

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE

DIPARTIMENTO
DICMA

TESI DI LAUREA

in
INGEGNERIA DELLE MATERIE PRIME

Analisi sulle opportunità offerte da biomasse e biocombustibili per la produzione energetica nelle aree agricole della regione Emilia Romagna.

CANDIDATO
Gabriele Raimondi

RELATRICE:
Chiar.ma Prof.ssa
Alessandra Bonoli
CORRELATORI
Ing. Sergio Camillucci
Dr. Roberto Monticelli

Anno Accademico 2008/09
Sessione I

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE

DIPARTIMENTO
DICMA

TESI DI LAUREA
in
INGEGNERIA DELLE MATERIE PRIME

Analisi sulle opportunità offerte da biomasse e biocombustibili per la produzione energetica nelle aree agricole della regione Emilia Romagna.

TESI SVOLTA IN COLLABORAZIONE CON



CENTRO RICERCHE "EZIO CLEMENTEL" BOLOGNA

CANDIDATO
Gabriele Raimondi

RELATRICE:
Chiar.ma Prof.ssa
Alessandra Bonoli
CORRELATORI
Ing. Sergio Camillucci
Dr. Roberto Monticelli

Anno Accademico 2008/09
Sessione I

INDICE

INTRODUZIONE	pag.	5
1 <u>L'EUROPA E L'ENERGIA</u>	“	6
1.1 Perché una politica energetica europea	“	7
1.2 Realizzare concretamente il mercato interno dell'energia	"	7
1.2.1 Un mercato concorrenziale	“	7
1.2.2 Un mercato integrato e interconnesso	“	8
1.2.3 Un servizio pubblico dell'energia	“	9
1.3 Garantire la sicurezza dell'approvvigionamento Energetico	"	9
1.4 ridurre le emissioni di gas serra	“	9
1.4.1 Efficienza energetica	“	10
1.4.2 Fonti rinnovabili	“	10
1.5 sviluppare le tecnologie energetiche	“	11
2 <u>L'ITALIA E L'ENERGIA</u>	“	14
2.1 Analisi del territorio	“	17
2.1.1 Fotovoltaico	“	18
2.1.2 Eolico	“	18
2.1.3 Geotermico	“	19
2.1.4 Idroelettrico	“	21
2.1.5 Biomasse	“	22
3 <u>VALUTAZIONI ECONOMICHE E CONFRONTO TRA FONTI DI ENERGIA RINNOVABILI E FOSSILI</u>	“	24
3.1 Il meccanismo dei certificati verdi	“	25
3.1.1 I certificati verdi	“	27
3.1.2 Fonti e tecnologie ammesse ai certificati verdi	"	30
3.2 Qualificazione degli impianti	“	34
3.2.1 Tipologie degli impianti a fonti rinnovabili	“	34
3.2.2 Categorie di intervento ed energia che hanno diritto ai C.V.	"	36
3.3 Le biomasse	“	39
3.4 Energia da biomasse	“	45
3.5 Confronto tra biomasse e combustibili fossili	“	46
3.6 Analisi della filiera legno-energia	“	56
3.6.1 Filiera pioppeto-energia	“	58

3.6.2 Filiera legna da siepi-energia	“	64
3.6.3 Filiera sarmenti-energia	pag	68
3.6.4 Considerazioni sulla filiera legno-cippato-energia	"	72
4 L'EMILIA ROMAGNA	“	75
4.1 Il territorio	“	75
4.2 Il contesto agricolo	“	78
4.2.1 Uso del suolo, assetto della proprietà e dimensione media delle aziende	"	78
4.2.2. Sviluppo economico	“	79
4.2.3. Le coltivazioni	“	81
4.3 Il contesto energetico	“	86
4.3.1 Il Piano Energetico Regionale (P.E.R.)	“	86
4.3.2 Il sistema energetico della Regione Emilia Romagna	"	87
4.3.3 La produzione di energia da fonti rinnovabili	“	95
4.4 Gli impianti nella regione	“	98
5 ESEMPIO DI IMPIANTO	pag	103
5.1 La centrale termica e lo stoccaggio	“	110
5.2 Approvvigionamento di combustibile	“	114
5.3 Descrizione del funzionamento	“	117
5.4 Organi accessori	“	120
5.5 Rete di teleriscaldamento	“	125
5.6 La combustione	“	127
5.7 Costi	“	132
CONCLUSIONI	“	134
BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA	"	135
RINGRAZIAMENTI	"	136

INTRODUZIONE

Il lavoro svolto ha come obiettivo principale quello di individuare una possibile risposta alla crescente situazione di fabbisogno energetico, ed in particolare come sfruttare le risorse della regione Emilia – Romagna. In questa regione sono presenti diverse possibili fonti alternative per produrre energia: la parte pianeggiante, per coltivazioni dedicate e per la riconversione degli zuccherifici, la parte collinare con i residui e le coltivazioni forestali. Altra risorsa, non meno importante, può venire inoltre dagli scarti dell'agricoltura e dalle deiezioni degli allevamenti animali, in regione sono numerosi.

L'impegno della regione preso con il P.S.R.(Piano di Sviluppo Rurale) 2007-2013 è quello di potenziare lo sviluppo delle produzioni energetiche da fonti rinnovabili.

Tramite la produzione di energia da fonti rinnovabili come quelle citate si cerca quindi di:

- produrre energia pulita
- diminuire la dipendenza dalle fonti fossili
- lavorare per la qualità ambientale cercando di abbattere gli inquinamenti atmosferici
- restare nei parametri dettati dalle azioni svolte per l'applicazione del protocollo di Kyoto. Tali azioni sono divenute più impegnative con l'adesione della Comunità Europea e il nostro Paese è posto di fronte a precise responsabilità di riduzione delle emissioni nocive per l'ambiente, con l'obbligo di un adeguamento, a partire dalle regioni, da parte di tutti.

In questo studio, analizzando la possibilità di sfruttamento delle fonti rinnovabili presenti sul territorio, si è dato maggior risalto alla produzione di energia con biomasse legnose.

CAP.1

L'EUROPA E L'ENERGIA (1)

All'inizio del 2007 l'Unione europea (UE) ha presentato una nuova politica energetica, espressione del suo impegno forte a favore di un'economia a basso consumo di energia più sicura, più competitiva e più sostenibile. Una politica comune rappresenta la risposta più efficace alle sfide energetiche attuali, che sono comuni a tutti gli Stati membri. Essa pone l'energia al centro dell'azione europea, di cui è stata all'origine con i trattati che hanno istituito la Comunità europea del carbone e dell'acciaio (trattato CECA) e la Comunità europea dell'energia atomica (trattato Euratom), rispettivamente nel 1951 e nel 1957. Gli strumenti di mercato (essenzialmente imposte, sovvenzioni e sistema di scambio di quote di emissione di CO₂), lo sviluppo delle tecnologie energetiche (in particolare le tecnologie per l'efficienza energetica e le energie rinnovabili, o le tecnologie a basso contenuto di carbonio) e gli strumenti finanziari comunitari sostengono concretamente la realizzazione degli obiettivi della politica.

Una politica energetica per l'Europa impegnerà l'Unione Europea a realizzare un'economia a basso consumo energetico più sicura, più competitiva e più sostenibile. Gli obiettivi prioritari in campo energetico si possono riassumere nella necessità di garantire il corretto funzionamento del mercato interno dell'energia, la sicurezza dell'approvvigionamento strategico, una riduzione concreta delle emissioni di gas serra dovute alla produzione o al consumo di energia e la presentazione di una posizione univoca dell'UE nelle sedi internazionali.

Viene riportata di seguito la Comunicazione della Commissione al Consiglio europeo e al Parlamento europeo, del 10 gennaio 2007, dal titolo "Una politica energetica per l'Europa" .

Questa comunicazione, che è un'analisi strategica della situazione energetica in Europa, introduce il pacchetto integrato di misure che istituiscono la politica energetica europea (il cosiddetto pacchetto "Energia").

1.1 PERCHÉ UNA POLITICA ENERGETICA EUROPEA

L'Unione europea (UE) deve affrontare delle problematiche energetiche reali sia sotto il profilo della sostenibilità e delle emissioni dei gas serra che dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento e della dipendenza dalle importazioni, senza dimenticare la competitività e la realizzazione effettiva del mercato interno dell'energia.

La definizione di una politica energetica europea è dunque la risposta più efficace a queste problematiche, che sono condivise da tutti gli Stati membri.

L'UE intende essere l'artefice di una nuova rivoluzione industriale e creare un'economia ad elevata efficienza energetica e a basse emissioni di CO₂. Per poterlo fare, si è fissata vari obiettivi energetici ambiziosi.

1.2 REALIZZARE CONCRETAMENTE IL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA

A livello comunitario è stato istituito un mercato interno dell'energia nell'intento di offrire una vera scelta ai consumatori, a prezzi equi e competitivi. Tuttavia, come viene messo in evidenza dalla comunicazione sulle prospettive del mercato interno dell'energia e dall'inchiesta sullo stato della concorrenza nei settori del gas e dell'elettricità, vi sono ancora ostacoli che impediscono all'economia e ai consumatori europei di beneficiare di tutti i vantaggi legati alla liberalizzazione dei mercati del gas e dell'elettricità. Garantire l'esistenza effettiva del mercato interno dell'energia rimane dunque ancora un obiettivo imperativo.

1.2.1 Un mercato concorrenziale

Occorre procedere ad una separazione più netta tra la gestione delle reti del gas e dell'elettricità e le attività di produzione o di distribuzione.

Se un'impresa controlla sia la gestione che le attività di produzione e distribuzione, c'è un serio rischio di discriminazione e abuso. Un'impresa integrata verticalmente è, infatti, scarsamente interessata ad aumentare la capacità della rete e ad esporsi in tal modo a una maggiore concorrenza sul mercato, con le conseguenti riduzioni dei prezzi.

La separazione tra la gestione delle reti e le attività di produzione o di distribuzione incentiverà le imprese a investire di più nelle reti, favorendo così la penetrazione di nuovi enti erogatori sul mercato e aumentando la sicurezza dell'approvvigionamento.

La separazione può essere realizzata costituendo un gestore indipendente della rete che assicuri la manutenzione, lo sviluppo e lo sfruttamento delle reti, che rimarrebbero di proprietà delle imprese integrate verticalmente, oppure con una separazione totale della proprietà.

1.2.2 Un mercato integrato e interconnesso

Il mercato interno dell'energia dipende sostanzialmente dalla realtà degli scambi transfrontalieri dell'energia, che spesso risultano difficoltosi per la disparità tra le norme tecniche nazionali e tra le capacità delle reti.

Occorre dunque una regolamentazione efficace a livello comunitario. In particolare si tratterà di armonizzare le funzioni e il grado di indipendenza dei regolatori nel campo dell'energia, di incrementarne la cooperazione, di imporre loro di tener conto dell'obiettivo comunitario finalizzato a realizzare il mercato interno dell'energia e di definire a livello comunitario gli aspetti normativi e tecnici nonché le norme di sicurezza comuni che si rivelano necessari per gli scambi transfrontalieri.

Perché la rete europea dell'energia diventi realtà, il piano di interconnessione prioritario insiste sull'importanza di un sostegno politico e finanziario per la realizzazione delle infrastrutture ritenute essenziali e sulla designazione di coordinatori europei incaricati di seguire i progetti prioritari maggiormente problematici.

1.2.3 Un servizio pubblico dell'energia

L'UE intende portare avanti la sua lotta contro la povertà energetica predisponendo una carta del consumatore nel settore dell'energia. La carta favorirà, in particolare, l'istituzione di sistemi di aiuti per i cittadini più vulnerabili all'aumento dei prezzi dell'energia e migliorerà l'informazione di cui dispongono i consumatori riguardo ai vari fornitori e alle diverse possibilità di approvvigionamento esistenti.

1.3 GARANTIRE LA SICUREZZA DELL'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO

È ormai prioritario limitare la dipendenza dell'UE nei confronti delle importazioni e ridurre il problema delle interruzioni nell'approvvigionamento, delle eventuali crisi energetiche o l'incertezza che grava sui futuri approvvigionamenti. E questa incertezza è ancora più grave per gli Stati membri che dipendono da un unico fornitore di gas.

La nuova politica energetica insiste pertanto sull'importanza di meccanismi che garantiscano la solidarietà tra Stati membri e sulla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e delle vie di trasporto.

Sarà necessario potenziare i meccanismi che regolano le scorte strategiche di petrolio e aumentare le possibilità già esaminate di rafforzare la sicurezza delle forniture di gas. Occorre anche garantire una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità, che rappresenta un altro elemento essenziale.

1.4 RIDURRE LE EMISSIONI DI GAS SERRA

L'energia produce l'80% delle emissioni di gas serra dell'UE. Determinata a combattere i cambiamenti climatici, l'UE s'impegna a ridurre di almeno il 20% le proprie emissioni interne entro il 2020. L'UE chiede inoltre un accordo internazionale nell'ambito del quale i paesi industrializzati s'impegnino ad abbattere del 30% le loro emissioni di gas serra entro il 2020. Nell'ambito di tale accordo l'UE intende fissare un nuovo obiettivo e punta a ridurre le emissioni di

gas serra al suo interno del 30% rispetto a quelle del 1990. Tutti questi obiettivi rappresentano il cardine della strategia dell'UE volta a contenere i cambiamenti climatici.

La riduzione delle emissioni di gas serra comporta un minor consumo di energia e un maggiore ricorso a fonti di energia pulite.

1.4.1 Efficienza energetica

Ridurre il consumo di energia del 20% entro il 2020: questo è l'obiettivo che l'UE si è fissata nell'ambito del piano d'azione per l'efficienza energetica (2007-2012).

Per conseguirlo servono azioni concrete, soprattutto per quanto riguarda il risparmio di energia nel settore dei trasporti, l'elaborazione di norme minime di efficienza energetica per le apparecchiature che consumano energia, la sensibilizzazione dei consumatori a favore di comportamenti razionali e volti al risparmio, il miglioramento dell'efficienza nella produzione, nel trasporto e nella distribuzione dell'energia termica ed elettrica o ancora lo sviluppo di tecnologie energetiche e l'efficienza energetica nell'edilizia.

L'UE intende inoltre giungere ad una strategia comune, in tutto il pianeta, per il risparmio energetico e a tal fine punta ad un accordo internazionale sull'efficienza energetica.

1.4.2 Fonti rinnovabili

L'utilizzo delle FER (fonti energetiche rinnovabili) (come l'energia eolica, solare e fotovoltaica, la biomassa e i biocarburanti, il calore geotermico e le pompe di calore) aiuta indiscutibilmente a contenere i cambiamenti climatici. Queste fonti danno anche un contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento energetico e alla crescita e all'aumento dell'occupazione in Europa, perché incrementano la produzione e il consumo di energia generata in loco.

Eppure le fonti di energia rinnovabili sono ancora marginali nel ventaglio energetico europeo, soprattutto perché costano di più rispetto alle fonti energetiche tradizionali.

Per favorirne una maggiore diffusione, nella sua tabella di marcia in questo campo specifico l'UE ha fissato un obiettivo vincolante, cioè quello di portare, entro il 2020, la percentuale delle fonti di energia rinnovabile al 20% rispetto al consumo energetico totale.

Per raggiungere un obiettivo come questo sarà necessario fare passi avanti nei tre settori che più di altri utilizzano queste fonti: la produzione di energia elettrica, aumentando la produzione di elettricità da fonti rinnovabili e producendo elettricità in maniera sostenibile a partire dai combustibili fossili, in particolare grazie ai sistemi di cattura e stoccaggio del CO₂; i biocarburanti che, nel 2020, dovranno rappresentare il 10% dei combustibili per autotrazione e, infine, gli impianti di riscaldamento e condizionamento.

1.5 SVILUPPARE LE TECNOLOGIE ENERGETICHE

Le tecnologie energetiche possono svolgere un ruolo di primo piano per abbinare competitività e sostenibilità, garantendo allo stesso tempo una maggiore sicurezza dell'approvvigionamento. Queste tecnologie sono inoltre fondamentali per realizzare gli altri obiettivi in campo energetico.

Oggi l'UE è il leader mondiale nel settore delle energie rinnovabili e intende confermare la sua posizione e imporsi anche nel mercato in pieno sviluppo delle tecnologie energetiche a basso contenuto di carbonio.

L'UE deve così sviluppare le tecnologie ad alta efficienza energetica che già esistono ma anche tecnologie nuove, in particolare quelle a favore dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili.

L'UE presenta una notevole diversificazione a livello di fonti energetiche, ma nonostante ciò continuerà a dipendere fortemente dal petrolio e dal carbone; per questo è importante dedicare particolare attenzione alle tecnologie che utilizzano

combustibili fossili a basse emissioni di carbonio, e soprattutto alle tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio.

Gli investimenti necessari per realizzare questi sviluppi tecnologici contribuiranno direttamente all'attuazione della strategia comunitaria per la crescita e l'occupazione.

La Commissione propone le linee generali di un piano strategico europeo per le tecnologie energetiche che riguarderà tutto il processo di innovazione, dalla ricerca di base fino alla commercializzazione. Il piano strategico affiancherà il Settimo programma quadro di ricerca, che prevede di incrementare del 50% le spese annue per la ricerca nel settore energetico, e l'iniziativa “ Energia intelligente – Europa “.

(2) Il petrolio, che nel mix energetico riveste una posizione di primo piano, sta diventando una materia prima sempre più cara; il suo prezzo, sul mercato internazionale, ha raggiunto nell'agosto 2008, i 140\$ al barile per poi ritornare a fine 2008 sui 40 \$ al barile prezzo destinato a salire. È indubbio che nessuna materia prima, negli ultimi 70 anni, ha avuto l'importanza del petrolio sullo scenario politico ed economico mondiale, per l'incidenza che ha sulla economia degli Stati e, di conseguenza, nel condizionare le relazioni internazionali, determinando le scelte per garantire la sicurezza nazionale; forse, nessuna materia prima ha mai avuto la valenza strategica del petrolio e, per questo, nessuna materia prima ha tanto inciso sul destino di interi popoli.

Se si riflette sul fatto che nel 1925 i consumi mondiali di energia per fonti primarie erano appena di 1 miliardo e 45 milioni di tep (tonnellate equivalenti di petrolio), nei primi anni 2000 hanno sfiorato i 10 miliardi di tep e le previsioni indicano che nell'anno 2030 si arriverà a superare i 16 miliardi di tep (facendo registrare un incremento del 60% rispetto ai consumi dei primi anni 2000), è comprensibile che i mass-media e l'opinione pubblica non nascondano il timore che la produzione di petrolio e di gas naturale potrebbero non essere più in grado di fronteggiare la domanda tra alcuni anni, visto anche lo sviluppo di Cina ed India, paesi nei quali si innalzerà fortemente la domanda di richiesta di energia.

Se si riflette sul fatto che l'Unione Europea a 25 importa il 75% del petrolio di cui ha bisogno, il 57% del gas naturale, il 40% del carbone e che la sua dipendenza energetica dalle importazioni di idrocarburi è destinata a crescere – a causa della inevitabile riconversione che i 10 nuovi Stati membri dovranno effettuare riducendo l'utilizzo del carbone per privilegiare gli idrocarburi – ne deriva una crescente e sempre più preoccupante dipendenza dall'estero che richiede, da parte

delle istituzioni comunitarie, l'elaborazione di una strategia comune. Se a ciò si aggiunge che le riserve stimate mondiali di petrolio sono situate per il 57% in Medio Oriente – mentre l'Europa ne detiene solo l'1,4% – e che anche le riserve stimate mondiali di gas naturale si trovano per il 40% in Medio Oriente e il 26% in Russia – mentre l'Europa ne ha appena il 4,5% – è evidente che la riduzione della dipendenza dall'estero e la sicurezza dell'approvvigionamento debbono costituire la base di azioni di politica energetica comunitaria, integrate con una lungimirante ed essenziale attività della diplomazia dell'Unione, in considerazione della complessa problematica originata dalla geopolitica.

Questi dati mettono così bene in evidenza che l'Unione Europea, deve cercare di spingere al massimo le conoscenze scientifiche attuali, per poter raggiungere, nel al più presto, una soddisfacente, anche se parziale, indipendenza energetica.

CAP. 2

L'ITALIA E L'ENERGIA

La situazione italiana presenta, in modo molto più accentuato, tutte le problematiche che abbiamo preso in considerazione nell'esaminare lo scenario energetico dell'Unione Europea, in quanto ci collochiamo agli ultimi posti nella scala dell'autosufficienza energetica (rapportandoci naturalmente ai 7 Stati membri che hanno una popolazione superiore ai 15 milioni di abitanti) e all'ultimo posto nella scala di dipendenza dagli idrocarburi: importiamo l'85% del nostro fabbisogno energetico contro il 50% circa della media dell'Unione. Non possiamo certo confrontarci con la straordinariamente felice situazione del Regno Unito che addirittura è esportatore netto di energia e ha un eccellente mix energetico, ma nemmeno con quella della Germania che ha una buona produzione di carbone e di energia elettrica con il nucleare, né con la Francia che ha realizzato completamente il suo piano nucleare che le consente, con riferimento all'energia elettrica, anche una capacità di esportazione verso gli Stati confinanti. Quanto alla dipendenza energetica dalle importazioni la nostra situazione si avvicina a quella della Spagna, che però è decisamente migliore quanto a mix energetico, perché produce 14 milioni di tep con l'elettronucleare; Polonia gode di una situazione migliore della nostra grazie a una produzione di carbone che nell'anno 2004 è stata di circa 70 milioni di tep, per non parlare del divario esistente tra la nostra situazione e quella dei Paesi Bassi che sono esportatori di gas naturale e hanno anche una presenza nel nucleare.

Inoltre, l'Italia ha un mix energetico fortemente squilibrato, poiché sin dagli anni '70 ha scelto di privilegiare l'utilizzo degli idrocarburi che nell'anno 2004, su un consumo energetico per fonti primarie di 196,5 milioni di tep, pesa per ben 154,5 milioni di tep, rappresentando circa il 78% dell'intero consumo energetico nazionale. La prima negativa conseguenza di questo squilibrio si fa sentire quando si è in presenza di una crescita eclatante delle quotazioni internazionali del petrolio che si ripercuote con impatto pesante sulla nostra bolletta energetica e frena lo sviluppo. Gli effetti negativi potrebbero essere devastanti per l'Italia se si dovesse fronteggiare una crisi energetica mondiale

con taglio o sospensione di alcune forniture di petrolio o di gas naturale. L'Italia importa all'anno circa 80 milioni di tonnellate di petrolio (in aumento): dall'Africa il 37%, con prevalenza dalla Libia ; dal Medio Oriente il 31% (con prevalenza dall'Arabia Saudita, dall'Iran; dalla Russia il 22%, il 4% dal Mare del Nord. La produzione nazionale copre solo il 6%²⁸. Con riferimento al gas naturale, l'approvvigionamento italiano 80 - 90 miliardi di metri cubi, di cui il 32% provenienti dall'Algeria, il 29% dalla Russia, il 10% dai Paesi Bassi, il 6% dalla Norvegia, il 7% da altri Paesi. La produzione nazionale ha coperto il 16%, ma purtroppo è in costante declino negli ultimi anni.

(3)Guardiamo più in dettaglio la situazione energetica italiana, nel nostro paese si consumano in genere 337500 GW/h annui (2006) di energia [339839 GW/h 2007]. Si ha quindi bisogno di 40.3 GW di potenza istantanea lorda. Questi valori variano tra il giorno e la notte da 28 a 50 GW con punte minime e massime che oscillano tra 21 e 56 GW. L'energia elettrica nazionale viene coperta per il 71,7% dalle centrali termoelettriche. Un altro 14,3% viene ottenuto dalle fonti rinnovabili per un totale di energia elettrica pari a 303000 GW/h annui (2006). La rimanente parte, circa il 13,9% viene importata dall'estero. L'Italia è il secondo paese del mondo per importazione di energia elettrica. L'Italia importa in media una quantità di energia elettrica che può andare da un minimo di 4000 MW (fase notturna del mese di agosto) a un massimo di 7500 MW (fase diurna dei mesi invernali) per un totale di 40000 GW/h all'anno. L'energia acquistata dall'Italia proviene dai paesi confinanti maggiormente dalla Francia e dalla Svizzera. Gran parte di questa energia viene prodotta da centrali nucleari vietate in Italia dopo il referendum del 1987.

L'energia elettrica italiana è la più costosa d'Europa, costa circa il 40 % in più di tutti gli altri paesi europei. Considerando sia i combustibili che l'energia elettrica, l'Italia dipende circa per l'84% dall'estero. Questo può portare a forti variazioni di prezzo per KWh a causa delle variazioni del costo dei combustibili. Questo è un notevole pericolo per l'Italia; un improvvisa penuria o un improvviso aumento dei prezzi dei combustibili, potrebbe rendere problematica la produzione di energia elettrica nel paese.

I primi impianti di generazione elettrica italiani furono centrali termoelettriche a carbone situate all'interno delle grandi città.

In seguito, lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale permise lo sfruttamento del grande bacino idroelettrico costituito dalle Alpi, e grazie all'energia idroelettrica (unica fonte nazionale e a buon mercato) fu possibile un primo timido sviluppo industriale italiano. Fin dall'inizio la produzione dell'energia elettrica in Italia era sempre stata affidata all'impresa privata.

Il 27 novembre 1962 la Camera approvava il disegno di legge sulla nazionalizzazione del sistema elettrico e l'istituzione dell'ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica).

Oggi e in futuro si cercherà sempre più di adottare l'utilizzo di centrali termiche a biomassa o di rifiuti industriali o urbani nonché lo sviluppo di centrali solari eoliche o fotovoltaiche.

La maggior parte dell'energia elettrica prodotta in Italia con fonti rinnovabili deriva dalle fonti rinnovabili cosiddette "classiche". Le centrali idroelettriche producono il 12,2% del fabbisogno energetico; le centrali geotermoelettriche (Toscana) producono l'1,5% della potenza elettrica mentre le "nuove" fonti rinnovabili come l'eolico sebbene in crescita, producono ancora circa lo 0,7% della potenza elettrica richiesta. Percentuali ancora minori vengono prodotte con il solare in impianti connessi in rete o isolati.

Infine, è diventata sempre più importante la quota di energia elettrica generata in centrali termoelettriche o termovalorizzatori dalla combustione di biomasse, rifiuti industriali o urbani. Tale fonte è quella che ha avuto i ratei di crescita più alti negli ultimi anni, fino a superare la quota geotermoelettrica nel 2004, per giungere all'1,7% del fabbisogno energetico.

In conclusione la quota "rinnovabile" italiana giunge fino al 16,4% della produzione totale nazionale e al 15,1% dell'energia elettrica richiesta. L'Italia non dispone di consistenti riserve di combustibili fossili e quindi la quasi totalità della materia prima utilizzata viene importata dall'estero.

Secondo le statistiche la maggior parte delle centrali termoelettriche italiane sono alimentate a gas naturale (59,2%) carbone (17,3%) e derivati petroliferi (14,2%). Percentuali minori (circa il 2,3%) fanno riferimento a gas derivati (gas di acciaieria, di altoforno, di cokeria, di raffineria) e a un generico paniere di "altri combustibili" (circa il 7%) in cui sono comprese diverse fonti combustibili "minori", sia fossili che rinnovabili (biomassa, rifiuti, coke di petrolio, Orimulsion, bitume e altri). Attualmente l'Italia figura tra i maggiori importatori

mondiali di gas naturale, proveniente principalmente dalla Russia e dall'Algeria; un ulteriore gasdotto sottomarino (Greenstream) dovrebbe in futuro far crescere sensibilmente la quota di gas importata dalla Libia.

Nonostante ciò, l'Italia rimane ancora oggi tra i paesi europei maggiormente dipendenti dal petrolio per la produzione di energia elettrica e di fronte a questo scenario – essendoci privati dell'elettronucleare, nell'attesa che venga reintrodotta (con un suo sfruttamento che avremo tra 10/15 anni) non volendo ricorrere al “carbone pulito” per produrre energia elettrica e migliorare il mix energetico è obbligato trovare sbocchi nelle FER (fonti di energie rinnovabili).

Vediamo così se si può sfruttare nel nostro paese.

2.1 ANALISI DEL TERRITORIO

Osservando la mappa delle radiazioni solari totali annue abbiamo constatato che nel sud del nostro paese (in particolare in Sicilia, Sardegna e Calabria) le radiazioni sono maggiori rispetto al centro e al nord Italia (tra i 1600 e i 1800 KWh/m²). Ciò ci ha indotti a pensare di poter progettare e creare impianti solari e fotovoltaici. Questo non vieta di creare questi impianti anche al nord Italia o al centro ma certamente con una minore produzione di energia in quanto l'intensità delle radiazioni sono minori. I prezzi per creare questi impianti sono però piuttosto alti e ammortizzabili in 10 anni.

Un'altra possibilità alternativa per la produzione di energia è quella di sfruttare la velocità del vento.

Osservando le opportune mappe inerenti la velocità media del vento abbiamo notato che il nostro paese non è un paese soggetto ad intensi venti, la velocità media dei nostri venti si aggira sui 4 m/s sufficiente però a far funzionare un impianto eolico.

Nel nostro paese si potrebbero installare impianti eolici su tutta la fascia degli Appennini, in Sicilia, in Calabria, e nelle zone intorno Trieste.

Un'altra fonte di energia che si può prendere in considerazione è quella generata dalle biomasse. Per biomasse intendiamo sia la biomassa forestale che la biomassa agricola. I dati raccolti ci indicano che la biomassa è applicabile in tutta Italia, non richiede un territorio specifico né fenomeni atmosferici ben precisi, sono quindi applicabili dappertutto, soprattutto nelle regioni

prevalentemente agricole per esempio in Puglia, in tutta la zona del nord prealpina, nella pianura padana.

Un'altra fonte rinnovabile da sfruttare è il geotermico. In Italia esistono pochissime centrali di questo tipo e sono situate tutte in Toscana.

2.1.1 Fotovoltaico

Alcuni materiali come il silicio possono produrre energia elettrica se irraggiati dalla luce solare. Una caratteristica fisica che ha consentito negli anni '50 la realizzazione della prima cella fotovoltaica della storia.

Lo stesso nome "fotovoltaico" esprime in sé tutto il significato della scoperta, "foto" deriva da "luce", "voltaico" deriva da Alessandro Volta, inventore della batteria. Le celle fotovoltaiche collegate tra loro formano un "modulo", un insieme di moduli compone il pannello solare fotovoltaico da installare sui tetti, terreni o terrazzi, ovunque ci sia un irraggiamento diretto dei raggi solari. I pannelli fotovoltaici stanno ottenendo rapidamente il favore di consumatori e famiglie. Il vantaggio è evidente, investendo in un impianto fotovoltaico casalingo si abbatte il costo dell'energia elettrica per almeno 25-30 anni. In Germania, e di recente anche in Italia con il Conto Energia, i proprietari dei pannelli solari fotovoltaici rivendono l'energia prodotta alle società elettriche ottenendo in cambio un reddito mensile aggiuntivo.

2.1.2 Eolico

Un impianto eolico di dimensioni industriali è costituito da una o più macchine (aerogeneratori) poste ad adeguata distanza le une dalle altre, in modo da non interferire tra loro dal punto di vista aerodinamico. Gli aerogeneratori sono collegati, mediante cavi interrati alla rete di trasmissione presso cui viene realizzato il punto di consegna dell'energia.

Le macchine eoliche, al di là delle particolarità dei modelli e degli sviluppi tecnologici apportati dalle diverse aziende costruttrici, funzionano con la forza del vento, che aziona le pale della macchina (in numero da uno a tre) fissate su di un mozzo. L'insieme delle pale e del mozzo costituisce il rotore. Il mozzo, a sua volta, è collegato ad un primo albero (detto albero lento) che ruota alla

stessa velocità impressa dal vento al rotore. Il rendimento delle macchine eoliche dipende dalla intensità del vento: a parità di diametro delle pale, con l'aumento della velocità del vento, la potenza teoricamente estraibile aumenta in modo più che proporzionale. Pertanto, prima di decidere l'installazione di un impianto eolico è indispensabile un'accurata conoscenza delle caratteristiche del vento nel sito in cui si intendono installare gli aerogeneratori. Tali conoscenze si ottengono realizzando preventivamente un accurato studio anemologico (cioè della frequenza, della velocità, della durata e della direzione del vento). L'intensità del vento dipende dalle caratteristiche orografiche del terreno. Un primo elemento è la rugosità del suolo: in pianura o al mare il vento spira con intensità maggiore che in campagna o nelle città. Un altro elemento è l'altezza dal suolo: più ci si alza, maggiore è la velocità del vento.

Nel 2001 in Italia sono stati installati circa 1.250 aerogeneratori, per una potenza di circa 700 MW ed una produzione annua di energia elettrica attorno ai 1.150 GWh. La taglia delle centrali eoliche italiane è compresa tra poco meno di 1 MW e 35-36 MW; la media si attesta intorno ai 10-15 MW di potenza. Gli impianti si concentrano prevalentemente nell'Italia meridionale, con predominanza in Campania e Puglia (rispettivamente 223 e 222 MW installati). Circa il 90% delle macchine si trova in zone montuose ad altezze variabili tra 600 e 700 m sul livello del mare.

I programmi nazionali di sviluppo dell'eolico (Libro Bianco e Verde) puntano alla realizzazione di 3.000 MW entro il 2010.

2.1.3 Geotermico

L'energia geotermica è l'energia generata per mezzo di fonti geologiche di calore e può essere considerata una forma di energia rinnovabile. Il calore della Terra è l'energia naturale che da sempre accompagna la storia dell'uomo fin dalle sue origini. La stessa vita biologica è probabilmente nata in particolari condizioni ambientali "tra acqua e fuoco". Le temperature del globo sono crescenti man mano che si scende in profondità, in media ogni 100 metri la temperatura delle rocce aumenta di +3 °C (quindi 30 °C ogni Km e quindi 300 °C a 10 Km). Questo è valido però solo per quanto riguarda la crosta terrestre, nel resto del globo l'aumento di temperatura con la profondità (detto gradiente geotermico) è sensibilmente minore. Particolarmente nel mantello e nucleo esterno il gradiente

geotermico segue un andamento di tipo adiabatico, e si attesta su valori medi rispettivamente di 0.3 °C/km e 0.8 °C/km. La geotermia consiste nel convogliare i vapori provenienti dalle sorgenti d'acqua del sottosuolo verso apposite turbine adibite alla produzione di energia elettrica e riutilizzando il vapore acqueo per il riscaldamento, le coltivazioni in serra e il termalismo. Le principali applicazioni del vapore naturale proveniente dal sottosuolo sono due :

- 1) la produzione di energia elettrica tramite il classico metodo delle turbine.
- 2) il calore geotermico incanalato in un sistema di tubature utilizzato per attività locali di riscaldamento.

Per alimentare la produzione del vapore acqueo si ricorre spesso all'immissione di acqua fredda in profondità, una tecnica utile per mantenere costante il flusso del vapore. In questo modo si riesce a far lavorare a pieno regime le turbine e produrre calore con continuità. La geotermia resta comunque una fonte energetica marginale da utilizzare solo in limitati contesti territoriali. Resta in ogni caso una potenzialità energetica da sfruttare laddove possibile, anche sfruttando le potenzialità del riscaldamento geotermico. Il più grande complesso geotermico al mondo si trova in California a The Geysers (l'impianto ha un potenziale di 1400 MW, sufficiente a soddisfare le richieste energetiche dell'area metropolitana di San Francisco).

In Italia la produzione di energia elettrica dalla geotermia è fortemente concentrata in Toscana (Pisa, Siena e Grosseto). A Larderello si trova uno dei primi impianti geotermici al mondo. Il principio di funzionamento di una centrale geotermica è alquanto semplice per linee logiche. Il flusso di vapore proveniente dal sottosuolo produce una forza tale da far muovere una turbina, l'energia meccanica della turbina viene infine trasformata in elettricità tramite un sistema alternatore.

Dall'esperienza toscana si possono trarre alcune importanti conclusioni positive e negative sulla geotermia. La fonte geotermica riceve in particolar modo due critiche :

- 1) dalle centrali geotermiche fuoriesce insieme al vapore anche il tipico odore sgradevole di "uova marce" delle zone termali causato dall'acido solfidrico. Un problema generalmente tollerato nel caso dei siti termali ma particolarmente avverso alla popolazione residente nei pressi di una centrale geotermica. Il

problema è, per fortuna, facilmente risolvibile mediante l'installazione di particolari filtri di abbattimento sui vapori in uscita.

2) l'impatto esteriore delle centrali geotermiche può recare qualche problema paesaggistico. La centrale si presenta, infatti, come un groviglio di tubature. Un'immagine che non dista comunque da quella di molti altri siti industriali o fabbriche. Il problema paesaggistico può essere facilmente risolto unendo l'approccio funzionale dei progetti ingegneristici con quello di un'architettura rispettosa del paesaggio e del comune senso estetico.

Per il resto la geotermia consente di trarre dalle forze naturali rinnovabili una grande quantità di energia rinnovabile e pulita. I giacimenti naturali di vapore producono ogni anno, in Toscana, oltre 4 miliardi di kilowattora di elettricità nelle sole centrali toscane di Larderello e di Montieri.

2.1.4 Idroelettrico

L'energia idroelettrica è stata la prima fonte rinnovabile ad essere utilizzata su larga scala, il suo contributo alla produzione mondiale di energia elettrica è, attualmente, del 18%. L'energia si ottiene o sfruttando la caduta d'acqua attraverso un dislivello, oppure la velocità di una corrente. La potenza di un impianto che utilizza una caduta dipende da due fattori : la portata ed il salto. La potenza di un impianto che utilizza una corrente d'acqua, invece, dipende dalla velocità della corrente e dalla superficie attiva della turbina collocata. Similmente a quanto avviene nella generazione di energia elettrica con un impianto eolico, a parità di velocità della corrente e di superficie della turbina, un sistema idrico sviluppa una potenza 10 volte maggiore rispetto ad un sistema eolico. Gli impianti possono essere ad acqua fluente: impianti idroelettrici posizionati sul corso d'acqua; a bacino: l'acqua è raccolta in un bacino grazie all'opera di sbarramento o diga; ad accumulo: l'acqua viene portata in quota per mezzo di pompe. Nell'ultimo decennio si stanno sviluppando sistemi da installare in un contesto marino, utilizzando il potenziale delle onde, delle maree, delle correnti marine o del gradiente di temperatura tra fondo e superficie degli oceani. L'idroelettrico è la principale risorsa alternativa al petrolio usata in Italia. L'energia idroelettrica garantisce circa il 15% del fabbisogno energetico italiano.

2.1.5 Biomasse

Le fonti di energia da biomassa sono costituite dalle sostanze di origine animale e vegetale, non fossili, che possono essere usate come combustibili per la produzione di energia. Alcune fonti come la legna non necessitano di subire trattamenti altre come gli scarti vegetali o i rifiuti urbani devono essere processate in un digestore. Dalla fermentazione dei vegetali ricchi di zuccheri, come canna da zucchero, barbabietole e mais, spesso prodotti in quantità superiori al fabbisogno, si può ricavare l'etanolo o alcool etilico che può essere utilizzato come combustibile per i motori a scoppio, in sostituzione della benzina. Dalle oleaginose (quali girasole, colza, soia) si può ottenere per spremitura il cosiddetto biodiesel. Tramite opportuno procedimento è inoltre possibile trasformare le biomasse di qualsiasi natura in BTL (Biomass to liquid), un biodiesel ottenuto appunto da materiale organico di scarto o prodotto appositamente con colture dedicate. Lo sfruttamento di nessuna di queste fonti può comunque prescindere da valutazioni sull'EROEI complessivo, ossia sul rapporto tra energia ottenuta ed energia impiegata nella produzione. In alcuni paesi si stanno sperimentando coltivazioni pilotate di vegetali a crescita veloce da utilizzare per produrre energia, ad esempio per alimentare piccole centrali elettriche come già avviene negli USA, in India e in Giappone. Fra le sperimentazioni in corso si segnala la coltivazione di alcuni incroci ibridi del Miscanto (*Miscanthus Giganteus*), un'erba graminacea alta fino a quattro metri con una notevolissima redditività potenziale (60 tonnellate di materia secca per ettaro, equivalenti a circa 60 barili di petrolio). Secondo le stime dell'Environmental Research Institute del Galles, se il Miscanto venisse piantato sul 10% delle aree coltivabili europee potrebbe fornire fino al 9% dell'energia elettrica consumata dall'intero continente. In Italia le sperimentazioni sul Miscanto vengono condotte dall'ENEA in Sicilia. Oltre ai vegetali coltivati, anche i rifiuti vegetali e liquami di origine animale possono essere sottoposti a fermentazione anaerobica (in assenza di ossigeno). La biomassa viene chiusa in un digestore (ad esempio realizzato con la tecnologia UASB) nel quale si sviluppano microorganismi che con la fermentazione dei rifiuti formano il biogas. Questo può essere usato come carburante, combustibile per il riscaldamento e per la produzione di energia elettrica. Anche dai rifiuti raccolti

nelle città si può ricavare energia. Un uso diffuso delle biomasse (segatura delle locali segherie ed anche prodotte da cippato di legni di scarso valore commerciale) lo si ha negli impianti di teleriscaldamento, diffusi, particolarmente in Val Pusteria. L'abbondanza della materie prime e il lungo periodo invernale favoriscono tale utilizzo. Alcuni impianti, come quello di Dobbiaco, producono anche energia termoelettrica. Sono presenti anche alcune altre piccole centrali al Nord Italia; presto sorgerà anche nel Mezzogiorno, nel Polo Industriale del Dittaino, a Enna, la prima centrale di questo genere.

CAP.3

VALUTAZIONE ECONOMICA E CONFRONTO TRA FONTI DI ENERGIA RINNOVABILI E FOSSILI

(4) Con l'espressione fonti di energia rinnovabili si intendono tutte le fonti di energia non fossili: solare, eolica, idraulica, geotermica, del moto ondoso, maremotrice (maree e correnti) e le BIOMASSE.

L'utilizzo delle energie rinnovabili rappresenta una esigenza sia per i Paesi industrializzati che per quelli in via di sviluppo. I primi necessitano, nel breve periodo, di un uso più sostenibile delle risorse, di una riduzione delle emissioni di gas serra e dell'inquinamento atmosferico, di una diversificazione del mercato energetico e di una sicurezza di approvvigionamento energetico. Per i Paesi in via di sviluppo, le energie rinnovabili rappresentano una concreta opportunità di sviluppo sostenibile e di accesso all'energia in aree remote.

In particolar modo, l'Unione Europea (UE) mira ad aumentare l'uso delle risorse rinnovabili per limitare la dipendenza dalle fonti fossili convenzionali e allo stesso tempo far fronte ai pressanti problemi di carattere ambientale che sono generati dal loro utilizzo. A conferma di ciò nella Direttiva 2001/77/CE "*Promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili*", viene posto come traguardo il soddisfacimento, entro il 2010, di una quota pari al 12% del consumo interno lordo di energia e al 22% di quello dell'energia elettrica, attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili. Per ottenere questi risultati nella direttiva sono indicati degli obiettivi differenziati per ogni singolo Stato membro e l'Italia si è prefissa di raggiungere, entro il 2010, una quota pari al 22% della produzione elettrica nazionale. Il Decreto Legislativo del 29 dicembre 2003 n. 387 recepisce la Direttiva 2001/77/CE e introduce una serie di misure volte a superare i problemi connessi al mercato delle diverse fonti di Energia Rinnovabile.

Il sistema di promozione dell'energia rinnovabile in Italia, inizialmente incentivato con il provvedimento noto come CIP6, è stato profondamente riformato con il decreto legislativo 79/99, che ha introdotto l'obbligo per le

imprese che producono o importano elettricità da fonti fossili a immettere in rete una quota prodotta da impianti nuovi o ripotenziati alimentati da fonti di energia rinnovabili. Tale quota era stata fissata inizialmente al 2% dell'energia eccedente i 100 GWh. Successivamente, con il decreto n. 387 si è stabilito di incrementarla annualmente dello 0,35% fino al 2006.

Tutti gli operatori soggetti all'obbligo possono provvedere autonomamente alla produzione della quota di energia rinnovabile che devono immettere in rete, o comperare tale quota da terzi attraverso un meccanismo di mercato che prevede la cessione dei cosiddetti “**Certificati Verdi**” (CV). Si tratta di titoli attribuibili annualmente dal GRTN (Gestore Rete Trasmissione Nazionale) all'energia prodotta da fonti rinnovabili. Tali titoli hanno una taglia, inizialmente fissata in 100 MWh, che è stata progressivamente abbassata dalla normativa: prima a 50 MWh dalla L. 23/08/2004 n. 239 ed infine ad 1 MWh dalla Legge Finanziaria 2008. Dal primo gennaio 2009, dunque, il possesso di un certificato verde attesta la produzione di 1 MWh. Ciò significa che il numero di CV che un produttore o un importatore deve possedere per dimostrare di aver adempiuto all'obbligo introdotto dal D.Lgs 79/99 è uguale al proprio obbligo espresso in MWh. Il meccanismo dei CV può essere vantaggiosamente negoziato, tramite contratti bilaterali tra detentori di CV e gli operatori soggetti all'obbligo o nella piattaforma di negoziazione nel GME (Gestore Mercato Elettrico).

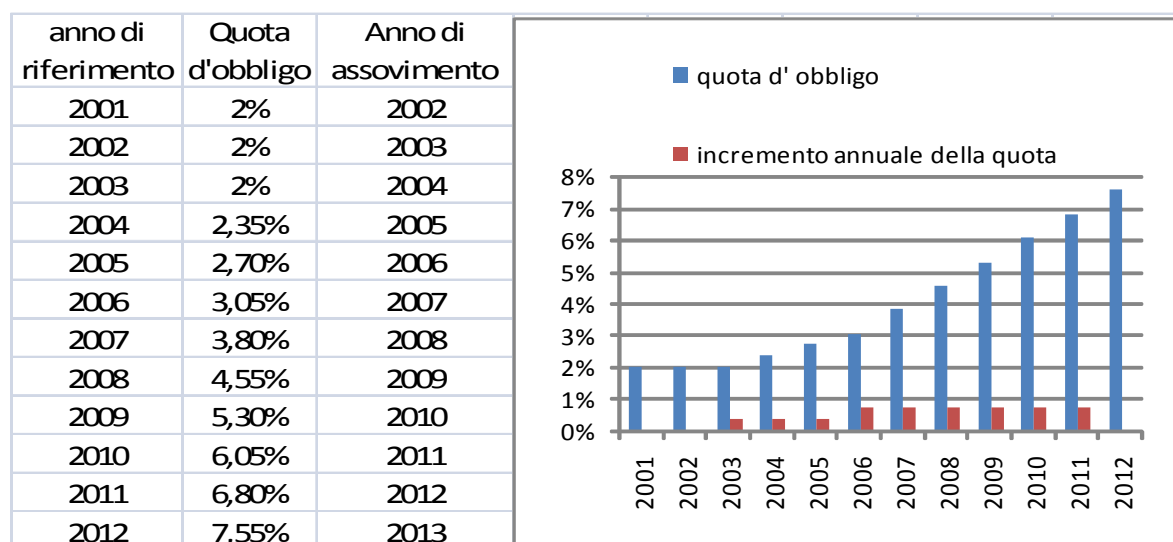
Per fare chiarezza sui CV prendiamo in esame un estratto dal bollettino del giugno 2008 dei CV emesso dal GME.

3.1 IL MECCANISMO DEI CERTIFICATI VERDI

3.1.1 Il sistema delle quote obbligate di energia prodotta da fonti rinnovabili

L'art. 11 del D.Lgs. 16/03/1999 n. 79 ha introdotto l'obbligo, a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili

entrati in esercizio dopo l'1/4/1999. La quota percentuale è calcolata sulla base delle produzioni e delle importazioni da fonti non rinnovabili dell'anno precedente, decurtate dell'elettricità prodotta in cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, con una franchigia di 100 GWh per ciascun operatore. Tale quota inizialmente era fissata nel 2%. Il D.Lgs. 29/12/2003 n. 387 ha stabilito un progressivo incremento annuale di 0,35 punti percentuali nel triennio 2004 – 2006. La Legge Finanziaria 2008 ha elevato l'incremento annuale a 0,75 punti percentuali per il periodo 2007-2012. Successivi decreti ministeriali stabiliranno gli ulteriori incrementi per gli anni posteriori al 2012.



Produttori ed importatori soggetti all'obbligo possono adempiervi immettendo in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando da altri produttori titoli, chiamati certificati verdi (CV), comprovanti la produzione dell'equivalente quota.

I certificati verdi sono lo strumento con il quale i soggetti sottoposti all'obbligo devono dimostrare di avervi adempiuto e quindi costituiscono l'incentivo alla produzione da fonte rinnovabile. Si crea infatti un mercato in cui la domanda è data dai produttori ed importatori soggetti all'obbligo e l'offerta è costituita dai produttori di elettricità con impianti aventi diritto ai certificati verdi. In ultima analisi il meccanismo introdotto dal D.Lgs 79/99 fa sì che i costi dell'incentivazione ricadano direttamente sui produttori e sugli importatori da

fonti convenzionali, che debbono obbligatoriamente acquistare i certificati verdi oppure realizzare investimenti per produrre elettricità da fonti rinnovabili.

3..1.1 I certificati verdi

Taglia

Come detto al paragrafo precedente, i certificati verdi (CV) sono titoli comprovanti la produzione di una certa quantità di energia. La loro taglia, inizialmente fissata in 100 MWh, è stata progressivamente abbassata dalla normativa: prima a 50 MWh dalla L. 23/08/2004 n. 239 ed infine ad 1 MWh dalla Legge Finanziaria 2008. Dal primo gennaio 2009, dunque, il possesso di un certificato verde attesta la produzione di 1 MWh. Ciò significa che il numero di CV che un produttore o un importatore deve possedere per dimostrare di aver adempiuto all'obbligo introdotto dal D.Lgs 79/99 è uguale al proprio obbligo espresso in MWh.

Modalità di calcolo

I certificati verdi vengono rilasciati in funzione dell'energia netta prodotta dall'impianto (EA), che è l'energia lorda misurata ai morsetti dei gruppi di generazione diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, delle perdite nei trasformatori e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia elettrica alla rete.

L'energia netta prodotta tuttavia non costituisce sempre direttamente il termine di riferimento per il calcolo del numero di CV spettanti. Per inciso, dato che la taglia dei

certificati è stata portata ad 1 MWh, il numero dei CV spettanti corrisponde all'energia incentivata (ECV) espressa in MWh.

Secondo la normativa antecedente la Legge Finanziaria 2008, le due grandezze ECV ed EA sono legate solo da relazioni dipendenti dal tipo di intervento realizzato. Tali relazioni sono illustrate nel paragrafo 3.2 sulla qualificazione degli impianti, a cui si rimanda. A seconda della categoria di intervento a seguito della quale un impianto entra in esercizio, cambia la formula che lega l'energia netta prodotta a quella riconosciuta come incentivabile. Per esempio, nel caso di impianti nuovi tutta l'energia netta prodotta dall'impianto può essere incentivata, mentre nel caso di interventi di potenziamento (non idroelettrico)

può essere incentivato solo l'incremento di produzione rispetto alla media storica. Come premesso nella introduzione, i dati illustrati nei capitoli seguenti di questo bollettino sono il risultato del funzionamento del meccanismo dei certificati verdi per come è andato delineandosi prima delle ultime novità normative. Ciò significa ad esempio che i dati sui CV emessi sono unicamente il risultato della applicazione delle relazioni sopra descritte, in virtù delle quali il numero dei certificati verdi spettanti dipende solo dall'energia riconosciuta come incentivabile (EI) in funzione del particolare tipo di intervento realizzato. Sinteticamente, in formule:

$$\text{ECV} = \text{EI} = \text{funzione della categoria di intervento e di EA}$$

(per impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007).

Tanto premesso, concludendo questa sezione dedicata alle modalità di calcolo del numero di CV da attribuire all'energia prodotta dagli impianti incentivabili, non ci si può esimere dal fare un brevissimo cenno alle recenti novità legislative sul tema. Il nuovo principio introdotto dalla Legge Finanziaria 2008 e dal suo collegato fiscale (L. 29/11/2007 n. 222), a beneficio degli impianti entrati in esercizio successivamente al 31/12/2007, consiste nel differenziare l'incentivo in base alla fonte rinnovabile. Il numero di certificati verdi riconosciuti, infatti, viene ad essere legato, oltrechè al tipo di intervento realizzato ed all'energia netta prodotta, al tipo di fonte rinnovabile che alimenta l'impianto: i CV vengono attribuiti moltiplicando l'energia riconosciuta come incentivabile (EI) per dei coefficienti differenti a seconda della fonte rinnovabile.

Sinteticamente in formule:

$$\text{ECV} = \text{K} \times \text{EI}$$

(per impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007).

(TAB1.2)

Numerazione L.244/07	Fonte	Coefficiente K
1	Eolica on-shore	1
1 bis	Eolica off shore	1,1
3	Geotermica	0,9
4	Moto ondoso e maremotrice	1,8
5	Idraulica	1
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto Successivo	1,1
7	Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro, o filiere corte	1,8
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,8

Periodo di riconoscimento e periodo di validità

Il periodo di riconoscimento dei certificati verdi, inizialmente fissato in otto anni, è stato in un primo tempo elevato a dodici anni dal D.Lgs. 3/4/2006 n. 152 e la Legge Finanziaria 2008 ha chiarito che tale prolungamento si applica a tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio tra il 1/4/1999 ed il 31/12/2007. La medesima Legge Finanziaria 2008 ha altresì disposto che l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2007 possa godere dei CV per un periodo di quindici anni.

I certificati verdi hanno validità triennale: quelli rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno (anno di riferimento dei CV) possono essere usati per ottemperare all'obbligo introdotto dall'art. 11 del D.Lgs 79/99 relativo anche ai successivi due anni.

Prezzo

Il valore dell'incentivo, cioè il prezzo dei certificati verdi, si forma sul mercato in base alla legge della domanda e dell'offerta. Le transazioni dei CV possono avvenire mediante contratti bilaterali o attraverso una piattaforma di negoziazione costituita presso il Gestore del Mercato Elettrico.

Sia per fornire agli operatori indicazioni utili ai fini della valutazione del possibile prezzo di collocamento dei loro certificati verdi, sia per coprire una domanda inizialmente superiore all'offerta, il D.Lgs 79/99 ha stabilito di assegnare i CV anche all'energia rinnovabile prodotta dagli impianti CIP 6/92 entrati in esercizio dopo il 1/4/1999. Il prezzo di offerta di tali certificati da parte del GSE, che li immette sul mercato esclusivamente attraverso la piattaforma del GME, è detto prezzo di riferimento.

Prima della Legge Finanziaria 2008 il prezzo di riferimento dei CV era calcolato come differenza tra l'onere di acquisto da parte del GSE dell'elettricità prodotta dagli impianti CIP6/92 alimentati da fonti rinnovabili ed i proventi derivanti dalla vendita di tale elettricità.

La Legge Finanziaria 2008 ha introdotto una nuova modalità di calcolo del prezzo di offerta dei CV del GSE: a partire dal 2008 essi sono collocati sul mercato a un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra 180 € / MWh ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in attuazione dell'articolo 13 comma 3 del D.Lgs 387/03, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno.

3.1.2 Fonti e tecnologie ammesse ai certificati verdi

Fonti rinnovabili e rifiuti

Secondo l'originaria definizione del D.Lgs. 16/03/1999 n. 79, erano considerate fonti rinnovabili e dunque potevano godere dei certificati verdi:

“il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici”.

Il D.Lgs. 29/12/2003 n. 387, recependo la definizione dell'art. 2 della Direttiva 2001/77/CE, include tra le fonti rinnovabili esclusivamente le seguenti:

“eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e

animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”.

Nella nuova definizione adottata scompaiono dunque quei “*rifiuti inorganici*” che il D.Lgs 79/99 invece includeva. Tuttavia l’articolo 17 (commi 1 e 3) del D.Lgs 387/03 stabiliva che, pur nel rispetto della gerarchia di trattamento sancita dal D.Lgs 5/2/1997 n. 22 (prima recupero di materia e poi recupero di energia), alcuni rifiuti, anche non biodegradabili, erano ammessi a beneficiare del regime riservato alle fonti energetiche rinnovabili. I rifiuti ammessi erano quelli non pericolosi sottoposti alle procedure semplificate di recupero (individuati dal D.M. 5/2/1998, come poi modificato dal D.M. 5/4/2006 n. 186) e quelli ulteriori che sarebbero stati individuati da un successivo decreto (poi emanato: D.M. 5/5/2006). Erano invece esplicitamente esclusi dal regime riservato alle rinnovabili: le fonti assimilate, i beni, i prodotti e le sostanze derivanti da processi il cui scopo primario fosse la produzione di vettori energetici o di energia, i prodotti energetici non conformi ai requisiti definiti nel D.P.C.M. 8/3/2002 disciplinante le caratteristiche merceologiche dei combustibili (D.Lgs 22/1997 e D.P.C.M. 8/3/2002 sono poi confluiti nel testo unico sull’ambiente D.Lgs 152/2006).

La Legge Finanziaria 2007 (L. 27/12/2006 n. 296) ha modificato le precedenti disposizioni escludendo i rifiuti non biodegradabili dal beneficio degli incentivi riservati alle fonti rinnovabili (i commi 1 e 3 dell’art. 17 del D.Lgs 387/03 sono stati abrogati). Ai sensi del comma 1117 della L. 296/06, dal 1/1/2007 “*i finanziamenti e gli incentivi pubblici di competenza statale finalizzati alla promozione delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica sono concedibili esclusivamente per la produzione di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, così come definite dall'articolo 2 della direttiva 2001/77/CE*”.

Per quanto riguarda i rifiuti dunque, a seguito dell’entrata in vigore della L. 296/06, oggi, fatti salvi eventuali diritti acquisiti, possono godere dei certificati verdi solo i rifiuti totalmente biodegradabili, che in quanto tali, indipendentemente dalla loro corretta classificazione secondo la disciplina dei rifiuti (D.Lgs. 3/4/2006 n. 152, parte IV), dal punto di vista della Direttiva 2001/77/CE sono da includere tra le biomasse. Al riguardo, trattandosi di ambiti di applicazione differenti, occorre tenere presente che il termine “biomassa” ha

un'estensione diversa a seconda che lo si usi dal punto di vista dell'incentivazione delle fonti rinnovabili ovvero dal punto di vista della disciplina dei combustibili, nel cui ambito rientrano ad esempio le *"biomasse combustibili"* (D.Lgs 152/06, parte V, allegato X, parte 2, sezione 4). Del resto la medesima Direttiva 2001/77/CE specifica che *"la definizione di biomassa utilizzata nella presente direttiva lascia impregiudicato l'utilizzo di una definizione diversa nelle legislazioni nazionali per fini diversi da quelli della presente direttiva"*. Naturalmente, sebbene da un punto di vista di accessibilità agli incentivi la risposta alla domanda "combustibile o rifiuto?" possa non essere necessariamente rilevante, da un punto di vista autorizzativo invece essa può essere molto importante.

Nel caso di impianti ibridi, alimentati sia da una fonte rinnovabile sia da una fonte non rinnovabile, l'incentivazione è limitata alla sola quota di energia elettrica prodotta dalla fonte rinnovabile. Analogamente, nel caso di impianti alimentati a rifiuti non completamente biodegradabili, il godimento dei certificati verdi è limitato alla sola quota di energia elettrica imputabile alla frazione biodegradabile.

La Legge Finanziaria 2008 prevede l'emanazione di un decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, che definisca le modalità di calcolo della quota di produzione di energia elettrica imputabile alle fonti energetiche rinnovabili realizzata in impianti che impiegano anche fonti energetiche non rinnovabili. Nel frattempo, sia per gli impianti ibridi sia per gli impianti alimentati da rifiuti non completamente biodegradabili, valgono le modalità di calcolo indicate nella *"Procedura di qualificazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili"* predisposta dal GSE ed approvata dai medesimi Ministeri con D.M. 21/12/2007.

Cogenerazione abbinata al teleriscaldamento

L'articolo 1 comma 71 della Legge 23/08/2004 n. 239 ha introdotto il diritto alla emissione dei certificati verdi anche per l'energia elettrica prodotta con celle a combustibile, quella prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno (vettore energetico prodotto a partire da altre fonti primarie, anche fossili), nonché per l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento,

limitatamente alla quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento (anche in questo caso la fonte primaria può essere fossile).

In attuazione di tali disposizioni, con D.M. 24/10/2005 (*“Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della L. 23 agosto 2004, n. 239”*) sono state individuate le modalità di rilascio dei certificati verdi alle suddette categorie di impianti.

Come già richiamato al paragrafo precedente però, la Legge Finanziaria 2007 ha abrogato, dal 1/1/2007, le precedenti estensioni del sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili ad altri ambiti (rifiuti non biodegradabili, idrogeno e cogenerazione).

L'art. 14 del D.Lgs 08/02/2007 n. 20, relativo alla promozione della cogenerazione, ha tuttavia salvaguardato il diritto ai certificati verdi per gli impianti o i progetti di impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento che si trovassero in un determinato stato di avanzamento prima della Legge Finanziaria 2007.

Gli impianti devono possedere almeno uno dei seguenti requisiti:

- siano già entrati in esercizio nel periodo intercorrente tra la data di entrata in vigore della L. 23/08/2004 n. 239 (28/09/2004) e il 31/12/2006;
- siano stati autorizzati dopo la data di entrata in vigore della L. 23/08/2004 n. 239 e prima del 31/12/2006 ed entrino in esercizio entro il 31/12/2008;
- entrino in esercizio entro il 31/12/2008, purché i lavori di realizzazione siano stati effettivamente iniziati prima del 31/12/2006.

I certificati verdi rilasciati agli impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento possono essere utilizzati da ciascun soggetto sottoposto all'obbligo di cui all'art. 11 del D.Lgs. 16/03/1999 n. 79 per coprire fino al venti per cento dell'obbligo di propria competenza. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, può essere modificata la predetta percentuale allo scopo di assicurare l'equilibrato sviluppo delle fonti rinnovabili e l'equo funzionamento del meccanismo di incentivazione dei suddetti impianti.

Ai sensi dell'art. 6 del sopraindicato D.M. 24/10/2005, il GSE ha predisposto e sottoposto a MSE e MATTM le procedure tecniche per la qualificazione ed il

rilascio dei certificati verdi agli impianti individuati dall'art. 1 c. 71 della L. 239/04. Tali procedure sono state approvate con D.M. 21/12/2007.

3.2 QUALIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI

Premessa

Come già messo in evidenza nella introduzione, i dati presentati in questo bollettino sono il risultato del funzionamento del meccanismo dei certificati verdi secondo le regole definite dalla normativa antecedente la Legge Finanziaria 2008.

In questo capitolo vengono illustrati i risultati dell'attività che il GSE ha svolto per la qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR) e rifiuti, in ottemperanza a quanto stabilito dai provvedimenti attuativi dell'art. 11 del D.Lgs 79/99, l'ultimo dei quali è il D.M. 24/10/2005. Per fornire le chiavi di comprensione dei dati illustrati, nei paragrafi 3.2.1 e 3.2.2 vengono richiamate le regole definite dal suddetto decreto.

3.2.1 Tipologie degli impianti a fonti rinnovabili

Le tipologie degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che possono richiedere la qualificazione IAFR sono illustrate nella Tabella 2.1. Come già esposto al paragrafo 3.1.1, le fonti rinnovabili sono quelle definite dall'art. 2 della Dir 2001/77/CE, cui corrisponde l'art. 2 del D.Lgs 387/03: *eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani*".

Biomasse e biogas includono molteplici sottofonti. La suddivisione utilizzata dal GSE ai fini della classificazione IAFR in sede di qualificazione degli impianti è la seguente:

- le biomasse sono suddivise in: biomasse combustibili (biomassa legnosa, biomassa erbacea, etc.), biocombustibili liquidi (oli vegetali, biodiesel, etc.), biomasse da rifiuti completamente biodegradabili (oli esausti, grassi e farine

animali, etc.), biomasse da rifiuti parzialmente biodegradabili (RSU, RSAU, CDR, etc.);

- i biogas sono suddivisi in: gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione, altri biogas (ottenuti per fermentazione anaerobica di deiezioni animali, rifiuti organici agro-industriali, materiale vegetale, etc..).

tab 2.1 Classificazione impianti alimentati da fonti rinnovabili

Tipologia impianto		Sub-tipologia impianto	Fonte
Idroelettrico		- Acqua Fluente - A Serbatoio - A Bacino - Acquedotto	Idraulica
Marino			Maremotrice
			Moto ondoso
Eolico		- On – Shore - Off – Shore	Eolica
Solare		- Fotovoltaico - Fototermoelettrico	Solare
Geotermoelettrico			Geotermica
Termoelettrico		- A vapore - A combustione interna - A ciclo combinato - A gas - Altro	Biomasse
			Biogas
Ibrido	- Co-combustione - Altro		Fonte Rinnovabile + Fonte Convenzionale

Come si evince dalla Tabella 2.1 sono inclusi tra gli impianti ammessi al rilascio dei certificati verdi anche quelli ibridi, ossia quelli definiti dall'art. 2 del D.Lgs 387/03 come *“centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione contemporanea di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili”*.

3.2.2 Categorie di intervento ed energia che ha diritto ai certificati verdi

Il D.M. 24/10/2005 (*“Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79”*), sulla base delle disposizioni del D.Lgs 387/03, ha aggiornato le direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, sostituendo i precedenti D.M. 11/11/1999 e D.M. 18/03/2002 emanati in attuazione del D.Lgs 79/99.

Ai sensi dell'articolo 4 del suddetto D.M. 24/10/2005, gli impianti, in esercizio o in progetto, che possono essere qualificati per il successivo rilascio dei certificati verdi sono quelli entrati in esercizio in data successiva all'1/4/1999 a seguito di interventi di potenziamento, rifacimento totale, rifacimento parziale, riattivazione, nuova costruzione. Sono inoltre ammessi alla qualificazione anche gli impianti termoelettrici entrati in esercizio prima dell'1/4/1999, ma che successivamente a tale data operino come centrali ibride.

Di seguito viene sinteticamente richiamato quanto stabilito dal D.M. 24/10/2005 (articoli 2 e 4 ed allegato A) in merito alle definizioni delle diverse categorie di intervento e della quota di energia “ECV” che, a seconda dei casi, ha diritto ai certificati verdi (riguardo alle modalità di calcolo dei CV vedasi anche quanto detto al paragrafo 3.1.1).

Nelle formule che seguono con EA viene indicata l'energia netta prodotta dall'impianto (ovvero la producibilità netta attesa).

A) Potenziamento *“è l'intervento tecnologico eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno cinque anni, tale da consentire una producibilità aggiuntiva”*.

$$ECV = EA - E5$$

dove E5 è la media della produzione netta dei 5 anni precedenti l'intervento.

Nel caso di un potenziamento idroelettrico:

$$ECV = 0,05 \cdot EA .$$

B) Rifacimento totale

“è l'intervento impiantistico-tecnologico eseguito su un impianto esistente che comporta la sostituzione con componenti nuovi o la totale ricostruzione delle principali parti dell'impianto tra le quali, ove presenti, almeno le seguenti:

- le opere idrauliche e tutti i gruppi turbina-alternatore per gli impianti idroelettrici di potenza nominale minore di 10 MW, entrati in esercizio da almeno quindici anni;
- le opere idrauliche e tutti i gruppi turbina-alternatore per gli impianti idroelettrici di potenza nominale uguale o superiore 10 MW, entrati in esercizio da almeno trenta anni;
- i pozzi di produzione e reiniezione, l'alternatore, la turbina ed il condensatore di tutti i gruppi costituenti l'impianto per gli impianti geotermoelettrici, entrati in esercizio da almeno quindici anni;
- l'alternatore, il moltiplicatore, l'inverter e il mozzo su tutti gli aerogeneratori costituenti l'impianto per gli impianti eolici, entrati in esercizio da almeno dieci anni;
- tutte le cellule fotovoltaiche e l'inverter per gli impianti fotovoltaici, entrati in esercizio da almeno quindici anni;
- l'alternatore, la turbina, il generatore di vapore, il forno di combustione, le griglie ed il gassificatore per gli impianti, ivi incluse le centrali ibride, utilizzando rifiuti o biomasse, entrati in esercizio da almeno dieci anni;
- le opere di presa, convogliamento e condizionamento del gas o biogas asservite all'impianto, e tutti i gruppi motore-alternatore per gli impianti utilizzando gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas, entrati in esercizio da almeno dieci anni”.

$$ECV = EA .$$

Per i rifacimenti totali di impianti idroelettrici installati come parte integrante delle reti di acquedotti:

$$ECV = 0,7 \cdot EA .$$

BP) Rifacimento parziale (solo impianti idroelettrici e geotermoelettrici)

Rifacimento parziale idroelettrico:

- “l'impianto è entrato in esercizio da almeno 15 anni, qualora abbia una potenza nominale inferiore a 10 MW, ovvero da almeno 30 anni qualora abbia una potenza nominale uguale o superiore a 10 MW;
- completa sostituzione con nuovo macchinario di tutti i gruppi turbina-alternatori esistenti”.

$$ECV = (EA - E10) + k (0,2 + g) \cdot E10$$

dove E10 è la media della produzione netta dei 10 anni precedenti l'intervento, k è un coefficiente che tiene conto delle ore di utilizzazione storiche dell'impianto (al loro crescere k decresce), g è un coefficiente di graduazione dei costi che cresce con il costo specifico dell'intervento (costo dell'intervento diviso potenza dell'impianto).

Nel caso in cui il costo specifico dell'intervento sia maggiore o uguale a 2 M€/MW, si parla di rifacimento parziale particolarmente oneroso e in questo caso:

$$ECV = EA .$$

Rifacimento parziale geotermoelettrico:

- *“l'impianto è entrato in esercizio da almeno 15 anni;*
- *completa sostituzione con nuovo macchinario dei gruppi turbina-alternatori esistenti”.*

$$ECV = (EA - E10) + V \cdot E10$$

dove V è un coefficiente di graduazione dei costi che cresce con il costo specifico dell'intervento.

C) Riattivazione

“è la messa in servizio di un impianto dismesso da oltre cinque anni”.

$$ECV = EA .$$

D) Nuova costruzione

Nel caso di nuova costruzione di impianti alimentati a fonti rinnovabili:

$$ECV = EA .$$

Per i nuovi impianti ibridi la quota di energia che ha diritto ai certificati verdi è solo quella imputabile alla fonte rinnovabile *“calcolata sottraendo alla produzione totale la parte ascrivibile alle altre fonti di energia nelle condizioni effettive di esercizio dell'impianto, qualora quest'ultima sia superiore al 5% del totale”.*

E) Impianti termoelettrici entrati in esercizio prima dell'1/4/1999 che successivamente a tale data operino come centrali ibride

$$ECV = 0,5 \cdot [(EA - ENR) - ER3]$$

dove ENR è la produzione imputabile alla fonte convenzionale ed ER3 è la media della eventuale produzione netta da fonte rinnovabile nel triennio antecedente l'intervento.

3.3 LE BIOMASSE

Il termine biomassa viene utilizzato per indicare la materia organica di origine biologica. A livello energetico e con particolare riferimento alle fonti rinnovabili, al termine biomassa si associa l'origine non fossile della sostanza, per poterla distinguere dal petrolio e dal carbone. Appartengono a tale categoria sostanze di origine vegetale e animale quali:

- *residui forestali*
- *specie vegetali espressamente coltivate a scopo combustibile*
- *residui agricoli*
- *reflui zootecnici*
- *residui industriali legnosi*
- *residui industriali agroalimentari*

3.3.1 Osservazioni

(4) Rispetto agli altri tipi di energia, la biomassa energetica ha una particolarità: va prodotta. I combustibili fossili, ma anche le fonti rinnovabili (energia solare, geotermica, eolica, moto ondoso), sono risorse che l'uomo sfrutta passivamente, rinvenendole sul territorio laddove esse si manifestano, ed intervenendo solo nella loro manipolazione.

Lo sfruttamento delle biomasse avviene invece con volontà e consapevolezza, determinando qualità, quantità e durata del giacimento di energia da impiegare.

Avere la possibilità di innescare il processo ed essere i diretti artefici e responsabili della produzione di energia può avere sull'uomo un positivo effetto di sensibilizzazione: a livello socioeconomico queste energie rinnovabili sono uno stimolo per l'economia rurale su base locale, contribuendo al suo sviluppo e creando posti di lavoro "puliti".

L'uso delle biomasse come combustibile ha anche dei notevoli risvolti ambientali: a differenza delle fonti energetiche fossili, molto inquinanti, la biomassa non incrementa il contenuto di CO₂ nell'atmosfera: la quantità di CO₂ emessa durante il processo di combustione è infatti pari a quello che la pianta aveva assorbito durante il suo ciclo vitale; impiegando le biomasse, dunque, la quantità globale di carbonio atmosferico non aumenta, salvo quella, modesta,

emessa per la movimentazione dei macchinari utilizzati nelle fasi di raccolta e trasporto.

Oltre a ciò l'utilizzazione rappresenta spesso una buona soluzione a problemi di eliminazione di rifiuti, specie se solidi.

Tale risorsa soddisfa il 14% del totale fabbisogno energetico sul nostro pianeta e, come le altre rinnovabili, è oggetto di sviluppo per limitare l'emissione dei gas-serra (triplicare l'uso di bionergia negli Usa equivale a ridurre le emissioni di gas dell'effetto serra di oltre 100 milioni di tonnellate l'anno o a togliere dalla circolazione 70 milioni di automobili), ridurre i consumi di fonti fossili e diversificare la provenienza geopolitica delle risorse, facendo assumere alle fonti rinnovabili il ruolo di risorsa energetica locale.

Ogni anno un ettaro di bosco produce tra gli 8.000 e i 40.000 kWh di energia termica potenzialmente utilizzabile, sufficienti per il riscaldamento di una singola unità abitativa o, ad esempio, di una piccola scuola materna. In tutta Italia c'è grande abbondanza di combustibili legnosi, ma loro distribuzione non è ancora ben organizzata sul territorio.

Gli attuali canali di approvvigionamento possono variare a seconda della realtà produttiva locale: dalle locali industrie del legno che producono residui secchi di lavorazione (scaglie o *segature*), dai proprietari di boschi che, in seguito ai necessari diradamenti, possono procedere alla *cippatura* dei tronchi dopo un periodo di essiccazione, dai residui derivanti dalla produzione agricola o dall'industria alimentare come i *gusci di nocciola* che possono costituire una eccellente fonte energetica, fino alle potature dei viali e dei parchi di aree urbane.

La recente diffusione del *pellet* ha allargato il mercato della fornitura dei biocombustibili legnosi. I pellets sono cilindretti che si ottengono pressando i residui dalla lavorazione del legno; il prodotto ottenuto presenta caratteristiche termochimiche e merceologiche superiori sia in termini qualitativi che di omogeneità rispetto a quelle del cippato e della legna in quanto a:

- *maggiore contenuto energetico*
- *minore contenuto di acqua*
- *pezzatura più uniforme e costante*
- *densità energetica maggiore rispetto ad altri combustibili legnosi*

Queste qualità rendono il pellet di più facile gestione e trasportabilità e consentono periodi di immagazzinamento più lunghi: per tali motivi il prodotto può essere commercializzato economicamente su un raggio distributivo più ampio.

Altro aspetto da tenere presente nella scelta dei diversi combustibili ecologici è il contenuto di umidità. Un basso tenore di umidità riduce la formazione di condensati corrosivi e la fumosità e permette di ottenere un più alto rendimento.

Tra i migliori legnami ai fini della combustione possono essere presi in considerazione le conifere o i legni leggeri come il pioppo, anche se i migliori risultati, specialmente in termini di durata della combustione, si ottengono con essenze forti come robinia, faggio e quercia.

Esempio di confronto tra potere calorifico di combustibili fossili ed alcune biomasse (5):

COMBUSTIBILE	POTERE CALORIFICO	
Granoturco (con umidità max 5%)	7,2 kW/kg	6.180 kcal/kg
Metano	9,9 kW/m³	8.500 kcal/m³
Gasolio	11,6 kW/l	10.000 kcal/l
GPL	10,5 kW/m³	9.000 kcal/m³
Legna di Faggio (con umidità 15%)	4,0 kW/kg	3.500 kcal/kg
Pellets	5,2 kW/kg	4.500 kcal/kg
Gusci di nocciole, semi di uva, sansa di oliva, nocciolino di oliva, gusci di pinoli, ecc...	5,2 kW/kg	4.500 kcal/kg
Energia elettrica	1,0 kW/kW	860 kcal/kW

ESEMPI DI COMBUSTIBILI DA BIOMASSA

PELLET



PELLET DI SANSÀ



GUSCI DI NOCCIOLA



PELLET DI BARBABIETOLE



CIPPATO



NOCCIOLINO DI SANSÀ



MAIS



CEREALI



SEGATURA



3.4 ENERGIA DA BIOMASSE

Come accennato in precedenza il termine biomassa nell'accezione più generale possiamo considerare tutto il materiale di origine organica sia vegetale che animale. E' intuitivo come rientri in questa definizione una grande quantità di materiali molto eterogenei tra loro. E' possibile distinguere vere e proprie materie prime (colture dedicate arboree ed erbacee, ecc.) e prodotti di scarto derivati da molteplici attività che interessano: il comparto agricolo-forestale (residui delle pratiche agricole-forestali e zootecniche), il comparto industriale (scarti industria del legno, scarti industria agroalimentare e industria della carta) ed infine il settore dei rifiuti solidi urbani.

I combustibili solidi, liquidi o gassosi derivati da questi materiali (direttamente o in seguito a processi di trasformazione) sono definiti biocombustibili mentre qualsiasi forma di energia ottenuta con processi di conversione dai biocombustibili è definita bio-energia.

La conversione energetica avviene principalmente attraverso processi termochimici e biochimici. I processi termochimici sono:

- **Combustione:** è il più semplice dei processi termochimici e consiste nell'ossidazione completa del combustibile a H_2O e CO_2 ;
- **Gassificazione:** il processo di gassificazione consiste nella trasformazione di un combustibile solido o liquido, nel caso specifico della biomassa, in combustibile gassoso, attraverso una decomposizione termica (ossidazione parziale) ad alta temperatura. Il gas prodotto è una miscela di H_2 , CO , CH_4 , CO_2 , H_2O (vapore acqueo) e N_2 , accompagnati da ceneri in sospensione e tracce di idrocarburi (C_2H_6). La proporzione tra i vari componenti del gas varia notevolmente in funzione dei diversi tipi di gassificatori, dei combustibili e del loro contenuto di umidità;
- **Pirolisi:** è un processo di degradazione termica di un materiale (nello specifico la biomassa) in assenza di agenti ossidanti (aria o ossigeno) che porta alla produzione di componenti solide, liquide e gassose.

Attualmente si stanno sviluppando processi di **Co-Combustione** e di **Co-Gassificazione** volti a utilizzare nello stesso impianto biomasse e combustibili tradizionali come il carbone.

I processi biochimici riguardano essenzialmente la Digestione Anaerobica, ossia la degradazione della sostanza organica in assenza di ossigeno ad opera di alcuni ceppi batterici. Questo processo interessa la biomassa con un alto grado di umidità (reflui zootecnici, la parte organica dei rifiuti solidi urbani ecc.) portando alla produzione di biogas (CH_4 e CO_2) e può avvenire sia nelle discariche che in reattori appositamente progettati chiamati digestori.

3.5 CONFRONTO TRA BIOMASSE E COMBUSTIBILI FOSSILI

Confrontando i combustibili ecologici con quelli tradizionali esce fuori che il costo dell'energia da biomassa è in tutti i casi nettamente inferiore con un risparmio di esercizio che consente di recuperare il capitale investito nella caldaia in tempi anche piuttosto rapidi.

*I combustibili ecologici utilizzabili per le caldaie a biomassa, a parità di calore prodotto, **costano meno** rispetto ai combustibili fossili (gasolio, GPL e metano).*

La comparazione che si vede nel grafico è stata effettuata sulla base del costo della quantità di combustibile necessaria a produrre un'energia corrispondente ad 1 litro di gasolio.

Nella tabella si ha un'informazione più dettagliata sui poteri calorifici e sui costi indicativi dei vari combustibili. L'energia da biomassa, come si può vedere, è espressa in litro equivalente gasolio e GPL, e come metro cubo equivalente di metano.

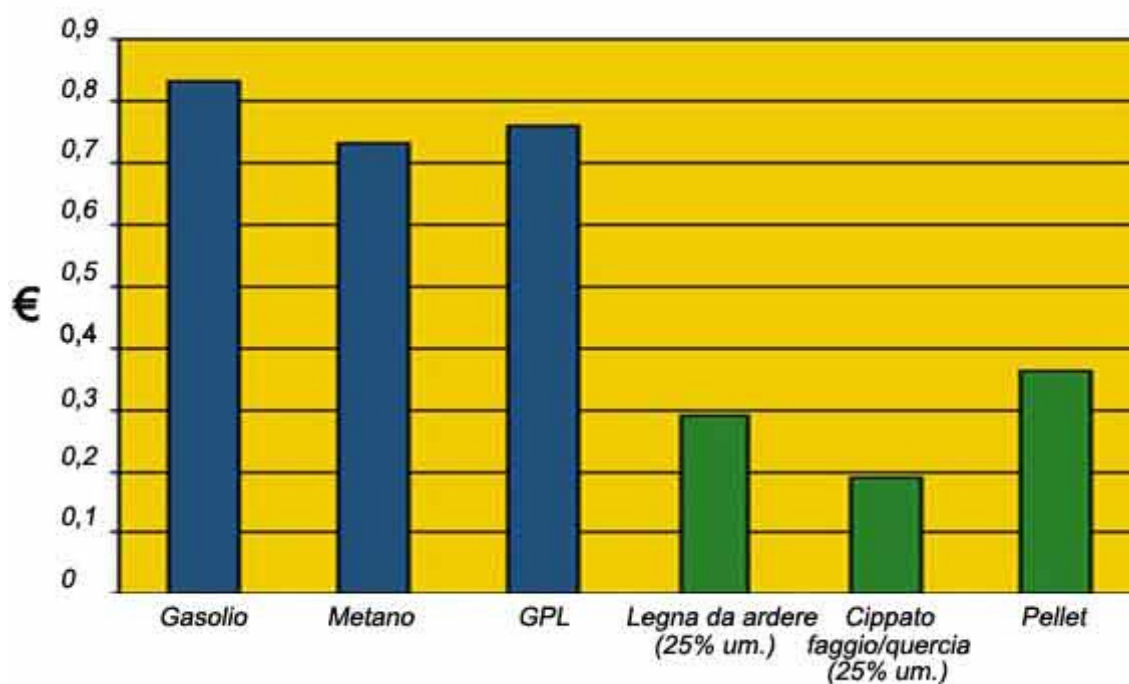
Nella seconda colonna è riportato il potere calorifico netto (quantità netta di energia che si sviluppa dalla combustione di un 1 kg di combustibile (1 kWh = 860 kcal) con il suo effettivo contenuto di acqua, cioè alle reali condizioni di impiego della biomassa; tale potere calorifico nelle biomasse è mediamente 4 volte inferiore rispetto ai combustibili tradizionali.

Nelle colonne successive a quella del costo unitario (€ /kg), possiamo vedere la quantità di combustibile necessaria a sviluppare la stessa energia dei rispettivi combustibili fossili e il relativo costo di tale quantitativo.

**POTERI CALORIFICI E COSTI INDICATIVI (fine 2008)
DI COMBUSTIBILI FOSSILI E BIOMASSE:**

Combustibili fossili	Potere calorifico inferiore	Costo	Litro equivalente di gasolio		Litro equivalente di GPL		Metre cubo equivalente di metano	
	kWh/kg	€/kg	kg	€	kg	€	kg	€
Gasolio	11,7	0,99	0,83	0,83	0,62	0,61	0,83	0,82
Metano	13,5	0,72	0,73	0,52	0,54	0,39	0,72	0,52
GPL	12,8	1,09	0,76	0,84	0,57	0,62	0,75	0,83
Combustibili da biomassa								
Pellets di legno (max 10% umidità)	4,9	0,18	2,00	0,36	1,48	0,27	1,98	0,36
Clippato faggio/quercia (max 25% umidità)	3,5	0,06	2,79	0,19	2,07	0,14	2,76	0,19
Clippato pioppo (max 25% umidità)	3,3	0,05	2,92	0,15	2,17	0,11	2,89	0,15

COSTO DI COMBUSTIBILI FOSSILI E BIOMASSE A CONFRONTO



Alla luce di questi dati possiamo fare un semplice esempio di comparazione dei costi tra biomasse e combustibili fossili.

Ad esempio risulta che per ottenere la stessa energia contenuta in un litro di gasolio è necessario bruciare 2,79 kg di legna da ardere stagionata (almeno 2 anni), con un'umidità del 25%; al prezzo di mercato attuale della legna di 0,103 e kg, il costo di tale energia (litro equivalente di gasolio) è pari a 0,29 e cioè inferiore del 65% al costo del gasolio (pari a 0,83 e litro). Allo stesso modo diremo che sono necessari 2,76 kg di legna stagionata per ottenere la stessa energia di un m³ di metano, al costo equivalente di 0,28 e contro i 0,52 e di un metro cubo di metano.

Tempi di ritorno dell'investimento confrontati con altre soluzioni tradizionali

- *Fabbisogno energetico stimato*

per il riscaldamento e per la produzione di acqua sanitaria:

45.000 kWh/anno (pari a: 4.700 m³ /anno di metano; 4.500 litri/anno di gasolio; 6.250 litri/anno di GPL; 92 q/anno di pellet).

- *L'impianto:*

caldaia a pellet da 20 kW , centralina di regolazione, accumulatore inerziale da 500 litri, boiler acqua sanitaria da 300 litri.

- Investimento (stimato): € 4.000,00 + IVA 20% (compresa installazione)
- Costo da ammortizzare: € 4.800 ,00
- Spesa per il pellet: 92 Quintali al costo di 16 € /q = 1.472,00 € /anno

CONFRONTO PELLETT – METANO

- Metano: 4.700 m³ /anno al costo di 0,52 €/m³ = 2.440,00 € /anno
- Risparmio di esercizio: € 2.440,00 - € 1.472,00 = 968 €/anno ... *39.6 % di risparmio*
- Tempo di recupero dell'investimento: 4.800/968 = 4,9 anni.

CONFRONTO PELLETT – GASOLIO

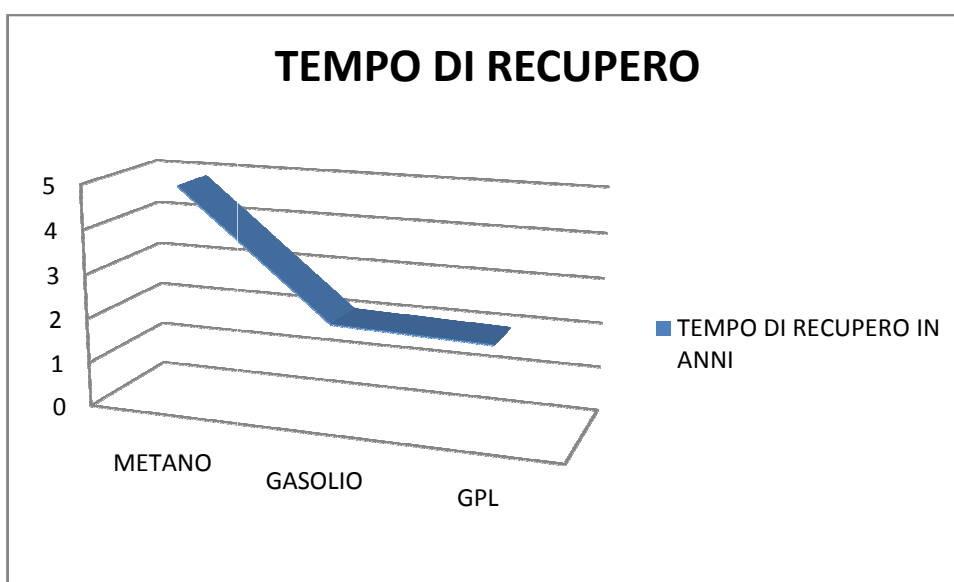
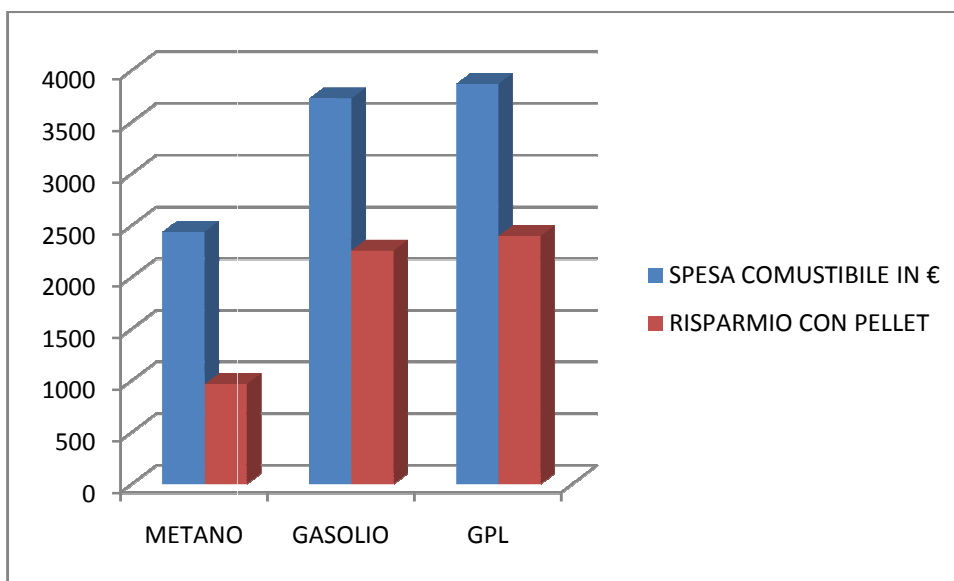
- Gasolio: 4.500 l/anno al costo di 0,83 €/l = 3.730,00 €/anno
- Risparmio di esercizio: € 3.730,00 - € 1.472,00 = 2.258 €/anno... *60 % di risparmio*
- Tempo di recupero dell'investimento: 4.800/2.258 = 2,1 anni

CONFRONTO PELLETT – GPL

- GPL: 6.250 l/anno al costo di 0,62 €/l = 3.870,00 €/anno
- Risparmio di esercizio: € 3.870,00 - € 1.472,00 = 2.398 €/anno... *62 % di risparmio*
- Tempo di recupero dell'investimento: 4.800/2.398 = 2 anni

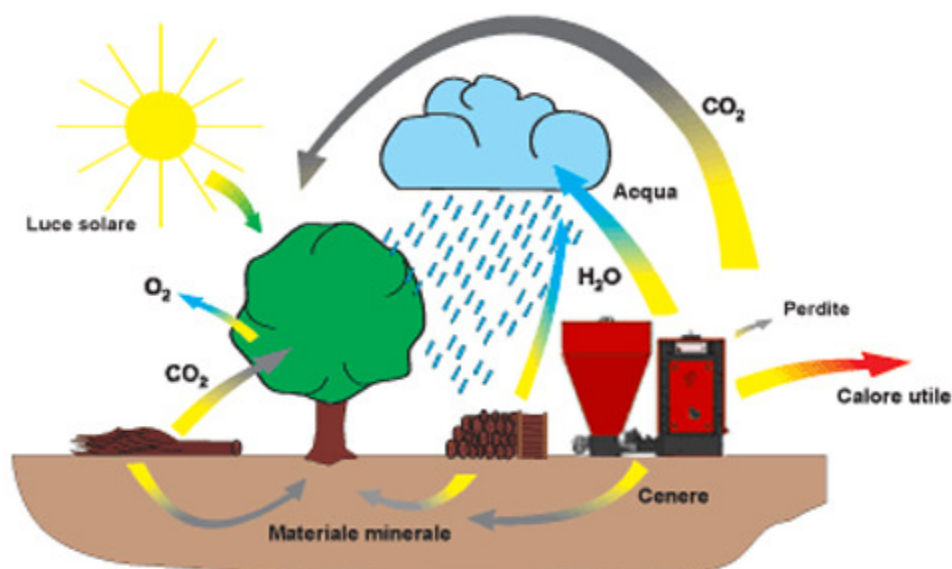
*Con il pellet il risparmio netto d'esercizio varia dal **40%** al **60%** con tempi di ritorno dell'investimento variabili da **2 a 5 anni***

Nel caso del cippato il prezzo varia da 3 €/q a un massimo di circa 6 €/q ed il risparmio è maggiore (sino all'80%). Il pellet è più costoso: il costo al quintale varia da 15 a 20 €.



Emissioni ed impatto ambientale della combustione di biomasse in caldaie

Le caldaie sono progettate per ottenere una combustione ottimale delle biomasse e con emissioni comparabili a quelle delle caldaie a combustibile fossile. E' necessario comunque sottolineare che nella combustione delle biomasse vegetali si può evitare di conteggiare l'emissione dell'anidride carbonica (CO_2), perché è praticamente uguale a quella che è stata sottratta all'atmosfera durante la crescita della pianta.

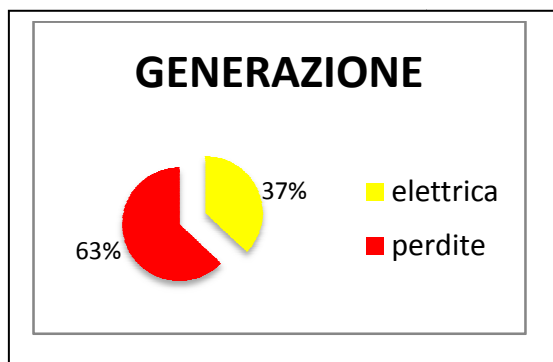


Nella tabella seguente vengono confrontate le emissioni prodotte da una moderna caldaia a pellet di legno con quelle alimentate con gasolio o con gas naturale. Da questi dati è possibile rilevare che le caldaie a biocombustibili hanno emissioni di biossido di zolfo o anidride solforosa (SO_2) simili o inferiori ai sistemi convenzionali, leggermente maggiori per quanto riguarda gli ossidi di azoto (NO_x) ed il monossido di carbonio (CO), mentre sono più alte, ma comunque accettabili, le emissioni di polveri e di composti organici volatili (COV).

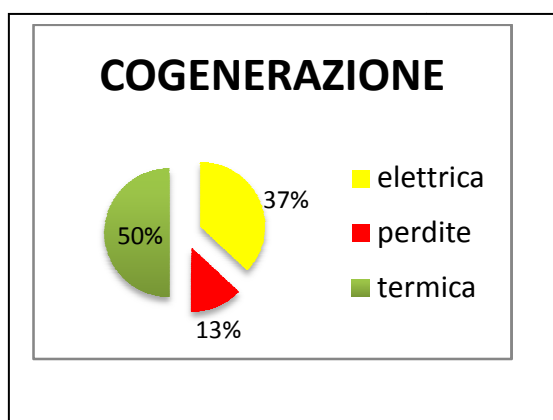
**Emissioni prodotte da caldaie a gasolio, a gas naturale ed a pellet o cippato
(in mg/kWh)**

Emissioni (mg/kWh)	Gasolio	Gas Naturale	Pellets/cippato
CO	10	150	250
SOx	350	20	20
NOx	350	150	350
Polveri	20	0	150
COV	5	2	10

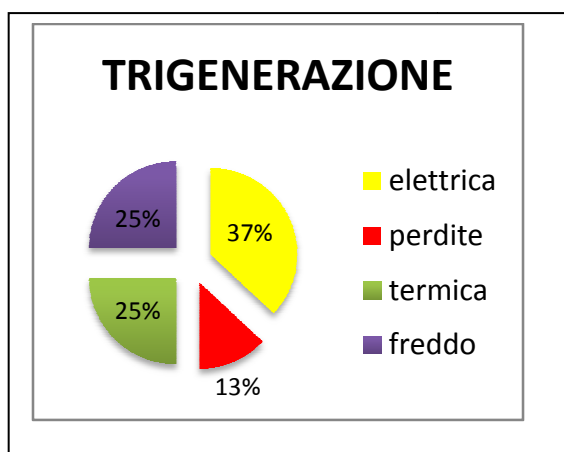
La produzione di energia dalle biomasse può avvenire in diversi modi e con diverse modalità di utilizzo nella gestione dell'energia. Vediamo nella grafica alcuni modi per poter gestire questa energia prodotta.



La sola generazione per la produzione di energia elettrica (37%) con una grossa perdita di energia (63%)



La cogenerazione per la produzione di energia elettrica (37%) energia termica (50%) ed una perdita molto ridotta (13%)

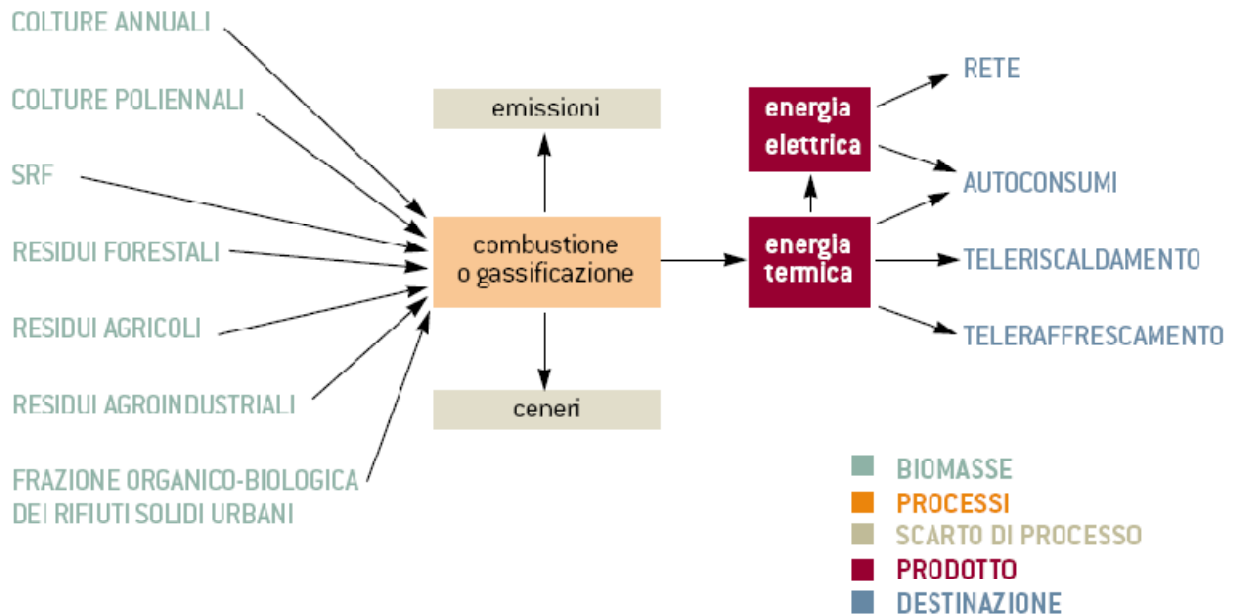


La trigenerazione per la produzione di energia elettrica (37%) energia termica (25%) e freddo (25%) con una perdita identica alla cogenerazione (13%)

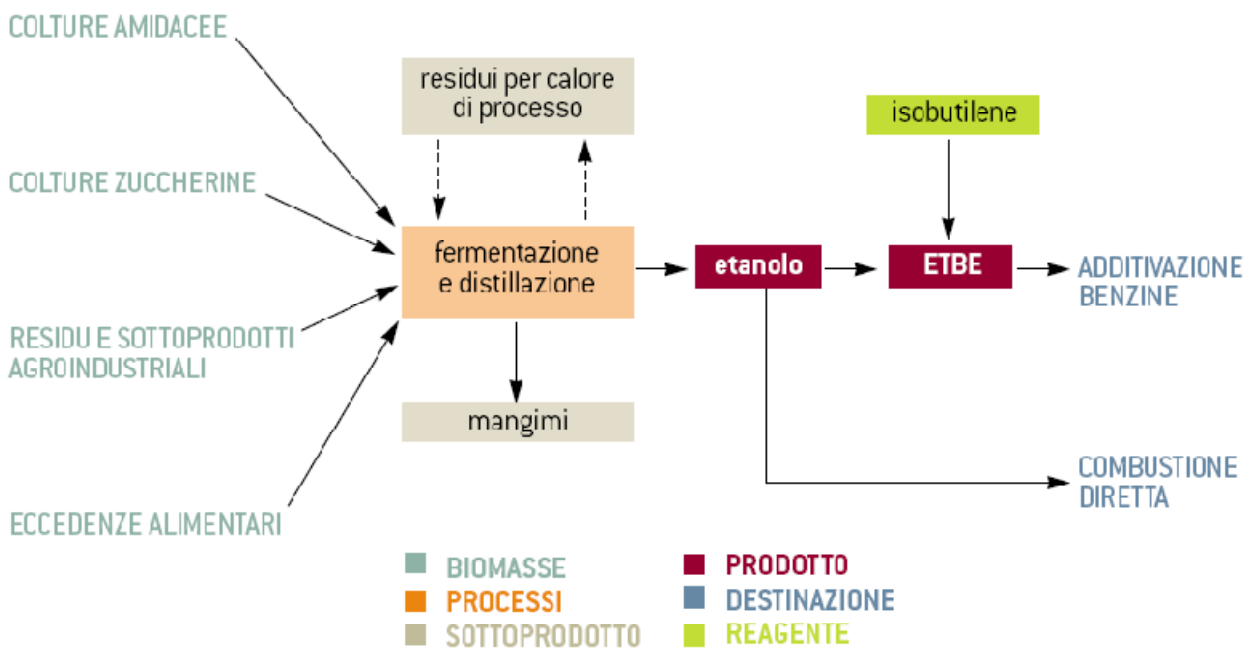
Questo se si usano motori per la produzione di energia elettrica. Nel caso si abbia l'utilizzo solo di caldaie per la produzione di calore la parte che si potrebbe utilizzare per l'energia elettrica va persa.

Nella produzione di energia dalle biomasse si può far riferimento a diversi tipi di filiera:

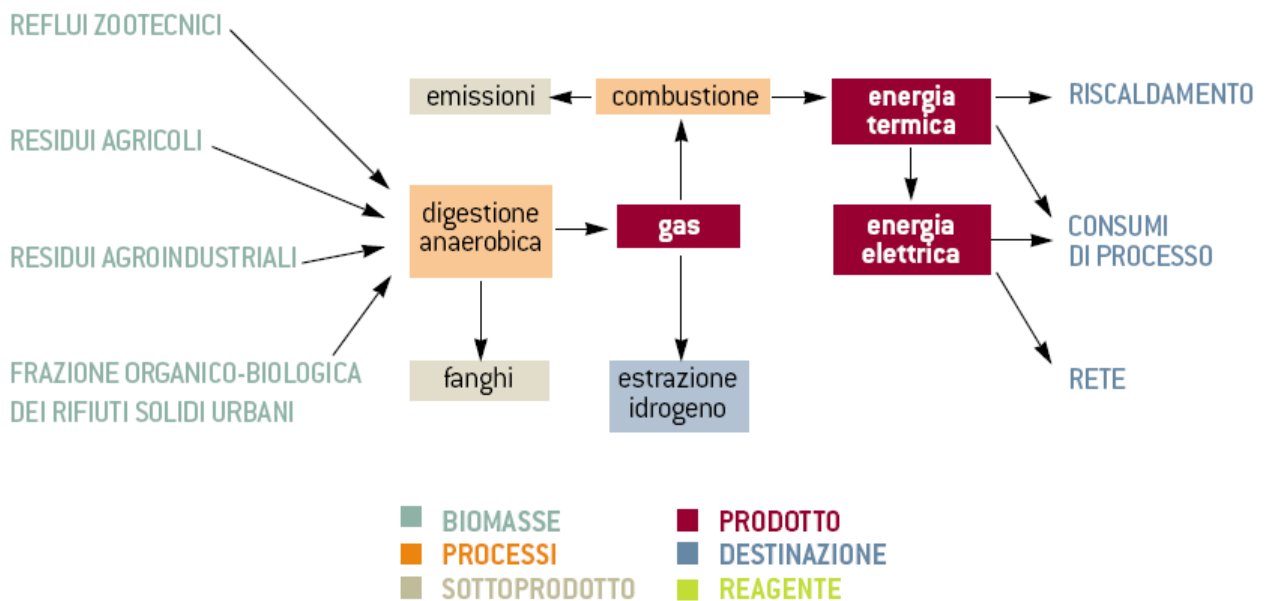
FILIERA BIOCOMBUSTIBILI SOLIDI



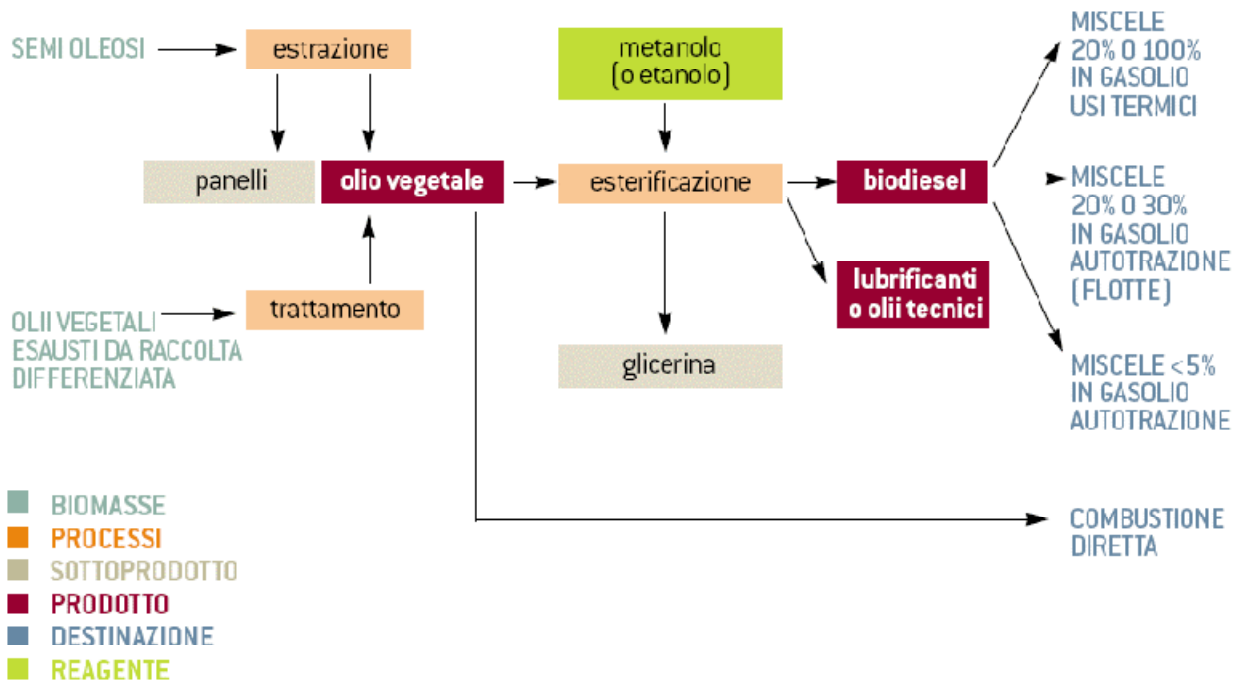
FILIERA BIOETANOLO



FILIERA BIOGAS



FILIERA BIODIESEL



Noi ci occuperemo in questo studio solo della filiera di biocombustibili solidi.

3.6 ANALISI DELLA FILIERA LEGNO -ENERGIA

La filiera LEGNO-ENERGIA è senza dubbio la filiera più antica e nota fin dai tempi remoti, ma la scoperta di nuove fonti energetiche che offrono una maggiore comodità nella loro gestione, questa filiera non veniva più utilizzata. Oggi con i problemi connessi alla ricerca di fonti energetiche rinnovabili la filiera del legno ha ritrovato un suo spazio fra le fonti energetiche rinnovabili possibili. In particolare l'utilizzo del legno, come fonte di calore, si è molto sviluppata nelle aree montane nei riscaldamenti domestici utilizzando i sottoprodotti del bosco. In queste aree tre elementi hanno favorito la diffusione di queste tecniche:

- 1) il costo "zero" della materia prima non lavorata,
- 2) la disponibilità di lavoro familiare che non presenta esborsi monetari,
- 3) le tecniche di caricamento automatico del bruciatore con autonomie superiori alle 24 ore.

Nel presente lavoro, prenderemo in considerazione la filiera nelle aree di pianura ove la presenza del bosco è molto contenuta.

In pianura la legna da ardere storicamente è fornita dalle siepi che si trovano ai margini delle proprietà, dai sarmenti della vite e dalle potature dei frutteti, contrariamente nella presente indagine si è voluto analizzare la possibilità di attuare colture da legno a ciclo breve "dedicate" per produrre energia.

In relazione alla struttura delle aziende agricole operanti in pianura appare non praticabile allo stato attuale delle conoscenze e dello sviluppo tecnologico, la produzione di energie elettrica anche in cogenerazione a partire dai biocombustibili solidi legnosi producibili in azienda per una duplice ragione:

- i quantitativi annui necessari, benché in linea teorica producibili in alcune aziende medio-grandi, potrebbero "contrastare" fino a sostituire la normale e tipica vocazione produttiva – alimentare – dell'azienda agricola;
- si tratta di volumi d'investimento di medie alte dimensioni che poco si addicono alla tipicità dell'azienda agricola di pianura.

Pertanto, seguendo un criterio di replicabilità e concreta fattibilità si ritiene che il modello più applicabile sia quello dell'autoconsumo aziendale per riscaldamento e produzione di acqua calda con utilizzo di caldaie variabili dai 30 ai 300 KW.

Nella presente indagine verranno pertanto prese in considerazione tre filiere che possiamo così definire: filiera pioppo-energia, filiera siepe-energia, filiera sarmenti-energia.

3.6.1- Filiera pioppeto-energia

La filiera in esame è caratterizzata dalla coltura dedicata del pioppo a turno breve. Nella sperimentazione condotta presso una azienda operante nella pianura di Parma la coltivazione del pioppo presenta un investimento di 6.600 piante ad ettaro a turno biennale con una durata previsto dell'impianto di anni 16.

Le tesi messe a confronto sono tre: coltivazione senza concimazione, coltivazione con letamazione e coltivazione con concimazione.

Prendiamo ora in considerazione il costo d'impianto e quello di produzione di un pioppeto a turno biennale e dalla durata di anni sedici.

Costo impianto pioppeto

	u.m	valore
Numero piante	n	6.600
Durata impianto	anni	16
Ciclo raccolta	anni	2
Costi impianto		
Aratura	€/ha	152,00
Erpicatura	€/ha	106,00
Trapianto localizzato	€/ha	505,00
Astoni n. 6.600	€/ha	1.650,00
Irrigazione	€/ha	225,00
Diserbo		50,00
TOTALE COSTO IMPIANTO		2.685,00

Dai calcoli effettuati il costo d'impianto del pioppeto è di euro 2.685 per ettaro di superficie

Costo produzione del cippato di pioppo

Il costo di produzione del cippato di pioppo comprende il costo dell'impianto del pioppeto e i costi che si debbono sostenere annualmente per la gestione produzione e raccolta del cippato.

	u.m	senza concimazione	con letamazione	con concimazione
Cippato col 30% di umidità	t/ha	18	21	24
Costi primo anno				
Zappatura interfilare	€/ha	312	312	312
Letamazione	€/ha	0	250	0
Concimazione	€/ha	0	0	80
Concimi	€/ha	0	0	150,65
Spese generali	€/ha	15,6	28,1	27,13
Interessi anticipazioni	€/ha	7,8	14,05	13,57
TOTALE primo anno	€/ha	335,4	604,15	583,35
Costi secondo anno				
Zappatura interfilare	€/ha	104	104	104
Trinciatura erbe infestanti	€/ha	96	0	0
Letamazione	€/ha	0	250	0
Concimazione	€/ha	0	0	80
Concimi	€/ha	0	0	76
spese generali	€/ha	17,65	25,35	20,65
interessi anticipazioni	€/ha	8,83	12,68	10,33
Raccolta + cippatura	€/ha	153	153	153
TOTALE secondo anno	€/ha	379,48	545,03	443,98
Costo totale cippato	€/ha	1.067,27	1.515,01	1.392,12
Costo per tonnellata	€/t	59,29	72,14	58

Dai dati esposti in tabella si evidenzia che il costo di produzione dipende dalle tecniche adottate e di conseguenza dalla quantità di prodotto raccolta, a seguito di questo il costo di produzione del cippato varia da un minimo di €/t 58,00 ad un massimo di €/ha 72,14.

In base ai dati esposti appare evidente che le linee da seguire sono rappresentate dalla coltivazione senza "concimazioni" mentre si esclude l'utilizzo del letame se non giustificato da altre esigenze aziendali ove la distribuzione dello stesso potrebbe essere un costo già presente. Relativamente alla coltura concimata si è

dell'avviso che questo potrebbe rappresentare una soluzione per le aziende che non abbiano grandi superfici a disposizione.

Analisi economica dell'impianto

Procediamo ora all'analisi economica dell'impianto

L'azienda che verrà esaminata per questa filiera oltre che riscaldare gli ambienti di abitativi utilizza l'acqua calda per il riscaldamento delle serre presenti in azienda.

E' una azienda pubblica in provincia di Parma di 40 ha nella quale sono state condotte le prove sperimentali dell'impianto di pioppeto descritto in precedenza. L'impianto serve per riscaldare gli uffici amministrativi, due aule didattiche e circa 2.000 metri quadri di serre.

L'impianto installato ha una potenza di KW 100 In duecentoventi giorni di funzionamento la produzione di energia termica se ne sono prodotti KWh 174 ma utilizzati solamente KWh 157.

Produzione di energia termica

	u.m.	termica
Produzione lorda	KWh	174
Produzione energia elettrica vendibile	KWh	157
giorni di funzionamento	n	220

Per ottenere i risultati sopra descritti si sono utilizzati 58 tonnellate di cippato di pioppo il cui costo varia da un minimo di € 3.381 ad un massimo di € 3.457.

Cippato di pioppo utilizzato

	u.m.	Quantità		€
Cippato di pioppo coltura senza concimazione	t	58	costo	3.457
Cippato di pioppo coltura con concimazione	t	58	costo	3.381

Prendiamo ora in considerazione i parametri economici con l'analisi dei costi per attuare l'impianto e successivamente per quantificare i ricavi ed i costi annui.

Costo dell'investimento ed anni di ammortamento

	u.m.	valore	Durata anni
opere civili	€	3.333	15
opere elettromeccaniche	€	3.946	10
Cogeneratore	€	34.000	8
spese tecniche	€	5.039	15
TOTALE	€	46.318	=

L'investimento ha un costo di € 46.318 e i ricavi annui ammonterebbero a € 14.130 mentre i costi di gestione diretti sarebbero pari ad € 8.291 se si utilizza cippato proveniente da colture non concimate, altrimenti il costo è di € 8.216 se si utilizza cippato proveniente da coltura concimata.

Ricavi e costi annui produzione energia

	u.m.	Importo		u.m.	Importo
Ricavi			Costi		
Energia termica	€	14.130	Service cogeneratore	€	600
			Energia elettrica	€	120
			Lavoro carico biomasse	€	3.500
			Spandimento ceneri	€	175
			Altre spese	€	439
			Cippato costo produzione	€	3.457
TOTALE	€	14.130	TOTALE	€	8.291

Oltre ai costi annui evidenziati in precedenza per il funzionamento dell'impianto occorre provvedere a delle manutenzioni straordinaria sugli impianti elettromeccanici e sul cogeneratore.

Costi manutenzione straordinaria

	u.m.	Valore	Anno ciclo
Opere elettromeccaniche	€	1.973	10
Cogeneratore	€	17.000	8

Questi costi sarebbero pari ad € 1.973 ogni dieci anni per gli impianti elettromeccanici ed ad € 17.000 per il cogeneratore ogni otto anni. Prima di sviluppare l'indagine finanziarie e successivamente il bilancio aziendale è necessario procedere alla scelta del saggio di sconto e del tasso inflativo medio prevedibile per il periodo di tempo nel quale l'impianto deve essere in funzione. Tenuto conto del saggio d'interesse dei BOT per un periodo di tempo similare all'impianto che si intende analizzare, si è deciso di adottare un saggio di sconto pari al 5% , mentre il tasso inflativo scelto è del 3%.

Analisi finanziaria

Attraverso l'analisi finanziaria si giunti alla determinazione dei seguenti indici che risultano positivi ed atti ad esprimere un giudizio positivo, leggermente migliore è la situazione con concimazione:

Coefficienti finanziari

	u.m.	senza concimazione	con concimazione
Margine operativo netto	€	2.751	2.827
tempo di ritorno dell'investimento	Anni	14,44	14,17
valore attuale netto (VAN)	€	1.576	2.364
tasso interno di rendimento	r	5,50%	5,80%

Il modesto valore è da attribuire alla tipologia dell'impianto che si deve ritenere di piccole dimensioni per uso aziendale. Un secondo aspetto è dato dal numero di giorni nei quali l'impianto è in attività, se questi potessero essere aumentati sicuramente gli indici evidenziati in precedenza subirebbero miglioramenti significativi

Bilancio aziendale

Determinato il costo di produzione e i ricavi presunti dalla vendita dell'energia si è potuto calcolare un reddito netto per ettaro della coltura del pioppo pari ad € 51,09 nel caso di coltura senza concimazione ed € 99,86 nel caso di coltura concimata.

Costo di produzione del cippato di pioppo

	u.m.	senza concimazione	con concimazione
Superficie investita	ha	3,2	2,4
Produzione	t/ha	18	24
Ricavo vendita energia	€/ha	1.118,36	1.491,98
Costo di produzione	€/ha	1.067,27	1.392,12
Reddito netto	€/ha	51,09	99,86

3.6.2- Filiera legna da siepi-energia

La filiera in esame è caratterizzata dall'utilizzo di legno proveniente dalle siepi che normalmente sono collocate sui confini degli appezzamenti lavorati, lungo le strade ed i canali di scolo. Oltre alla funzione produttiva svolgono contemporaneamente anche altre importanti funzioni tra cui azione di frangivento, fito-bio-depurante, paesistica, isolamento visivo, corridoio ecologico, riproduzione di insetti e fauna.

Evidentemente la disponibilità di questo legname è limitata pertanto la sua utilizzazione deve avvenire per piccoli impianti aziendali al fine di produrre acqua sanitaria e riscaldamento domestico.

Una seconda osservazione riguarda la siepe e la sua conduzione, anche in questo caso per incrementare la produzione e garantire il giusto fabbisogno annuo è necessario provvedere a opere di miglioramento sulle siepi ed eventualmente di integrazione in relazione all'impianto che si vuole progettare

Vediamo l'esempio di un'azienda che coltiva orticole ed alleva tacchini, il generatore di energia è dotato di una caldaia da KW 30 e funziona con pezzi di legna per il riscaldamento dell'abitazione.

L'approvvigionamento del legno è garantita da delle siepi che si sviluppano per metri 1.000, recentemente razionalizzate dall'azienda. Il taglio avviene con turno quinquennale, pertanto ogni anno vengono tagliati 200 metri di siepe. Le essenze maggiormente presenti nelle siepe sono il pioppo e a robinia.

Per incrementare e garantire la produzione del legno si è proceduto ad un miglioramento delle siepe con integrazione di piante e razionalizzazione di quelle esistenti, il costo complessivo di questo intervento è pari ad € 369 per 100 metri lineari di siepe.

Costo miglioramento siepi

Metri miglirati	m	100
Preparazione del terreno	€/100metri	138
Pacciamatura	€/100 metri	20
Piantine	€/100 metri	150
Altre spese	€/100 metri	61
TOTALE	€/100 metri	369

Invece il costo annuo da sostenere per l'abbattimento di 200 metri di siepe e la preparazione omogenea dei pezzi di legna presenta un costo per tonnellata di € 93,43.

Costo annuo per la preparazione dei pezzi di legno necessari

	u.m.	valori
Legno prodotto	t	13
Costo abbattimento siepi e tagli legno	€/t	70
Ammortamento costi miglioramento	€/t	20,43
giorni di funzionamento	€/t	93,43

Con l'utilizzo delle 13 tonnellate di legno descritte in precedenza, ed in duecentodieci giorni di funzionamento la produzione di energia termica è stata di KWh 50, ma utilizzati solamente KWh 40.

Produzione di energia termica

	u.m.	termica
Produzione lorda	KWh	50
Produzione energia elettrica vendibile	KWh	40
giorni di funzionamento	N	210

Prendiamo ora in considerazione i parametri economici con l'analisi dei costi per attuare l'impianto e successivamente per quantificare i ricavi ed i costi annui.

Costo dell'investimento ed anni di ammortamento

	u.m.	valore	Durata anni
opere civili	€	1.000	15
opere elettromeccaniche	€	1.500	10
Cogeneratore	€	7.000	8
spese tecniche	€	2.500	15
TOTALE	€	12.200	=

L'investimento ha un costo di € 12.200 e i ricavi annui ammonterebbero a € 3.600 mentre i costi di gestione diretti sarebbero pari ad € 1.704.

Ricavi e costi annui produzione energia

	u.m.	Importo		u.m.	Importo
Ricavi					
Costi					
Energia termica	€	3.600	Service cogeneratore	€	360
			Energia elettrica	€	120
			Altre spese	€	48
			Cippato costo produzione	€	1.176
TOTALE	€	3.600	TOTALE	€	1.704

Nei costi annui di gestione non viene quantificato il costo del lavoro utile al caricamento del bruciatore con legna, operazione che avviene ogni 30 ore di funzionamento, questa scelta è stata adottata nella convinzione che con qualsiasi altro tipo di riscaldamento sempre necessita l'intervento di una persona addetta.

Costi manutenzione straordinaria

	u.m.	Valore	Anno ciclo
Opere elettromeccaniche	€	750	10
Cogeneratore	€	3.500	8

Questi costi sarebbero pari ad € 750 ogni dieci anni per gli impianti elettromeccanici ed ad € 3.500 per il cogeneratore ogni otto anni. Prima di sviluppare l'indagine finanziarie e successivamente il bilancio aziendale è necessario procedere alla scelta del saggio di sconto e del tasso inflativo medio prevedibile per il periodo di tempo nel quale l'impianto deve essere in funzione. Tenuto conto del saggio d'interesse dei BOT per un periodo di tempo similare all'impianto che si intende analizzare, si è deciso di adottare un saggio di sconto pari al 5% , mentre il tasso inflativo scelto è del 3%.

Analisi finanziaria

Attraverso l'analisi finanziaria si giunti alla determinazione dei seguenti indici che risultano positivi ed atti ad esprimere un giudizio positivo:

Coefficienti finanziari

	u.m	Valori
Margine operativo netto	€	1.083
tempo di ritorno dell'investimento	Anni	10,35
valore attuale netto (VAN)	€	4.654
tasso interno di rendimento	r	10,50%

Il valore del VAN è da attribuire alla tipologia dell'impianto che si deve ritenere di piccoledimensioni per uso aziendale, buone è il tasso di rendimento interno pari al 10,5%. Un secondo aspetto è dato dal numero di giorni nei quali l'impianto è in attività, se questi potessero essere aumentati sicuramente gli indici evidenziati in precedenza subirebbero miglioramenti significativi.

Bilancio aziendale

Il bilancio aziendale della colture dedicata inizia con la determinazione del reddito che si può trarre dall'utilizzo delle siepi. Determinato il costo di produzione e i ricavi presunti dalla vendita dell'energia si è potuto calcolare che il reddito netto per 200 metri di siepe sia pari ad € 489 derivante da ricavi pari ad € 3.600, ed a costi pari ad € 3.111.

Costo di produzione del cippato di pioppo

	u.m	valori
Metri lineari di siepe	ml	200
Produzione pezzi di legno umidità 20%	t/ml	0,065
Ricavo vendita energia	€/ml	3.600
Costo di produzione	€/ml	3.111
Reddito netto	€/ml	489

3.6.3 Filiera sarmenti-energia

I sarmenti derivanti dalla potatura della vite fino alla metà del secolo scorso venivano utilizzati nei forni per la cottura del pane e nei caseifici per la cottura del parmigiano-reggiano, successivamente con l'avvento delle fonti energetiche moderne e più facilmente governabili i sarmenti venivano bruciati sul campo o dopo triturazione interrati.

Oggi la norma in vigore vieta la bruciatura dei sarmenti in campo creando il problema del loro smaltimento in discariche autorizzate. A seguito di questo si è formulata l'ipotesi di riutilizzare detti sarmenti in bruciatori che permettono il controllo dei fumi e delle emissioni in atmosfera risolvendo collateralmente anche il problema del loro smaltimento. Evidentemente la disponibilità di questo legname trova un limite nel costo della raccolta e nella distanza fra il vigneto ed il luogo di utilizzo, comunque si è dell'avviso che attraverso una loro utilizzazione in piccoli impianti aziendali o in medi impianti consortili si possa ottenere acqua calda sanitaria oltre il riscaldamento domestico.

Esperienza di campo

L'impianto da analizzare è stato realizzato in provincia di Reggio Emilia. L'impianto è consortile e raccoglie sarmenti da più viticoltori per far funzionare una caldaia da KW 110 per il riscaldamento di 5 abitazioni. L'approvvigionamento dei sarmenti è garantita da dei vigneti che si sviluppano su ha 20 con differenti modalità d'impianto che vanno dal cordone speronato al semi belluzzi garantendo una produzione media annua di 35 tonnellate

Costo raccolta e cippatura sarmenti

	u.m.	valori
Superficie vigneti	Ha	20
Prodotto raccolto	T	35
Costo raccolta e cippatura sarmenti	€/ha	35

Con l'utilizzo delle 35 tonnellate di cippato da sarmenti descritte in precedenza, ed in 210 giorni di funzionamento la produzione di energia termica è stata di KWh 130, ma utilizzati solamente KWh 120.

Produzione di energia termica

	u.m.	termica
produzione lorda	KWh	130
produzione energia elettrica vendibile	KWh	120
giorni di funzionamento	N	210

Per potere produrre l'energia detta occorre disporre di un impianto il cui costo di realizzazione è di € 53.000.

Costo dell'investimento ed anni di ammortamento

	u.m.	Valore	Durata anni
opere civili	€	3.000	15
opere elettromeccaniche	€	10.000	10
Cogeneratore	€	35.000	8
spese tecniche	€	5.000	15
TOTALE	€	53.000	=

Dalla attività si sono realizzati ricavi annui per un ammontare di € 10.800 mentre i costi di gestione diretti sarebbero pari ad € 4.207.

Ricavi e costi annui produzione energia

	u.m.	Importo		u.m.	Importo
Ricavi					
Costi					
Energia termica	€	10.800	Service cogeneratore	€	500
			Lavoro gestione caldaia	€	2.100
			Energia elettrica	€	240
			Altre spese	€	142
			Cippato costo produzione	€	1.225
TOTALE	€	10.800	TOTALE	€	4.207

Nei costi annui di gestione viene quantificato il costo del lavoro utile al caricamento del bruciatore con legna, operazione che avviene ogni 30 ore di funzionamento, questa scelta è stata adottata nella considerazione che trattandosi di un impianto consortile è necessario retribuire chi sene assume l'onere.

Costi manutenzione straordinaria

	u.m.	Valore	Anno ciclo
Opere elettromeccaniche	€	5.000	10
Cogeneratore	€	17.500	8

Questi costi sarebbero pari ad € 5.000 ogni dieci anni per gli impianti elettromeccanici ed ad € 17.500 per il cogeneratore ogni otto anni. Prima di sviluppare l'indagine finanziarie e successivamente il bilancio aziendale è

necessario procedere alla scelta del saggio di sconto e del tasso inflativo medio prevedibile per il periodo di tempo nel quale l'impianto deve essere in funzione. Tenuto conto del saggio d'interesse dei BOT per un periodo di tempo simile all'impianto che si intende analizzare, si è deciso di adottare un saggio di sconto pari al 5% , mentre il tasso inflativo scelto è del 3%.

Analisi finanziaria

Attraverso l'analisi finanziaria si giunti alla determinazione dei seguenti indici che risultano appena positivi ed atti ad esprimere un giudizio positivo:

Coefficienti finanziari

	u.m	Valori
marginale operativo netto	€	3.058
tempo di ritorno dell'investimento	Anni	14,84
valore attuale netto (VAN)	€	496
tasso interno di rendimento	r	5,10%

Il contenuto valore del VAN è da attribuire alla tipologia dell'impianto che si deve ritenere di piccole dimensioni per uso aziendale, buone è il tasso di rendimento interno. Il tempo di ritorno di poco inferiore ai quindici anni , ed il saggio d'interesse interno è del 5,1%.

Bilancio aziendale

Il bilancio aziendale della filiera in esame inizia con la determinazione del reddito ritraibile dall'utilizzo dei sarmenti Determinato il costo di produzione e i ricavi presunti dalla vendita dell'energia si è potuto calcolare che il reddito netto per ettaro di vigneto pari ad € 5,26 mentre i ricavi sono risultati pari ad € 10.800, ed a costi pari ad € 10.697.

Costo di produzione del cippato di pioppo

	u.m	valori
Superficie utile di vigneto	ha	20
Produzione sarmenti umidità 20%	t/ha	1,8
Ricavo vendita energia	€	10.800
Costo raccolta e cippatura sarmenti	€	1.225
Costi di produzione annui	€	9.472
Reddito netto	€	103
Reddito netto per ettaro	€/ha	5,26

3.6.4 Considerazioni sulla filiera legno-cippato-energia

La filiera del legno, possiamo definirla: versione moderna della antica tecnica della produzione di energia termica.

La filiera del legno si limita alla produzione di energia termica nella considerazione che attualmente la tecnica di produrre energia elettrica richiederebbe grandissime quantitativi di legno impensabili oggi quanto il legno trova in altre destinazione interessanti sbocchi economici, pensiamo al legno da opera o più semplicemente alla produzione di cellulosa.

La presente filiera è molto diffusa sul territorio nazionale, in particolare nelle aree montane ove piccoli impianti domestici hanno trovato il consenso di molte aziende familiari per far fronte al riscaldamento domestico utilizzando prodotti del sottobosco. Il successo è strettamente legato alla possibilità di caricare l'impianto con legna una sola volta al giorno per avere una autonomia che va oltre le ventiquattro ore.

Le esperienze analizzate precedentemente possono essere divise in tre gruppi: il primo gruppo riguarda la produzione di pioppi a ciclo breve dedicati alla produzione di cippato per il funzionamento di caldaie, il secondo gruppo riguarda l'utilizzazione di legno proveniente da siepi, il terzo gruppo l'utilizzo di cippato proveniente dai sarmenti della vite.

Le esperienze relative al primo gruppo stanno trovando in questi ultimi anni un certo interesse e diffusione, la loro diffusione, ancora non convinta, è da attribuire alla necessità di messa a punto della coltura di pioppo ceduo a ciclo

breve che attualmente è di anni due ma che oggi viene messa in discussione elevandola a cicli triennali e in certi casi quinquennale.

Questi impianti, con una potenzialità installata superiore a KWh 100, li troviamo collocati in aziende in cui sono presenti serre ove l'energia termica appare di grande interesse per il suo utilizzo oltre al riscaldamento degli uffici e della parte abitativa dell'azienda, infatti un limite che si ha negli impianti di energia termica è il trasporto della stessa, che non può essere a grandi distanze perché si avrebbero evidenti perdite di calore.

Dai dati delle esperienze analizzate si ha l'indicazione che l'impianto è in gradi di ripagarsi, infatti in un ciclo di anni 16 il tempo di ritorno varia da 12 a 14 anni, il VAN dai € 2.364 ad € 28.396 ed il tasso di rendimento interno dal 5,8% al 7,7%, Il reddito medio annuo per ettaro di coltura ottenuto con la produzione di energia varia da € 99,86 ad € 189, redditi molto contenuti ma in linea con molte altre produzioni vegetali, si pensi al grano, alla bietola, alla soia. Si ritiene, comunque, che in questa situazione la valutazione corretta debba essere fatta prendendo a riferimento il risparmio di gasolio o di metano fatta dalle aziende in esame, in questo caso il minore costo energetico sarebbe di € 7.000 nel primo caso e di € 25.000 nel secondo pari ad un valore annuo per ettaro di € 1.225

Il secondo gruppo comprende le aziende agricole che hanno installato piccoli impianti, inferiori ai KWh 100, per produrre prevalentemente acqua calda sanitaria utilizzando legno proveniente dal sottobosco o dalle siepi.

Questa indagine si occupa delle aziende ubicate in pianura e che utilizzano legname proveniente dalle siepi composte da pioppi e da robinie. Tenendo conto del costo per la gestione delle siepi e del tagli e preparazione dei pezzi di legno in un ciclo di vita della caldaia di anni 15 si hanno risultati positivi che vanno da un ritorno del capitale in anni 10, in un tasso di rendimento interno del 10,5% ma soprattutto un risparmio annuo di combustibile stimato in € 3.500.

Evidentemente sono impianti per autoconsumo di acqua calda e non trasferibili in utenze cittadine.

Il terzo gruppo si riferisce alle esperienze che utilizzano legno proveniente dalle potature delle colture arboree. Nel nostro caso si è esaminato il beneficio derivante dall'utilizzo dei sarmenti di vite.

Anche in questo caso, trattandosi di produzione di energia termica il successo dell'iniziativa è raggiungibile solamente se esiste la possibilità di utilizzare l'energia prodotta a distanze molto piccole rispetto l'impianto di produzione. Inoltre per la realizzazione di questi impianti è necessario creare dei consorzi composti dagli utenti che desiderano utilizzare detta energia, per avere a disposizione un certo numero di abitazioni. Infatti si ritiene che questi impianti difficilmente potranno essere realizzati a livello aziendale per la mancata presenza di vigneti sufficientemente estesi idonei a garantire il funzionamento dell'impianto.

Nel caso esanimato, impianto consortile, i risultati sono positivi, si tratta di un impianto dal ciclo di quindici anni, che ha fornito i seguenti risultati finanziari: un VAN di € 496, un tempo di ritorno del capitale investito inferiore ai quindici anni, ed un saggio di rendimento interno del 5,1%. Per il viticoltore, che ha fornito i sarmenti, verrebbe realizzato un reddito di € 5,20 per ettaro, ma contemporaneamente avrebbe risolto, a costo zero, il problema dello smaltimento dei sarmenti, si ricorda che questa operazione non costa meno di € 50 per ettaro. Anche in questo caso è doveroso ricordare che gli utenti dell'impianto consortile traggono attraverso un risparmio annuo di metano di € 12.500

CAP. 4

SVILUPPO DELLE BIOMASSE E BIOCOMBUSTIBILI IN EMILIA-ROMAGNA

4.1 IL TERRITORIO

La regione Emilia Romagna ha una superficie totale di 22.124 km² suddivisa in nove province.

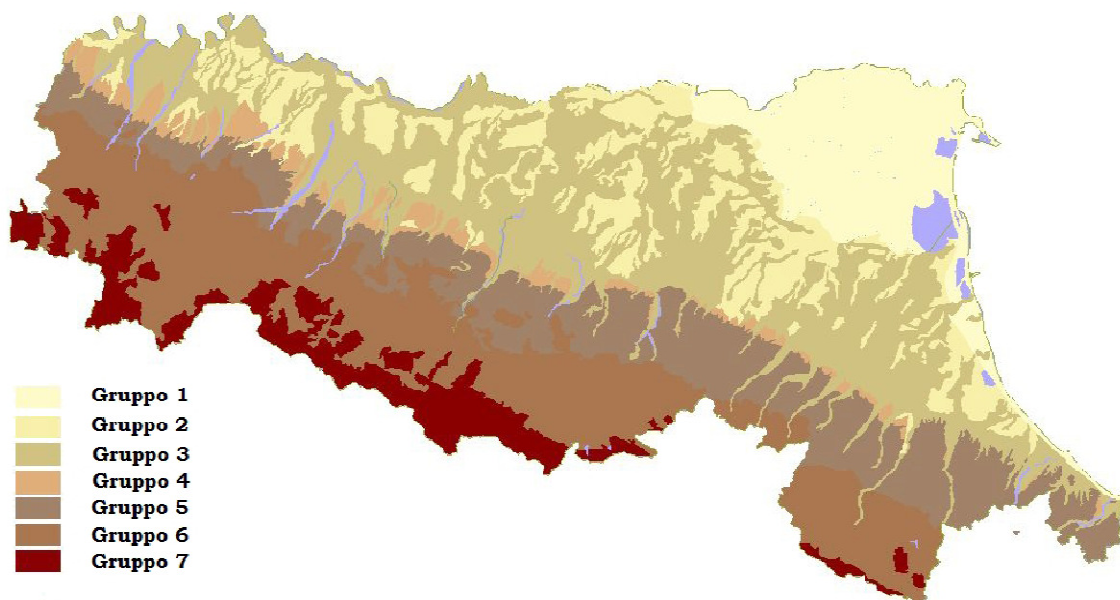
I suoli si possono distinguere, in relazione alla loro altimetria, tra suoli di pianura (circa 9.950 km²) e i suoli del rilievo Appenninico (circa 10.800 km²). I primi corrispondono al 45% della superficie regionale mentre i secondi al 49%; la parte rimanente, non compresa nelle due categorie, corrisponde alle aree bonificate.

La pianura interessa e occupa un'area continua che si estende dal fiume Po e dalla costa adriatica fino ai primi rilievi appenninici. Il clima è temperato subcontinentale con temperature medie annue intorno a 12 - 14° C e precipitazioni che variano intorno ai 700 mm annui concentrate principalmente nel periodo autunno – primaverile. Il periodo estivo è caratterizzato da deficit idrico.

I suoli del rilievo appenninico occupano un'area continua dal margine della pianura fino al crinale appenninico. Il clima varia dal temperato subcontinentale al temperato freddo. Le precipitazioni medie annue variano intorno agli 800 mm fino ai 2500 mm nella fascia di crinale.

In modo molto semplificato, si possono distinguere tre grandi gruppi di suoli con confini individuabili (Figura 1).

Figura 1: Tipologie di suolo



Il gruppo A comprende tutta la fascia della bassa pianura ed è caratterizzata da una elevata potenzialità produttiva; sono presenti suoli alluvionali e suoli alluvionali idromorfi (gruppo 1, 2 e 3- Figura 1)

Il gruppo B comprende l'alta pianura e la prima collina, con prevalenza dei terreni con buona potenzialità produttiva, di origine alluvionale (gruppo 4 e 5) Il gruppo C è la zona più estesa ed eterogenea che comprende tutta la collina e montagna, con prevalenza di terreni con scarsa possibilità di utilizzo agronomico (gruppo 6 e 7 nella).

La valutazione dell'attitudine produttiva (Figura 2) fa riferimento alla potenzialità di utilizzazione del suolo dal punto di vista agricolo e risulta intimamente collegata a una serie di fattori orografici, climatici e pedologici che aumentano o diminuiscono questo attributo. In funzione di questo parametro sono state delimitate quattro zone A, B, C e D.

Zona A: Suoli adatti all'agricoltura

Rappresenta la pianura centrale, comprende terreni adatti a una vasta gamma di colture e alle coltivazioni intensive; sono suoli piani o con una leggera

pendenza, profondi, ben drenati, facilmente lavorabili che trattengono bene l'acqua, ricchi di sostanze nutritive.

Zona B: Suoli con limitazioni all'agricoltura

Si tratta di due aree di pianura distinte, con limitazioni per l'agricoltura di tipo climatico (nella pianura di Piacenza e Parma) e di tipo pedologico (nella pianura ferrarese e ravennate). Sono terreni che hanno bisogno di interventi di conservazione per impedire il deterioramento e pratiche colturali che migliorino il rapporto acqua – aria all'interno del terreno.

Zona C: Suoli con intense limitazioni alle colture

Comprende tutta la fascia appenninica collinare e submontana. Le limitazioni di tipo orografico e pedologico presenti quest'area impongono scelte oculate in merito alle specie da coltivare e alle tecniche colturali da adottare. I suoli di queste aree richiedono una gestione molto accurata.

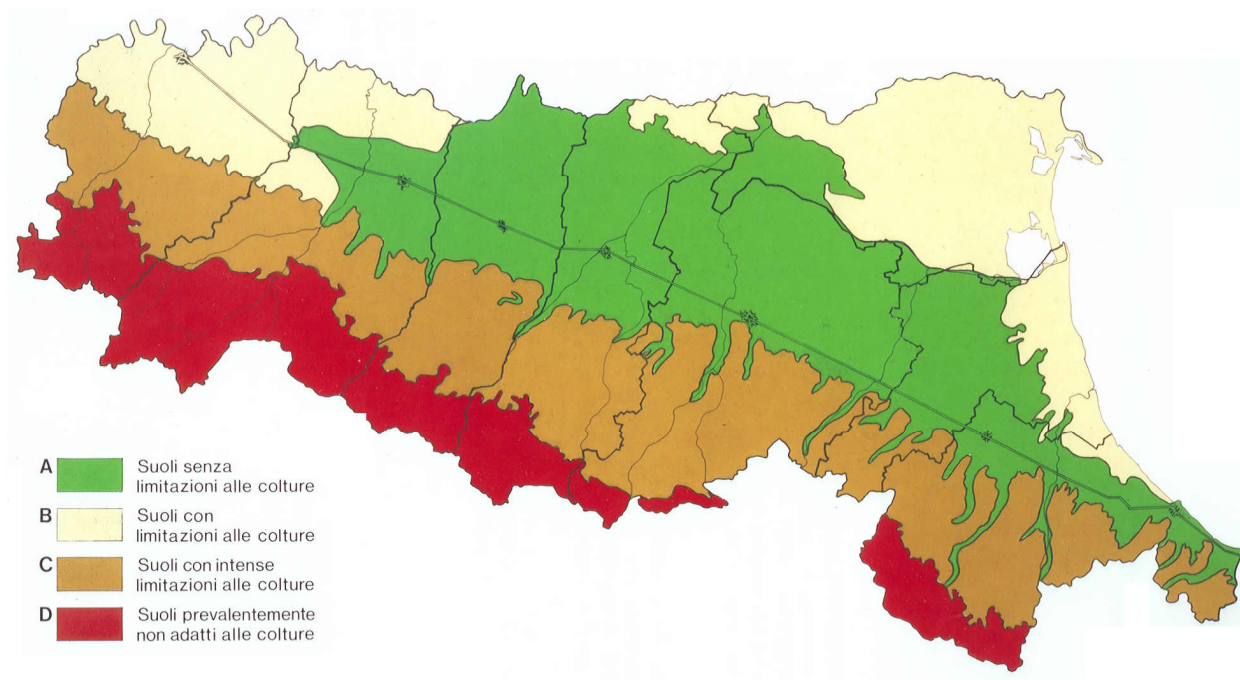
Zona D: Suoli non adatti alle colture

Comprende tutta la zona appenninica del crinale con un'altitudine superiore a 800 m s.l.m.. I suoli hanno limitazioni molto intense (suoli superficiali, con forti pendenze, decalcificati) che li rendono inadatti alle coltivazioni e che ne limitano anche l'utilizzazione tramite il pascolamento, lo sfruttamento boschivo, e la produzione foraggera.

Figura 2: Attitudine produttiva del suolo

Scala 1:1.250.000

CARTA DELL'ATTITUDINE PRODUTTIVA DEI SUOLI



4.2 IL CONTESTO AGRICOLO

4.2.1 *Uso del suolo, assetto della proprietà e dimensione media delle aziende*

Relativamente all'utilizzazione del suolo regionale i dati che emergono dalla Carta regionale sull'uso del suolo del 2003 evidenziano che le superfici artificiali, che comprendono le zone urbanizzate, gli insediamenti produttivi, commerciali, dei servizi pubblici e privati, delle reti e delle aree infrastrutturali, aree estrattive, discariche, cantieri e terreni artefatti e abbandonati e aree verdi artificiali non agricole) rappresentano l'8,5% del territorio regionale, quasi esclusivamente concentrate in pianura; la superficie agricola utilizzata è pari al 60% dell'intero territorio (percentuale che sale all'80% in pianura), le aree boscate e gli ambienti seminaturali, quasi tutti localizzati in montagna, sono il 28% e le zone umide e i corpi idrici rappresentano insieme il 3,3% del territorio regionale, concentrate principalmente in pianura.

Nel periodo che va dall'anno 1994 al 2003, le superfici agricole utilizzate si riducono dell'11%, pur se con dinamiche diverse per le tre zone omogenee: in

montagna la riduzione è del 22,8%, principalmente a scapito di prati e zone agricole eterogenee, in collina del 12,5% e in pianura del 7,7%. La riduzione di uso agricolo, a fronte di una superficie mantenuta del 58,5% a livello regionale, è stata pari all'8,7% di cui il 3,2% si è trasformato in artificiale, il 4,5% in territorio boscato e seminaturale e poco più dell'1% in ambiente umido e acque. A fronte di questo calo, la superficie agricola è stata solo parzialmente compensata da un guadagno dell'1,5% su superfici diverse, principalmente a scapito dei territori boscati e degli ambienti seminaturali (1,1%).

Nel settore agricolo, la dimensione aziendale, si attesta nel 2003 a 12,3 ha SAU/azienda (Superficie Agricola Utile) rispetto a 10,8 ha SAU/azienda del 2000 a conferma di un processo di concentrazione in atto delle aziende agricole. In termini di UDE (Unità di Dimensione Economica) la dimensione media aziendale nel 2003 è di 22,8 UDE/azienda facendo registrare l'aumento di un punto percentuale rispetto ai dati del 2000.

La sostenuta contrazione del numero di aziende, che tra il 2000 e il 2003 ha continuato ad interessare il settore agricolo (-15,6%), sembra aver colpito, in linea con la tendenza nazionale, particolarmente le aziende appartenenti alle classi di dimensioni più piccole e anche quelle comprese tra 2 e 10 ettari. In questo contesto si è assistito ad un trasferimento della quota di superficie agricola e di lavoro dalle classi di SAU inferiori a quelle più elevate.

4.2.2. Sviluppo economico

Nel periodo 2000-2005 l'intero comparto agricolo è stato interessato da una perdita di competitività generalizzata.

- Nel 2005 il valore della produzione agricola (prezzi correnti) della regione Emilia Romagna ha avuto una contrazione del -6% rispetto ai valori fatti registrare nel 2000, imputabile in particolar modo alle fluttuazioni di prezzo delle produzioni, mentre il dato relativo alle statistiche a prezzi costanti (+2,4%) evidenzia una sostanziale invarianza degli andamenti produttivi. Il calo ha interessato tutti i comparti produttivi ad eccezione della categoria "altre erbacee". L'andamento risulta in linea con quanto registrato a livello nazionale che ha fatto segnare un -4,9%.

- La barbabietola da zucchero ha avuto una contrazione della PLV del -3,8%, dovuta in particolare dalla diminuzione dei prezzi (-20%), e la soia del -52,3%, imputabile ad un forte calo delle produzioni (-50,8%). A livello nazionale le performance della soia risultano in linea con quelle regionali, mentre sono in controtendenza quelle relative alla barbabietola da zucchero (+22%). Tuttavia, nei prossimi anni difficilmente si riuscirà a confermare questi livelli di crescita in seguito all'entrata in vigore della riforma relativa all'OCM.

- Fra le commodities, il frumento tenero ha fatto registrare una contrazione della PLV del -8,5%, contenuta dall'incremento produttivo del +4,1% che ha attenuato il ribasso dei prezzi di oltre il -12% rispetto a quelli fatti segnare nel 2000. L'andamento dei prezzi fatto segnare nell'ultimo periodo, con un mercato incrementato nel 2007, ha invertito questa tendenza in modo molto evidente.

- Tra le produzioni zootecniche, si segnalano le quotazioni negative delle carni suine e la significativa perdita di valore del latte vaccino (riduzione media annua pari al 12%). Anche l'andamento delle produzioni avicole ha mostrato una flessione, acuitasi negli ultimi mesi del 2005, a causa delle distorte informazioni fornite dai media sull'influenza aviaria, che hanno indotto a un crollo dei consumi. La perdita di redditività di tali colture alimenterà un processo di promozione della diversificazione produttiva, sia verso cambiamenti colturali sia nell'area *food* che nell'area *no-food*, e anche di differenziazione qualitativa dei prodotti.

L'Emilia Romagna è la regione italiana che vanta il primato in termini di produzioni riconosciute e protette da marchio comunitario (14 DOP e 11 IGP). I comparti maggiormente interessati sono quello della trasformazione delle carni, ortofrutticolo e il lattiero-caseario. Negli ultimi anni, nonostante la buona distintività delle produzioni regionali, l'andamento dei prezzi relativi non ha garantito un soddisfacente livello dei ricavi, soprattutto per le imprese interessate dalla produzione di Parmigiano Reggiano. Anche le produzioni biologiche (in particolare per il frumento tenero e le patate) hanno avuto un ridimensionamento dei prezzi nel periodo 2003-2005: il differenziale di prezzo spuntato rispetto agli omologhi prodotti convenzionali si è ridotto del -14-15% nel periodo considerato.

L'evoluzione del valore aggiunto dell'agricoltura, silvicoltura e pesca ai prezzi base (euro correnti) nel periodo 2000-2004 fa segnare una crescita del +4,5%, dato leggermente più basso del rispettivo dato nazionale (+6,8%).

Tuttavia, prescindendo dal settore pesca, nel 2003 il valore aggiunto del comparto dell'agricoltura, caccia e silvicoltura diminuisce del -4,4% rispetto al 2000, con un tasso di variazione medio annuo pari all'1,4%. Fra le cause si menzionano l'incremento dei costi dei fattori della produzione, in particolare quelli energetici. Meno influente è stato l'incremento dei costi connessi alla manodopera: dalle statistiche sui conti economici regionali si evince come nel 2003 i costi del lavoro dipendente in agricoltura siano cresciuti mediamente dell'1,5% all'anno; tale tendenza risulta in linea con quella registrata a livello nazionale.

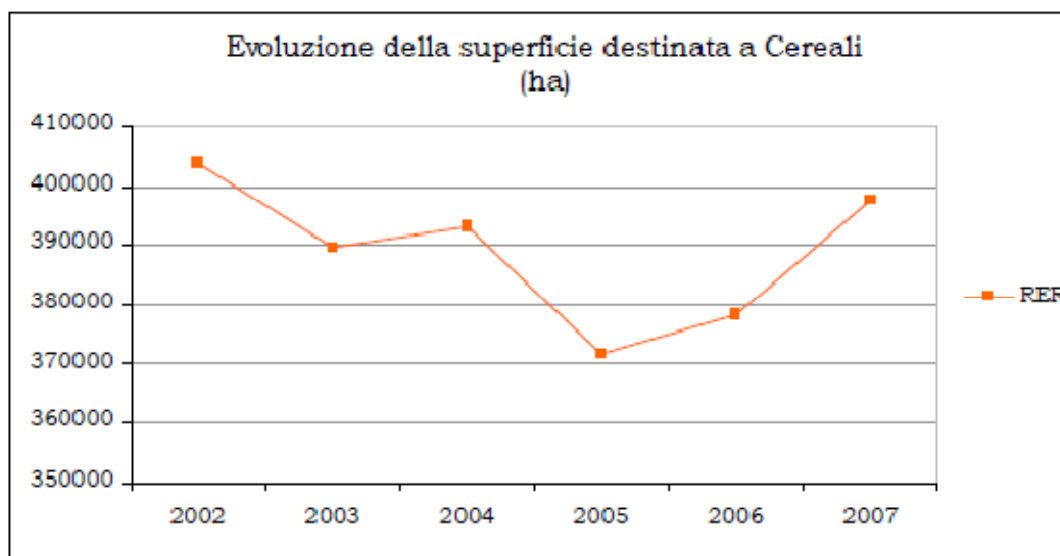
4.2.3. Le coltivazioni

Cereali

In Regione Emilia-Romagna è presente l'11% della superficie italiana investita a cereali: le colture più rappresentative sono in primo luogo il frumento (11 % della superficie italiana a frumento) e al secondo posto il mais (9% della superficie italiana a mais). Nel 2007 la superficie destinata ai cereali è diminuita dell'1,5% rispetto al 2002; l'andamento decrescente che si osserva in **Figura 3** presenta un punto d'inflessione nell'anno 2005 dove si raggiungono i livelli minimi. A partire dal 2006 si osserva una ripresa del 7% rispetto al 2005.

Questa tendenza è dovuta all'aumento dei prezzi dei cereali legato sia all'aumento della domanda sia a fenomeni speculativi e allo sviluppo e diffusione delle colture energetiche.

Figura 3 – Andamento della superficie dedicata a cereali in Emilia-Romagna (2002 – 2007)

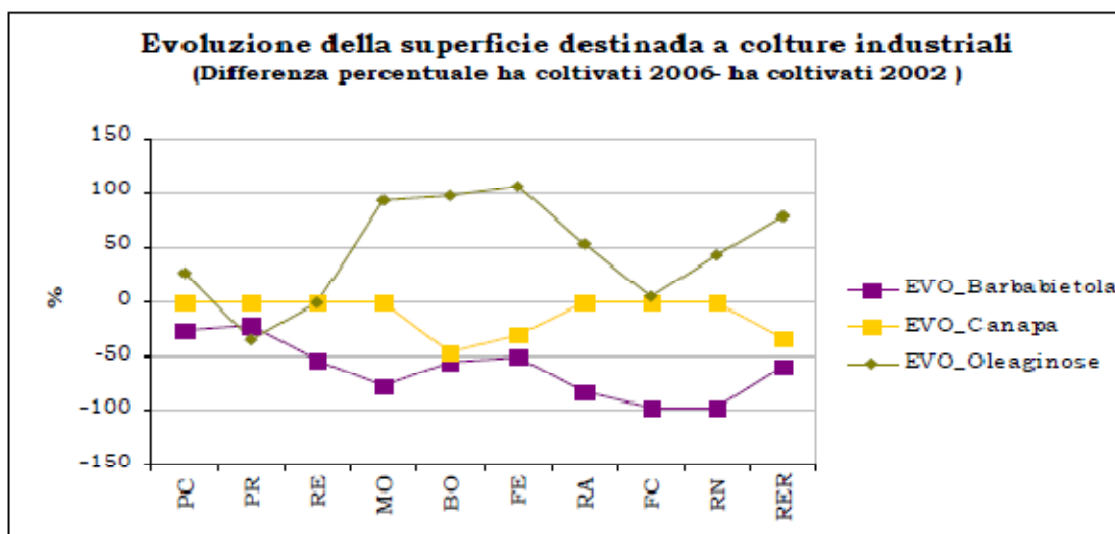


Colture industriali

Le colture industriali (barbabietola da zucchero, canapa e semi di oleaginose) sono state interessate di grandi cambiamenti negli ultimi anni; infatti, come si osserva in **Figura 3**, la superficie destinata alla coltura di barbabietola di zucchero, a seguito degli accordi con l'Unione Europea, è diminuita del 60%, mentre per le colture potenzialmente interessate alla produzione di biocarburanti la superficie è aumentata di circa l'80% dal 2002 al 2006. In questo caso gli incrementi più rilevanti corrispondono alla coltura della soia e del girasole.

La profonda riconversione della bieticoltura ha indotto una ricerca di alternative produttive per gli agricoltori. È stato proposto dal Ministero per le Politiche Agricole, Alimentari e Forestali (Mipaaf) un piano per la riconversione (a fini bioenergetici) che coinvolge i sei impianti industriali che hanno cessato l'attività in regione; questo piano dovrebbe influire sulle scelte colturali degli agricoltori. Nella stessa direzione è orientato il Contratto quadro sui biocarburanti del Mipaaf, che prevede di triplicare nel prossimo triennio gli ettari a colture oleaginose in Italia. Le scelte colturali degli agricoltori sono influenzate dalla congiuntura internazionale, ma anche dal nuovo piano energetico della Commissione Europea che propone introdurre nuovi incentivi per la ricerca di nuovi biocarburanti.

Figura 3 – Variazione percentuale 2002-2006 delle superfici destinate a colture industriali nelle diverse province della Regione



Colture da legno

Le superfici destinate a pioppeti non sono aumentate significativamente negli ultimi anni. Il legno di pioppo rappresenta una fonte di approvvigionamento interno per l'industria italiana. In Emilia Romagna, secondo i dati delle statistiche forestali del 2002, la superficie pioppicola in ettari arriva a 8.825 ha su un totale di 118.815 ha in Italia.

Altre colture

I frutteti e la vite rappresentano insieme circa il 4% della SAU regionale. La superficie destinata a queste colture è rimasta sostanzialmente stabile negli ultimi cinque anni. Per quanto riguarda le colture foraggere risulta invece che la superficie complessiva destinata alle foraggere temporanee e permanenti è calata di circa il 8 % negli ultimi 5 anni.

4.2.4. Produzioni zootecniche

La zootecnia della Regione è caratterizzata da un'elevata presenza di allevamento bovino, soprattutto per la produzione di latte con destinazione

casearia, da suini e avicoli. Come si evince dalla **Tabella 2**, che riporta la consistenza delle diverse specie zootecniche, questa varia notevolmente da provincia a provincia: nella parte occidentale della regione prevalgono i bovini da latte, particolarmente a Parma, Reggio Emilia e Modena in ordine decrescente, e i suini, in particolare a Reggio Emilia e Modena, dove si produce il formaggio Parmigiano-Reggiano e il prosciutto di Parma; nelle provincie orientali, in particolare a Forlì-Cesena, è molto presente l'allevamento avicolo. la **Tabella 3** riporta l'intensità zootecnica indicata come UBA/ha per provincia e il totale regionale.

L'evoluzione dell'intensità zootecnica (**Figura 4**) si è mantenuta costante dal 2002 al 2007 nella maggior parte delle province, ad eccezione della provincia di Forlì - Cesena dove si osserva un notevole calo dei capi avicoli (circa il 60%), in seguito alla crisi della influenza aviaria; questa malattia di origine virale ha determinato una notevole diffidenza dei consumatori e una rilevante crisi dell'intero settore, con un calo pari al 20% nel numero di capi riferito all'intero comparto zootecnico, pari al 40% se riferito al solo settore avicolo.

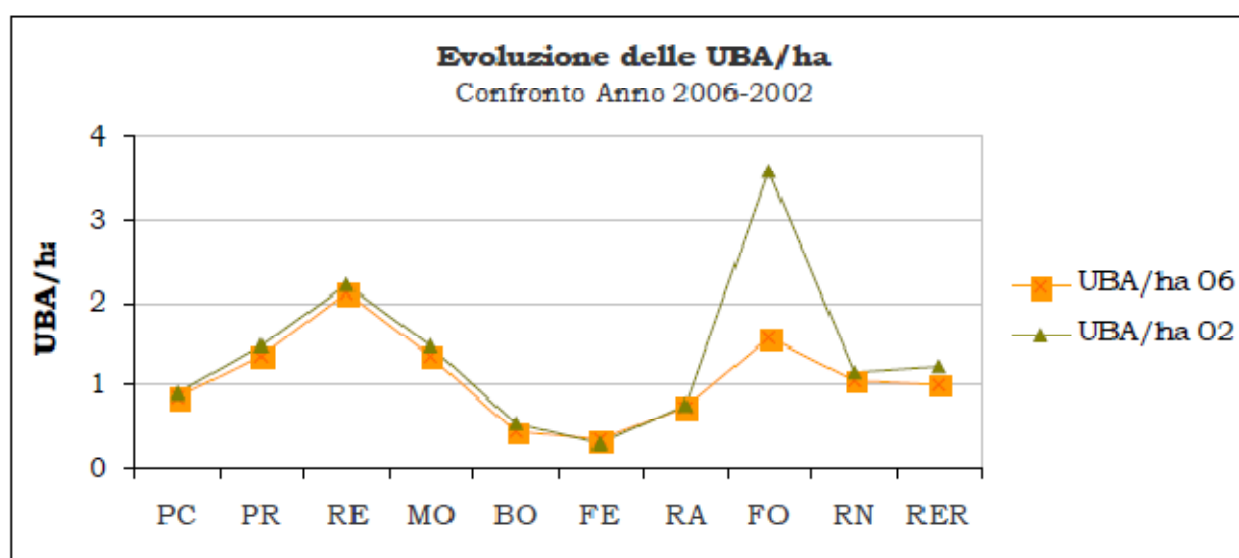
Tabella 2 - Patrimonio zootecnico della regione Emilia-Romagna suddiviso per provincia (anno di riferimento 2006)

PROVINCIA	BOVINI (n° capi)	SUINI (n° capi)	AVICOLI (n° capi)
PC	89.039	105.970	407.150
PR	156.379	175.912	255.810
RE	152.037	361.977	195.932
MO	102.281	324.911	676.606
BO	38.495	61.963	2.196.000
FE	28.552	37.429	1.746.100
RA	11.231	104.639	3.019.352
FO	10.776	63.085	8.985.680
RN	3.090	15.852	1.544.680
RER	591.880	1.251.738	19.027.310

Tabella 3 – Intensità zootecnica nelle province emiliane-romagnole (anno di riferimento 2006)

PROVINCIA	BOVINI (UBA/ha)	SUINI (UBA/ha)	AVICOLI (UBA/ ha)	TOTALE (UBA/ha)
PC	0,57	0,23	0,05	0,86
PR	0,93	0,35	0,03	1,34
RE	1,13	0,91	0,03	2,10
MO	0,60	0,64	0,07	1,34
BO	0,16	0,09	0,16	0,45
FE	0,13	0,06	0,14	0,34
RA	0,08	0,24	0,36	0,74
FO	0,09	0,17	1,28	1,57
RN	0,08	0,15	0,74	1,06
RER	0,42	0,30	0,24	1,00

Figura 4 – Confronto 2002-2005 del carico zootecnico per provincia



4.3 IL CONTESTO ENERGETICO

4.3.1 Il Piano Energetico Regionale (P.E.R.)

Di seguito, si riporta uno stralcio degli obiettivi generali del PER della Regione Emilia-Romagna, da cui si evince l'importanza conferita alle fonti rinnovabili. "Nel perseguire le finalità di sviluppo sostenibile del sistema energetico regionale, la Regione e gli Enti locali pongono a fondamento della programmazione degli interventi di rispettiva competenza i seguenti obiettivi generali:

- b) favorire lo sviluppo e la valorizzazione delle risorse endogene e delle fonti rinnovabili e assimilate di energia ed i sistemi di autoproduzione di elettricità e calore;
- c) promuovere le agro-energie intese come produzioni energetiche locali di origine agricola e forestale, anche come elemento di differenziazione produttiva, di sviluppo rurale, di integrazione al reddito e di sviluppo della multifunzionalità dell'impresa agricola e forestale regionale;
- d) definire gli obiettivi di riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti e assicurare le condizioni di compatibilità ambientale, paesaggistica e territoriale delle attività energetiche;
- f) contribuire, per quanto di competenza, ad elevare la sicurezza, l'affidabilità, la continuità e l'economicità degli approvvigionamenti in quantità commisurata al fabbisogno energetico regionale,
- i) promuovere progetti formativi, la diffusione di sistemi di qualità aziendale e l'istituzione di un sistema di accreditamento degli operatori preposti all'attuazione degli interventi assistiti da contributo pubblico;.
- k) promuovere le attività di ricerca applicata, innovazione e trasferimento tecnologico al fine di favorire lo sviluppo e la diffusione di sistemi ad alta efficienza energetica e ridotto impatto ambientale;
- l) promuovere progetti di partenariato pubblico-privato attorno ai temi della ricerca ed innovazione, degli accordi di filiera, dei progetti d'area di riqualificazione energetica;

m) assicurare la tutela degli utenti e dei consumatori, con particolare riferimento alle zone territoriali svantaggiate ed alle fasce sociali deboli, nel rispetto delle funzioni e dei compiti attribuiti all'Autorità per l'energia elettrica ed il gas;...

n) assumere gli obiettivi nazionali di limitazione delle emissioni secondo quanto stabilito dalle Direttive europee 1999/30/CE e 2000/69/CE recepite dallo Stato italiano e di gas ad effetto serra posti dal protocollo di Kyoto del 1998 sui cambiamenti climatici come fondamento della programmazione energetica regionale al fine di contribuire al raggiungimento degli stessi.

4.3.2. Il sistema energetico della Regione Emilia Romagna

L'Emilia-Romagna (Tabella 4) ha un consumo interno lordo (richiesta complessiva) di energia (dato 2003) pari a 17,7 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep); la distribuzione del consumo in relazione alla fonte energetica si può osservare in Figura 5 , dalla quale si evidenzia che il consumo di combustibili solidi risulta irrilevante, mentre le voci principali sono i combustibili gassosi e i prodotti petroliferi.

Tabella 4 – Bilancio energetico della regione Emilia-Romagna (anno di riferimento 2003)

Disponibilità e impieghi	Fonti energetiche (Ktep)					Totale
	Comb. solidi (a)	Prod. petr. (b)	Comb. Gassosi (c)	Rinnovabili (d)	Energia. Elettrica (e)	
Produzione		55	4.885	434	-	5.374
Saldo in entrata	6	6.317	5.035	127	952	12.437
Saldo in uscita	-	55	-		-	55
Variaz. delle scorte	-	28	-	-	-	28
Consumo interno lordo	6	6.289	9.920	561	952	17.728
Trasf. in en. elettrica		-384	-3.224	-390	3.998	
<i>di cui: autoproduzione</i>			-	-132	132	
Consumi/perdite del settore energia		-2	-49	-139	-2.775	-2.965
Bunkeraggi internazionali		225	-	-	-	225
Usi non energetici		476	360	-	-	836
<i>Agricoltura e Pesca</i>		375	15	-	78	467
<i>Industria</i>	6	361	3.072	5	1.089	4.533
<i>di cui: energy intensive</i>		149	1.968	4	486	2.608
<i>Civile</i>	0	648	3.093	27	965	4.732
<i>di cui: Residenziale</i>	0	438	2.075	27	431	2.971
<i>Trasporti</i>		3.819	107	-	43	3.969
<i>di cui: Stradali</i>	-	3.663	107	-		3.770
Consumi finali energetici	6	5.202	6.287	32	2.175	13.702

Fonte: ENEA

In Figura 6 si confronta la evoluzione del consumo (Mtep) e della produzione di energia (Mtep) in regione dall'anno 1970 fino all'anno 2003: mentre il consumo presenta un trend positivo, si osserva che la produzione presenta una tendenza negativa.

La Figura 7 evidenzia l'evoluzione del consumo di energia secondo la fonte, dal 1988 sino al 2003. Risulta evidente la sostituzione di una parte dei derivati del petrolio con combustibili gassosi. Si nota anche un leggero aumento del consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili e un leggero calo dell'importazione di energia elettrica. La produzione interna, che arriva a 5,4 milioni di tep, è costituita principalmente da gas naturale (4,9 milioni di tep), seguita dalle fonti rinnovabili, con prevalenza dell'energia idroelettrica, seguita dalle biomasse, dall'eolico e dalla geotermia. Circa il 50% dell'energia da fonti rinnovabili viene trasformata in energia elettrica.

Figura 5 – Ripartizione % dei consumi interni lordi in funzione della fonte energetica

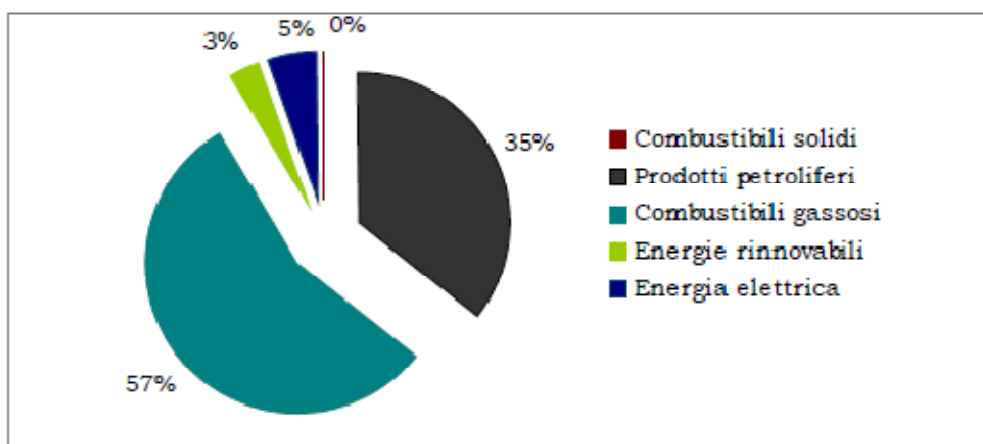
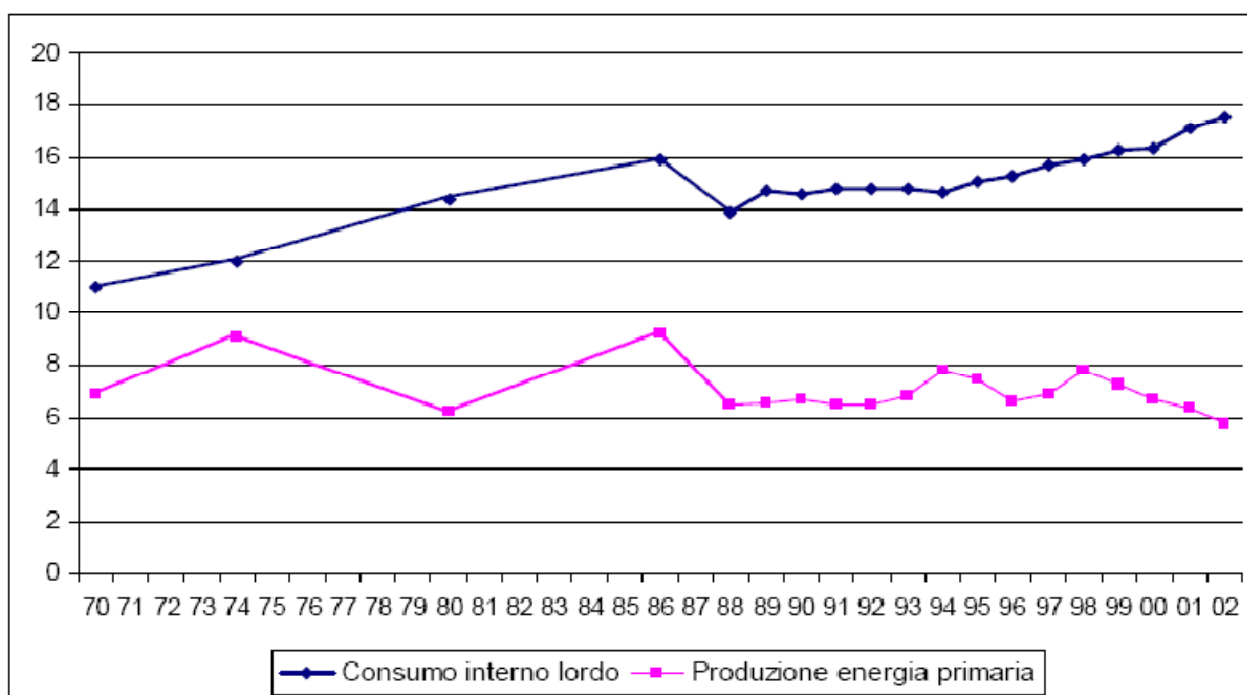
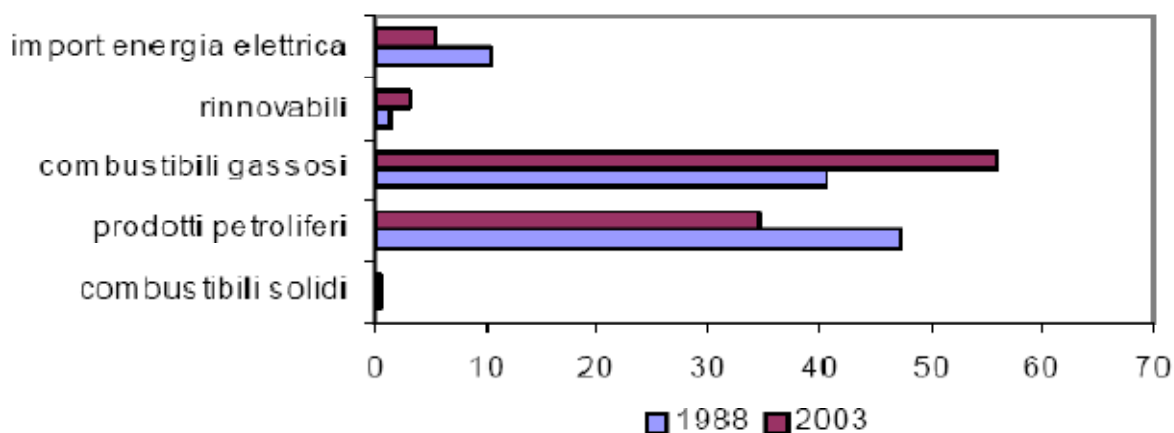


Figura 6 - Evoluzione del consumo e della produzione di energia (Mtep)



Fonte: elaborazione su dati ENEA

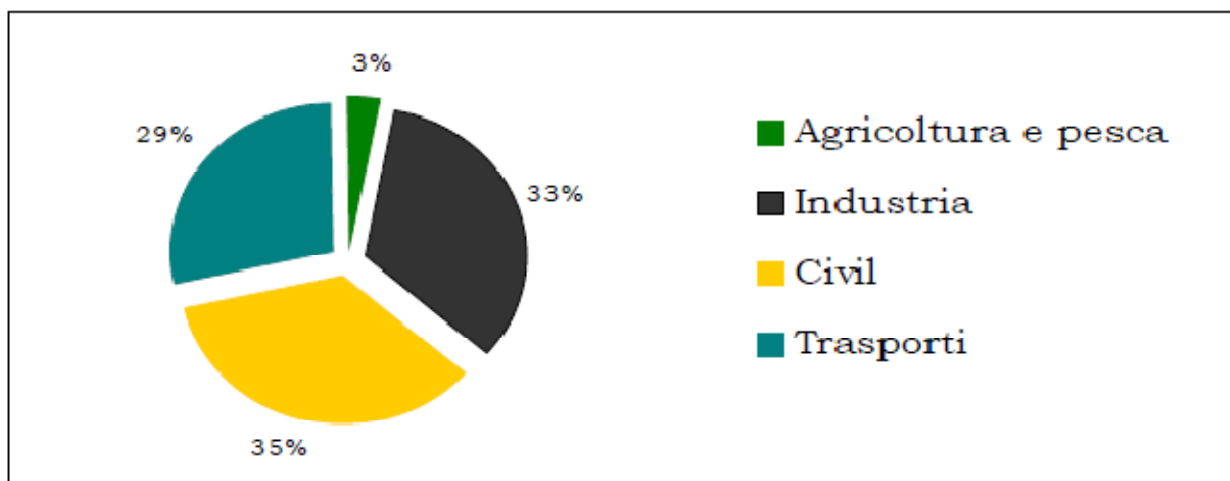
Figura 7 - Peso delle varie fonti di energia primaria sul consumo interno lordo regionale. Confronto 1988 – 2003



Fonte: elaborazione su dati ENEA

L'incidenza dei diversi settori nei consumi finali energetici si osserva in Figura 8: il settore civile, quello industriale e quello dei trasporti incidono per il 97 % della energia consumata in regione Emilia – Romagna.

Figura 8 - Incidenza dei diversi settori nei consumi finali energetici

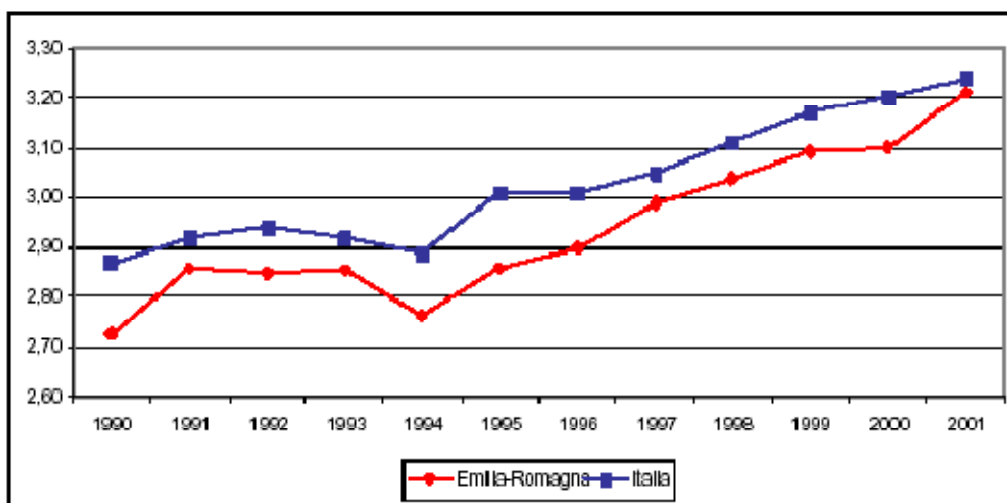


Per quanto riguarda il settore civile, il gas naturale rappresenta il 64% dei consumi, seguito dall'energia elettrica (20%) e i derivati del petrolio (14%).

Il consumo civile si può suddividere in: consumi del settore abitativo e consumi del terziario. Nel primo caso il consumo totale annuo per abitazione occupata

risulta pari a circa a 1,7 tep/abitazione, valore superiore alla media nazionale, ma in linea con i valori registrati nelle regioni del nord. Invece, per il terziario, il consumo annuo per unità di lavoro risulta pari a 1,3 tep/UL, con una crescita annua di 1,2% negli ultimi 10 anni. Nei consumi energetici industriali, i combustibili liquidi incidono per il 8%, i combustibili gassosi per il 68% e l'energia elettrica per il 24%. Il consumo energetico pro-capite regionale (Figura 9) è attestato su un valore pari a 3,4 tep/abitante (anno 2003). Nel periodo 1990-2003 è sempre risultato inferiore al dato nazionale. L'incremento medio annuo regionale superiore a quello nazionale ha portato ad una sostanziale convergenza dei due valori.

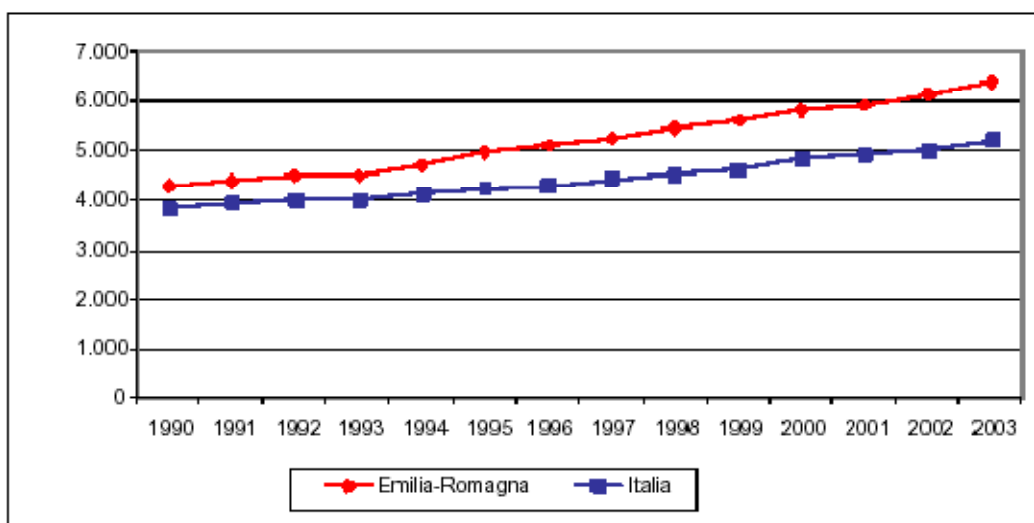
Figura 9 – Consumi energetici pro-capite (Emilia-Romagna, Italia) – tep/ab.



fonte: elaborazione su dati ENEA

I consumi elettrici pro-capite regionali sono pari a 6.500 Kwh/abitante (Figura 10). Nel periodo 1990-2003, essi hanno registrato valori più alti dei corrispondenti valori medi dati nazionali; il divario è andato continuamente crescendo.

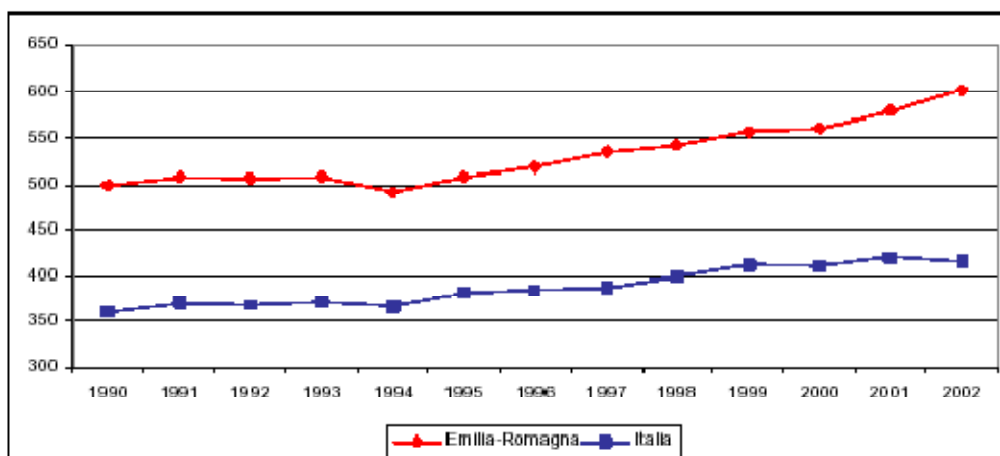
Figura 10 – Consumi elettrici pro-capite (Emilia-Romagna, Italia) – kWh/ab.



Fonte: elaborazione su dati ENEA

Anche i consumi energetici per unità di territorio, espressione della pressione ambientale del sistema energetico, è maggiore in Emilia-Romagna del corrispondente dato medio italiano, con un divario dell'ordine del 36% (Figura 11).

Figura 11 - Consumi energetici per km² (Emilia-Romagna, Italia) – tep/km²



fonte: elaborazione su dati ENEA

L'analisi dei consumi energetici può essere estesa a livello settoriale. Per quello che riguarda il settore abitativo risulta che:

a) il consumo totale annuo per abitazione occupata è attestato attorno ad un valore pari a 1,7 ÷ 2,0 tep/abitazione; esso è costantemente maggiore del valore medio nazionale, risultando allineato al valore registrato nell'Italia del Nord (a segnalare l'influenza dei fattori climatici). Il dato registra una tendenza alla riduzione;

b) il consumo elettrico regionale per abitazione occupata pari a 2.700 kWh/abitazione risulta inferiore al valore medio nazionale e registra una tendenza generale alla crescita.

Per quello che riguarda il Terziario risulta che:

a) i consumi annui per unità di lavoro risultano attestati attorno ad un valore pari a 1,3 tep/UL con una crescita media di 1,2% all'anno negli ultimi 10 anni. Il dato regionale è superiore al dato medio nazionale;

b) i consumi elettrici annui per unità di lavoro sono allineati al dato medio dell'Italia del Nord e registrano una dinamica molto accentuata passando da 3,4 MWh/UL registrato nel 1990 a 5,3 MWh/UL del 2003.

Nell'industria manifatturiera:

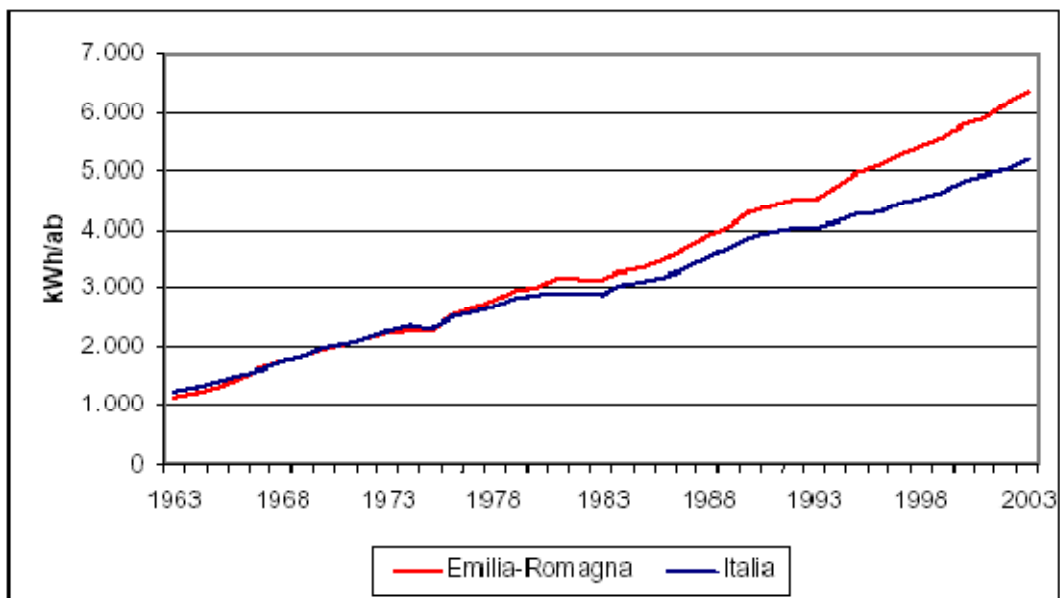
a) i consumi energetici annui per unità di lavoro, dell'ordine di 8,4 tep/UL sono superiori al dato medio dell'Italia del Nord e registrano una crescita pari al 2,2% annuo negli ultimi 10 anni.

b) i consumi elettrici annui per unità di lavoro, dell'ordine di 22,5 MWh/UL risultano inferiori al dato medio dell'Italia del Nord e registrano una crescita pari al 2,5% annuo.

Nell'agricoltura:

il consumo energetico annuo per unità di lavoro dell'ordine di 3,9 tep/UL si è più che raddoppiato nel periodo 1990 ÷ 2003 a fronte di una dinamica dei consumi energetici del settore più contenuta. Il dato regionale supera di circa il 20% il dato medio dell'Italia del Nord. L'andamento dei consumi di energia elettrica per abitante in Emilia-Romagna dal 1963 al 2003 nel confronto con il dato nazionale, è mostrato in Figura 12.

Figura 12 - Andamento dei consumi di energia elettrica per abitante in Emilia-Romagna e in Italia dal 1963 al 2003



Sintetizzando i dati in precedenza riportati si può dire che il sistema regionale è caratterizzato da elevati tassi di sviluppo dei consumi elettrici in tutti i settori di utilizzo. Tale dato, avvalorato dal confronto con la media nazionale, è la risultante del peso crescente dell'energia elettrica nei consumi finali, passato dal 12% del 1998 al 16% del 2003 e destinato a crescere fino al 20% nel 2015, in relazione alla terziarizzazione dell'economia ed alla sempre più accentuata diffusione di apparecchi elettronici, impianti elettrici, elettrodomestici.

4.3.3 La produzione di energia da fonti rinnovabili

L'evoluzione degli impianti di produzione elettrica da fonti rinnovabili si osserva in tabella (Tabella 5).

Tabella 5 – Evoluzione del parco impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili 2000-2004 (Biomasse: sono compresi anche gli impianti a biogas)

	2000	2004
Idroelettrico:		
- n° impianti	61	62
- potenza (MW)	278,8	287,0
- produzione (GWh)	913	1032,8
Eolico:		
- n° impianti	1	2
- potenza (MW)	3,0	3,5
- produzione (GWh)	4,5	3,7
Fotovoltaico:		
- n° impianti	15	220
- potenza (MW)	0,2	1,8
- produzione (GWh)	0,14	1,4
Biomasse		
- n° impianti	26	39
- potenza (MW)	89,0	190,4
- produzione (GWh)	335,1	796,7

La produzione di energia elettrica da fonti idroelettriche ed eoliche non si è modificata sostanzialmente nel periodo indicato, come si osserva dalla produzione energetica. Il fotovoltaico, invece ha presentato una crescita importante per numero d'impianti, ma il valore netto della produzione di energia elettrica non risulta significativo. Per quanto riguarda le biomasse la potenza degli impianti è passata da 90 MW (anno 2000) a 190 MW (anno 2004), mentre che la produzione elettrica si è più che raddoppiata. Per quanto concerne la situazione degli impianti che hanno la qualifica di "Impianto alimentato da fonti rinnovabili – IAFR" e come tali godono degli incentivi previsti dalle normative di settore, è quella indicata in Tabella 6.

Tabella 6 – Impianti qualificati IAFR in esercizio al 30/06/07 in Emilia-Romagna (Dati GSE)

	Impianti (n°)	Potenza (MW)	Producibilità (GWh)
Idroelettrico	20	39,52	48,92
Eolico	1	0,03	0,10
Solare (fotovoltaico, fototermoelettrico)	1	0,08	0,08
Biomasse	4	28,31	203,39
Biogas (1)	19	21,95	132,80
Totale	45	89,89	385,29

⁽¹⁾ Biogas da discarica e da digestione anaerobica di effluenti zootecnici, scarti agro-industriali,...).

Guardando un contesto generale il problema della certezza di approvvigionamento delle fonti energetiche e della difesa contro il cambiamento climatico dovuto alle emissioni di gas serra occupano un posto di rilevanza e condizionano il mercato e le scelte anche nel settore agricolo.

All'esplosione della questione energetica hanno concorso diversi fattori:

- ° il progressivo aumento del prezzo del petrolio;
- ° i ritardi nello sviluppo dell'offerta dell'energia elettrica;
- ° l'incertezza di fronte all'offerta di combustibili fossili.

Le questioni menzionate hanno provocato quindi l'esplosione di un grande interesse per le fonti di energia rinnovabili, in particolare per i biocarburanti. Le ragioni che giustificano l'attenzione posta su questi combustibili sono diverse:

- sono una fonte di energia rinnovabile che ha la potenzialità di ridurre o rallentare l'aumento della CO₂ in atmosfera;
- sono compatibili con l'attuale generazione di motori a combustione interna;
- potenzialmente potrebbero diminuire la dipendenza dei paesi esportatori di petrolio;
- la produzione di bioetanolo e/o biodiesel potrebbe consentire di impiegare in modo più appropriato la superficie agricola, in modo da migliorare l'equilibrio tra l'offerta e la domanda.

Tuttavia, l'incremento della produzione di questi carburanti, come è emerso negli ultimi due anni, comporta dei rischi:

1- nelle zone temperate, la loro produzione richiede un forte impiego di risorse, terra in particolare per unità di bioenergia prodotta. Uno studio della Commissione Europea indica che per sostituire il 5,75% di carburanti fossili è necessario destinare il 19% della superficie agraria dell'Europa alla produzione di colture energetiche;

2- le produzioni agricole energetiche si pongono in competizione con quelle alimentari; ciò provoca di fatto l'aumento dei prezzi dei prodotti alimentari, in quanto a parità di domanda si verifica una diminuzione dell'offerta.

A fronte degli inconvenienti legati ai biocarburanti sopra citati, si sta sviluppando un'altra tipologia di biocarburanti, definiti di "seconda generazione", nella sostanza riconducibili a due filoni:

- residui delle colture agricole, quali stocchi di mais, paglia di frumento, scarti della lavorazione del legno e residui della trasformazione dei prodotti agricoli in prodotti alimentari;
- masse vegetali erbacee e arboree a rapida crescita, molte delle quali perenni e con diversi vantaggi perché:

- ° possono essere coltivate in terre marginali. Pertanto la superficie coltivabile può essere incrementata senza sottrarre SAU alle colture food;
 - ° richiedono poca lavorazione e impiego limitato di altri fattori produttivi;
 - ° catturano dall'atmosfera più CO₂ di altre colture;
 - ° una parte rilevante della CO₂ viene incorporata nel suolo per un lungo periodo.
- effluenti zootecnici; la loro valorizzazione attraverso l'utilizzo a fini energetici contribuisce a diminuire gli effetti negativi derivanti dal loro impiego agronomico e a contenere le emissioni di gas serra.

4.4 GLI IMPIANTI NELLA REGIONE

(7)Il crescente interessamento a livello comunitario e nazionale verso la produzione di bioenergie, orienta la Regione verso lo sfruttamento delle potenzialità dei settori agricolo e forestale, in particolare, per quanto riguarda biomasse lignocellulosiche, biocarburanti (biodiesel e bioetanolo), e biogas, Considerando la situazione attuale, la fonte quantitativamente più significativa nella Regione è rappresentata dal legname da uso energetico il cui incremento produttivo risulterebbe sostenibile in termini ambientali in quanto gli attuali prelievi a fini energetici sono inferiori (di circa 1/3) all'incremento annuo di massa legnosa (1,5 milioni di mc/anno); a ciò si aggiunga la mancata utilizzazione energetica della "biomassa" derivante (come scarto) da altre utilizzazioni principali (es. legname da opera), per mancanza di condizioni economiche ed organizzative nelle fasi di raccolta, stoccaggio e trasformazione. La produzione ed utilizzazione delle altre bioenergie risulta nella Regione molto limitata (circa 4.000 ettari investiti a "no food" per la produzione di biodiesel) e/o a carattere sostanzialmente ancora "pilota" o sperimentale. Un'ulteriore potenzialità per l'espansione della produzione di biomasse a livello è rappresentata dal processo di riconversione in atto nel comparto saccarifero (riforma OCM zucchero), che interessa a livello regionale circa 75.000 ettari di superficie, che potrebbero essere riconvertiti, almeno in parte, per la produzione

di bioenergie: es. mais e frumento per bioetanolo; oleaginose (colza e girasole) per biodiesel; pioppo o *Short Rotation Forestry* per biomassa. Mentre le prime due produzioni, trattandosi di “commodities” (beni indifferenziati) sono fortemente esposte alla concorrenza internazionale (con prezzi all’azienda quindi allineati a quelli dei mercati mondiali), la produzione di biomassa lignocellulosica (es. cippato di legno) sembra offrire nel breve-medio periodo le maggiori opportunità in termini di remunerazione per l’azienda agricola. Va inoltre segnalato che in Emilia-Romagna risultano già operanti due impianti dedicati alla produzione di energia elettrica da biomassa (per un totale di circa 32 MegaWatt) ai quali probabilmente si aggiungeranno quattro centrali derivanti dalla riconversione di altrettanti zuccherifici e in grado di assorbire la produzione derivante da una parte (si stimano circa 20.000 ettari) delle superfici di barbabietola riconvertite⁽⁸⁾. Un requisito determinante per favorire l’espansione della produzione di biomasse lignocellulosiche a fini energetici, in un’ottica di integrazione di filiera agroindustriale, è rappresentato dalla vicinanza territoriale degli impianti di trasformazione, da ciò la necessità di impostare le possibili politiche di sostegno secondo un approccio territoriale e di distretto. Anche gli impianti di microgenerazione, in particolare quelli per la produzione di biogas dalle deiezioni zootecniche, possono contribuire, a livello aziendale o intra-aziendale, al processo di sviluppo delle bioenergie. In forma più generale, le positive prospettive di sviluppo del settore derivano dalla crescente attenzione posta a livello comunitario e nazionale al tema delle energie rinnovabili e, tra queste, alle bioenergie; interesse derivante da finalità di natura ambientale, ma anche da necessità (particolarmente evidenti per l’Italia) di diversificazione degli approvvigionamenti e di sicurezza energetica. I *fabbisogni prioritari di intervento*, individuabili dalla analisi SWOT (cfr. successivo quadro) riguardano, in primo luogo la riduzione dei fattori di “pressione” agricola che sono causa degli elevati, e crescenti, livelli di emissione di ammoniaca e gas ad effetto serra rendendosi cioè necessaria la riduzione di carichi di fertilizzanti azotati e una più razionale gestione delle deiezioni zootecniche. Parallelamente, la necessità di favorire un significativo “salto” quali-quantitativo del settore delle produzioni di bioenergie, in particolare di biomasse lignocellulosiche (pioppi, SRF) e di biogas (da deiezioni zootecniche), valorizzando le attuali opportunità (crescente interesse nel pubblico e

nell'industria, riforma OCM zucchero, capacità di trasformazione già esistente)
e attraverso strategie di intervento ispirate a logiche di distretto.

Tabella 15- Qualità dell'aria, cambiamenti climatici, bioenergie

	Qualità dell'aria	Cambiamento climatico	Consumi energetici e bioenergie
S (Punti di forza)		Costante incremento delle superfici forestali ("serbatoio di carbonio").	Maggior efficienza energetica del settore agricolo rispetto ad altre destinazioni. Incremento annuale del patrimonio forestale regionale, superiore ai tassi di utilizzazione.
W (Punti di debolezza)	Emissioni di ammoniaca di origine agricola elevate (rispetto ai valori medi comunitari e nazionali) e in aumento.	Emissioni di gas ad effetto serra di origine agricola elevate (rispetto ai valori medi comunitari e nazionali)	Consumi energetici del settore totali e unitari (per ULU e per ettaro di SAU) elevati (rispetto ai valori medi comunitari e nazionali) e in aumento. Scarsissima dimensione fisica ed economica delle bioenergie regionali. Le materie prime agricole destinabili alla produzione di biodisel (oleaginose) o di bioetanolo (mais, frumento) sono "commodities" acquistate dall'industria ai prezzi dei mercati internazionali.
O (Opportunità)	Possibilità di incrementare le utilizzazioni energetiche del patrimonio forestale. Crescente interesse della collettività e dell'industria alla produzione di bioenergie. Espansione della produzione di biomasse nelle superfici derivanti dalla riconversione della barbabietola (Riforma OCM Zucchero). Capacità di trasformazione delle biomasse presente nella Regione e ulteriormente espandibile a seguito della ristrutturazione degli zuccherifici.		
T (Minacce)	Intensificazione del fenomeno delle piogge acide.	Intensificazione degli effetti sul clima derivanti dall'aumento dell'effetto serra.	Peggioramento del bilancio energetico regionale.



Fabbisogni prioritari di intervento

- Ridurre i carichi di fertilizzanti azotati e migliorare la gestione delle deiezioni zootecniche;
- Sviluppare le bioenergie (biomasse lignocellulosiche e biogas);
- Salvaguardare e incrementare il patrimonio forestale.

Vediamo ora la situazione gli impianti qualificati in esercizio in Emilia-Romagna (bollettino del giugno 2008 dei CV emesso dal GME.)

IMPIANTI QUALIFICATI IN ESERCIZIO				
CATEGORIA DI INTERVENTO	FONTE	POTENZA (MW)	REGIONE	PROVINCIA
Rifacimento	BIOGAS	2,04	EMILIA ROMAGNA	BOLOGNA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,36	EMILIA ROMAGNA	BOLOGNA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,71	EMILIA ROMAGNA	BOLOGNA
Rifacimento	RIFIUTI	26,48	EMILIA ROMAGNA	BOLOGNA
Nuova Costruzione	BIOGAS	2,13	EMILIA ROMAGNA	BOLOGNA
Nuova Costruzione	BIOGAS	1,42	EMILIA ROMAGNA	BOLOGNA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,84	EMILIA ROMAGNA	BOLOGNA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,99	EMILIA ROMAGNA	BOLOGNA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	1	EMILIA ROMAGNA	FERRARA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,6	EMILIA ROMAGNA	FERRARA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,72	EMILIA ROMAGNA	FERRARA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,66	EMILIA ROMAGNA	FERRARA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,06	EMILIA ROMAGNA	FORLI'
Rifacimento	BIOGAS	0,33	EMILIA ROMAGNA	FORLI'
Nuova Costruzione	BIOGAS	1,15	EMILIA ROMAGNA	FORLI'
Nuova Costruzione	BIOMASSE	1	EMILIA ROMAGNA	FORLI'
Nuova Costruzione	RIFIUTI	2,56	EMILIA ROMAGNA	FORLI'
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,19	EMILIA ROMAGNA	FORLI'
Nuova Costruzione	BIOGAS	1,95	EMILIA ROMAGNA	FORLI'
Nuova Costruzione	BIOGAS	1,1	EMILIA ROMAGNA	MODENA
Nuova Costruzione	BIOGAS	1,42	EMILIA ROMAGNA	MODENA
Rifacimento	BIOGAS	1,3	EMILIA ROMAGNA	MODENA
Nuova Costruzione	RIFIUTI	12	EMILIA ROMAGNA	PIACENZA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,95	EMILIA ROMAGNA	RAVENNA
Nuova Costruzione	BIOGAS	2,13	EMILIA ROMAGNA	RAVENNA
Rifacimento	BIOMASSE	1	EMILIA ROMAGNA	RAVENNA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	22,9	EMILIA ROMAGNA	RAVENNA
Co-combustione *	BIOMASSE	3,41	EMILIA ROMAGNA	RAVENNA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,85	EMILIA ROMAGNA	RAVENNA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,7	EMILIA ROMAGNA	REGGIO EMILIA
Nuova Costruzione	BIOGAS	1	EMILIA ROMAGNA	REGGIO EMILIA
Nuova Costruzione	BIOGAS	1,1	EMILIA ROMAGNA	REGGIO EMILIA
Nuova Costruzione	BIOGAS	3,5	EMILIA ROMAGNA	REGGIO EMILIA

* in impianti costruiti prima del 1999

E quelli in progetto

IMPIANTI QUALIFICATI IN PROGETTO				
CATEGORIA DI INTERVENTO	FONTE	POTENZA (MW)	REGIONE	PROVINCIA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	0,5	EMILIA ROMAGNA	BOLOGNA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,99	EMILIA ROMAGNA	BOLOGNA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,19	EMILIA ROMAGNA	FERRARA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	0,9	EMILIA ROMAGNA	FERRARA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	1	EMILIA ROMAGNA	FERRARA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	7,2	EMILIA ROMAGNA	FERRARA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	0,99	EMILIA ROMAGNA	FORLI'
Nuova Costruzione	BIOMASSE	0,41	EMILIA ROMAGNA	FORLI'
Nuova Costruzione	BIOMASSE	0,41	EMILIA ROMAGNA	FORLI'
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,4	EMILIA ROMAGNA	MODENA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,17	EMILIA ROMAGNA	MODENA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	12,5	EMILIA ROMAGNA	MODENA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	0,41	EMILIA ROMAGNA	PARMA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	3,4	EMILIA ROMAGNA	PARMA
Nuova Costruzione	BIOGAS	1,06	EMILIA ROMAGNA	PARMA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	58,25	EMILIA ROMAGNA	RAVENNA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	0,41	EMILIA ROMAGNA	RAVENNA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	34	EMILIA ROMAGNA	RAVENNA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	7,2	EMILIA ROMAGNA	RAVENNA
Nuova Costruzione	BIOMASSE	0,48	EMILIA ROMAGNA	REGGIO EMILIA
Nuova Costruzione	BIOGAS	0,09	EMILIA ROMAGNA	REGGIO EMILIA

Esiste anche un progetto europeo denominato “RENEWED” per la creazione di 7 distretti bioenergetici in 5 paesi europei, di cui 3 in Emilia-Romagna, tramite l'utilizzo di un modello per l'analisi iniziale del territorio che ingloba fattori quantitativi, energetici, ambientali e socio-politici.

Nelle province di Modena, Ravenna e Bologna dovrebbero trovare posto tali distretti energetici. Nelle province di Modena e Ravenna con la riconversione, per la produzione energetica da colture dedicate di biomassa (es. sorgo), di due zuccherifici. Nella provincia di Bologna con la produzione di cippato e pellets nelle zone appenniniche.

CAP. 5

ESEMPIO DI IMPIANTO FUNZIONANTE A BIOMASSA

Come esempio di impianto prendiamo in esame un impianto recentemente entrato in funzione situato in località Castiglione dei Pepoli realizzato all'interno del progetto C.I.S.A. (Centro Innovazione per la Sostenibilità Ambientale), in collaborazione con CO.SE.A.(CONsorzio SErvizi Ambientali)



Il comune di Castiglione dei Pepoli ha assunto la decisione di convertire a cippato di legno la centrale termica delle scuole primarie e medie nel proprio comune con annessa una rete di teleriscaldamento al servizio della scuola materna con il recente ampliamento.

E' un impianto termico a cippato di legno con rete di teleriscaldamento interrata che riscalda le scuole medie ed elementari dell'Istituto Comprensivo Castiglione dei Pepoli-Camugnano e il nido e scuola materna di Castiglione dei Pepoli.

L'impianto che è di proprietà del comune di Castiglione dei Pepoli è stato progettato e realizzato da Cosea e CISA ha provveduto all'acquisto della caldaia.

La caldaia, dalla potenza nominale di **400 kW**, è di fabbricazione Austriaca con un rendimento garantito che supera il 90%. Due serbatoi isolati per un volume complessivo di 5.000 litri formano il volano termico per coprire i momenti di punta e per diminuire le fasi di accensione e spegnimento della caldaia. Il consumo annuo di legno stagionato è stimato in **200 t**. La rete per la distribuzione dell'acqua calda è interamente interrata e realizzata con tubazioni precoibentate ad alta resistenza meccanica e grande isolamento termico.

Il cippato di legno viene garantito da aziende forestali del territorio limitrofo. La centrale termica preleva in automatico il cippato e l'impianto è totalmente automatico e collegato via modem alla rete internet per il controllo remoto.

Vediamo ora nel dettaglio tutto il progetto.

Nella seguente relazione si prendono in esame i consumi energetici degli edifici calcolati tramite un'analisi energetica preliminare e confrontati con i consumi storici, in seguito si descrive l'approccio che si è avuto per il management del calore e la relativa programmazione del software di controllo, infine sulla base dei calcoli e delle considerazioni fatte si stima il fabbisogno di combustibile legnoso, la logistica e la gestione durante il periodo di riscaldamento.

ANALISI ENERGETICA PRELIMINARE

DATI GENERALI E CLIMATICI DELLA LOCALITA'

CASTIGLIONE DEI PEPOLI Provincia: BO

691 m slm
 44° 8' latitudine Nord
 11° 9' longitudine Est

Località di riferimento

per la temperatura : BOLOGNA
 per la irradiazione I loc. : BOLOGNA
 II loc. PRATO
 per il vento : BOLOGNA

Vento

Regione B Zona 2
 Direzione prevalente : SO
 Vento medio : 2,80 m/s
 Vento max : 5,70 m/s

Dati invernali

Temperatura esterna : -8,0 °C
 Gradi giorno : 2876
 Zona climatica : E
 Durata convenz. periodo riscald. : 183 gg

Dati estivi

Temp. esterna bulbo asciutto : 28,5 °C
 Temp. esterna bulbo umido : 22,4 °C
 Umidità relativa : 60,0 %
 Escursione term. giornaliera : 12,0 °C
 Temperatura max estiva :

Temperature medie mensili (°C):

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
	-1,1	1,4	6,2	11,0	15,0	19,7	22,2	21,7	18,0	11,7	5,5	0,8

Irradiazione media mensile (MJ/m²giorno) 44° 8' Latit. Nord. 11° 9' Longit. Est.

	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
OR	4,8	7,8	11,8	16,3	19,8	22,1	24,5	20,5	15,3	10,1	5,5	4,3
N	1,8	2,6	3,8	5,4	7,6	9,2	9,2	6,5	4,3	3,1	2,0	1,6
NE	1,9	3,2	5,3	8,1	10,5	12,1	13,0	10,3	6,9	4,2	2,2	1,7
E	3,8	6,0	8,5	11,1	12,9	14,2	16,0	14,0	11,0	7,7	4,4	3,4
SE	6,4	8,8	10,5	11,7	12,0	12,3	14,1	13,9	12,9	10,9	7,1	5,9
S	8,1	10,4	11,1	10,5	9,6	9,5	10,6	11,7	12,7	12,6	8,9	7,5
SO	6,4	8,8	10,5	11,7	12,0	12,3	14,1	13,9	12,9	10,9	7,1	5,9
O	3,8	6,0	8,5	11,1	12,9	14,2	16,0	14,0	11,0	7,7	4,4	3,4
NO	1,9	3,2	5,3	8,1	10,5	12,1	13,0	10,3	6,9	4,2	2,2	1,7

Analisi energetica preliminare scuole dell'infanzia:

Dati geometrici dell' edificio:

Superficie esterna	:	3400,50	m ²
Volume lordo	:	4693,28	m ³
Fattore di forma S/V	:	0,725	m ² /m ³
Cd ammissibile	:	0,629	W/m ³ K
Valori limite Cd ammissibile	:	0,306	W/m ³ K (S/V < 0,2)
		0,737	W/m ³ K (S/V > 0,9)

POTENZA PER TRASMISSIONE

Totale edificio:	Sup. (m²) =	3400,51	Pt (W) =	68154
-------------------------	-------------------------------	----------------	-----------------	--------------

POTENZA PER VENTILAZIONE

Descrizione volume	T. int. °C	Volume m ³	Ricambi Vol/h	Pv W
VOLUME GLOBALE	18,0	4693,3	0,50	20744
	18,0	0,0	0,00	0
Totale edificio:		4693,3		20744

FABBISOGNI DI CALORE E COEFFICIENTI DELL'EDIFICIO

FABBISOGNO per	Ammissibile	Calcolato
Dispersioni	Pta = 76754 W	Pt = 68077 W
Ventilazione	Pva = 20744 W	Pv = 20744 W
Globale	Pga = 97498 W	Pg = 88821 W
COEFFICIENTE per	Ammissibile	Calcolato
Dispersioni	Cda = 0,629 W/m ³ K	Cd = 0,558 W/m ³ K
Ventilazione	Cva = 0,170 W/m ³ K	Cv = 0,170 W/m ³ K
Globale	Cga = 0,799 W/m ³ K	Cg = 0,728 W/m ³ K

Analisi energetica preliminare scuole primarie:

Dati geometrici dell' edificio :

Superficie esterna	:	9955,80	m ²
Volume lordo	:	13414,00	m ³
Fattore di forma S/V	:	0,742	m ² /m ³
Cd ammissibile	:	0,640	W/m ³ K
Valori limite Cd ammissibile	:	0,306	W/m ³ K (S/V < 0,2)
		0,737	W/m ³ K (S/V > 0,9)

POTENZA PER TRASMISSIONE

Totale edificio:	Sup. (m²) =	9955,81	Pt (W) =	298645
-------------------------	-------------------------------	----------------	-----------------	---------------

POTENZA PER VENTILAZIONE

Descrizione volume	T. int. °C	Volume m ³	Ricambi Vol/h	Pv W
VOLUME GLOBALE	20,0	13414,0	0,50	63851
Totale edificio:		13414,0		63851

FABBISOGNI DI CALORE E COEFFICIENTI DELL'EDIFICIO

FABBISOGNO per		Ammissibile		Calcolato
Dispersioni	Pta =	223209 W	Pt =	298612 W
Ventilazione	Pva =	59290 W	Pv =	63851 W
Globale	Pga =	282499 W	Pg =	362463 W
COEFFICIENTE per		Ammissibile		Calcolato
Dispersioni	Cda =	0,640 W/m ² K	Cd =	0,856 W/m ² K
Ventilazione	Cva =	0,170 W/m ² K	Cv =	0,170 W/m ² K
Globale	Cga =	0,810 W/m ² K	Cg =	1,026 W/m ² K

Riassumiamo i dati relativi alla stagione di riscaldamento dei due edifici nella tabella seguente

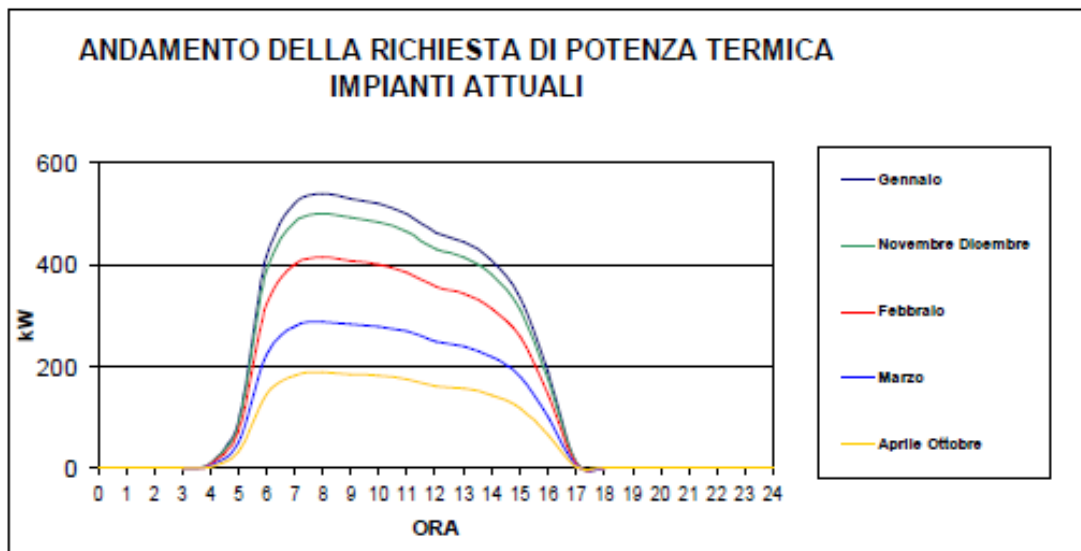
SCUOLE DELL'INFANZIA

MESE	GIORNI	T media	PERDITE PER	PERDITE PER	PERDITE	APPORTI	FABBISOGNO DI
		esterna	TRASMIS SIONE	VENTILAZIONE	TOTALI	GRATUITI	ENERGIA SECONDO UNI EN 832
		C*	MJ	MJ	MJ	MJ	MJ
OTT	15	10	20.276	3.445	23.721	13.709	10.127
NOV	30	6	64.369	10.936	75.305	18.540	56.765
DIC	30	1	88.571	15.048	103.619	15.117	88.502
GEN	30	-1	98.355	16.710	115.065	16.560	98.505
FEB	30	1	85.482	14.523	100.005	23.948	76.057
MAR	30	6	60.764	10.324	71.088	31.951	39.198
APR	15	10	21.113	3.587	24.700	18.998	6.142
TOTALI	183		438.930	74.573	513.503	138.823	375.296

SCUOLE PRIMARIE

MESE	GIORNI	T media	PERDITE PER	PERDITE PER	PERDITE	APPORTI	FABBISOGNO DI
		esterna	TRASMIS SIONE	VENTILAZIONE	TOTALI	GRATUITI	ENERGIA SECONDO UNI EN 832
		C*	MJ	MJ	MJ	MJ	MJ
OTT	15	10	122.906	13.434	136.340	67.445	71.253
NOV	30	6	360.940	39.452	400.392	101.743	299.499
DIC	30	1	477.935	52.240	530.175	89.090	441.344
GEN	30	-1	525.230	57.410	582.640	94.397	488.512
FEB	30	1	462.999	50.607	513.606	122.274	392.041
MAR	30	6	343.515	37.547	381.062	153.298	230.240
APR	15	10	126.951	13.876	140.827	88.529	56.210
TOTALI	183		2.420.476	264.566	2.685.042	716.776	1.979.099

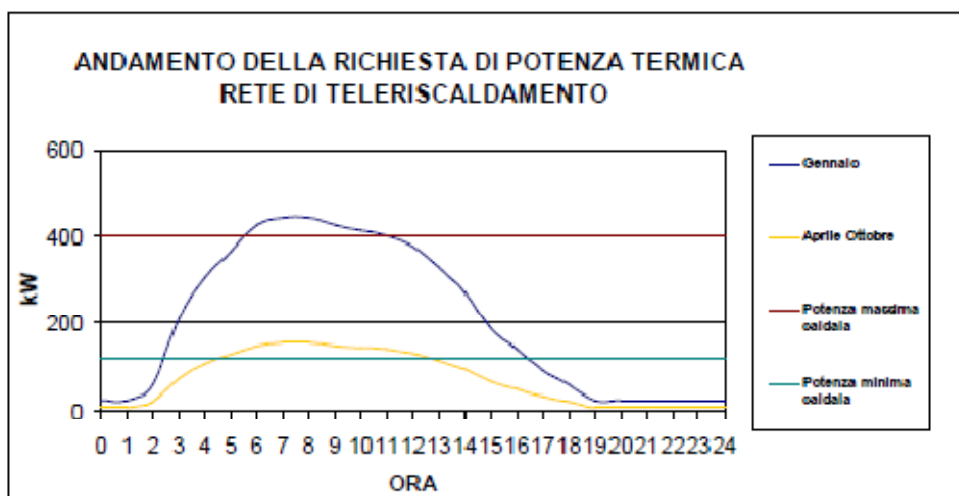
La seguente curva è stata costruita basandosi sull'interpolazione dei dati di consumo storici, su quelli di edifici simili e sull'analisi energetica dell'edificio.



Come si può osservare l'andamento orario della richiesta termica ha il suo picco massimo nel mese di gennaio alle ore 7 del mattino, dove la richiesta termica degli edifici nel loro complesso raggiunge i **500 kW**; mentre la richiesta di potenza media all'inizio ed alla fine della stagione termica, che convenzionalmente comincia il 15 di ottobre e termina il 15 di aprile, è di **180 kW**.

Con l'utilizzo precedente l'accensione e lo spegnimento dei circuiti termici erano correlati agli orari delle lezioni scolastiche, questo giustifica il picco di richiesta termica descritto dal grafico e tipico di impianti a conduzione discontinua.

Al contrario l'impianto a cippato di legno costruito deve lavorare il più possibile in modo continuo, a tal fine oltre a prevedere un volano termico di dimensioni adeguate, si è ipotizzato una gestione ottimale del calore prevedendo una fase di preriscaldamento notturno degli ambienti; il risultato è non solo quello di diminuire il picco di richiesta termica e la discontinuità dell'impianto, ma anche quello di ottenere un netto miglioramento dell'ambiente termoigrometrico interno e del benessere percepito dagli utenti. Di seguito si riporta l'andamento ottimale previsto per la tipologia di edifici in oggetto.



5.1 LA CENTRALE TERMICA E LO STOCCAGGIO

La nuova centrale termica a cippato di legno è stata realizzata nel cortile della zona ovest, in una posizione separata dallo stabile e con accesso indipendente; in questo modo tutte le operazioni di scarico del cippato e di manutenzione ordinaria e straordinaria non influenzano le normali attività scolastiche e ricreative.

Un ampio periodo di autonomia gioca un ruolo fondamentale nella buona gestione di un impianto a biomassa, spesso infatti non è possibile caricare il serbatoio di stoccaggio per forti nevicate, ghiaccio o per difficoltà nell'organizzazione del piazzale di stagionatura; è così che se in questi periodi si ha a disposizione una certa quantità di cippato l'impianto può funzionare completamente ed esclusivamente con il combustibile rinnovabile; in più si possono organizzare una serie di carichi consecutivi poche volte l'anno, che in poche ore in cui la viabilità non è congestionata e le scuole non sono occupate, riempiano il silo ottimizzando la gestione e minimizzando l'impatto sulla viabilità.



Fase di costruzione del locale caldaia con silos per il cippato



Caricamento del silos con il cippato

Il locale adibito allo stoccaggio del combustibile è situato adiacente alla centrale termica a cippato, un sistema meccanizzato a rastrelli fa sì che il carico del materiale avvenga in modo automatico. A seconda della richiesta termica la caldaia aumenta o diminuisce la propria produzione di calore, un sistema di controllo computerizzato regola di conseguenza la richiesta di combustibile necessaria.

Il consumo annuo previsto di legno stagionato è di circa **200 tonnellate**, il che si traduce nella necessità di un **volume totale di stoccaggio di 110 m³**, in modo da avere anche nel periodo di massimo consumo 3 settimane di autonomia, tenendo conto di sfruttare oltre il 90% del silo a causa dei vuoti che si vengono a creare a causa di uno scarico non omogeneo, si ottiene un silo di stoccaggio di **36 mq di pianta ed alto circa 3m**, che può contenere circa 100 m³ di legno tritato, equivalente ad un peso complessivo di 25 tonnellate.



Rastrello per convogliare il cippato all'ingresso della clochea

Il meccanismo atto al trasporto del cippato dal locale di stoccaggio alla caldaia è costituito da rastrelli, l'alimentazione alla bocca della caldaia avviene invece tramite un sistema di coclee.

La presenza del locale termico all'interno di luoghi destinati al pubblico non comporta problematiche né per quel che riguarda la rumorosità dei macchinari (la rumorosità della caldaia è bassissima) né per la pericolosità degli stessi, le caldaie sono dotate di sistemi antincendio ed il deposito di cippato è tenuto sempre fisicamente separato dal locale termico.

Il progetto della centrale termica prevede tutte le prescrizioni di legge in materia di prevenzione incendi e tutela dei lavoratori, i materiali inoltre sono REI 120, le porte tagliafuoco con apertura esterna e maniglione antipánico.

5.2 APPROVVIGIONAMENTO DI COMBUSTIBILE

Per una buona gestione dell'impianto e per minimizzare l'impatto ambientale, che seppur piccolo deve essere ridotto al minimo, è indispensabile utilizzare un combustibile legnoso di buona qualità, ciò significa che i tronchi di legno devono avere un tenore di umidità il più basso possibile e devono essere ridotti in scaglie piuttosto omogenee. I tronchi, dopo essere stati tagliati e ripuliti dai rami più piccoli, devono essere riposti in un piazzale per la stagionatura all'aperto, in modo tale che possano passare da un'umidità del 50%, tipica del legno fresco di taglio, ad una del 30% durante il periodo estivo, successivamente i tronchi vanno ridotti in trucioli grazie all'utilizzo di una cippatrice e scaricati nel deposito dell'impianto. Nella zona sono presenti alcune aziende agricole ed alcune cooperative forestali in grado di fornire la materia prima idonea al funzionamento ottimale dell'impianto, tramite la normale gestione dei boschi del territorio compreso fra gli invasi di Suviana e Brasiamone(nel caso in cui manchi la materia prima l'impianto funziona perfettamente anche a pellet).

Il consumo annuo di legno stagionato ammonta, come già detto, a **200t**, mentre il volume occupato in totale dal cippato consumato in un anno di attività ammonta a circa 800 m³.

Le operazioni di cippatura e riempimento sono programmate in base alle esigenze dell'impianto, all'utilizzo delle strutture adiacenti ed in base al consumo mensile di legno, si riporta di seguito un piano programmatico generale.

	m3	tonnellate	n°carichi mensili	Giornate di carico previste in un mese	Carichi
GENNAIO	155	38,75	2	2	3
FEBBRAIO	140	35	1	1	3
MARZO	106	26,5	1	1	3
APRILE	70	17,5	0	0	0
MAGGIO-SETTEMBRE	27	6,75	0	0	0
OTTOBRE	68	17	1	1	3
NOVEMBRE	102	25,5	1	1	3
DICEMBRE	132	33	2	2	3
TOTALE ANNUO	800	200	8	8	

Il complesso delle scuole elementari e medie è piuttosto ampio ed era precedentemente riscaldato tramite la combustione diretta del gasolio in caldaie di vecchia generazione e di scarsa efficienza; di conseguenza l'intervento oltre ad introdurre un sistema ad energia rinnovabile determina un notevole risparmio energetico complessivo ed un adeguamento dell'impianto ad una più moderna concezione del calore e dell'energia più in generale. La scuola materna, invece, ha una centrale termica di costruzione recente alimentata a gas metano, con una caldaia moderna, ma non a condensazione. Visti i consumi energetici si prevede oltre ad un risparmio consistente di anidride carbonica in atmosfera, anche un fabbisogno di legno tale da giustificare investimenti per l'implemento di una filiera completa del cippato da parte sia delle imprese forestali sia di chi gestirà l'impianto termico.

In quest'ottica la produzione di energia dal legno può essere vista come un sistema integrato e radicato nel territorio per l'utilizzo di risorse locali attualmente poco valorizzate, perfettamente sostenibile alla luce anche degli ultimi sviluppi del Protocollo di Kyoto.

Un ampio periodo di autonomia gioca un ruolo fondamentale nella buona gestione di un impianto a biomassa, spesso infatti non è possibile caricare il serbatoio per forti neviccate, ghiaccio o per difficoltà nell'organizzazione del piazzale di stagionatura; è così che se in questi periodi si ha a disposizione il cippato nel silo di stoccaggio l'impianto può funzionare completamente ed esclusivamente con il combustibile rinnovabile; in più si possono organizzare una serie di carichi consecutivi poche volte l'anno, che in poche ore in cui la viabilità non è congestionata e le scuole non sono occupate, riempiono il silo ottimizzando la gestione e minimizzando l'impatto sulla viabilità. Il dimensionamento della potenza della caldaia ed i volumi dei serbatoi di accumulo termico sono stati calcolati in base alla richiesta termica oraria nei vari mesi dell'anno. La potenza termica nominale dell'impianto viene fissata in **400 kW**, dai calcoli inoltre si prevede un volano termico da **5.000 litri** che possa immagazzinare oltre 180 kWh di energia sotto la forma di acqua calda alla temperatura media di 80 °C e restituirla successivamente per coprire il picco di richiesta termica.



Volani termici

Il volano termico non assume solamente il compito di far fronte ai picchi di richiesta termica, ma viene utilizzato anche come serbatoio di immagazzinamento del calore per diminuire le fasi di accensione e spegnimento della caldaia, diminuendo fortemente le operazioni di manutenzione e di usura stessa delle componenti.

5.3 DESCRIZIONE DEL FUNZIONAMENTO

Di seguito si riportano i componenti essenziali del processo di combustione.

1 Caldaia

Caldaia a doppia camera di combustione in materiale refrattario, dotata di griglia mobile a gradini; potenza utile 400 kW.

2 Alimentazione automatica

Coclea di riempimento della camera di combustione, saracinesca tagliafiamma e sensori di regolazione automatica.

3 Estrazione automatica dal deposito di stoccaggio

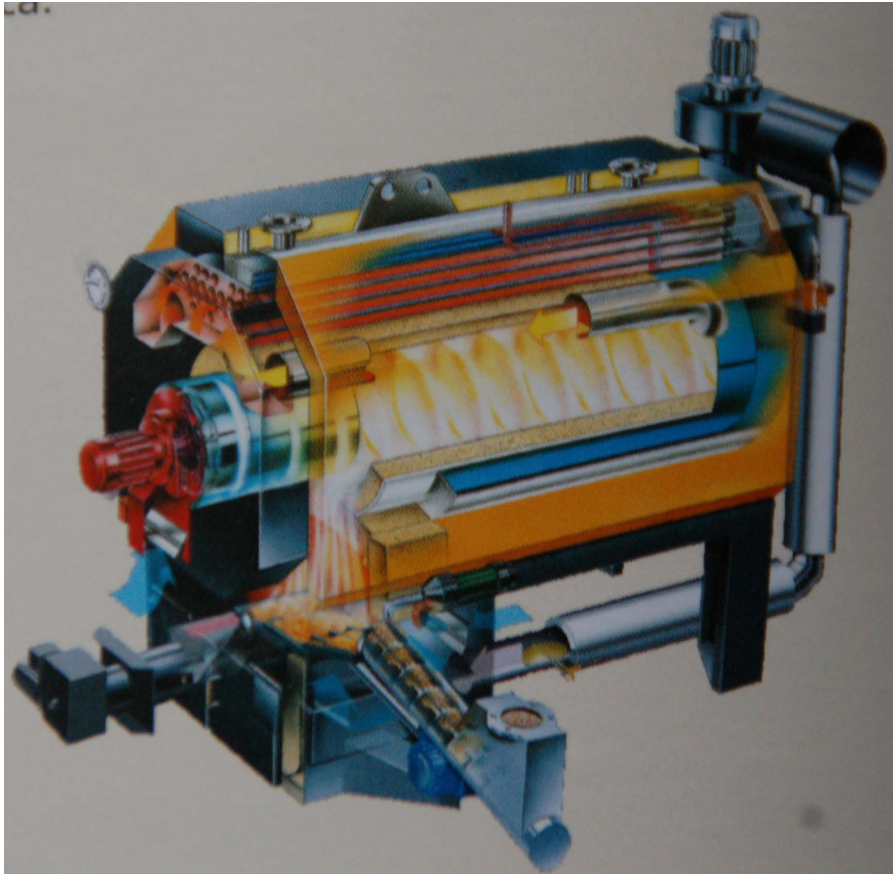
Coclea di estrazione per tutta la lunghezza del deposito e bracci rotanti per la movimentazione del cippato sul fondo.

4 Sistema di depolverizzazione gas di scarico

Come descritto più in dettaglio nella relazione di prevenzione incendi, questo sistema centrifuga i fumi in uscita dalla caldaia separando le polveri sottili, che cadono in un apposito contenitore e facendo passare al camino solo gas di scarico con un tenore di polveri inferiore a 50 mg/Nm³, valore estremamente basso.

5 Quadro di controllo

Quadro di controllo combustione, con sonda lambda e regolazione delle temperature, delle coclee e dei parametri fondamentali



Descrizione intero caldaia



Foto caldaia

5.4 ORGANI ACCESSORI

Al fine di garantire un funzionamento continuo ottimale ed un elevato grado di automazione dell'impianto, si prevede l'installazione di una serie di organi accessori al sistema di combustione.

Questi si reputano indispensabili per un impianto di tali dimensioni e ne permettono una gestione facilitata nel tempo, una resa costante durante la stagione di riscaldamento ed una manutenzione minima; di seguito si elencheranno gli organi accessori previsti con una semplice descrizione generale sul funzionamento.

1 Volani termici

Sono i serbatoi di stoccaggio dell'acqua calda prodotta dalla caldaia, sono indispensabili per regolarizzare la fornitura di calore alla rete di teleriscaldamento e per diminuire le fasi di accensione e spegnimento.

In fase di progettazione esecutiva si è scelto di adottare due volani da 2.500 litri ciascuno da collegarsi in serie, dotati di isolamento esterno in poliuretano a cellule chiuse.

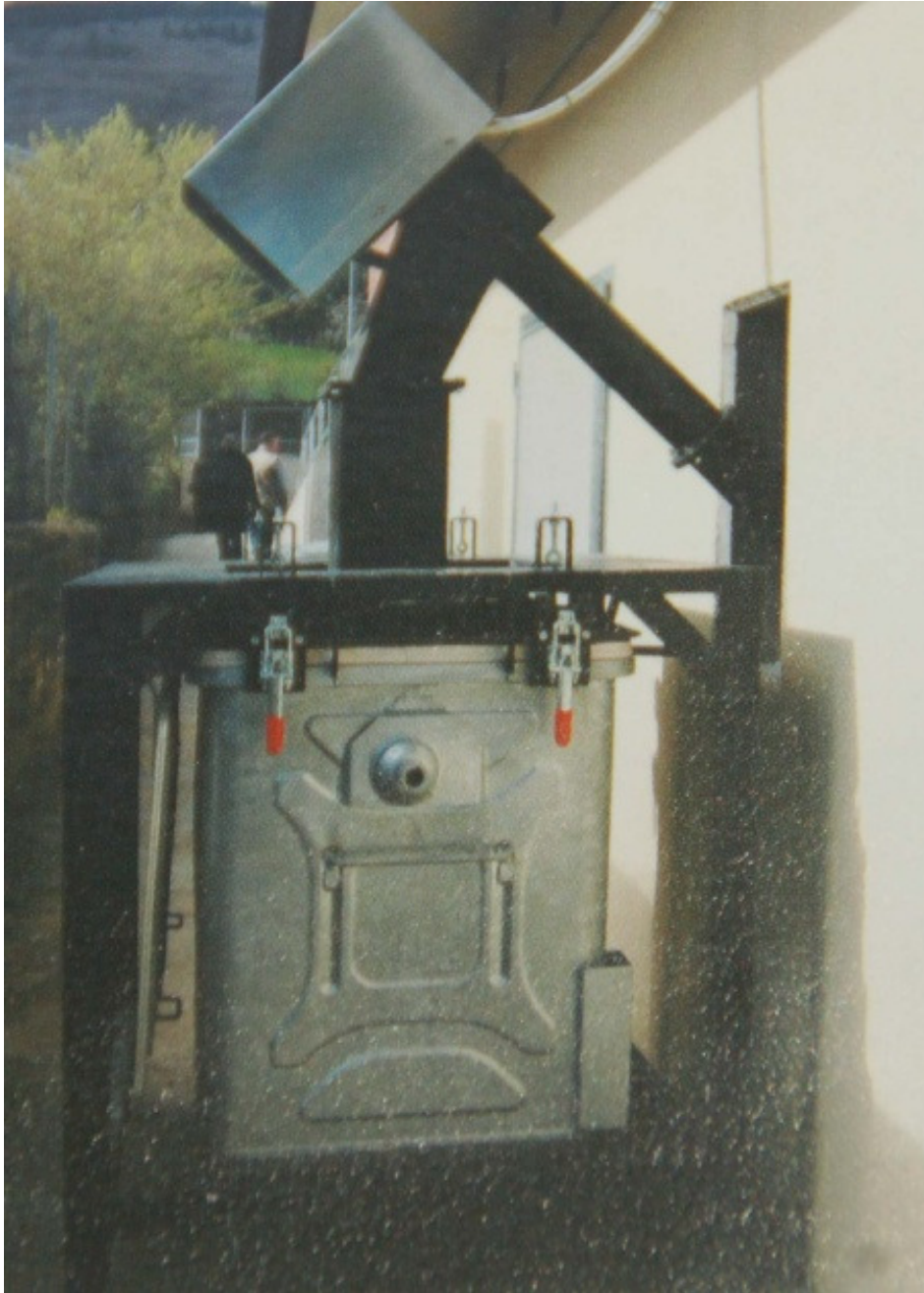
2 Sistema di estrazione automatica delle ceneri

Questo è un sistema di coclee in acciaio motorizzate, che estraggono automaticamente le ceneri dal vano della caldaia, raffreddandole prima di portarle ad un contenitore esterno la centrale.

Questo organo permette di accumulare la cenere in un contenitore con un volume di 800 litri, evitando una continua presenza di operatori nella centrale e permettendone un agevole rimozione per lo smaltimento in discarica.



Abbattitore di polveri



Recupero delle polveri

3 Sistema di pulizia automatica fasci tubieri

È un sistema che attraverso l'espulsione di brevi ma intensi fronti di pressione all'interno dei fasci tubieri, ne permette la pulizia dalle incrostazioni e dalle ceneri volanti, che si sono depositate nel corso del regolare funzionamento.

La presenza di questo organo minimizza la manutenzione ed il deterioramento dello scambiatore interno la caldaia.

4 Sistema di telecontrollo e visualizzazione via modem

È un sistema elettronico che collega tutti i sistemi di gestione ed i messaggi di errore ad un terminale esterno di controllo, così si può monitorare il funzionamento ed intervenire direttamente dal centro di gestione.

Inoltre al verificarsi di qualsiasi inconveniente il gestore viene avvertito tempestivamente da un messaggio SMS e da un FAX.

5 Sistema di distribuzione del cippato nel deposito di stoccaggio

Il locale adibito allo stoccaggio del combustibile è situato in adiacenza alla centrale termica a cippato: data la morfologia del terreno non si è potuto prevedere un deposito di stoccaggio interamente interrato con caricamento dall'alto, ma una botola di scarico ed un sistema di distribuzione del cippato all'interno del deposito stesso, costituito da due coclee di grande diametro azionate da due motori installati nella centrale termica.

6 Sistema di gestione rete di teleriscaldamento

Al sistema di controllo della caldaia si è aggiunto un modulo attuatore di regolazione per i due rami della rete di teleriscaldamento, appositamente progettato per l'impianto in questione, in modo da fornire il riscaldamento degli ambienti alla giusta temperatura, impostando il calore fornito ai due rami in funzione della temperatura esterna dell'aria. L'impianto produce calore in una caldaia ad alimentazione automatica tramite la combustione del cippato di legno, il calore prodotto viene poi trasferito tramite acqua calda alla temperatura di 85-

90 °C in un serbatoio di accumulo isolato termicamente; attraverso poi una rete di tubazioni interrata l'acqua calda viene portata agli edifici per il riscaldamento degli ambienti interni e l'acqua calda sanitaria.



Rete di teleriscaldamento

Dati principali dell'impianto e dei rendimenti

Potenza termica nominale	400 kW (344.000 kcal/h)
Potenza termica lorda	440 kW (378.400 kcal/h)
Potenza termica minima in fase di regolazione	100 kW (86.000 kcal/h)
Pressione di prova	6 bar
Pressione massima di esercizio	3 bar
Massima temperatura di mandata	95 °C
Minima temperatura di ritorno	70 °C
Rendimento al 100% del carico	92 %
Rendimento al 30% del carico (carico minimo)	90%
Temperatura dei gas di scarico	180 °C
Combustibile	Cippato ($W_{max}=45\%$) e pellet.

5.5 RETE DI TELERISCALDAMENTO

La rete di teleriscaldamento consiste in due rami composti da una tubazione di mandata ed una di ritorno che lavorano rispettivamente alle temperature di 75 °C e 55 °C nelle condizioni di massima richiesta termica, la temperatura di mandata viene infatti comandata da una valvola miscelatrice motorizzata a monte del ramo, che si regola in funzione della temperatura esterna dell'aria, in questo modo nelle tubazioni non si ha mai acqua alla temperatura superiore a quella strettamente indispensabile e dal serbatoio di accumulo termico viene prelevata solamente la quantità di calore necessaria, permettendo una migliore stratificazione dell'acqua al suo interno. La tubazione di mandata preleva l'acqua calda dal vaso di accumulo e la porta allo scambiatore di calore, da questo riparte poi l'acqua di ritorno dopo aver ceduto parte del proprio calore e tornando al vaso di accumulo. I circuiti degli edifici sono quindi separati dal circuito di centrale e possono lavorare a temperature e portate differenti, inoltre in questo modo si può installare il vaso di espansione aperto sopra la caldaia a legna, rispettando le direttive ISPSL. Le tubazioni sono costituite da un tubo interno in PEX, di diametro DN 50 per il ramo che allaccia le scuole materne e DN 60 per il ramo che allaccia le scuole medie ed elementari, le tubazioni sono isolate termicamente e dotate di guaina protettiva esterna.

Dati principali e rendimenti della rete di teleriscaldamento e della distribuzione

Linea scuole materne	
Lunghezza dello scavo	250 m
Diametro interno tubazioni	50 mm
Pressione massima di prova	6 bar
Pressione massima di esercizio	3 bar
Temperatura massima di mandata	95 °C
Temperatura mandata/ritorno di progetto	75-55 °C
Portata di progetto	6.000 l/h
Perdite di carico massime	6,3 m
Potenza elettrica della pompa principale	150 W, regolabile
Rendimento tubazioni interrate	98 %
Rendimento distribuzione (radiatori collegati con collettore e dispersioni prevalentemente attive)	95%

Linea scuole medie elementari	
Lunghezza della linea	80 m
Diametro interno tubazioni	60 mm
Pressione massima di prova	6 bar
Pressione massima di esercizio	3 bar
Temperatura massima di mandata	95 °C
Temperatura mandata/ritorno di progetto	75-55 °C
Portata di progetto	17.300 l/h
Perdite di carico massime	6 m
Potenza elettrica della pompa principale	400 W, regolabile
Rendimento tubazioni interrate	98 %
Rendimento distribuzione (radiatori collegati con collettore e dispersioni prevalentemente attive)	95%

5.6 LA COMBUSTIONE

Dal deposito di stoccaggio il legno cippato viene prelevato da un meccanismo a coclea e portato al sistema di alimentazione della caldaia che prevede ad inserire il combustibile sulla griglia di avanzamento nella camera di combustione primaria.

L'azionamento della coclea è dato da un motore elettrico ad inverter, caratterizzato da un basso consumo e da una coppia di spunto relativamente piccola rispetto ai normali motori asincroni; questo si traduce, oltre ad un costo minimo per l'energia elettrica, ad una potenza elettrica installata relativamente modesta.

Sulla griglia di combustione una certa quantità d'aria (aria primaria) viene fatta filtrare dal basso attraverso il cippato che brucia in modo incompleto, gassificando, producendo cioè gas come il monossido di carbonio il metano e l'idrogeno, questi gas passano poi nella seconda camera di combustione dove vengono miscelati con l'aria secondaria e solo successivamente, nella zona della caldaia a temperatura più alta, avviene la totale combustione di tutte le componenti con la liberazione di una notevole quantità di calore.

Il processo di combustione viene quindi diviso in due passaggi, la gassificazione che avviene nella camera di combustione primaria, sulla griglia, con l'utilizzo di poca aria ed a temperatura relativamente bassa e la combustione dei gas che avviene nella camera di combustione secondaria in eccesso d'aria ed a temperatura elevata; in questo modo il rendimento complessivo è estremamente alto e l'ossidazione dei componenti avviene in modo estremamente efficace, rendendo la percentuale di gas incombusti pressoché trascurabile e garantendo fumi estremamente puliti in uscita dall'impianto, tanto da farli paragonare ai più moderni sistemi di combustione a gas metano.

La combustione viene controllata elettronicamente con un microprocessore, questo rileva in continuo una serie di parametri come la temperatura nelle camere di combustione, dell'acqua ed il tenore di ossigeno nei fumi tramite la sonda Lambda, in base a tali valori il processore regola automaticamente l'immissione di aria primaria e secondaria nella caldaia e le pompe di ricircolo,

in modo da ottenere il maggior risparmio energetico possibile ed una combustione ottimale.

I fumi di combustione in uscita dalla caldaia passano poi attraverso il ciclone depolverizzatore, questo è un sistema meccanico che separa le polveri rimanenti e le ceneri volatili in sospensione dai fumi prima di essere direzionati verso il camino, l'obiettivo di questo processo è quello di ripulire i fumi dalle polveri sottili, che sarebbero presenti in minima parte e comunque con concentrazioni al di sotto dei limiti di Legge,. In definitiva quindi, in uscita dal camino i fumi sono fortemente ripuliti con concentrazioni residue di inquinanti del tutto trascurabili. Il sistema è totalmente autonomo e non necessita di alcun controllo particolare se non per la normale manutenzione (pulizia delle fotocellule, rimozione delle ceneri, ecc...).

5.7 SISTEMI DI SICUREZZA

L'impianto viene installato all'interno di un'area scolastica e si pensa che, una volta in funzione, possa essere visitato a scopo didattico; quindi in accordo con CISA, CO.SE.A. ed i tecnici del Comune di Castiglione dei Pepoli si è scelto di adottare le migliori tecnologie di sicurezza contro gli incendi e le esplosioni.

Per quanto riguarda il rischio di incendio sono previsti tre tipi di prevenzione, mentre contro il rischio di esplosione per surriscaldamento e conseguentemente pressione eccessiva in caldaia oltre alla presenza del vaso di espansione aperto si prevede un sistema automatico di raffreddamento della camera di combustione. Di tutti questi sistemi si dà la descrizione generale ed il principio di funzionamento.

Valvola di intercettazione a saracinesca

È un dispositivo omologato antincendio atto a separare meccanicamente la combustione dal deposito combustibile tramite una superficie in materiale ignifugo (saracinesca).

La valvola, generalmente in acciaio o ottone si apre a motore comandata dal PLC solo quando la caldaia è in funzione, mentre si chiude a trazione tramite una molla, e quindi la chiusura è garantita anche in assenza di corrente.

La valvola si chiude automaticamente in caso di: anomalia nel sistema di combustione o nel sistema di alimentazione del combustibile, caduta di tensione elettrica, pericolo di un ritorno di fiamma e temperatura eccessiva nel sistema di alimentazione della caldaia.

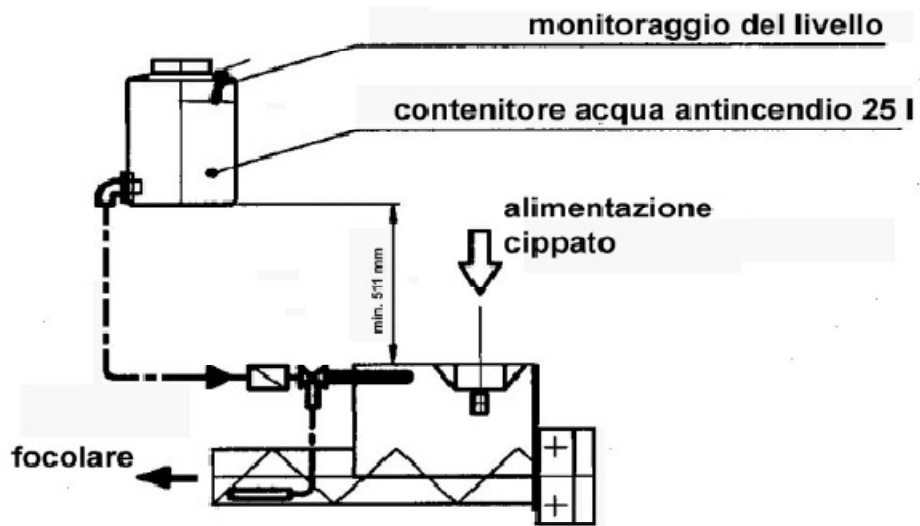
Dispositivo di spegnimento automatico

Estintori automatici

Sono estintori automatici in polvere ABC fissati al soffitto e dotati di manometro e sprinkler con fialetta di attivazione automatica alla temperatura ambiente di 65-68°C.

È costituito principalmente da una valvola ad apertura termica (con temperatura di apertura regolabile) collegata ad un serbatoio d'acqua da 25 litri con controllo di livello.

Viene posizionata sopra il dosatore a coclea ed entra in funzione rilasciando un getto d'acqua sopra il dosatore quando il sensore indica una temperatura regolabile da 50 a 90 °C.



Sistema di raffreddamento automatico

È una sicurezza termica di scarico omologata, che in caso di temperatura eccessiva (circa 98 °C) si apre e permette il flusso di acqua fredda in uno scambiatore interno alla caldaia raffreddandola in brevissimo tempo. Deve essere collegata al circuito dell'acqua dell'edificio e funziona con la pressione tipica dei condotti idrici nazionali (min. 2 massimo 3 bar).

5.7 COSTI

L'impianto che è di proprietà del comune di Castiglione dei Pepoli è stato progettato e realizzato da Cosea e CISA ha provveduto all'acquisto della caldaia.

Vediamo un quadro riassuntivo dei costi

QUADRO RIASSUNTIVO DEI COSTI	
A) OPERE CIVILI E LAVORI COMPLEMENTARI	
1) TOTALE LAVORI IN APPALTO	74.745,59 €
2) LAVORI COMPLEMENTARI E IN ECONOMIA	9.518,00 €
<i>TOTALE</i>	<u>84.263,59 €</u>
3) ONERI PER LA SICUREZZA	<u>2.000,00 €</u>
TOTALE GENERALE	86.263,59 €
B) LAVORI DI COMPLETAMENTO CALDAIA	
1) COMPLETAMENTO CALDAIA	43.346,00 €
2) ONERI PER LA SICUREZZA	<u>1.000,00 €</u>
TOTALE	44.346,00 €
C) RETE DI TELERISCALDAMENTO	
1) RETE DI TELERISCALDAMENTO	37.304,02 €
2) ONERI PER LA SICUREZZA	<u>1.000,00 €</u>
TOTALE	38.304,02 €
D) IMPIANTISTICA TERMICA ED ELETTRICA	
1) IMPIANTO TERMICO	41.377,20 €
2) IMPIANTO ELETTRICO	9.710,00 €
<i>TOTALE</i>	<u>51.087,20 €</u>
3) ONERI PER LA SICUREZZA	<u>2.500,00 €</u>
TOTALE GENERALE	53.587,20 €
TOTALE	222.500,82 €

I costi si intendono al netto dell' I.V.A. di Legge

Per i costi di gestione e statistiche non è stato possibile rilevarli per la messa in funzione dell'impianto da poco più di un anno.

RISPARMIO DI COMBUSTIBILI FOSSILI	55,46 TEP/ANNO
RISPARMIO DI CO2 EMessa IN ATMOSFERA	120 t/anno
CIPPATO (W=25-30%) CONSUMATO IN UN ANNO DI ATTIVITA'	200 t/anno

TABELLE DI SUPPORTO PER IL CALCOLO DEGLI INDICATORI

CIRCOLARE DEL MINISTERO DELL'INDUSTRIA, DEL COMMERCIO E DELL'ARTIGIANATO DEL 2 MARZO 1992, N. 219/F.

TABELLA A	
EQUIVALENTE ENERGETICO DI ALCUNI PRODOTTI COMBUSTIBILI	
(Valori indicativi espressi in tep primari per unità fisica di prodotto)	
Prodotto Equivalenza in tep (1 tep = 11628 kWh)	
Gasolio	1 t = 1,08 tep
Olio combustibile	1 t = 0,98 tep
Gas di petrolio liquefatti (GPL)	1 t = 1,10 tep
Benzine	1 t = 1,20 tep
Carbon fossile	1 t = 0,74 tep
Carbone di legna	1 t = 0,75 tep
Antracite e prodotti antracinosi	1 t = 0,70 tep
Legna da ardere	1 t = 0,45 tep
Lignite	1 t = 0,25 tep
Gas naturale	1000 Nm ³ = 0,82 tep

CONCLUSIONI

Dallo studio effettuato possiamo concludere che grazie allo sfruttamento delle coltivazioni per la produzione energetica, all'impiego di scarti derivanti da altre colture, con la produzione di biogas dalle deiezioni animali si ha già una significativa produzione energetica in Emilia-Romagna. Inoltre, la rilevante presenza di boschi nella zona appenninica e la notevole estensione dei prati e degli incolti consentono uno sfruttamento mirato delle biomasse agroforestali.

L'analisi compiuta dimostra come sia conveniente sviluppare una filiera che comprenda la produzione di biomassa (sia da esbosco sia da essenze a rapido accrescimento appositamente coltivate), la lavorazione (sotto forma di cippato e pellets), l'utilizzo (caldaie singole o sistemi di teleriscaldamento), l'organizzazione e la manutenzione dell'intero sistema.

Benefici indotti sono legati ad una sistematica gestione del patrimonio boschivo, alla ricoltivazione di aree abbandonate (con conseguente beneficio per difesa del suolo), alla creazione di posti di lavoro, oltre ovviamente ad un risparmio dei combustibili fossili e minori emissioni di gas serra.

Altro aspetto economico del risparmio si può avere inoltre se, oltre alla produzione energetica per il riscaldamento dei locali o dell'acqua calda, si realizzano impianti atti anche alla produzione di energia elettrica da mettere in rete, avvalendosi dei certificati verdi con il relativo guadagno dato dal loro mercato.

BIBLIOGRAFIA E SITOGRAFIA

- (1) www.europa.com
- (2) Rivista “La comunita’ internazionale” Vol. LXI terzo trimestre
2006 N.3
- (3) www.eniscuola.net con dati da fonti ENI e TERNA
- (4) Tesi laurea in ingegneria per l’ambiente e il territorio Ing.
Federico Vannini “Energia rinnovabile nell’alta valle del Reno.
Analisi delle possibilità di sfruttamento” . Anno 2006
- (5) www.dracomsrl.it
- (6) www.crpa.it
- (7) P.S.R. 2007-2013 della regione Emilia Romagna
- (8) L’informatore Agrario speciale biomasse. Da L’Informatore
Agrario n. 28 /2006.

RINGRAZIAMENTI

Si ringraziano CO.SE.A. e CISA per i dati gentilmente forniti relativamente all'impianto delle scuole primarie e medie, e della scuola materna, nel Comune di Castiglione dei Pepoli.

Desidero ringraziare presso l'E.N.E.A.:

L'Ing. Sergio Camillucci del Centro ricerche "Ezio Clementel"

e il Dr. Roberto Monticelli del centro ricerche del "Brasimone"