

UNIVERSITA' DI PADOVA
FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN
INGEGNERIA ELETTRONICA

ELABORATO FINALE

**LA CENTRALE A BIOMASSA: INCENTIVI
DEL MERCATO ELETTRICO ED IMPATTO
AMBIENTALE NEL TERRITORIO
CIRCOSTANTE**

RELATORE: Prof. Arturo Lorenzoni

LAUREANDO: Matteo Rocco

2009/2010

Indice

INTRODUZIONE	- 4 -
CAPITOLO 1	- 5 -
1.1 <i>Importanza dell'efficienza energetica</i>	- 7 -
1.2 <i>Investire sulle energie rinnovabili</i>	- 9 -
CAPITOLO 2	- 10 -
2.1 <i>Certificati verdi</i>	- 11 -
2.2 <i>Tariffa fissa omnicomprensiva</i>	- 12 -
2.3 <i>Certificati Verdi per impianti cogenerativi abbinati a teleriscaldamento (CV TLR)</i>	- 14 -
2.4 <i>Le tariffe CIP 6/92</i>	- 14 -
2.5 <i>Certificati RECS</i>	- 15 -
CAPITOLO 3	- 16 -
3.1 <i>Sistemi cogenerativi e non cogenerativi</i>	- 16 -
3.2 <i>Il teleriscaldamento</i>	- 17 -
3.3 <i>Dalla cogenerazione alla trigenerazione</i>	- 19 -
CAPITOLO 4	- 21 -
4.1 <i>Atmosfera</i>	- 21 -
4.2 <i>Ambiente idrico</i>	- 22 -
4.3 <i>Suolo e sottosuolo</i>	- 22 -
4.4 <i>Vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi</i>	- 23 -
4.5 <i>Rumore</i>	- 23 -
4.6 <i>Radiazioni non ionizzanti</i>	- 23 -
4.7 <i>Paesaggio</i>	- 24 -
4.8 <i>Traffico</i>	- 24 -
4.9 <i>Ceneri</i>	- 24 -
CAPITOLO 5	- 25 -
5.1 <i>Protocollo di Kyoto</i>	- 25 -
5.2 <i>Ossidi di azoto (NO_x)</i>	- 27 -
5.3 <i>Ossidi di Zolfo (SO_x)</i>	- 28 -
5.4 <i>Monossido di Carbonio (CO)</i>	- 29 -
5.5 <i>Ozono (O₃)</i>	- 30 -
5.6 <i>Particolato atmosferico</i>	- 31 -
5.7 <i>Emissioni di CO₂</i>	- 32 -
5.8 <i>Le ceneri</i>	- 33 -
CAPITOLO 6	- 38 -
CAPITOLO 7	- 43 -
CONCLUSIONI	- 51 -
BIBLIOGRAFIA	- 53 -

INTRODUZIONE

Il lavoro di tesi è stato sviluppato in modo tale da mettere in evidenza il beneficio delle fonti rinnovabili ed in particolare delle biomasse. L'argomento principale del lavoro è orientato all'analisi delle problematiche che una centrale a biomassa ha nell'ambiente.

Nei primi capitoli si è cercato di dare delle indicazioni generali sia sugli incentivi che sulla convenienza dei sistemi cogenerativi. Le forme di incentivazione prese in esame sono i Certificati Verdi, la tariffa fissa omnicomprendente, i Certificati Verdi per impianti cogenerativi abbinati a teleriscaldamento, le tariffe CIP6 e i certificati RECS.

Nella seconda parte del lavoro si è cercato di descrivere gli effetti ambientali che una centrale a biomassa produce in una realtà estranea a questi tipi di impianto. L'attenzione si è concentrata essenzialmente su due punti: emissioni in atmosfera e smaltimento ceneri.

Per le emissioni in atmosfera, una volta descritto cosa prevede il Protocollo di Kyoto in termini di emissioni di gas serra, sono stati analizzati i gas potenzialmente nocivi presenti nei fumi.

I gas sono stati descritti definendo, in linea generale, i loro effetti sull'ambiente e sull'uomo e soprattutto citando i valori limite presenti nella normativa a riguardo.

Lo stesso procedimento è stato utilizzato per le ceneri ovvero, descrivendone la composizione chimica, in base alle biomasse bruciate, e confrontandole con le normative vigenti. Per quanto riguarda le ceneri si è considerato anche il problema relativo allo smaltimento ipotizzando filiere di riutilizzo agro-forestale. Questo tipo di filiere ha permesso di contribuire con il reintegro di quello che era stato preso alla natura; infatti la cenere della biomassa prelevata dall'ambiente contiene quasi tutte le sostanze nutritive della pianta e proprio per questo può essere facilmente utilizzata come fertilizzante.

La scelta delle rinnovabili, ed in particolare della biomassa, è anche avvalorata dal fatto che il costo della materia prima risulta essere nettamente più stabile rispetto al prezzo del greggio che, a causa di tensioni politiche, può variare sensibilmente nell'arco di qualche mese. Questa stabilità permette di avere un rientro dell'investimento in tempi sicuri e ragionevoli.

Il caso studiato è l'impianto alimentato a biomasse naturali per produzione di energia elettrica da realizzarsi a Villanova di Fossalta di Portogruaro dal Gruppo Zignago (ditta Zignago Power S.r.l.).

Esso ha dimostrato che l'impatto nel territorio di Fossalta di Portogruaro è pressoché nullo, sia dal punto di vista delle emissioni che delle ceneri. La qualità dell'aria dopo la costruzione dell'impianto ne risulta praticamente invariata. Per quanto riguarda le ceneri si è visto che, ipotizzando una filiera agronomica, evitando quindi lo smaltimento in discarica, si ha un beneficio ambientale perché si evita l'utilizzo di fertilizzanti chimici in agricoltura.

Lo studio svolto, infine, può essere utile per far capire ai "non addetti ai lavori" che non necessariamente quando si parla di centrale a biomassa si vanno a modificare negativamente le condizioni di vita; al contrario, con la loro costruzione, si cerca di rimediare ai danni fatti dall'uomo al nostro Pianeta optando una scelta eco-compatibile.

CAPITOLO 1

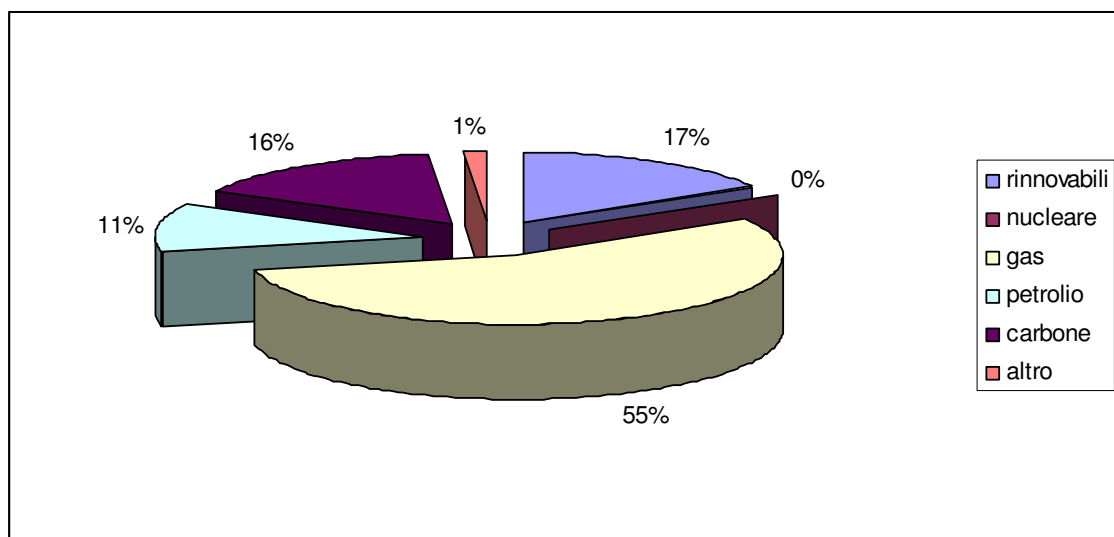
L'energia rinnovabile

La sfida energetica pone problemi complessi che riguardano sia il tema dell'approvvigionamento, della dipendenza, della sicurezza, sia quello dei costi dell'energia che è centrale per la competitività del paese e per i bilanci delle famiglie.

La risposta più ovvia a queste esigenze è un mix equilibrato delle fonti, tenendo conto della forte evoluzione tecnologica e della difficoltà di prevedere l'andamento dei prezzi dei combustibili, che suggeriscono di ridurre il rischio di una collocazione troppo concentrata su poche fonti di importazione, come succede oggi per la produzione di energia elettrica in Italia.

Per capire se l'energia elettrica è stata prodotta con un utilizzo equilibrato delle fonti ci si può basare sui dati forniti dall'*International Energy Agency*, che pubblica i dati relativi all'anno 2007 per la produzione di energia elettrica in Italia.

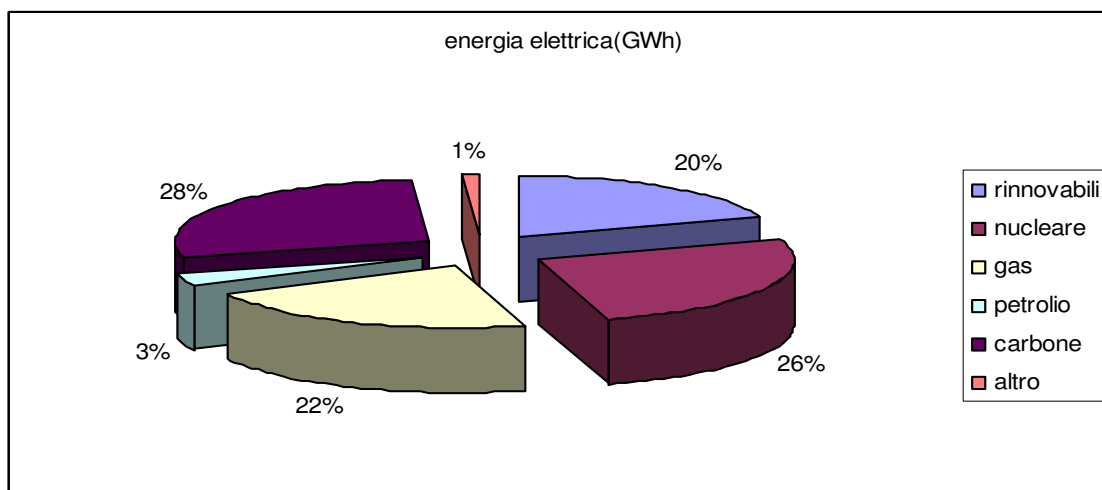
(Fonte: *International Energy Agency*, anno 2007 dati italiani)



Fonte	energia elettrica(GWh)	Percentuale sul totale
rinnovabili	51869	17%
nucleare	0	0%
gas	172646	55%
petrolio	35409	11%
carbone	49735	16%
altro	4229	1%

Da questo grafico si nota che la produzione di energia elettrica è fortemente legata al gas, quindi all'importazione di quest'ultimo, e ad una totale mancanza di produzione derivante dal nucleare. Questo è uno scenario completamente diverso da quello sopra auspicato ed è proprio per questo che si deve spingere sulla crescita di tutte quelle tecnologie che risultano poco utilizzate, come il nucleare e le rinnovabili. Ad avvalorare questa teoria è la stessa Agenzia Internazionale per l'Energia in quanto anch'essa propone di dare una priorità maggiore alle tecnologie di produzione energetica da rinnovabili. L'Italia fino ad oggi ha fatto ben poco rispetto l'Europa per diversificare la produzione di energia elettrica. I dati forniti dall'IEA riguardanti il tipo di energia elettrica prodotta in Europa, ci permettono di osservare come gli altri paesi hanno ben diversificato la propria produzione di energia elettrica.

(Fonte: *International Energy Agency* anno 2007 dati europei)



Fonte	energia elettrica(GWh)	Percentuale sul totale(Europa)	Percentuale sul totale(Italia)
rinnovabili	714529	20%	17%
nucleare	925322	26%	0%
gas	801954	22%	55%
petrolio	109892	3%	11%
carbone	1012693	28%	16%
altro	35607	1%	1%

1.1 Importanza dell'efficienza energetica

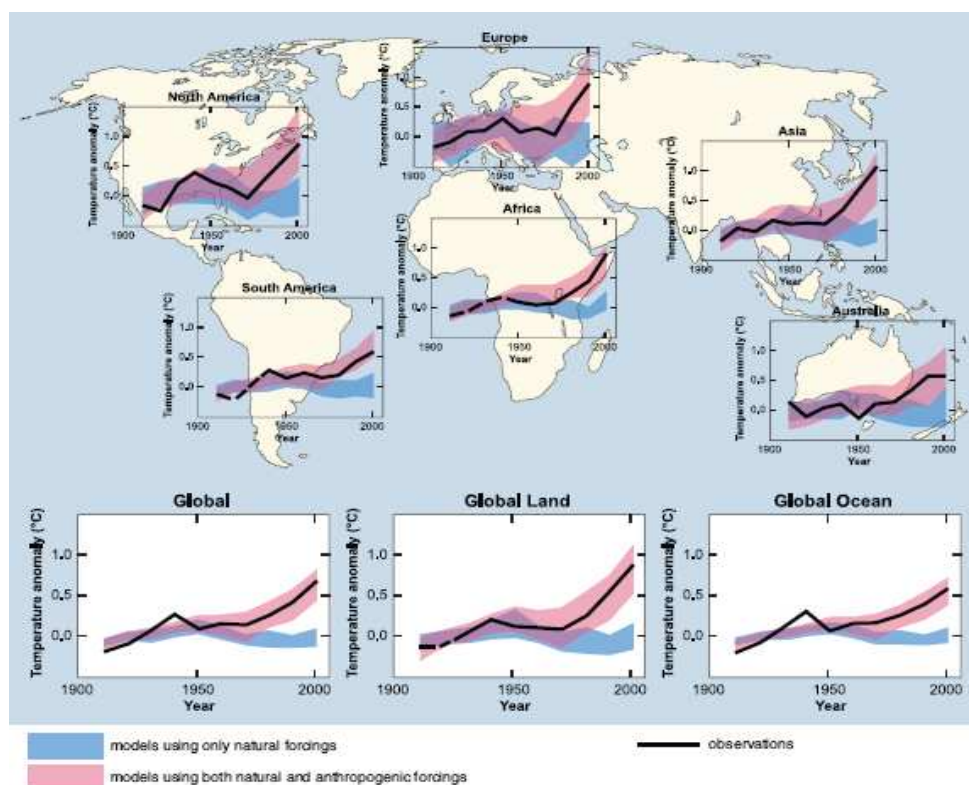
Il 2007 ha visto crescere l'attenzione verso le problematiche del cambiamento climatico che hanno interessato e coinvolto anche l'opinione pubblica non specialistica e i non addetti ai lavori.

Secondo l'IPCC (Comitato Intergovernativo sul Cambiamento Climatico), a parità di radiazione solare incidente, le attività umane stanno modificando il bilancio energetico del sistema climatico.

Dalle conclusioni del IV rapporto di valutazione pubblicato dall'IPCC nel 2007 si deduce che:

- la concentrazione in atmosfera dei gas serra è circa il 35% maggiore rispetto ai valori preindustriali;
- cresce l'evidenza riguardo all'effetto determinato dal fattore umano sulle cause del riscaldamento globale;
- l'aumento della temperatura per decade degli ultimi 50 anni è circa il doppio rispetto a quello degli ultimi 100 anni;
- il livello dei mari fra il 1961 e il 2003 il tasso medio di crescita è stato di 1,8 mm per anno, nel decennio 1993-2003 tale tasso è stato di 3,1 mm per anno;
- scioglimento dei ghiacci polari.

Il rapporto presenta anche numerosi grafici riguardanti l'aumento della temperatura terrestre:



(Fonte: Comitato Intergovernativo sul Cambiamento Climatico 2007)

Per fronteggiare l'aumento dei consumi e le emissioni di CO₂ si è cercato di rivoluzionare il settore energetico su vasta scala. Da questa idea parte l'impegno europeo per una riduzione entro il 2020 delle emissioni di gas serra del 20% rispetto al livello del 1990.

Con la presentazione del Piano d'Azione Energetica, la Commissione Europea indica una serie di provvedimenti prioritari che comprendono iniziative finalizzate all'efficienza energetica e all'efficienza economica.

Questo piano sottolinea l'importanza di applicare norme minime di rendimento energetico ad un vasto gruppo di apparecchiature e prodotti, per gli edifici e per i servizi energetici. Insieme alle classi di efficienza energetica e ai sistemi di etichettatura, queste norme rappresentano uno strumento importante per eliminare dal mercato i prodotti che consumano troppo.

Nella tabella seguente vengono riassunti gli interventi previsti dal Piano d'Azione dell'Efficienza Energetica Italiano:

	Misure di miglioramento dell'efficienza energetica	Risparmio energetico annuale atteso al 2010 (GWh/anno)	Risparmio energetico annuale atteso al 2016 (GWh/anno)
settore residenziale	coibentazione superfici opache edifici residenziali ante 1980	3489	12800
	sostituzione vetri semplici con doppi vetri	233	930
	sostituzione lampade ad incandescenza con lampade a fluorescenza	1600	4800
	sostituzione lavastoviglie con apparecchiature classe A	305	1060
	sostituzione frigoriferi e congelatori con apparecchiature di classe A e A++	1210	3860
	sostituzione lavabiancheria con apparecchiature più efficienti	31	410
	sostituzione scaldacqua elettrici efficienti	700	2200
	impiego di condizionatori efficienti	180	540
	impiego di impianti di riscaldamento efficienti	8150	26750
	camini termici e caldaie a legna	1100	3480
		Totale settore residenziale	16998
settore terziario	Misure nel settore terziario		
	impiego impianti di riscaldamento efficienti	5470	16600
	impiego di condizionatori efficienti	835	2510
	lampade efficienti e sistemi di controllo	1400	4300
	lampade efficienti e sistemi di regolazione flusso luminoso	425	1290
	Totale settore terziario	8130	24700
settore industria	Misure nel settore industria		
	lampade efficienti e sistemi di controllo	700	2200
	sostituzione motori elettrici con motori più efficienti	1100	3400
	installazione di inverter in nei motori	2100	6400
	cogenerazione ad alto rendimento	2093	6280
	impiego di compressione meccanica del vapore	1047	3257
	Totale settore industria	7040	21537
settore trasporti	Misure nel settore trasporti		
	introduzione del limite di emissioni di 140 g di CO ₂ /km	3490	23260
	Totale settore trasporti	3.490	23.260
Totale	Totale risparmio energetico atteso (obiettivo nazionale)	35.658	126.327

1.2 Investire sulle energie rinnovabili

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia rappresenta uno dei mezzi per raggiungere gli obiettivi di diversificazione e sicurezza degli approvvigionamenti e delle emissioni di gas serra.

Il mercato delle rinnovabili in Italia è cresciuto negli ultimi anni, ma questo sviluppo non si potrà consolidare se non affiancato da una crescita significativa della presenza dell'industria nazionale nei settori tecnologici d'interesse, la cui carenza si paga, oggi, in termini di importazioni nette di tecnologia dall'estero.

Gli investimenti globali nel settore delle energie pulite sono cresciuti di oltre quattro volte fra il 2004 e il 2008, anche se, nell'ultimo anno, a causa della crisi, la crescita è stata solamente del 5%, contro il 50% dell'anno precedente. Di fatto, le energie rinnovabili assorbono oggi la maggioranza dei nuovi investimenti, andando a contribuire per circa il 40% all'incremento nella capacità di generazione installata all'anno 2008.

Per incentivare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l'Italia ha optato per un sistema d'incentivazione basato sui certificati verdi, in discontinuità con la passata esperienza che riconosceva agli investitori tariffe certe in conto energia (CIP6).

Il problema che si è posto in questi ultimi anni è la mancanza di sicurezza per quanto riguarda la durata di erogazione degli incentivi. In questi giorni, per risolvere questo problema, l'Unione Europea sta definendo, tramite opportune modifiche alla Convenzione Quadro, delle linee guida che diano delle indicazioni precise sulle tipologie di impianto da incentivare e sull'effettiva durata dei contributi. Ad oggi, esistono tecnologie che si ripagano anche senza l'aiuto degli incentivi. Questa però non è vista dal privato come una sicurezza; per poter permettersi di rischiare investimenti così importanti, gli investitori vogliono avere la certezza di un rientro economico assicurato nel tempo e questa è rappresentata proprio dagli incentivi.

Un secondo problema che si viene a presentare, nel caso di produzione d'energia dal rinnovabile, è l'impatto ambientale che una centrale può avere nel territorio circostante. Ad esempio, per una centrale a biomassa, emerge il problema delle emissioni in atmosfera e smaltimento ceneri.

Non meno importante risulterà poi l'opinione dei cittadini che, una volta messi a conoscenza del tipo di centrale in progetto (a biomassa), porranno parere sfavorevole. Anche se le emissioni di inquinanti risultassero ben al di sotto dei valori limite di legge, nella popolazione si risconterà la sindrome di NIMBY (Not in my back yard). Questa sindrome si verifica con un rifiuto totale di qualsiasi progetto a prescindere che esso possa portare dei danni o meno all'ambiente e/o all'uomo.

CAPITOLO 2

Forme di incentivazione per centrali a biomassa

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi definiti nel protocollo di Kyoto, l'Italia ha recepito la Direttiva Europea 2001/77 in tema di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile con il D.L. n. 387 del 29 Dicembre 2003, dove, all'articolo 2 comma 1 lettera a) si definiscono le fonti elettriche rinnovabili (FER) non fossili.

In particolare, per biomassa, si intende *“la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura, dalla silvicoltura dalle industrie connesse e infine la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”*.

I sistemi di incentivazione adottati in Italia per la diffusione delle fonti rinnovabili si possono dividere in:

- Feed-in tariff;
- Quota system.

Con i primi viene incentivata direttamente l'energia prodotta, che viene interamente ritirata ad un valore superiore di quello di mercato, comprensivo della quota di incentivo. L'incentivo è dato in base alla tecnologia adottata ed è basato sui costi specifici; a questo tipo di incentivi appartiene il sistema CIP 6/92.

Il secondo sistema, quota system, prevede la designazione di un soggetto sul quale è posto un obbligo di immissione in rete di energia rinnovabile. Tale quantità di energia può essere auto-prodotta, ma può anche essere comprata attraverso i Certificati Verdi (hanno un valore indipendente dalla fonte rinnovabile che li emette).

Un aspetto da evidenziare è che gli incentivi (Certificati Verdi e Tariffa Omnicomprensiva) riconoscibili dagli impianti IAFR non sono cumulabili con altri incentivi pubblici. Gli incentivi che non possono essere cumulati con CV e TO sono:

- incentivi pubblici in conto energia, in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata per impianti successivi al 31/12/2008;
- esenzione accisa per impianti alimentati a biodiesel;
- fruizione certificati bianchi di efficienza energetica.

Nel caso di centrali alimentate da biomasse da filiera è consentito accedere ad incentivi pubblici in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata non superiori al 40% del costo dell'investimento. Per gli impianti che richiedono suddetti incentivi, non è consentito utilizzare biomasse non di filiera per più del 20%.

Il periodo intercorrente tra la data di entrata in esercizio di un impianto e la data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto, cioè il periodo di avviamento e collaudo, non può essere superiore ai 48 mesi. In questo capitolo andremo quindi ad analizzare gli incentivi riguardanti le centrali a Fonti Rinnovabili e più specificatamente le centrali a biomassa.

2.1 Certificati verdi

I certificati verdi sono la nuova struttura di incentivazione delle fonti rinnovabili dopo la liberalizzazione del settore dell'energia disciplinata dal D.L. 79/99 (decreto Bersani). Secondo la legge 244/07, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in servizio o ripotenziati a partire dal 1° aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili per i primi dodici anni di servizio; gli impianti entrati in servizio dopo il 1° gennaio 2008 hanno diritto alla certificazione per i primi quindici anni di esercizio.

L'organismo che gestisce i certificati verdi è il Gestore dei Servizi Elettrici S.p.A. (GSE), che li rilascia su richiesta del produttore in base alla produzione di energia riferita all'anno precedente o sulla produzione attesa per l'anno in corso. Ogni certificato rappresenta 1MWh di energia elettrica e vengono emessi in numero pari al prodotto della produzione netta da fonti rinnovabili moltiplicata per il coefficiente riferito alla tipologia della fonte. Al mercato dei certificati verdi possono partecipare, come acquirenti o venditori, il GSE, i produttori nazionali o esteri, gli importatori di energia elettrica e i clienti grossisti. Questo meccanismo si basa sull'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili.

La quota minima di energia elettrica viene calcolata sulla produzione e sulle importazioni da fonti non rinnovabili al netto dell'elettricità prodotta in cogenerazione, dei servizi ausiliari di centrale e delle esportazioni, ponendo una franchigia di 100GWh per operatore. La quota inizialmente fissata al 2% è stata incrementata con l'entrata in vigore del D.L. n. 387/2003 dello 0,35% ogni anno fino al 2006. La Finanziaria 2008, all'art. 2 comma 146, prevede che, per il periodo 2007-2012, la quota minima, precedentemente fissata, sia modificata passando così allo 0,75% per anno. L'obbligo imposto ai produttori può essere soddisfatto essenzialmente in due modi:

- immettendo in rete elettricità prodotta da fonti rinnovabili;
- acquistando da altri produttori titoli comprovanti la produzione della quota equivalente.

Nel caso in cui impianti ad energia rinnovabile entrati in esercizio successivamente al 1° gennaio 2008 e non oltre la data del raggiungimento dell'obiettivo minimo di copertura del consumo interno di energia elettrica con fonti rinnovabili (fino al 2011 salvo proroghe) non riescano a vendere i CV prodotti, il GSE è tenuto all'acquisto dei Certificati in esubero (la domanda deve essere fatta dal produttore, il GSE non ritira automaticamente i CV in scadenza). Il prezzo di offerta dei CV definito dal GSE per l'anno 2010 è pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione di energia elettrica definito dall'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) nell'anno precedente. Ad esempio, per il 2009, ai fini della definizione del valore dei certificati verdi, l'AEEG ha stabilito che il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica è stato di 67,18 €/MWh; il prezzo di riferimento del certificato verde per l'anno 2010 sarà pertanto pari a: $180 - 67,18 = 112,82$ €/MWh.

Nell'ipotesi in cui il produttore decida di non vendere i propri certificati verdi ma di richiederne, alla scadenza, il ritiro da parte del GSE, tali certificati verranno ritirati ad un prezzo pari al valor medio di vendita dei CV nell'anno precedente e non al valore massimo stabilito. I 112,82 €/MW verrebbero

riconosciuti solamente in caso di eccesso di domanda per l'anno 2010 di Certificati Verdi rispetto all'offerta dei medesimi.

Importanti novità sono state introdotte dalla Finanziaria 2008 per i cosiddetti "Certificati Verdi agricoli", ovvero quelli legati alla produzione di energia da biomassa, biogas, da prodotti e sottoprodotti agricoli, da allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro (art. 9-10 D.L. 27 maggio 2005). Nel caso specifico riguardante questo tipo di bio-energie, la *legge 29 novembre 2007, n. 222*, stabilisce un coefficiente moltiplicativo k pari a 1,8. E' opportuno ricordare che tali disposizioni relative alle biomasse da filiera sono di fatto sospese nell'attesa dell'emanazione di appositi decreti attuativi del Ministero delle Politiche Agricole.

La validità di un certificato verde è pari a tre anni, cioè un CV acquisito da un produttore da fonti rinnovabili nell'anno n potrà essere utilizzato negli anni n , $n+1$, $n+2$.

Gli impianti entrati in funzione in data successiva al 1 gennaio 2009 si vedranno riconosciuti i Certificati Verdi o tariffa omnicomprensiva solo se esclusi dal beneficiare di altri incentivi pubblici in conto energia, conto capitale o conto interessi con capitalizzazione anticipata.

	Fonte	Coefficiente K
1	Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW	1
1-bis	Eolica offshore	1,1
2	Solare	**
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	1,3
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	1,8
7-bis	Biomasse e biogas di cui al punto 7 alimentanti impianti di cogenerazione ad alto η	*
8	Gas di scarica e gas residuati dai processi di depurazione	0,8

(Coefficienti moltiplicativi CV)

2.2 Tariffa fissa omnicomprensiva

L'energia elettrica immessa nel sistema elettrico dà diritto, per un periodo di quindici anni, in alternativa ai Certificati Verdi o su richiesta del produttore, a una tariffa fissa omnicomprensiva di entità variabile a seconda della fonte utilizzata. La tariffa in questione può essere richiesta dal produttore per impianti con

potenza nominale media annua non superiore a 1 MW, entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 e limitatamente agli impianti alimentati da biomassa da filiera secondo la tabella 3 allegata alla Finanziaria 2008 (per tale tabella si rimanda alla suddetta Finanziaria).

Tale tariffa fissa omnicomprensiva è valida anche per centrali che utilizzano tipologie di fonti diverse dalle biomasse di filiera, ivi incluse le centrali ibride, limitatamente alla sola quota di energia elettrica incentivata imputabile alle biomasse da filiera (art. 5 decreto 18 dicembre 2008).

La tariffa omnicomprensiva può essere variata ogni tre anni con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili.

	Fonte	Entità della tariffa (€cent/kWh)
1	Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW	30
2	Solare	**
3	Geotermica	20
4	Moto ondoso e maremotrice	34
5	Idraulica	22
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	22
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	*
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione	18

2.3 Certificati Verdi per impianti cogenerativi abbinati a teleriscaldamento (CV TLR)

I Certificati Verdi per impianti cogenerativi abbinati a teleriscaldamento sono diversi da quelli emessi per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Le caratteristiche di questi certificati possono essere riassunte in cinque punti:

- possono essere utilizzati per coprire solo fino al 20% dell'obbligo di propria competenza (con questo s'intende che il produttore non può adempiere completamente ai propri obblighi di produzione di energia verde);
- i certificati rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno possono essere utilizzati per ottemperare l'obbligo relativo anche nei due anni successivi all'emissione di questi;
- il GSE, al contrario dei Certificati Verdi, non è tenuto ad acquistare i CV TLR in eccesso che hanno terminato il loro periodo di validità;
- gli impianti qualificati hanno diritto ai CV TLR per 8 anni dalla data di entrata in esercizio commerciale;
- ogni CV TLR attesta la produzione di 1MWh di energia elettrica da impianto di cogenerazione abbinato al teleriscaldamento.

Il Produttore, con la prima richiesta di emissione dei CV TRL, fissa la data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto, a decorrere dalla quale ha inizio il periodo di 8 anni consecutivi di diritto al rilascio dei CV TRL.

2.4 Le tariffe CIP 6/92

Con il provvedimento CIP n. 6 del 1992, sono state adottate disposizioni per l'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. Questa metodologia di incentivazione prevede un sistema di tariffe riconosciute per la cessione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti qualificati e inseriti nelle apposite graduatorie. Lo strumento di incentivazione prevede una tariffa agevolata per l'orizzonte temporale di 8 anni e così strutturata:

- costo evitato di impianto;
- costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse;
- costo evitato di combustibile;
- ulteriore componente (per i primi otto anni di esercizio).

I prezzi di cessione, sia per gli impianti esistenti che per quelli di nuova costruzione, sono determinati sulla base dei costi che l'Enel avrebbe dovuto sostenere se non avesse acquistato l'energia prodotta da terzi. Il costo quindi è riferito non solo al combustibile risparmiato, ma anche al costo di esercizio, di

manutenzione e di investimento. Negli impianti di nuova costruzione, per i primi otto anni, viene sommata una quinta componente di costo che viene calcolata in base al tipo di risorsa utilizzata.

Queste componenti vengono aggiornate dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico entro la fine di aprile di ogni anno. Entro tale data vengono definiti i prezzi dell'anno precedente e i prezzi provvisori per l'anno in corso.

2.5 Certificati RECS

I certificati RECS (Renewable Energy Certificate System) sono titoli che attestano l'impiego delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica. Questi possono essere ottenuti anche da produzione incentivata attraverso meccanismi di feed-in, diversamente da quanto previsto per gli impianti che rientrano in meccanismi di quote obbligatorie e ricevono Certificati Verdi scambiabili.

L'utilizzo del certificato da parte dell'utente finale, mediante il suo acquisto e successivo annullamento, testimonia il suo impegno a favore dell'ambiente, rendendosi disponibile a corrispondere un delta positivo rispetto al prezzo dell'elettricità da fonte convenzionale (l'utente finale è disposto a pagare un prezzo maggiorato rispetto al prezzo convenzionale pur di ricevere energia prodotta tramite fonti rinnovabili).

Qualora si intenda sottoscrivere la Convenzione con il GSE bisogna:

- essere membri dell'associazione RECS International;
- manifestare la volontà di operare mediante il sistema informatico del GSE (l'iscrizione al sistema informatico del GSE è necessaria).

La registrazione di un impianto di produzione ha validità quinquennale; prima della scadenza, occorre presentare una nuova domanda di registrazione con allegata la una nuova dichiarazione di produzione.

Al fine di accertare la sussistenza dei requisiti di qualificazione degli impianti nel sistema RECS, è effettuata una verifica della produzione con cadenza annuale nel caso in cui l'impianto risulti alimentato, in tutto o in parte, da biomasse. Si ricorda infine che ai produttori di energia elettrica incentivati mediante certificati verdi, non possono essere riconosciuti anche i RECS.

CAPITOLO 3

Sistemi cogenerativi e non, accenni al teleriscaldamento

In questo capitolo verranno trattate le varie tipologie impiantistiche della centrale a biomassa per la produzione di energia elettrica, andando a vedere i benefici apportati dalla cogenerazione.

Gli aspetti positivi della cogenerazione sono molteplici poichè con questo processo si riesce a recuperare una parte dell'energia termica che altrimenti verrebbe ceduta all'ambiente e quindi perduta.

La cogenerazione riesce a sfruttare in modo ottimale l'energia dei combustibili utilizzando una gestione ottimale della qualità del vapore:

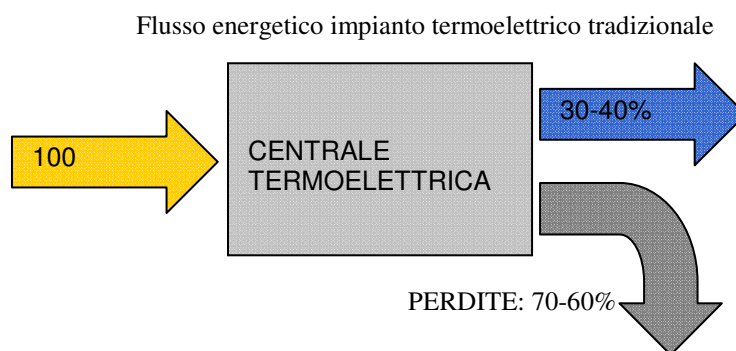
- l'energia a temperature più elevate viene trasformata in energia elettrica;
- l'energia a temperature più basse viene utilizzata per il teleriscaldamento o per usi industriali.

3.1 Sistemi cogenerativi e non cogenerativi

Con il termine cogenerazione si intende la produzione ed il consumo di diverse forme di energia secondaria partendo da un'unica fonte primaria (sia rinnovabile che fossile).

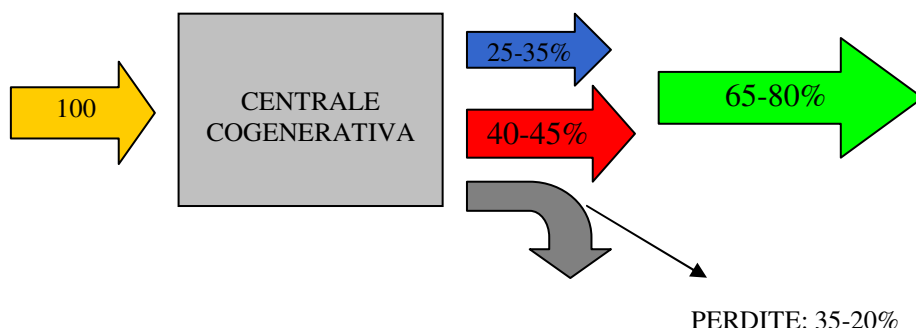
Il vantaggio della cogenerazione da non trascurare è il risparmio energetico, dato dal recupero del calore che altrimenti andrebbe perduto.

Schematicamente possiamo dire che in un impianto convenzionale (l'energia termica e quella elettrica vengono prodotte in due impianti separati) per ottenere, ad esempio, 45 unità di energia termica e 38 unità di energia elettrica dobbiamo introdurre nei due impianti 148 unità di energia primaria (può essere sia fossile che rinnovabile come detto prima).



Nel caso di un sistema cogenerativo (le energie secondarie vengono prodotte da un unico impianto) si ha un notevole risparmio di energia perchè, per ottenere le stesse quantità di energie secondarie, riesco ad avere il 70% in meno di perdite. Questo recupero di energia avviene grazie al calore che viene recuperato per il riscaldamento d'ambienti o necessario ad industrie per particolari processi produttivi.

Flusso energetico Impianto di cogenerazione



Una centrale cogenerativa, per produrre calore per il teleriscaldamento, non fa altro che recuperare il calore non utilizzato nella produzione di energia elettrica. Il recupero del calore in eccesso avviene in punti diversi in base al tipo di motore primo utilizzato che, nel caso delle biomasse, è generalmente una turbina a vapore.

In una turbina a vapore la temperatura di surriscaldamento del vapore può oscillare da pochi gradi a più di 450°C. Questi impianti si possono dividere a recupero totale o a recupero parziale. I primi tipi, a recupero totale, scaricano l'intera portata di vapore, che ha lavorato in turbina, all'utenza termica la quale, per problemi di dispersione, non deve essere situata ad una distanza superiore ai 30 km. Il secondo tipo, a recupero parziale, divide l'espansione in turbina in due corpi, il primo con turbina ad alta pressione e il secondo con turbina a bassa pressione; tra questi due corpi c'è una valvola che, se completamente chiusa, manda tutto il vapore al teleriscaldamento; se completamente aperta, esclude l'utenza e il vapore finisce tutto in turbina a bassa pressione. Naturalmente fra questi due estremi ci sono infinite situazioni intermedie.

3.2 Il teleriscaldamento

I vantaggi che il teleriscaldamento può offrire, rispetto alle forme tradizionali di produzione di energia termica, essenzialmente possono essere ricondotti a:

- risparmio energetico e benefici ambientali (benefici collettivi);
- vantaggi economici e semplicità d'uso per gli utenti (benefici individuali).

Oltre all'aumento del rendimento della centrale, con il teleriscaldamento anche gli utenti finali traggono dei benefici, come la semplicità d'utilizzo dell'impianto, la sicurezza e il risparmio.

La semplicità d'uso e la sicurezza sono garantite dal fatto che si distribuisce acqua calda, per cui non sarà più necessario l'installazione di una caldaia; questo permette di eliminare i rischi dovuti ad esplosioni ed intossicazioni da fumi.

Per questi motivi, l'impianto di teleriscaldamento, consente di evitare i costi relativi alla manutenzione e sostituzione degli impianti. In questo caso l'utente si ritroverà a pagare solamente il calore a consumo, ad una tariffa normalmente inferiore a quella del calore prodotto tramite combustione in una caldaia individuale.

(Fonte OPET SEED)



Figura 7 - Confronto del costo tra i vari vettori termici, indice Metano=100¹

Riassumendo la diffusione del teleriscaldamento garantisce all'utente finale:

- più convenienza rispetto al gasolio o al GPL, perchè il costo del teleriscaldamento è legato a quello del gas naturale, definito secondo i parametri stabiliti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas;
- maggiore convenienza rispetto al gas naturale perchè si eliminano i costi di gestione e manutenzione della caldaia;
- nessun costo di sostituzione della caldaia;
- abbattimento dei costi dovuti al controllo periodico obbligatorio degli impianti di riscaldamento tradizionali;
- risparmio dello spazio, un tempo occupato dall'impianto di riscaldamento.

Possiamo infine ricordare che uno dei sistemi per poter realizzare l'investimento è quello delle Energy Service Company (ESCO) ovvero società nate per fornire servizi ad alta efficienza energetica. Queste società per un certo numero di anni gestiscono ed ammortizzano i costi di impianto tramite il guadagno ottenuto con la vendita del "prodotto". Il sistema utilizzato risulta molto efficiente, anche a livello ambientale, perché la società è incentivata a produrre energia ad alta efficienza per avere guadagni più alti (più efficiente sarà l'impianto, più alti saranno i ricavi e quindi i guadagni).

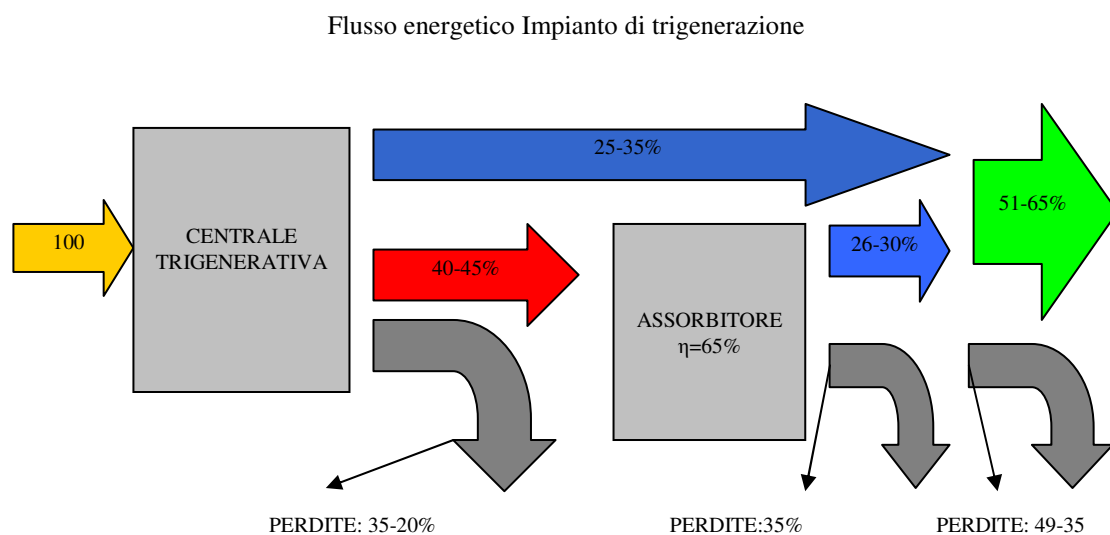
3.3 Dalla cogenerazione alla trigenerazione

In questi ultimi anni si tende a parlare di trigenerazione ovvero produzione congiunta di energia elettrica, termica e frigorifera. I vantaggi che questi impianti presentano rispetto alla classica centrale cogenerativa sono sostanzialmente legati al maggior utilizzo (in ore/anno) che garantiscono. Recuperando il calore anche nella stagione estiva, le ore di utilizzo della centrale aumentano, facendo crescere i risparmi e quindi abbassando i tempi di recupero dell'investimento.

Dal punto di vista puramente economico un impianto trigenerativo consente un notevole risparmio in termini di costi di gestione con la diminuzione dei fabbisogni di energia primaria e quindi i consumi di combustibile.

Partendo da una singola fonte di energia primaria la cogenerazione, indicata anche con l'acronimo CHP (Combinated Heat and Power), consiste, come detto in precedenza, nella generazione simultanea, mediante l'uso di un solo sistema integrato, di due diverse forme di energia: meccanica e termica.

Dai sistemi di cogenerazione classica derivano i più recenti sistemi di trigenerazione denominati CHCP (Cogeneration of Heat, Cooling and Power), nei quali, nel periodo estivo, il calore recuperato dal processo di produzione dell'energia elettrica può essere trasformato in energia frigorifera grazie all'impiego di apparecchiature ad "assorbimento". Queste macchine, alimentate dal calore recuperato "gratuitamente" dal cogeneratore, sfruttando un ciclo frigorifero basato su trasformazioni di stato, permettono al fluido refrigerante di raggiungere le classiche temperature di un tradizionale impianto di condizionamento estivo.



L'apparato che permette di raffreddare il liquido refrigerante, partendo da una fonte di calore, è il gruppo frigo ad assorbimento. Come i gruppi ad assorbimento a gas, essi hanno un evaporatore ed una

serpentina di raffreddamento che espande il refrigerante per produrre un abbassamento di temperatura nel fluido stesso.

Diversamente da un compressore meccanico, questi gruppi impiegano una fonte di calore che è, nel caso di una centrale con caldaia, fornita direttamente dal bruciatore o indirettamente dal vapore, acqua calda o dal calore residuo.

In un gruppo frigo a compressione, il freddo è prodotto nell'evaporatore dove il refrigerante rilascia il calore nel condensatore.

L'energia necessaria al trasferimento del calore da una bassa temperatura ad una più alta, è fornita sottoforma di energia meccanica dal compressore. Nel ciclo ad assorbimento la compressione del vapore è dovuta all'azione combinata dell'assorbitore, della pompa di soluzione e del generatore, invece che dal compressore meccanico. Per quanto riguarda i sistemi di raffreddamento ad assorbimento che utilizzano il bromuro di litio come assorbitore e l'acqua come refrigerante, la fonte di calore deve essere ad una temperatura minima di 60-80 °C (macchine a singolo effetto) oppure di 150-200°C (macchine a doppio effetto). I sistemi che usano ammoniaca come refrigerante, invece, necessitano di una fonte di calore pari a 100-120°C. L'efficienza termica è misurata in termini di freddo prodotto rispetto alla quantità di calore introdotto (coefficiente di prestazione); generalmente i gruppi frigo monostadio hanno coefficiente di prestazione pari a 0,7, mentre quelli a doppio effetto hanno coefficienti di prestazione pari a 1,1.

CAPITOLO 4

Impatto ambientale di una centrale a biomassa

La costruzione di un impianto di produzione elettrica da biomasse comporta uno studio approfondito sulle potenziali problematiche ambientali. A questo proposito si dovranno andare ad analizzare i vari aspetti che una centrale di questo tipo va a modificare una volta costruita. Le interferenze prodotte dalla messa in esercizio di una centrale di queste dimensioni possono andare a modificare diverse componenti ambientali come:

- atmosfera;
- ambiente idrico;
- suolo e sottosuolo;
- vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi;
- salute pubblica;
- rumore e vibrazioni;
- paesaggio;
- traffico e viabilità;
- ceneri.

4.1 Atmosfera

Per quanto riguarda la descrizione della qualità dell'aria, si cerca di fare un confronto fra i dati acquisiti prima della costruzione dell'impianto e quelli raccolti successivamente alla sua costruzione. Le previsioni di inquinamento al suolo sono valutate mediante l'applicazione di modelli di diffusione atmosferica, che richiedono dati meteo per poter descrivere la situazione locale. È necessario riferirsi a questi dati al fine di avere una comprensione dei meccanismi di diffusione e delle concentrazioni al suolo prima di effettuare qualunque previsione di tipo sanitario sulla popolazione interessata. Ad esempio, per lo studio delle concentrazioni dei principali inquinanti emessi, si potrà utilizzare il modello SCREEN3. I risultati del modello permetteranno di raffrontare le concentrazioni al suolo dei vari elementi inquinanti con i limiti massimi della normativa e quindi di verificarne la sostenibilità del progetto.

Una nota da non trascurare è la diffidenza da parte della popolazione interessata nei confronti dei risultati tecnici presentati, anche se questi ultimi presentano esiti del tutto rassicuranti.

Generalmente le sostanze emesse da una centrale da monitorare costantemente risultano essere:

- carbonio organico totale (COT), che consiste nell'insieme delle sostanze organiche sottoforma di gas e vapore. Questo valore è molto utilizzato per la verifica dei fumi risultanti dai processi di combustione in modo da poter determinare il livello di completezza della combustione stessa.

Nel caso di combustione incompleta, vi sarà una rilevante presenza di idrocarburi tale da poter portare ad un certo livello di nocività.

- ossidi d'azoto (NO_x , NO_2), che risultano essere nocivi in quanto provocano un aumento dell'effetto serra favorendo la distruzione dell'ozono. L'abbattimento di queste sostanze nocive nei fumi di scarico si ottiene con l'introduzione di aria differenziata. Tramite questo accorgimento si può raggiungere un livello di abbattimento del 40-80% di NO_x ;
- ossidi di zolfo (SO_x) che, combinati con il vapore acqueo, generano acidi che danno origine al fenomeno delle piogge acide. In generale la biomassa presenta livelli di S molto contenuti;
- monossido di carbonio (CO) che si forma a causa dell'incompleta combustione della biomassa dovuta alla breve permanenza nella camera di combustione o al basso apporto di ossigeno;
- polveri totali sospese (PTS), date dalla somma di tutte le polveri. Precisamente, questo valore può essere diviso in più valori in base al diametro delle particelle di polvere. L'identificativo formale delle dimensioni dei granelli di polvere è il *Particulate Matter* abbreviato in PM, seguito dal diametro massimo delle particelle (ad esempio il PM_{10} è formato da particelle con diametro inferiore ai $10\mu\text{m}$ quindi il $\text{PM}_{2,5}$ è un suo sottoinsieme).

4.2 Ambiente idrico

Le risorse idriche vengono interessate dall'esercizio della centrale elettrica relativamente al funzionamento del ciclo a vapore, e più precisamente per il raffreddamento del condensatore a valle della turbina. Il reintegro di acqua in caldaia è un aspetto che si può tranquillamente trascurare poiché le quantità d'acqua richieste sono minime. Il problema, dal punto di vista idrico, si riscontra nel reintegro di acqua nel circuito di raffreddamento perché qui si richiede una quantità di fluido non indifferente; basti pensare che per un impianto a biomassa di circa 10 MW_e di potenza si richiedono tra i 50 e i 100 mc/ora. La soluzione migliore per una centrale di questo tipo è quella di attingere l'acqua da un fiume o altri bacini idrici. In assenza di queste fonti idriche si dovrà fare domanda al Consorzio di competenza per vedere se questo sarà in grado di gestire una richiesta d'acqua di tale entità.

4.3 Suolo e sottosuolo

Lo studio del suolo e del sottosuolo non richiede particolare approfondimenti data la natura della centrale. Questo è dovuto al fatto che l'opera da realizzare non richiede particolari caratteristiche dei suoli, né dal punto di vista strutturale né da quello d'impegno del territorio (circa 5-6 ettari usati per lo più per il ricevimento, lo stoccaggio e la preparazione della biomassa). Diversa sarà l'analisi della componente suolo quando questa è fatta in relazione alla produzione di biomassa.

4.4 Vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi

Come per il precedente comparto ambientale, non è necessaria un'analisi approfondita in quanto viene interessato solo dalla ricaduta dei fiumi nell'area interessata e dall'aumento del traffico automobilistico pesante e leggero. Se si richiedesse la coltivazione intensiva di biomassa su ampie estensioni di territorio, l'analisi diventerebbe più complessa. In questo caso si dovrebbero considerare le condizioni preesistenti, per poi poter valutare gli effetti dei sistemi di produzione intensivi di biomassa. Questa analisi è richiesta perché la notevole estensione delle superfici necessarie per la coltivazione intensiva di biomassa, andrebbe a modificare significativamente i sistemi agricoli attualmente presenti nell'area. Un esempio di coltivazione intensiva per biomassa è a Short Rotation Forestry di cultivar di pioppo; tale sistema di rotazione ha una durata di 2-5 anni e l'intero prodotto è destinato alla produzione di energia trasformando il legno in cippato.

4.5 Rumore

Negli studi d'impatto ambientale di centrali si dà una grande importanza allo studio delle emissioni sonore poiché costituiscono una interferenza ambientale importante in relazione alla normativa vigente. Per determinare il rumore ambientale, dato che non si possono effettuare rilevamenti in loco, si devono utilizzare determinati software che ci permettano di visualizzare l'attenuazione del rumore a diverse distanze, partendo dai dati di macchina, per poi poterli confrontare con le normative.

Usualmente questa materia viene percepita dai soggetti interessati come difficile e complessa anche se si cerca di presentarla in modo semplice e trasparente.

4.6 Radiazioni non ionizzanti

Le radiazioni non ionizzanti sono le radiazioni elettromagnetiche prodotte dal trasporto di energia elettrica mediante elettrodotto. Tale problema non è a carico della centrale, ma del Gestore dei Servizi Elettrici e delle parti interessate.

Gli accorgimenti da fare per la scelta del percorso dell'elettrodotto dalla centrale alle linee già esistenti sono essenzialmente due:

- minima interferenza ambientale (paesaggistica);
- bisogna tener conto degli insediamenti abitativi presenti e di futura realizzazione; l'elettrodotto deve passare a distanze compatibili con i limiti del campo elettrico e magnetico descritti nella normativa.

4.7 Paesaggio

La scelta del territorio nel quale costruire l'impianto risulterà ottimale ad esempio, nel caso in cui la centrale va a recuperare una parte del territorio di un sito industriale in fase di abbandono e lontano da centri abitati. La presenza della centrale in questo contesto potrebbe anche essere considerata positivamente in quanto andrebbe a migliorare la componente paesaggistica evitando il degrado del sito industriale dovuto all'abbandono. La questione dell'impatto visivo sui cittadini generalmente passa in secondo piano perchè, nella maggioranza dei casi, prevalgono concetti positivi di tipo socio economico (possibilità di lavoro) o concetti negativi derivati dalla paura dei danni alla salute.

4.8 Traffico

Nelle centrali a biomassa l'approvvigionamento di combustibile può avvenire con l'uso di mezzi su gomma, con treni o via mare.

Nel caso in cui l'impianto risulti raggiungibile solo tramite automezzi, ci si ritroverebbe ad affrontare un consistente aumento del traffico nelle zone limitrofe alla centrale. Il problema del trasporto su gomma richiederebbe quindi degli adeguamenti della rete stradale ed è per questo che risulterà preferibile la scelta di un sito, per la costruzione dell'impianto, vicino ad una zona ben servita dalla rete stradale.

Un aspetto interessante potrebbe essere dato dal calcolo delle emissioni di CO₂ emessa per tonnellata di biomassa trasportata in quanto questi dati permetterebbero di valutare realisticamente i benefici ambientali dati dalla realizzazione della centrale in termini di emissioni di CO₂ evitate. Questo fa notare come all'aumentare della distanza si attenuino i benefici (minori emissioni di CO₂) ambientali attesi.

4.9 Ceneri

Le ceneri da biomassa costituiscono quella parte di biomassa che troviamo al termine del processo di combustione e che, di conseguenza, non brucia.

In termini generali si può dire che il legno è mediamente costituito, per il 99% in peso sulla sostanza secca da: cellulosa, emicellulosa, lignina e per il restante 1% da componenti di origine minerale. Queste sostanze minerali costituiscono la frazione principale delle ceneri (85-95 %); l'altra componente (5-15%) delle ceneri è rappresentata dai cosiddetti incombusti, che sono costituiti da materiale organico che ha subito solo una parziale combustione.

Nello specifico, il contenuto di ceneri cambia a seconda della tipologia di pianta e dalle parti della pianta prese in considerazione. Il contenuto e le caratteristiche delle ceneri cambiano inoltre a seconda delle condizioni del terreno, del deposito di metalli pesanti e dei fertilizzanti utilizzati.

CAPITOLO 5

Prodotti della centrale: emissioni di inquinanti e ceneri

All'inizio di questo studio avevo accennato alle due problematiche principali che si riscontravano al momento della progettazione di una centrale a biomassa. Per questo, in questo capitolo, andremo ad analizzare i prodotti dannosi derivanti dalla combustione delle biomasse per capire l'effettiva pericolosità degli inquinanti emessi. Queste sostanze possono risultare dannose, a seconda della quantità emessa, sia per la salute dell'uomo che per l'ambiente. Per evitare ciò la legge italiana ha previsto, nel quadro normativo, valori limite di emissione e valori limite riguardanti la qualità dell'aria stessa.

Il primo passo per poter rientrare nel quadro normativo è quello di attenersi alle direttive descritte nella Convenzione Quadro e soprattutto nel Protocollo di Kyoto.

Oltre alle sostanze, che vanno a peggiorare l'effetto serra, citate nel Protocollo di Kyoto, la normativa prevede il controllo di alcuni altri tipi di inquinanti emessi dalla combustione delle biomasse tra i quali:

- ossidi di Azoto (NO_x);
- ossidi di Zolfo (SO_x);
- monossido di Carbonio;
- ozono(O₃);
- particolato atmosferico.

5.1 Protocollo di Kyoto

Il primo protocollo che stabiliva e specificava le modalità per il raggiungimento degli obiettivi della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite (stabilizzazione concentrazioni gas serra nell'atmosfera prevedendo le conseguenze dell'uomo sul clima) fu il Protocollo di Kyoto.

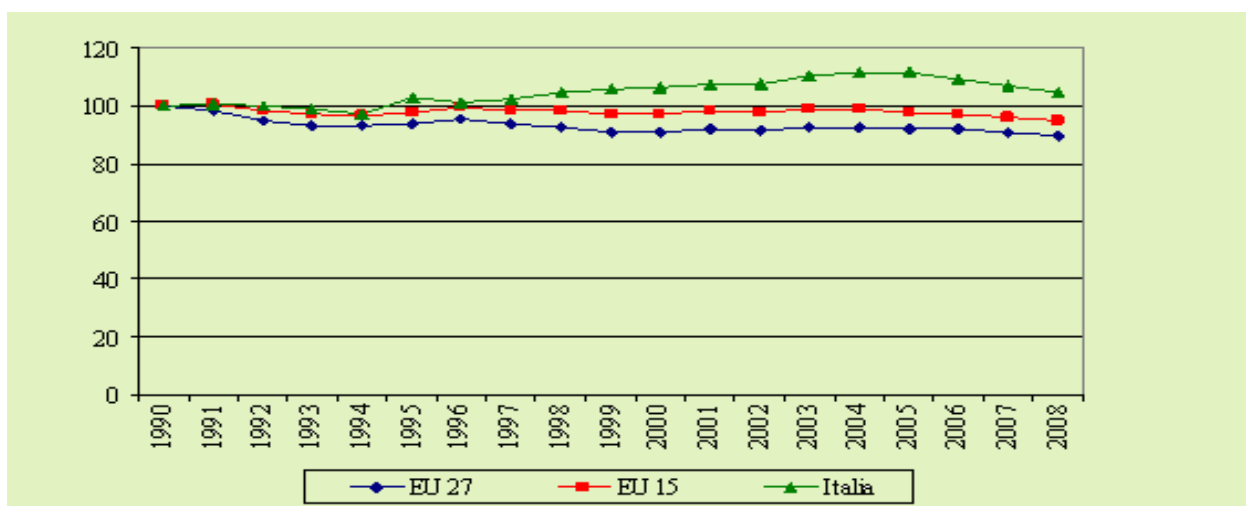
Il Protocollo di Kyoto, adottato nel 1997 e firmato dalla Comunità Europea il 29 aprile 1998, prevede di operare la riduzione dei sei principali gas serra, cioè:

- biossido di carbonio;
- metano;
- protossido di azoto;
- idrofluorocarburi;
- perfluorocarburi;
- esafluoro di zolfo.

Generalmente, gli Stati inclusi si impegnano a ridurre le emissioni di gas serra nel periodo 2008-2012 di almeno il 5% rispetto i livelli del 1990. Nel giugno del 2002 con la legge n. 120 in Italia si è ratificato il Protocollo di Kyoto aggiungendo alcuni obblighi rispetto al testo precedente, come:

- migliorare l'efficienza energetica in settori rilevanti dell'economia nazionale;
- ricerca, promozione e sviluppo di fonti di energia rinnovabile.

Questa ratifica prevedeva anche che, tra il 2008 e il 2012, gli Stati membri dell'Unione si impegnassero a ridurre collettivamente le loro emissioni di gas ad effetto serra non più di 5 punti percentuali ma, dell' 8% rispetto all'anno 1990. Questa riduzione percentuale dell'8%, che spetta all'Unione Europea, è stata ulteriormente suddivisa fra gli Stati dell'Unione portando l'Italia all'impegno della riduzione delle emissioni di gas serra complessive del 6,5% rispetto ai valori del 1990. Il problema è che nel nostro Paese le emissioni hanno registrato non un calo, ma una crescita costante fino al 2005, cominciando a diminuire solamente di qualche punto percentuale nel 2006.



(Fonte: <http://www.agienergia.it/>)

I dati per il 2008-2009 rivelano che la crisi economica ha avuto effetti considerevoli sulla diminuzione delle emissioni soprattutto nei settori ETS (Emission Trading Scheme) ai quali appartengono i settori industriali "energivori" ovvero grandi consumatori di energia. I dati hanno rilevato in media una diminuzione delle emissioni di gas serra del 2,2% nel 2008 e del 6,6% nel 2009.

Le fonti che hanno contribuito più o meno pesantemente alla diminuzione delle emissioni italiane fra il 2005 e il 2007 si possono suddividere in due macro categorie:

- settori ETS;
- settori non-ETS.

L'apporto dei settori ETS risulta praticamente trascurabile rispetto ai non ETS; le emissioni dei primi sono aumentate dello 0,2% tra il 2005 e il 2007, mentre i settori non-ETS registravano già un calo del 3,6% nello stesso periodo.

		2005	2007	differenza 2005-2007	
		MtCO ₂	MtCO ₂	MtCO ₂	%
ETS	Generazione pubblica di elettricità e calore	120,9	121,2	0,3	0,3
	Raffinazione	26,3	26,1	-0,2	-0,7
	Industria	83,4	80,5	-2,9	-3,4
non ETS	Trasporti	127,8	129,2	1,4	1,1
	Residenziale	59,4	50,7	-8,7	-14,7
	Terziario	25,5	22,8	-2,7	-10,6
	Processi industriali	40,4	36,3	-4,1	-10,1
	Uso solventi	2,1	2,1	0	-0,3
	Agricoltura	37,2	37,2	0	-0,1
	Rifiuti	19,4	18,5	-1	-5
	Altro	31,3	28,2	-3,1	-3,6
	Tot. Emissioni	573,7	552,8	-20,9	-3,6
	ETS	226	226,4	0,4	0,2
	non-ETS	347,7	326,4	-21,3	-6,1

(Fonte: <http://www.agienergia.it/>)

Dalla tabella sopra riportata si può vedere che effettivamente la diminuzione delle emissioni italiane sono imputabili esclusivamente ai settori non-ETS e questo è perfettamente in linea con le indicazioni fornite dall'Agenzia Europea per l'Ambiente in merito a dove devono essere indirizzate le politiche dei Paesi Membri. Al contrario, i settori non-ETS risultano già molto vicini agli obiettivi imposti dal Protocollo di Kyoto, facendo segnare una diminuzione totale delle emissioni pari al 6,1%.

5.2 Ossidi di azoto (NO_x)

Per quanto riguarda l'inquinamento dell'aria si fa riferimento agli NO_x che indicano la media pesata del monossido di azoto (NO) e del biossido di azoto (NO₂).

Il primo ha un livello di tossicità limitata e costituisce solamente il 5% degli NO_x al contrario; il biossido di azoto risulta un gas molto tossico e costituisce l'intermedio di base di inquinanti secondari quali l'ozono, l'acido nitrico, l'acido nitroso, ecc. Si stima che gli ossidi di azoto contribuiscano per il 30% alla formazione delle piogge acide (il restante 70% deriva dal biossido di zolfo ed altri inquinanti).

L'azione sull'uomo dell'ossido di azoto è trascurabile; molto più pericoloso risulta il biossido di azoto che risulta essere un gas altamente irritante e pericoloso per l'apparato respiratorio.

La produzione degli NO_x è data dalla combustione ad alte temperature; infatti, l'elevata temperatura provoca la reazione fra l'azoto dell'aria e l'ossigeno formando così la molecola di monossido di azoto.

La concentrazione in atmosfera di questo ossido varia da 0,2 a 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

Le soglie di concentrazione in aria del biossido di azoto stabilite dal DM 60/2002 e seguono i valori della seguente tabella:

	Periodo di mediazione	Valore limite
Valore limite orario per la protezione della salute umana	1 ora	200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ da non superare più di 18 volte per annocivile
Valore limite annuale per la protezione della salute umana	Anno civile	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ biossido di azoto
Valore limite annuale per la protezione della vegetazione	Anno civile	30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ossido di azoto

(Fonte: Allegato II DM 60/2002)

Per ridurre l'emissione degli NO_x si interviene sulla temperatura di combustione e immissione d'aria nella camera di combustione. Si cerca di operare in condizioni di rapporto aria/combustibile "ricco" (cioè con poca aria) in quanto questa caratteristica crea delle condizioni sfavorevoli alla formazione di NO_x , ma fa aumentare l'emissione di idrocarburi e di monossido di carbonio. Nel caso in cui operassimo con miscele "povere" avremo, come prima, una piccola produzione di NO_x , ma accompagnata da un basso rendimento del motore in quanto l'aria fredda raffredda la camera di combustione.

5.3 Ossidi di Zolfo (SO_x)

Con il termine SO_x si indicano l'anidride solforosa (SO_2) e l'anidride solforica (SO_3). L'anidride solforosa è l'inquinante atmosferico più diffuso in atmosfera ed è uno dei più aggressivi e pericolosi fra i gas emessi dall'uomo. Dall'ossidazione dell'anidride solforosa si origina l'anidride solforica la quale, reagendo con l'acqua, produce l'acido solforico (responsabile delle piogge acide).

Per quanto riguarda gli effetti che questa molecola ha sull'uomo, possiamo dire che, data l'alta solubilità in acqua il biossido di zolfo, viene assorbito dalle mucose del naso e dal primo tratto dell'apparato respiratorio. A basse concentrazioni, il soggetto può andare in contro a bronchiti, asma ed irritazioni a pelle e mucose.

L'effetto principale ai danni dell'ambiente è quello dell'acidificazione delle piogge; gli effetti corrosivi dell'acido solforico si possono notare anche sui materiali da costruzione, sui metalli sulle vernici e naturalmente sui monumenti.

Le soglie di concentrazione degli ossidi di zolfo sono stabiliti dal DM 60/2002 allegato I:

	Periodo di mediazione	Valore limite
Valore limite orario per la protezione della salute umana	1 ora	350 µg/m ³ da non superare più di 24 volte per annocivile
Valore limite annuale per la protezione della salute umana	1 giorno	125 µg/m ³ da non superare più di tre volte per anno civile
Valore limite annuale per la protezione della vegetazione	Anno civile	20 µg/m ³

(Fonte: Allegato I DM 60/2002)

Per la riduzione degli ossidi di zolfo si possono iniettare all'interno della camera di combustione delle sostanze assorbenti polverizzate, come ossidi di calcio o la più economica dolomia, ottenendo a temperature di 900 - 1200°C riduzioni della SO₂ di circa il 50%.

Le soluzioni più comuni sono comunque i sistemi posti a valle della camera di combustione e sono basate su principi chimico-fisici:

- assorbimento degli SO₂ da parte di solidi o liquidi, formando solfiti o solfati in soluzione o come prodotto secco;
- conversione di SO₂ in SO₃ e successiva condensazione in acido solforico;
- riduzione della SO₂ a zolfo elementare in fase gassosa.

I sistemi più diffusi sono quelli nominati "WEB SCRUBBER"(i fumi vengono fatti passare attraverso una sostanza liquida) con i quali si raggiungono fattori di abbattimento della SO₂ vicini al 98%; un secondo sistema è lo "SPRAY SCRUBBER"(prevede l'atomizzazione di una soluzione di sorbente nella corrente dei fumi) con il quale si ottengono riduzioni pari al 92% della SO₂ totale.

5.4 Monossido di Carbonio (CO)

Il monossido di carbonio si forma durante le combustioni incomplete (per la mancanza d'aria) delle sostanze organiche. In atmosfera la concentrazione di monossido di carbonio è di circa 0,1 – 0,2 ppm nell'emisfero Nord e di 0,04 – 0,06 ppm nell'emisfero Sud. I dati della concentrazione relativi ai due

emisferi confermano che la principale causa della produzione di questo inquinante è il consumo di combustibili.

Questa molecola, una volta inalata, si lega con l'emoglobina con una affinità 220 volte superiore a quella dell'ossigeno, andando a formare così la carbossiemoglobina la quale non riesce ad ossigenare i tessuti.

I valori limite del monossido di carbonio vengono elencati nel DM 60/2002 allegato VI:

	Periodo di mediazione	Valore limite
Valore limite orario per la protezione della salute umana	Media massima giornaliera su 8 ore	10 mg/m ³

(Fonte: Allegato I DM 60/2002)

5.5 Ozono (O₃)

L'ozono è un gas indispensabile alla vita sulla Terra in quanto ha la capacità di assorbire la luce ultravioletta, ma allo stesso tempo, è un gas molto tossico a causa della sua molecola estremamente reattiva in grado di demolire sia materiali organici che inorganici.

La produzione di ozono da parte dell'uomo è indiretta in quanto il gas si origina a partire da molti inquinanti primari; si può dunque ritenere che le principali sorgenti risultano essere quelle che liberano gli inquinanti precursori.

La molecola dell'ozono essendo molto reattiva è in grado di ossidare molti composti cellulari, fra i quali amminoacidi, proteine, lipidi e tende a diminuire la capacità del sistema immunitario di combattere le infezioni batteriche nel sistema respiratorio.

Per quanto riguarda la vegetazione, l'ozono è considerato una delle principali cause del declino delle foreste in quanto porta ad un invecchiamento prematuro della pianta.

Le soglie di concentrazione in aria dell'ozono sono stabilite dal D.Lgs. 183/04 riassunte nella seguente tabella:

	Tipo di stazione	Livello	Periodo di media/accumolo
Soglia di informazione	Tutte	180 µg/m ³	1 ora
Soglia di allarme	Tutte	240 µg/m ³	1 ora
Protezione della salute	Tutte	120 µg/m ³	8 ore
Protezione della vegetazione	Tutte	6000 µg/m ³ h	1 ora cumulativa da maggio a giugno
Protezione delle foreste	Suburbana, rurale, di fondo	20000 µg/m ³ h	
Beni materiali	tutte	40 µg/m ³	

(Fonte: D.Lgs. 183/04)

Per limitare le emissioni di questo inquinante si dovrà intervenire sulle emissioni degli inquinanti precursori.

5.6 Particolato atmosferico

Le polveri PM₁₀ rappresentano il particolato che ha un diametro inferiore a 10 micron, mentre le PM_{2,5}, che costituiscono circa il 60% delle PM₁₀, rappresentano il particolato con un diametro inferiore a 2,5 micron. Le polveri fini derivano principalmente dai processi di combustione.

A prescindere dalla tossicità, le particelle che possono produrre degli effetti indesiderati sull'uomo sono quelle che hanno dimensioni inferiori ai 15 micron. Queste particelle possono portare ad asma, bronchiti e soprattutto possono trasportare all'interno del corpo sostanze cancerogene.

Per quanto riguarda l'ambiente, gli effetti sono molto evidenti se si prende in considerazione il cambiamento climatico; alcune ricerche affermano che un aumento di 4 volte della concentrazione di particolato in atmosfera comporterebbe ad una diminuzione della temperatura globale della terra di circa 3,5°C.

Le soglie di concentrazione in aria delle polveri fini sono stabilite dal DM 60/2002 e calcolate su base temporale e giornaliera:

	Periodo di mediazione	Valore limite
FASE 1		
Valore limite di 24 ore per la protezione della salute umana	24 ore	50 µg/m ³ PM10 da non superare più di 35 volte per anno civile
Valore limite annuale per la protezione della salute umana	Anno civile	40 µg/m ³ PM10
FASE 2		
Valore limite di 24 ore per la protezione della salute umana	24 ore	50 µg/m ³ PM10 da non superare più di 7 volte per anno civile
Valore limite annuale per la protezione della salute umana	Anno civile	20 µg/m ³ PM10

(Fonte: Allegato III DM 60/2002)

Per ridurre le emissioni di polveri fini si installano filtri, a valle della camera di combustione, in grado di trattenere le PM. Un esempio sono i filtri a manica i quali, però, sono in grado di bloccare solamente le PM10. Per quanto riguarda la riduzione delle PM 2,5 si dovranno scegliere altri tipi di filtro o altre applicazioni più adatte alla cattura di questo tipo di particolato.

5.7 Emissioni di CO₂

Il consumo energetico per la produzione e l'uso finale del combustibile comporta l'emissione in atmosfera di una certa quantità di anidride carbonica(CO₂) e di altri gas ad effetto serra che sono espressi in forma aggregata con il parametro CO₂ equivalente.

Nel caso delle biomasse si tende a considerare che il rapporto CO₂ assorbita dalle piante e CO₂ emessa dalle stesse una volta bruciate sia unitario. Un confronto fra le emissioni di CO₂ equivalenti tra diverse fonti utilizzate per la produzione di CO₂ è riportato nella tabella seguente:

Tipi di impianto	grammi/KWh
Olio combustibile	700
Carbone	940
Gas naturale	480
Ciclo combinato Gas	350÷360
Cogenerazione	190÷325
Idroelettrico	0
Eolico	0
Fotovoltaico	0
Geotermico	440
Biomasse	0
RSU	510
Biogas	0

In questa tabella si può vedere che le fonti rinnovabili, fatta eccezione del geotermico, hanno un' emissione di CO₂ equivalente nulla al contrario dei combustibili fossili che producono una quantità di CO₂ non indifferente.

5.8 Le ceneri

Il bilancio delle sostanze emesse dalla centrale deve essere studiato in base alla tecnologia utilizzata dalla stessa ed anche dalle caratteristiche della materia prima che verrà utilizzata come combustibile. Queste proprietà possono variare di molto tra un materiale e l'altro e questo andrà a modificare pesantemente, oltre la composizione dei fumi al camino, la composizione chimica delle ceneri.

Nella tabella seguente vediamo un esempio di come può variare la composizione chimica e successivamente il contenuto di ceneri (percentuale in peso sulla sostanza secca) con la combustione di culture agro forestali come:

- pioppo;
- corteccia di conifere;
- faggio;
- salice;
- granella di tricale;
- paglia di frumento;
- miscanto;

	Pioppo (SRC)	Corteccia di conifere	Faggio	Salice (SRC)	Granella di triticale	Paglia di frumento	Miscanto
Carbonio	47,5	51,4	47,9	47,1	43,5	45,6	47,5
Idrogeno	6,2	5,7	6,2	6,1	6,4	5,8	6,2
Ossigeno	44,1	38,7	43,3	44,2	46,4	42,4	41,7
Azoto	0,42	0,48	0,22	0,54	1,68	0,48	0,73
Potassio	0,35	0,24	0,22	0,26	0,6	1	0,7
Fosforo	0,031	0,085	0,015	0,045	0,11	0,082	0,15
Ceneri (% s.s.)	1,8	3,8	0,5	2	2,1	5,7	3,9
Punto di fusione delle ceneri (°C)	1.335	1.440	1.340	1.283	730	998	973

(Fonte: AIEL, composizione chimica)

Tra i biocombustibili solidi, il legno, esclusa la corteccia, è quello che presenta il minor contenuto di cenere e temperatura di fusione più elevata, al contrario i biocombustibili agricoli sono caratterizzati da valori molto elevati di ceneri e basse temperature di fusione di queste ultime. Le problematiche legate alla formazione delle scorie dovute al raggiungimento della temperatura di fusione delle ceneri, possono essere gestite, ad esempio, con il raffreddamento della griglia e con la scelta di combustibili ad elevata temperatura di fusione delle ceneri. Il legno, avendo un punto di fusione elevato (1300°C) e un basso contenuto di sostanze incombuste, avrà una produzione di scorie molto contenuta. Al contrario, nelle erbacee il punto di fusione delle ceneri è inferiore ai 1000°C, causa che facilita il formarsi di scorie durante la combustione.

Al fine di conoscere il tipo di prodotti che si andranno a produrre, con la combustione delle biomasse, risulterà interessante riassumere la composizione chimica delle ceneri di alcuni tipi di biomassa:

Parametri	Unità di misura	cenere di cortecchia	cenere di cippato	cenere di segatura	cenere di paglia
pH	CaCl ₂	12,7	12,8	12,5	11,2
C _{org}	% s. s.	0,8	1,3	5,9	5,2
CO ₂		4	7,2	12,5	1
P ₂ O ₅		1,7	3,6	2,5	2,7
K ₂ O		5,1	6,7	7,1	11,5
CaO		42,2	44,7	35,5	7,4
MgO		6,5	4,8	5,7	3,8
Na ₂ O		0,8	0,6	0,5	0,3
Al ₂ O ₃		7,1	4,6	2,3	1,2
SiO ₂		26	25	25	54
SO ₃		0,6	1,9	2,4	1,2
Fe ₂ O ₃		3,5	2,3	3,7	1
MnO		1,5	1,7	2,6	0,1
Cu		mg/Kg _{s.s.}	87,8	126,8	177,8
Zn	618,6		375,7	1429,8	234,6
Co	23,9		15,3	16,7	1,5
Mo	4,8		1,7	3,4	7,1
As	11,4		8,2	7,8	5,4
Ni	94,1		61,5	71,9	3,9
Cr	132,6		54,1	137,2	12,3
Pb	25,3		25,4	35,6	7,7
Cd	3,9		4,8	16,8	0,7
V	58,4		42	26,7	5,5

(Fonte: AIEL)

Una delle distinzioni classiche relativa alle ceneri è legata alla loro massa volumica e alla loro conseguente capacità di accumularsi sul fondo della camera di combustione o di allontanarsi dalla stessa camera sfruttando il flusso dei fumi di combustione. In altre parole si tende a parlare di:

- ceneri pesanti. Questa è la parte delle ceneri raccolte al di sotto della griglia della camera di combustione. Queste rappresentano la maggior parte delle ceneri totali (per quasi tutte le biomasse si parla di percentuali oltre il 60% sulla massa totale delle ceneri) e contengono in generale quasi tutti i macro nutrienti delle piante (CaO, MgO, K₂O, P₂O₅, Na₂O), ad esclusione dei composti azotati perché l'azoto si libera sottoforma di gas durante la combustione.
- ceneri leggere. Queste ceneri generalmente sono trasportate dai fumi di combustione lungo il camino fumi. Una parte di queste ceneri si deposita ad ogni cambio di direzione delle tubazioni e per questo in corrispondenza di queste deviazioni si inseriscono delle tramogge di recupero fatte in acciaio aventi pendenze molto elevate. La parte delle ceneri rimanente nei fumi viene fermata dai sistemi di filtrazione (a maniche, elettrostatici,..) che si trovano in prossimità dell'uscita al

camino dei fumi. In media queste ceneri rappresentano meno del 35% sulla massa totale delle ceneri prodotte dalla combustione della maggior parte delle biomasse.

Il problema dello smaltimento delle ceneri accumulate è disciplinato dal decreto Ronchi (D.L. 5 febbraio 1997) e dal successivo D.M. del 5 febbraio 1998. Le procedure semplificate per il recupero delle “ceneri dalla combustione di biomasse” sono:

- produzione di conglomerati cementizi;
- cementifici;
- industria dei laterizi e dell’argilla espansa;
- riutilizzo per recuperi ambientali;
- compostaggio attraverso un processo di trasformazione biologica;
- produzione di fertilizzanti.

Lo studio di una soluzione alternativa di tipo agronomico rispetto al più diffuso conferimento in discarica, ha permesso di individuare differenti strade per il reimpiego delle ceneri. Le soluzioni che possono essere adottate, a seconda delle attività agricole presenti sul territorio, potrebbero essere:

- prati stabili di fondovalle;
- pascoli di alta quota;
- frutteti;
- vigneti;
- bosco;
- piste da sci.

Con prato stabile di fondovalle si intende una cultura agricola permanente finalizzata alla produzione di foraggio per l’alimentazione animale. La filiera ipotizzata prevede il trasporto con trattore o camion delle ceneri dall’impianto al campo, lo scarico delle ceneri nella fossa liquami e lo spargimento sul prato dei liquami miscelato alle ceneri. Adottando questa soluzione la consistenza fisica delle ceneri non ha importanza perché nello scaricamento e mescolamento in fossa liquami, si viene a costituire un prodotto liquido più o meno fluido; un’eventuale granulazione delle ceneri risulterebbe pertanto inutile. Dal punto di vista economico, tale filiera risulta essere tra le soluzioni più convenienti e sostenibili per lo spargimento delle ceneri.

I pascoli d’alta quota sono coltivazioni assimilabili ai prati stabili e quindi valgono in linea di massima le stesse considerazioni indicate per tali colture. L’unica differenza riguarda il trasporto che, dovuta per la lunga distanza e la limitata percorribilità delle strade che conducono agli alpeggi, deve necessariamente avvenire per mezzo di autocarro. Da un punto di vista economico, questa filiera risulta fortemente compromessa proprio a causa dell’elevata incidenza dei costi di trasporto e dell’impossibilità, in alcuni casi, di effettuare la fertilizzazione.

Per quanto riguarda il frutteto (e vigneto) si prevede il trasporto con trattore o camion delle ceneri dall’impianto al campo. Le ceneri possono essere sfuse, contenute in big-bags o in sacchi. L’operazione di spargimento è effettuata mediante spargi concime centrifugo trainato da trattore; questo metodo di

concimazione richiede che le ceneri non siano in forma pulverulenta. Questo tipo di filiera richiede dunque la granulazione delle ceneri per risolvere i problemi legati alla manipolazione e alla gestione del prodotto. I costi risultano essere estremamente contenuti in quanto non si richiedono particolari tipi di trasporto e di macchinari.

Il riutilizzo nei boschi come materiale ammendante, è tra gli impieghi migliori che si possano utilizzare per le ceneri da biomassa. La filiera in questione è stata così ipotizzata in conformità con il principio fondamentale di reale chiusura del ciclo, l'impiego delle ceneri nel bosco tenderebbe in un certo qual modo a restituire quanto sottratto al terreno. Il problema riguardante questa filiera sono però i costi; lo smaltimento delle ceneri nei boschi risulta uno dei sistemi tra i più costosi a causa del trasporto e soprattutto a causa della difficoltà di concimazione.

Diversamente dalle filiere in precedenza indicate, quella che prevede l'utilizzo delle ceneri in piste da sci è piuttosto innovativa e nasce da specifiche esigenze riscontrate dai gestori delle piste. Una criticità piuttosto considerevole nella gestione delle piste da sci è collegata alla necessità che, alla fine della stagione sciistica, la neve si possa sciogliere al più presto possibile e il manto erboso si ristabilisca lungo la pista. Lo spargimento delle ceneri da biomassa potrebbe, in un primo momento, favorire lo scioglimento della neve e successivamente fare da ammendante per una più rapida e consistente ricrescita del manto erboso. Dal punto di vista economico, come nella filiera precedente, questa soluzione di risulta scarsamente competitiva.

CAPITOLO 6

La scelta economica delle biomasse

Un aspetto molto importante per la costruzione di una centrale è quello del costo di produzione.

Il costo dipende principalmente da sette fattori:

- costo specifico di investimento;
- costo annuo unitario;
- costo unitario del combustibile;
- consumo specifico di combustibile;
- tasso di attualizzazione;
- vita utile dell'impianto;
- numero delle ore annue di funzionamento dell'impianto.

Uno dei costi più caratterizzanti e da analizzare per assicurarsi che il progetto sia fattibile dal punto di vista economico è quello di produzione. Il costo di produzione è il costo variabile di una centrale a biomassa legato al costo del carburante. Tale costo dipende, a sua volta, dallo stato e dalla potenza di funzionamento dell'impianto in un determinato intervallo di tempo.

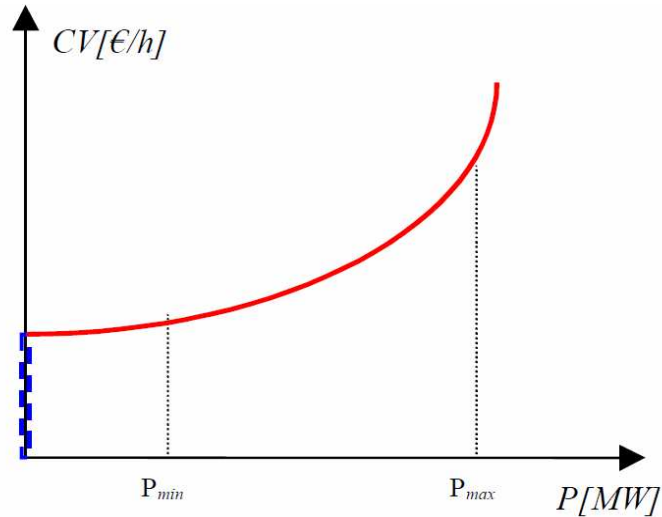
Quando diciamo che il costo variabile dipende dallo stato dell'impianto si intende che:

- quando l'impianto è spento il costo variabile è nullo;
- nel caso in cui la centrale opera al minimo ovvero senza produrre energia, il costo variabile sarà minimo;
- nel caso in cui l'unità eroga potenza, avremmo il costo variabile dipendente dalla potenza erogata.

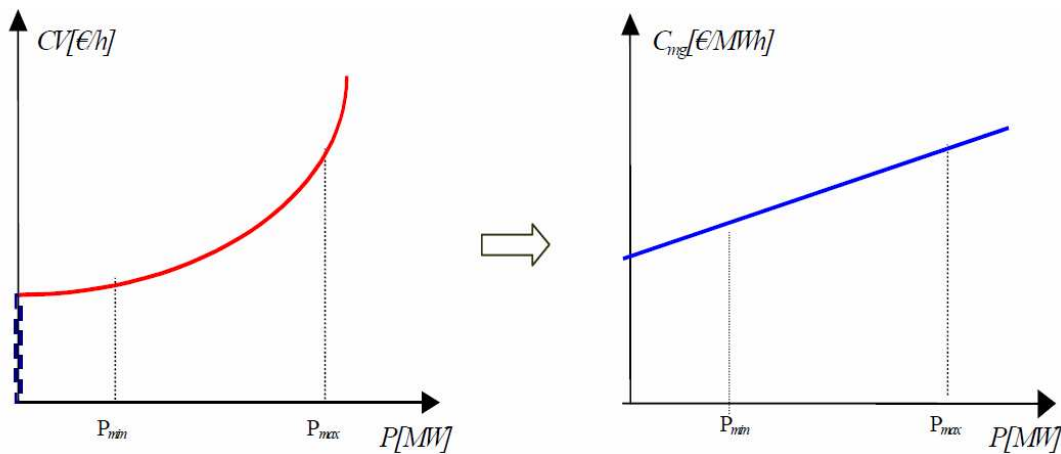
Nel costo variabile legato al combustibile si include anche il costo di avviamento; l'analisi di tale costo porta ad un inquadramento dell'impianto in base alla sua flessibilità:

- flessibilità oraria. Il gruppo non presenta particolari vincoli tecnici e può quindi accendersi e spegnersi anche ogni ora; in questa categoria rientrano ad esempio le centrali con unità di produzione turbogas;
- flessibilità giornaliera. Il gruppo può accendersi/spegnersi al massimo una sola volta al giorno in quanto la riaccensione richiede tempo e ha costi di avviamento non del tutto trascurabili; in questa categoria rientrano impianti a vapore e cicli combinati;
- flessibilità settimanale. L'impianto può accendersi/spegnersi al massimo una volta alla settimana; in questa categoria rientrano ancora impianti a vapore e cicli combinati.

I costi variabili naturalmente aumentano all'aumentare della potenza prodotta dalla centrale e sono rappresentati da una funzione quadratica:



I costi marginali sono definiti come la variazione che subisce il costo variabile orario per effetto della variazione di un'unità di potenza erogata nell'unità di tempo. Questo costo solitamente è espresso in €/MWh ed al contrario del costo variabile è rappresentato da una retta crescente:



L'incertezza dell'analisi del costo è legata alla variabilità di alcuni fattori e alla soggettività di altri, come il tasso di attualizzazione, che dipendono dall'ottica che si assume nell'analisi dei costi.

È comunque evidente come la durata di funzionamento incida pesantemente sulla convenienza di utilizzo di diverse tipologie di impianti.

Nel caso di centrali a biomassa i costi saranno, come già detto in precedenza, determinati sulla base di più voci e una delle più importanti fra queste sarà quella della materia prima.

Nella tabella seguente andiamo a confrontare il prezzo di alcuni tipi di materiali legnosi; i dati della camera di commercio di Milano riportano il prezzo in euro, iva esclusa, per tonnellata o per metro stero:

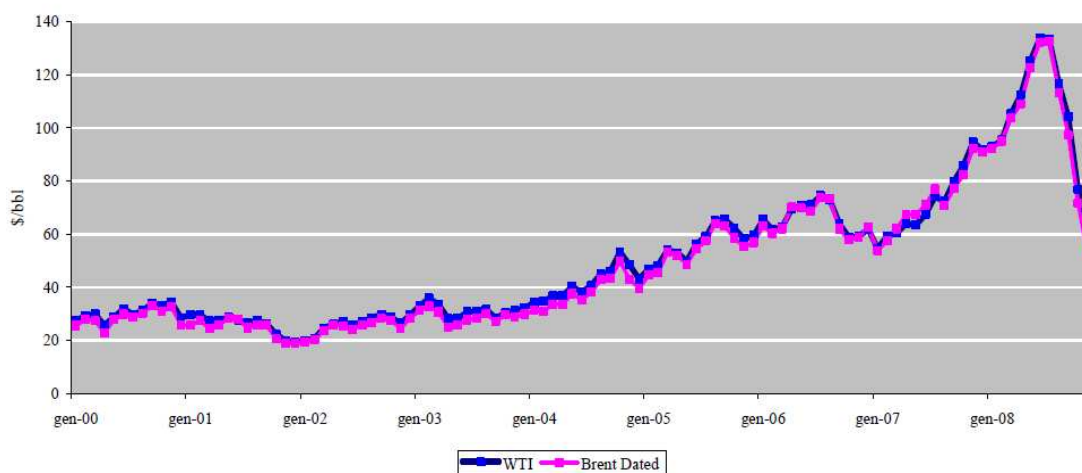
Legna da ardere pezzatura commerciale	Umidità relativa	Unità di misura	da euro - a euro
<i>forte sfusa (leccio, rovere, faggio, frassino)</i>	30%	t	90 ÷ 120
<i>forte da importazione in pallets(rovere, cerro, faggio, carpino)</i>	30%	mst(1 mst = 0,55÷0,60 t)	50 ÷ 70
<i>dolce(pino, pioppo, ontano, castagno, salice, tiglio...)</i>	30%	t	70 ÷ 100
Bricchette			
<i>diametro 60 - 80 mm</i>		t	140 ÷ 160
Pellet			
<i>gold(assimilabile classe A)in sacchetti da 15 Kg - diametro 6 mm</i>		sacchetto	2,63 ÷ 3,30
<i>sfuso per uso industriale - diametro oltre 6 mm</i>		t	140 ÷ 160
Corteccia			
<i>corteccia</i>		t	12 ÷ 15
Cippato di legno vergine con corteccia			
<i>da segheria</i>	30%	Mst (1 mst = 0,25÷0,28 t)	10 ÷ 13
<i>da pioppo</i>	50%	t	30 ÷ 35
<i>da manutenzione patrimonio boschivo</i>	50%	t	40 ÷ 45

(Fonte: camera di commercio di Milano periodo marzo-settembre 2009)

Una nota da non trascurare alla luce delle variazioni del greggio degli ultimi anni, è che l'andamento dei prezzi delle biomasse risulta molto più stabile e prevedibile rispetto a quello dei combustibili fossili, i quali possono variare di molto ogni anno.

Nel grafico seguente vediamo l'andamento dei prezzi dei due principali tipi di greggio fra il 2000 e il 2008.

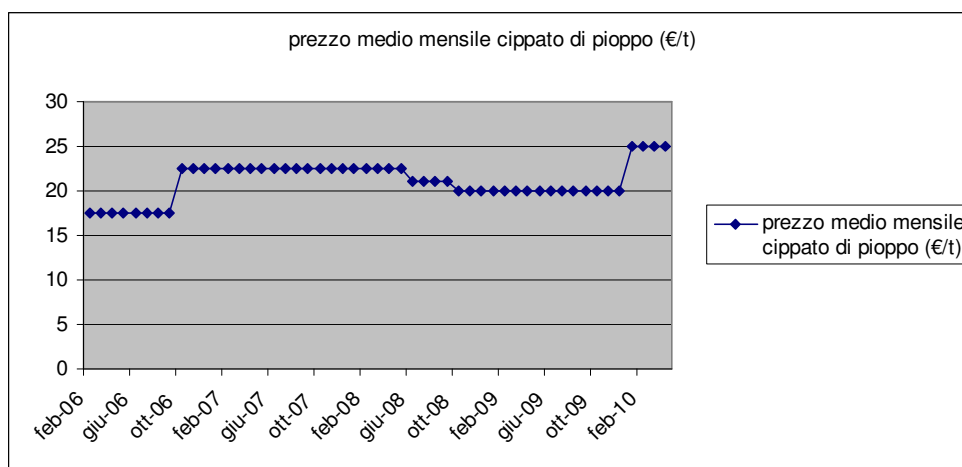
Andamento dei prezzi dei due greggi di riferimento



Fonte: Elaborazioni Rie su dati ELA DOE

(Fonte: <http://www.agienergia.it>)

Il grafico sottostante rappresenta l'andamento dei prezzi del cippato di pioppo per il periodo febbraio 2006-aprile 2010 (prezzi raccolti dalle serie storiche presenti nelle Camere di Commercio di Cremona):



I grafici precedenti messi a confronto dimostrano che il prezzo del cippato di pioppo, al contrario del greggio, risulta più stabile nel tempo e in caso di variazione del prezzo, si avrà una differenza molto contenuta. Un esempio di variazione del prezzo del greggio, che ci fa capire il vantaggio nell'utilizzare una materia prima con costo più stabile nel tempo, è quella avuta tra il 2007 e il 2008; nel 2007 il prezzo medio al barile è stato di 69\$, mentre nel 2008 è stato di oltre 95\$; si verifica un incremento del 38-40% rispetto al 2007, mentre il cippato ha avuto un incremento massimo tra il 2009 e il 2010 di circa il 25%.

CAPITOLO 7

Esempio progetto di centrale a biomassa: Zignago Power S.r.l

Il progetto preso in esame si riferisce alla centrale di cogenerazione alimentata esclusivamente a biomasse vegetali commissionata dal gruppo Zignago Power e situata nel comune di Fossalta di Portogruaro.

L'impianto di produzione sarà in grado di produrre 13,2 MW_e utilizzando biomasse aventi un potere calorifico medio di circa 4.400 Kcal/Kg sul secco, per un quantitativo totale di biomassa vegetale naturale pari a circa 107.000 t/anno.

Il combustibile dell'impianto sarà rappresentato da biomasse vegetali reperibili in loco e diversificate.

Esempi di biomassa utilizzata possono essere rappresentati da:

- residui agricoli con caratteristiche compatibili con la tipologia d'impianto (potatura di vigne e alberi da frutto, paglia di grano, ramaglie, ...);
- cippato da pioppeti e altre fonti di materiale legnoso;
- coltivazioni agricole dedicate.

La caldaia della centrale è stata progettata per poter funzionare con diversi tipi di bio-combustibili, in modo da diversificare le fonti. La varietà di fonti utilizzabili permette di reperire il più grande quantitativo di biomassa in un regime di filiera corta e quindi in un raggio di 70 km.

La centrale in questione è composta da due linee identiche fra loro le quali si possono suddividere in tre zone di funzionamento caratteristiche:

- sistema di stoccaggio dei combustibili, sistema di pre-trattamento (omogeneizzazione della biomassa ed essiccazione della stessa);
- sistema di combustione e recupero del calore per la produzione di energia elettrica ed acqua calda;
- sistema di supervisione e controllo ceneri ed emissioni in atmosfera.

Lo stoccaggio può essere diviso in un'area primaria di accumulo all'aperto ed una secondaria dedicata allo stoccaggio di esercizio al chiuso.

La prima sezione deve assicurare un'autonomia di almeno 30 giorni all'impianto e, per permettere ciò, avrà un'area di circa 6000 m². In questa area la biomassa viene stoccata in apposite trincee dotate di una copertura scorrevole per evitare che le biomasse si bagnino in caso di mal tempo.

La seconda sezione è quella di stoccaggio temporaneo di esercizio delle biomasse che avviene in appositi spazi all'interno di un locale dedicato. Questa riserva deve garantire una buona autonomia di biomassa per circa 10 giorni e per questo il locale dovrà avere una cubatura totale di circa 36.000 m³.

L'ultima fase della preparazione del combustibile è caratterizzata dal pre-trattamento, dall'essiccazione e dall'alimentazione. Allo scopo di controllare l'umidità è previsto un sistema di essiccazione che utilizza, come prima fase di essiccazione, i fumi caldi (50°C circa) aspirati dalla sommità del locale che ospita i

due termocombustori. Nel caso di umidità superiore al 45% interviene il sistema integrato di essiccazione nel combustore che utilizza una certa quantità di vapore a 5 bar spillato direttamente dalle turbine.

Dalla tramoggia di carico, un sistema elevatore solleva le biomasse fino ad una tramoggia di alimentazione e dosatura, collegata ad un sistema di pesatura controllato da un computer, che permette di alimentare, tramite coclea, l'impianto di combustione in funzione della pressione del vapore.

La capacità di trattamento di progetto di questo impianto è di circa 13.705 Kg/h (peso umido). Con un periodo di funzionamento annuo stimato in 7.800 ore si arriva alle 107.000 t/anno di materia prima bruciata in un anno.

L'impianto di produzione funzionerà grazie ad un sistema di combustione diretta a biomasse che alimentano una caldaia, della capacità di 24,6 MW_t, di produzione di vapore alla pressione di 52 bar relativi in grado di produrre fumi a 1100°C.

Nel sistema di combustione diretta adottato, a griglia mobile raffreddata ad aria, viene garantita l'ideale combustione della biomassa anche ad alto contenuto di umidità e basso potere calorifico inferiore, grazie alla soluzione che prevede di pre-riscaldare l'aria prima di inviarla sottogriglia e da questa alla camera di combustione. Tale sistema permette di pre-essiccare la biomassa nella prima parte della griglia e quindi di conseguenza avere nella parte successiva una biomassa secca idonea alla combustione vera e propria. La caldaia progettata per questo sistema prevede una bassa velocità dei fumi per permettere la caduta delle ceneri per avere un basso grado di "sporcamento" (fouling factor). La soluzione appena descritta permette di evitare la formazione di incombusti sulla superficie di scambio, poiché se la superficie dello scambiatore si sporcasse si andrebbe incontro ad un abbassamento del rendimento.

Il recupero di energia della combustione delle biomasse avviene attraverso l'impiego del vapore generato in apposita caldaia ed di un sistema di recupero termico.

La caldaia è del tipo a tubi d'acqua ad un passaggio di fumi; questi condotti permettono il recupero di calore dai fumi sotto forma di vapore surriscaldato alla pressione di 52 bar relativi alla temperatura di 450°C.

Il generatore di vapore sarà del tipo "integrato", con la parte ad irraggiamento posta direttamente sopra al forno contenente la griglia, quindi la parte refrattaria è limitata al minimo, con singolo corpo cilindrico ed a sviluppo orizzontale, con banchi separati, ciascuno completo di proprio sistema di pulizia a vapore (soffiatori) e tramoggia di scarico ceneri.

Per la produzione di energia elettrica viene utilizzata una turbina a vapore del tipo a condensazione con parziale spillamento di vapore in grado di erogare complessivamente 6,6 MW_{el}.

Il corpo in cui è inserita la turbina si compone anche di un condensatore sottovuoto dimensionato per ricevere il vapore esausto proveniente dalla turbina e cioè circa 28.000 kg/h (26 MW_t). Il condensatore lavora ad una pressione di 0,12 bar e con acqua di raffreddamento dalle torri a 35°C.

Per quanto riguarda il trattamento degli ossidi di azoto (NO_x) si è previsto un sistema di riduzione non catalitico. Il processo di riduzione degli NO_x consta nell'iniezione di urea, nebulizzata, nella camera di combustione primaria. Per la neutralizzazione dei composti acidi è prevista l'iniezione a secco di bicarbonato sodico all'interno della corrente gassosa da depurare. Dopo aver ceduto calore per produrre il vapore surriscaldato che muove la turbina, il flusso di fumi raffreddati viene convogliato al sistema di

depurazione che a questo punto è finalizzato alla separazione del articolato solido presente dei fumi e costituito da:

- batteria di cicloni ad alto rendimento;
- filtro a maniche costruito con lamiera in acciaio INOX per le parti a contatto con i gas di scarico, mentre i rinforzi, le piantane e le scale sono costruite in ferro. La pulizia delle maniche del filtro viene effettuata tramite aria compressa ad alta pressione.

Il sistema così dimensionato permette di avere un valore massimo in emissione di polveri totali pari a 10 mg/Nm³.

All'interno della centrale ci sarà un sistema di supervisione e monitoraggio unico per le due linee che prevede la lettura, monitoraggio e archiviazione di:

- velocità dei gas;
- portata dei gas;
- pressione dei gas;
- temperatura della camera di combustione;
- temperatura della camera di post-combustione;
- temperatura all'entrata del filtro a maniche;
- polveri totali;
- monitoraggio di CO, SO₂, NO₂, O₂ e il carbonio organico totale(COT).

Secondo le tecnologie adottate e alla biomassa bruciata, la Zignago Power si è presa l'impegno di rispettare le seguenti soglie di emissione degli inquinanti nell'aria:

Tenore ossigeno nei fumi anidridi	11%
Polveri totali	10 mg/m ³
Monossido di carbonio	80 mg/m ³
Carbonio organico totale	15 mg/m ³
Biossido di Zolfo	100 mg/m ³
Ossidi di Azoto	300 mg/m ³
Portata totale dei fumi	116.800 Nm ³ /h

(dati: Zignago Power)

A questo punto, avendo i valori attesi delle emissioni in atmosfera, si può fare un confronto fra questi valori di emissione e quelli previsti dalla normativa vigente:

	Unità di misura	Valore di legge		Valore atteso	
		Media oraria	Media giornaliera	Media oraria	Media giornaliera
Polveri totali	mg/Nm ³	30		10	10
Biossido di zolfo	mg/Nm ³	200		100	50
Monossido di carbonio	mg/Nm ³	200	100	80	50
Carbonio organico tot	mg/Nm ³	20	10	15	7
Ossidi di zolfo	mg/Nm ³	400	200	300	180

(dati: Zignago Power)

La società Zignago Power ha anche commissionato al CIFRA (Centro Interdipartimentale per la Formazione e la Ricerca Ambientale) dell'Università di Udine una consulenza tecnico ambientale per la valutazione delle concentrazioni al suolo degli inquinanti prodotti dall'impianto.

Per questo scopo è stato utilizzato il modello SCREEN3 il quale, tramite opportune simulazioni ha stimato le emissioni della centrale e il deposito di ceneri nelle aree circostanti all'impianto.

La simulazione ottenuta tramite il modello SREEN3 ha permesso di arrivare a due risultati finali:

- il primo è stato quello relativo alla verifica della conformità delle emissioni dell'impianto con i valori stabiliti dalla normativa;

	sigla	periodo di mediazione	unità di misura	Valore limite	emissioni totali(t anno ⁻¹)	Valori dell'impianto	Distanza dal limite(%)
Carbonio organico totale	TOC	media giornaliera	mg/m ³	10	8,83	7	30
Biossido di azoto	NO ₂	media giornaliera	mg/m ³	200	227,06	180	10
Monossido di carbonio	CO	media giornaliera	mg/m ³	100	63,07	50	50
polveri totali	PM	1 ora	mg/m ³	30	12,61	10	67
Carbonio organico totale	TOC	1 ora	mg/m ³	20	18,92	15	25
Biossido di zolfo	SO ₂	1 ora	mg/m ³	200	126,144	100	50
Biossido di azoto	NO ₂	1 ora	mg/m ³	400	378,432	300	25
Monossido di carbonio	CO	1 ora	mg/m ³	200	100,91	80	60

(dati: Zignago Power)

- il secondo risultato riguarda la verifica della conformità rispetto la normativa del valore limite della qualità dell'aria(DM 2 aprile 2002, n. 60):

	Sigla	Periodo di mediazione	Frequenza misurazioni	Unità di misura	Valore limite(protezione salute umana)	Numero superamenti permessi all'anno	Valore massimo simulato	Numero di superamenti simulati	Contributo relativo al limite
Biossido di zolfo	SO ₂	1 ora	Continua	µg/m ³	350	21	5,992	0	1,71%
Biossido di azoto	NO ₂	1 ora	Continua	µg/m ³	200	18	21,57	0	10,79%
Materiale particolato	PM ₁₀	24 ore	Continua	µg/m ³	50	35	1,198	0	2,40%
Monossido di carbonio	CO	8 ore	Continua	µg/m ³	10000	0	5,992	0	0,06%

(dati: Zignago Power)

La prima tabella riporta i risultati prodotti dalla simulazione e riguarda la conformità delle emissioni al camino con la normativa vigente mettendo in risalto di quanto le emissioni previste differiscono dai valori limite. Dalla lettura dell'ultima colonna si può verificare che in tutti i valori, meno che uno (Biossido di azoto), si ha un buon margine dal valore limite definito dalla normativa.

Nella seconda tabella si vede qual è il contributo relativo al limite, dovuto alla presenza dell'impianto, della qualità dell'aria. Nell'ultima colonna viene evidenziato il contributo degli inquinanti contenuti nei fumi della centrale al raggiungimento del valore limite. In questo caso si vede chiaramente che il contributo nel caso peggiore, Biossido di Azoto, è pari al 10,79 % del valore limite.

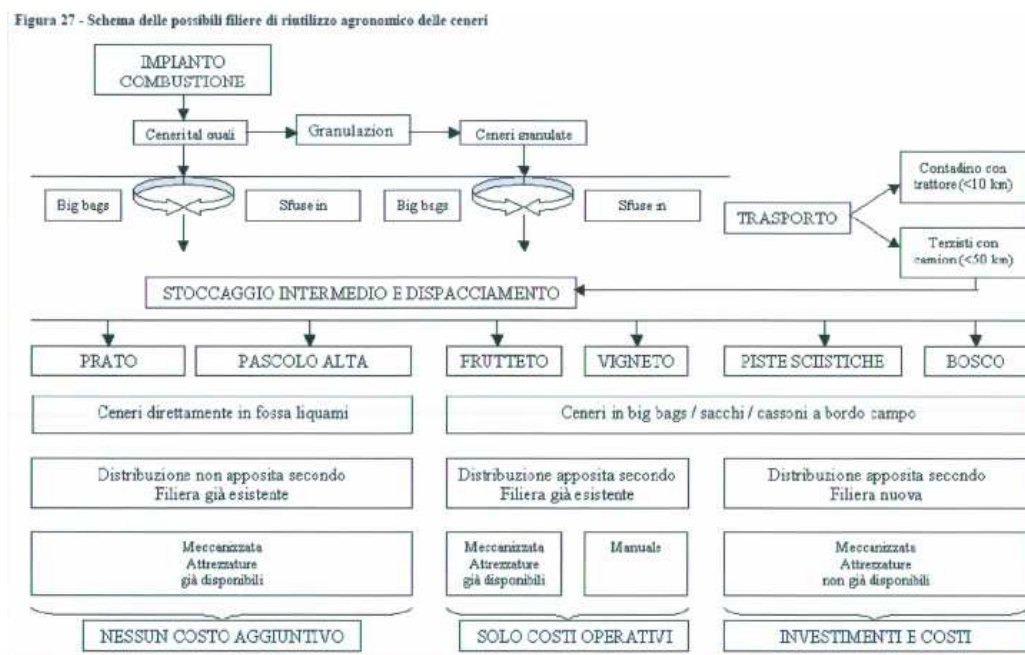
Lo studio ha portato alla conclusione che, per quanto riguarda i macro inquinanti, non vi sono ricadute al suolo tali da pregiudicare i valori limite prefissati per legge per la qualità dell'aria.

Per quanto riguarda lo scarico delle ceneri nella centrale, si ha un sistema di scarico costituito da due sistemi distinti e separati:

- scarico ceneri dal sottogriglia a mezzo rastrello che spinge le ceneri nel pozzo caldo e successivamente asportate insieme alle ceneri del pozzo caldo a mezzo redler ad umido a bagno d'acqua, idoneo ad abbattere la temperatura ceneri; il sistema costituito da redler a doppia catena scarica "fango" nelle immediate vicinanze dalla griglia. Questa soluzione permette l'adozione di tramoggia ceneri in guardia idraulica; quindi viene totalmente evitata l'immissione di aria con conseguente possibile non perfetta combustione.

- scarico ceneri a secco dai convettivi, surriscaldatore e banchi economizzatore, che ricevono anche lo scarico ceneri del trattamento fumi realizzato con il sistema di trasporto a secco (coclee/nastri). Il trattamento fumi sarà composto da una linea del tipo a doppio trattamento, in cui vi sono, prima, dei cicloni ad alto rendimento atti ad eliminare la maggior parte di particelle solide e, successivamente, il filtro a maniche che garantisce di abbattere la concentrazione di polveri ai più bassi livelli possibili (meno di 10 mg/Nm³).

Il primo tipo di ceneri descritte è chiamato “ceneri pesanti”; nella centrale presa in considerazione è stata stimata una produzione di circa 260 kg/h di questo tipo di rifiuti. Il secondo tipo di ceneri vengono chiamate “ceneri leggere”, per queste è stata stimata una produzione di circa 150 kg/h. Dai dati appena forniti si può ben capire che il quantitativo di ceneri è tutt’altro che trascurabile, circa 410 kg/h; quindi si dovrà cercare la soluzione migliore per lo smaltimento di questo prodotto andando a studiare le filiere possibili per il riutilizzo delle ceneri. Lo studio viene effettuato prendendo in considerazione i vari tipi di filiera ipotizzabili, escludendo quelle semplificate ed andando a concentrarsi su quelle aventi un interesse agro-forestale.



(Fonte: Biocen)

Lo schema rappresenta le filiere di riutilizzo agronomico delle ceneri dividendo i percorsi di smaltimento che non hanno né costi di investimento né costi operativi e quelli che al contrario richiedono dei costi o investimenti. Per identificare meglio la soluzione favorevole per l’impianto preso in considerazione,

procediamo con il riassumere in tabella i fattori che ne potrebbero a limitare la convenienza economico-logistica del sistema.

Fattore	Bosco conifere	Bosco latifoglie	Prato di fondovalle	Frutteto	Vigneto	Pascolo d'alpeggio	Piste da sci
Distanza dalla centrale	Limitante	Qualche limitazione	Qualche limitazione	Senza limitazioni	Senza limitazioni	Molto limitante	Limitante
Accessibilità con mezzi meccanici	Molto limitante	Limitante	Senza limitazioni	Senza limitazioni	Senza limitazioni	Limitante	Molto limitante
Periodo di distribuzione	Qualche limitazione	Qualche limitazione	Qualche limitazione	Qualche limitazione	Qualche limitazione	Limitante	Limitante
Pendenza	Limitante	Limitante	Qualche limitazione	Senza limitazioni	Senza limitazioni	Limitante	Limitante
Accidentalità	Limitante	Limitante	Senza limitazioni	Senza limitazioni	Senza limitazioni	Limitante	Qualche limitazione
Quantità distribuibile	Senza limitazioni	Qualche limitazione	Qualche limitazione	Qualche limitazione	Qualche limitazione	Senza limitazioni	Senza limitazioni
Interesse agronomico	Limitante	Limitante	Senza limitazioni	Senza limitazioni	Qualche limitazione	Qualche limitazione	Senza limitazioni

(Fonte modificata: BIOCEN)

Le soluzioni migliori dal punto di vista agronomico ed economico-logistico scelte per l'impianto preso in considerazione sono quelle del frutteto e vigneto. Le filiere ipotizzate prevedono il trasporto con trattore o camion delle ceneri dall'impianto al campo. Le ceneri possono essere sfuse o contenute in big-bags o in sacchi; la soluzione migliore tra quelle citate risulta l'ultima in quanto più maneggevoli e gestibili. L'operazione di spargimento non prevede investimenti ulteriori ed è completamente meccanizzata tramite spandiconcime trainato da trattore. Questo tipo di filiera, ipotizzata per il riutilizzo della cenere, oltre che ad evitare lo smaltimento tramite discarica, risulta avere un notevole interesse agronomico e quindi ambientale.

CONCLUSIONI

Lo studio trattato nella mia tesi aiuta a capire l'impatto che può avere una centrale a biomassa della potenza di 10-15 MW_e. La centrale presa come punto di riferimento nel mio lavoro è la centrale della società Zignago Power, impianto in grado di erogare 13,2 MW_e.

La biomassa è definita fonte verde perchè il bilancio anidride carbonica prodotta (dalla combustione della pianta) e anidride carbonica assorbita (dalla pianta quando era in vita) è nullo. Oltre a questo gas, le biomasse usate come combustibile producono fumi contenenti sostanze inquinanti che, anche se opportunamente trattati, in caso di concentrazioni elevate, risultano essere pericolosi per la salute dell'uomo e dell'ambiente. Il problema dell'inquinamento risulta essere uno dei principali al momento della presentazione della centrale e crea una sorta di diffidenza della popolazione nei confronti dell'impianto. Questo pensiero è dovuto a pre-concetti negativi insiti nei cittadini come, ad esempio, quelli relativi alla pericolosità degli inquinanti emessi in atmosfera e lo smaltimento delle ceneri prodotte dalla centrale. I riflessi che si hanno sulla popolazione locale riguardanti l'abbattimento della CO₂, in direzione degli accordi internazionali di Kyoto, e la diversificazione delle fonti di produzione dell'energia elettrica, non vengono sentiti come elementi di interesse al punto tale da giustificarne l'accettabilità dell'impianto sul proprio territorio. A questo proposito molti studi hanno rilevato che nei cittadini si presenta una forma di repulsione, nei confronti della centrale, denominata sindrome di NIMBY (Not In My Back Yard). Questa sindrome indica la condizione psicologica della popolazione che, anche se si dimostra con dati scientifici l'innocuità del progetto, non riesce ad accettare la costruzione dell'impianto nel proprio territorio. In altre parole non si tratta di rifiutare la costruzione dell'impianto per principi che vogliono salvaguardare l'ambiente, ma semplicemente perchè si è scelto come luogo di costruzione un sito vicino al proprio paese.

I problemi da prendere in considerazione a questo punto saranno essenzialmente tre:

- qualità dell'aria;
- qualità del terreno;
- ceneri.

Il punto principale sul quale si soffermano le attenzioni dei cittadini, come già accennato prima, è la qualità dell'aria. I problemi maggiori nella presentazione si hanno proprio in questo punto perchè si tende a pensare che centrale a biomassa sia sinonimo di inquinamento; questo è del tutto sbagliato.

Il D.L. 6 aprile 2006 e il D.M. 2 aprile 2002 n°60 stabiliscono valori limite rispettivamente riguardanti le emissioni di inquinanti presenti nel fumo e la qualità dell'aria vicina alla centrale. Questi valori limite permettono di salvaguardare sia la salute dell'uomo che l'ambiente, limitando pesantemente le emissioni dannose. Nel caso Zignago Power, preso come esempio, si può ben vedere che le emissioni da camino risultano avere un buon margine di distanza dal limite imposto (si ha in media una distanza del 39% dal limite) e quindi un contenuto ridotto di componenti inquinanti. Per quanto riguarda la qualità dell'aria nelle vicinanze della centrale possiamo notare che l'incremento di nocive è molto limitato; il contributo della centrale al raggiungimento del valore limite è al massimo del 10%.

Anche nel caso della deposizioni delle polveri al suolo si è visto che i valori sono costantemente ben al di sotto di tutti i valori limite e quindi non vi saranno ricadute al suolo tali da pregiudicare la qualità stessa del terreno e, come precedentemente detto, della qualità dell'aria.

L'ultimo problema risulta quello dello smaltimento delle ceneri, ma, anche in questo caso, si possono cercare soluzioni diverse dallo smaltimento tramite discarica, in grado di apportare anche un certo riscontro positivo alle colture agroalimentari. Nel caso della centrale "Zignago Power" è stato ipotizzato il riutilizzo delle ceneri in frutteti o vigneti. Le filiere scelte garantirebbero un risparmio per l'azienda grazie al facile ed economico metodo di riutilizzo, ma si avrebbe anche un interessante ritorno per l'ambiente.

La centrale a biomassa, secondo il mio punto di vista, agli occhi dei non addetti ai lavori si presenta come un inceneritore, cioè l'opposto di quello che realmente presenta. L'impianto, al contrario, deve essere visto non come "eco-mostro", ma, come nel caso dell'impianto della Zignago Power, deve essere rivalutata come esempio di progetto eco-compatibile che permette di soddisfare i bisogni di energia elettrica di una vasta utenza, circa 4400 famiglie, senza andare a modificare gli equilibri presenti nel territorio.

Riassumendo, a mio giudizio, il problema da trattare non è tanto l'impatto ambientale che la centrale ha sull'ambiente, ma lo stile di vita consumistico che ha portato l'uomo a modificare profondamente l'ecosistema.

BIBLIOGRAFIA

- <http://www.certificativerdi.it>
 - <http://www.mercatoelettrico.org>
 - <http://www.enel.it>
 - <http://www.parlamento.it>
 - <http://www.fire-italia.it>
 - <http://www.autorita.energia.it>
 - <http://www.aper.it>
 - <http://www.sportelloenergieinnovabili.it>
 - <http://www.enea.it>
 - <http://www.comune.portogruaro.ve.it>
 - <http://www.comune.fossaltadiportogruaro.ve.it>
 - <http://www.ecoage.it/trigenerazione.html>
 - <http://www.actec.it>
 - <http://www.impianti-cogenerazione.com>
 - <http://www.polito.it>
 - <http://www.critweb.it/link/servizi/cogenerazione/cogenerazione.html>
 - <http://titano.sede.enea.it/Stampa/skin2col.php?page=eneaperdettagliofigli&id=114>
 - <http://www.rinnovabili.it/cogenerazione>
 - http://masterbioenergia.files.wordpress.com/2008/02/aiaa2005_4015.pdf
 - <http://lescienze.espresso.repubblica.it/articolo/articolo/1338720>
 - <http://www.fiper.it>
 - <http://www.renael.net>
 - <http://www.fire-italia.it>
 - <http://www.aspoitalia.it>
-
- Gestore dei servizi elettrici (GSE)
 - L'Energia Elettrica(rivista)
 - Aspetti energetici e ambientali di un impianto di trigenerazione(G. Caruso, L. De Santoli, F. Mancini, M. Caricchia, F. Giamminuti, P. Sodani)
 - Il Sole 24 Ore
 - Camera di Commercio di Cremona
 - Camera di Commercio di Milano
 - Presentazione Progetto centrale a biomassa(Zignago Power)
 - Comitato termotecnica italiano: Relazione BIOCEN