di abbattimento delle emissioni in atmosfera con particolare riferimento alle emissioni di NO<sub>x</sub>, polveri, CO. A tal fine risulta fondamentale specificare che, anche tenendo conto del rapporto tra costi e benefici complessivi, è data facoltà all'amministrazione autorizzante di stabilire limiti più severi di quelli previsti dalla Legislazione Nazionale.

Nei comuni ricadenti nella classificazione di Zona di Piano Ambientale, così come riportato nella Deliberazione del Consiglio Provinciale n. 6 in data 7 marzo 2005: "Piano d'Azione per la riduzione del rischio di superamento dei valori limite e delle soglie di allarme in materia di qualità dell'aria" e s.m.i., oltre a dimostrare un bilancio positivo alle emissioni, deve essere altresì effettuato, da parte del proponente, uno studio relativo alle simulazioni modellistiche della ricaduta al suolo degli inquinanti emessi, comprensivo delle condizioni locali di dispersione delle emissioni, nonché di valutazioni sito-specifiche di impatto sulla matrice atmosferica rispetto al quadro “ante operam”.

Per i punti di emissione a servizio degli impianti di cui sopra con potenza termica nominale maggiore a 6 MW, devono essere rilevate in continuo le concentrazioni di polveri totali, NO<sub>x</sub> (come NO<sub>2</sub>), O<sub>2</sub> libero, nonché la temperatura, l'umidità, il CO e la portata volumetrica degli effluenti gassosi.

Per i punti di emissione a servizio degli impianti con potenza termica nominale inferiore a 6 MW, verrà valutata la necessità di monitorare in continuo gli inquinanti sopraccitati



e/o altri eventualmente prodotti sulla base delle biomasse utilizzate e sulla localizzazione dell'impianto.

Il posizionamento del punto di campionamento per il controllo in continuo delle emissioni, le procedure di taratura periodica degli apparecchi di misura, la trasmissione e la visualizzazione dei dati trasmessi, devono essere concordati in sede istruttoria con A.R.P.A. – Dipartimento di Cuneo, Comune sede dell'impianto e Provincia di Cuneo. In caso di modifica della trasmissione dati del sistema di rilevamento in continuo delle emissioni e di registrazione dei parametri di processo, l'Impresa deve presentare all'ARPA adeguata documentazione tecnica.

Per i parametri ossidi di zolfo (espressi come SO<sub>2</sub>) e carbonio organico totale (C.O.T.) viene previsto un monitoraggio periodico da valutare in sede autorizzativa; in aggiunta viene richiesto uno screening qualitativo/quantitativo con cadenza periodica, sempre da valutare in sede autorizzativa per determinare i seguenti inquinanti: IPA, metalli, composti inorganici del cloro espressi come acido cloridrico (HCl), composti inorganici del fluoro espressi come acido fluoridrico (HF), diossine e furani (PCDD + PCDF).

Per tali inquinanti, IPA, metalli, composti inorganici del cloro espressi come acido cloridrico (HCl), composti inorganici del fluoro espressi come acido fluoridrico (HF), diossine e furani (PCDD + PCDF), verrà valutata la concentrazione misurata e a seguito di tali risultati la Provincia di Cuneo, insieme all' A.R.P.A. – Dipartimento di Cuneo, potrà valutare la necessità di assegnare un limite massimo di emissione.

L'impresa, nella fase di avviamento dell'impianto, deve verificare l'intervallo di temperature di esercizio, riferite al tempo di permanenza degli effluenti, nel quale si ottenga il migliore equilibrio tra risparmio energetico e resa ottimale di abbattimento delle sostanze organiche presenti, senza la formazione di sostanze odorigene e senza incremento del livello di CO.

In relazione alla tipologia di biomassa utilizzata, si valuterà inoltre la possibilità di prescrivere specifiche analisi odorimetriche e campagne di monitoraggio volte all'individuazione di eventuali emissioni diffuse e /o fuggitive; dovranno infine essere previsti campionamenti di parametri specifici individuati sulla base delle tecnologie e delle sostanze autorizzate anche a livello del sistema di abbattimento utilizzato.

### ***Modifica del combustibile***

Alla luce delle istruttorie sino ad oggi effettuate da parte del Settore Risorse Naturali e del Settore Tutela Ambiente ed Ecologia, è risultato che una delle preoccupazioni più frequenti, da parte della cittadinanza, è quella relativa alla conversione del combustibile di approvvigionamento da biomassa a rifiuto.

Alla luce della legislazione vigente è importante sottolineare come tale passaggio **non sia consentito**, se non a fronte di un'opportuna istanza che comporta la modifica sostanziale dell'autorizzazione in essere e quindi la predisposizione di un opportuno procedimento.

Il DLgs 387/03 prevede infatti che l'autorizzazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili debba essere rilasciata a fronte di un progetto definitivo: tale livello progettuale, richiede che *“vengano sviluppati gli elaborati grafici e descrittivi, nonché i calcoli ad un livello di definizione tale che nella successiva progettazione esecutiva non si abbiano apprezzabili differenze tecniche e di costo”*.

Risulta pertanto evidente che parte integrante del progetto impiantistico è la definizione del combustibile, che pertanto dovrà essere chiaramente esplicitato in sede di istanza: *la sua modifica sarà classificata come sostanziale e sarà quindi soggetta ad un nuovo iter autorizzativo*, con tutte le forme di pubblicità previste in questi casi.

## BIBLIOGRAFIA

EUROPEAN COMMISSION, Integrated Pollution Prevention and Control: “Reference Document on BAT for Large Combustion Plants” - Anno 2006

Regione Piemonte, IPLA S.p.A.: “La pianificazione forestale in Piemonte – Norme Tecniche per i Piani Forestali Territoriali – Indirizzi metodologici per i Piani Forestali Aziendali” – Anno 2004

Gottero F., Ebone A., Terzuolo PG., Camerano P.: “I boschi del Piemonte, conoscenze e indirizzi gestionali. Regione Piemonte”, Blu Edizioni, pp. 240 - Anno 2007

F. Cotana e I. Costarelli, Università degli Studi di Perugia: “Impianti sperimentali per il recupero energetico da potature di vite, olivo e frutteti” – Anno 2005

Regione Piemonte: “Anagrafe Agricola Unica del Piemonte” - Anno 2007  
[http://www.sistemapiemonte.it/agricoltura/dw\\_anagrafeunica/index.shtml](http://www.sistemapiemonte.it/agricoltura/dw_anagrafeunica/index.shtml)

Mussinatto, Truffo, Rampone, De Carli, Regione Piemonte – CSI Piemonte: “STIMA CONSUMI DI BIOMASSA PER RISCALDAMENTO CIVILE IN REGIONE PIEMONTE” – Anno 2007

IPLA SpA (Istituto per le Piante da Legno e l’Ambiente): “STUDIO PER LA VALUTAZIONE DEL LEGNO UTILIZZABILE COME COMBUSTIBILE PROVENIENTE DALLE FORESTE, DALLE FORMAZIONI LEGNOSE FUORI FORESTA E DA ALTRE FONTI: CONFERMA DATI 2005 E APPROFONDIMENTO A LIVELLO PROVINCIALE” – Anno 2007

Consorzio per l’AREA di ricerca scientifica e tecnologica di Trieste, AREA Science Park: “Energia dalle Biomasse” – Anno 2006

Ministero dell’Ambiente: “Energia da conversione di biomasse – linee guida” – Anno 2006

Valter Francescato, AIEL - Associazione Italiana per le Energie Agro-forestali: “TECNOLOGIE PER LA CONVERSIONE ENERGETICA DEL LEGNO” – Anno 2006

Prof. Camporeale Sergio, Ing. De Nigris Donatella, Politecnico di Bari: “UTILIZZO DELLE BIOMASSE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA”, Anno 2005

Dott. Ing. Carlo Belli, Università Pavia: “CORSO DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA” – Anno 2006

Turboden Srl: “Concetto di Organic Rankine Cycle (ORC)” – Anno 2008

Bio-Energy Research Group, Aston University, Birmingham: “The future for biomass pyrolysis and gasification: status, opportunities and policies for Europe” – Anno 2002

G.Manfrida - Università di Firenze: “Introduzione a gassificazione e trattamento effluenti gassosi” – Anno 2007

Pröll, Tobias; Rauch, Reinhard; Aichernig, Christian; and Hofbauer, Hermann, International Journal of Chemical Reactor Engineering: "Fluidized Bed Steam Gasification of Solid Biomass - Performance Characteristics of an 8 MWth Combined Heat and Power Plant," - Anno 2007

Università di Pisa: “Dispense Processi Energetici Alternativi” – Anno 2007

DCP n. 50 del 25 settembre 2007, Provincia di Asti: “Linee guida in materia di produzione di energia elettrica da biomasse” – Anno 2007

