

Centrali a biomassa per il recupero energetico: aspetti tecnici e ambientali

Mortara - Pavia, 7 novembre 2009

Sala Contrattazione Merci

Centrali a biomassa: requisiti tecnici e procedure autorizzative

Dott. Siro Corezzi

Membro del comitato di Coordinamento della Commissione Tecnica VIA-VAS



**Ministero dell'Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare**

Struttura intervento

D.Lgs 152/06 Procedure VIA e verifica – focus su impianti termici per produzione elettrica

Caratteristiche biomasse

Contenuti dello studio ambientale per una centrale a biomasse – componente atmosfera

Normativa di riferimento in tema di qualità dell'aria – principali inquinanti

Qualità dell'aria a livello locale – la rete provinciale

Il particolato fine di origine primaria e secondaria

Grandi impianti di combustione – riferimenti normativi e BAT

L'impianto di Olevano Lomellina:

inquadramento territoriale, caratteristiche impianto, quadri emissivi, normativa applicabile, allineamento con le BA, confronto con centrale a ciclo combinato, l'importanza della cogenerazione, il cumulo con il settore "riscaldamento civile" e con altri impianti industriali.

Dati AEEG: produzione e incentivi per le biomasse

Punti focali

La strada giusta per la produzione energetica da biomassa: il rispetto del protocollo di Kyoto con interventi ambientalmente compatibili.

Lo SIA deve **orientare le scelte progettuali** in riferimento alle alternative tecnologiche disponibili per non caricare, anche in cumulo con altri progetti, il fondo quando sono presenti criticità per la qualità dell'aria.

Criticità stagionali legate ai picchi invernali ed autunnali del PM10 e degli ossidi di azoto – le criticità della Pianura Padana

Gli **effetti cumulativi nel periodo invernale**: emissioni del settore riscaldamento civile che utilizza biomasse e la produzione industriale.

L'importanza della **cogenerazione per incrementare l'efficienza** energetica degli impianti a biomasse che presentano bassi rendimenti elettrici.

Studi e analisi per la verifica della **domanda di calore** da parte del territorio: teleriscaldamento settore civile, usi industriali, recupero calore dei fumi.

La produzione industriale in cogenerazione - corretta **gestione dei transitori**, funzionamento **quasi in continuo**, efficienti **sistemi di trattamento dei fumi**, sistemi di **monitoraggio** - “ambientalmente” ed “energeticamente” efficiente;

La cogenerazione: unica valida tecnica sia per **massimizzare** il potenziale di **sfruttamento energetico del combustibile** che per **compensare**, attraverso il teleriscaldamento, **le emissioni del settore civile**.

D.lgs 152/2006: “Codice Ambiente” e smi

Valutazione ambientale dei progetti (VIA)

svolgimento di una verifica di assoggettabilità

definizione dei contenuti dello studio di impatto ambientale

svolgimento di consultazioni

valutazione del progetto, dello studio e degli esiti delle consultazioni

informazione sulle decisioni ed il monitoraggio.

Impatto ambientale

L'alterazione qualitativa e/o quantitativa, diretta ed indiretta, a breve e a lungo termine, permanente e temporanea, singola e cumulativa, positiva e negativa dell'ambiente, inteso come sistema di relazioni fra i fattori antropici, naturalistici, chimico-fisici, climatici, paesaggistici, architettonici, culturali, agricoli ed economici, in conseguenza dell'attuazione sul territorio di progetti nelle diverse fasi della loro realizzazione, gestione e dismissione, nonché di eventuali malfunzionamenti.

Procedure di valutazione ambientale – impianti termici per produzione elettrica

<i>Allegato II</i>	<i>Procedure di VIA di competenza statale</i>	<i>Installazioni relative a centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW</i>	MWth $\geq$ 300
<i>Allegato III</i>	<i>Procedure di VIA di competenza regionale</i>	<i>Impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 150 MW</i>	150 < MWth < 300
<i>Allegato IV</i>	<i>Procedure di verifica di competenza regionale</i>	<i>Impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 50 MW</i>	MWth $\geq$ 50

Le potenze termiche complessive per gli impianti a biomasse di tipo industriale sono in genere superiori ai 50 MWth.

Trattandosi di un progetto dell'Allegato IV è prevista una fase di verifica, che si può trasferire ad una vera e propria VIA (Regione)

Per l'esercizio di nuovi impianti è richiesto il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA). (gli impianti ricadono nell'Allegato I del Dlgs. 59/05 - Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW.)

Caratteristiche biomasse

Direttiva 2001/80/CE concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati dai grandi impianti di combustione

11) "biomassa": prodotti costituiti interamente o in parte di materia vegetale di provenienza agricola o forestale, utilizzabili come combustibile per recuperarne il contenuto energetico, e i rifiuti seguenti usati come combustibile:

- a) rifiuti vegetali derivanti da attività agricole e forestali;*
- b) rifiuti vegetali derivanti dalle industrie alimentari di trasformazione, se l'energia termica generata è recuperata;*
- c) rifiuti vegetali fibrosi della produzione di pasta di carta grezza e di produzione di carta dalla pasta, se sono coinceneriti sul luogo di produzione e se l'energia termica generata è recuperata;*
- d) rifiuti di sughero;*
- e) rifiuti di legno ad eccezione di quelli che possono contenere composti organici alogenati o metalli pesanti, a seguito di un trattamento o di rivestimento, inclusi in particolare i rifiuti di legno di questo genere derivanti dai rifiuti edilizi e di demolizione.*

Caratteristiche biomasse

D.Lgs. 152/06 Allegato X alla Parte V Norme in materia di tutela dell'aria e di riduzione delle emissioni in atmosfera - Sezione 4

1. Caratteristiche delle biomasse combustibili (...) Tipologia e provenienza:

- a) Materiale vegetale prodotto da **coltivazioni dedicate**;
- b) Materiale vegetale prodotto da **trattamento** esclusivamente **meccanico** di **coltivazioni agricole non dedicate**;
- c) Materiale vegetale prodotto da **interventi selvicolturali**, da **manutenzione forestale** e da **potatura**;
- d) Materiale vegetale prodotto dalla **lavorazione** esclusivamente **meccanica di legno vergine** e costituito da cortecce, segatura, trucioli, chips, refili e tondelli di legno vergine, granulati e cascami di legno vergine, granulati e cascami di sughero vergine, tondelli, non contaminati da inquinanti;
- e) Materiale vegetale prodotto dalla **lavorazione** esclusivamente **meccanica** di **prodotti agricoli**.

f) **Sansa di oliva disoleata** avente le caratteristiche (vd tabella...) ottenuta dal trattamento delle sanse vergini (...) purché i predetti **trattamenti** siano **effettuati all'interno del medesimo impianto**; tali requisiti, nel caso di impiego del prodotto al di fuori dell'impianto stesso di produzione, devono risultare da un sistema di identificazione conforme (...)

Caratteristica	Unità	Valori minimi/massimi	Metodi di analisi
Ceneri	% (m/m)	≤ 4%	ASTM D 5142-98
Umidità	% (m/m)	≤ 15%	ASTM D 5142-98
N-esano	mg/kg	≤ 30%	UNI 22609
Solventi organici clorurati		assenti	*
Potere calorifico inferiore	MJ / kg	≤ 15,700	ASTM D 5865-01

Caratteristiche biomasse

g) **Liquor nero ottenuto nelle cartiere dalle operazioni di lisciviazione del legno (...)** purché la produzione, il trattamento e la successiva combustione siano effettuate nella medesima cartiera e purché l'utilizzo di tale prodotto costituisca una misura per la riduzione delle emissioni e per il risparmio energetico individuata nell'autorizzazione integrata ambientale.

2. Condizioni di utilizzo

La conversione energetica della biomasse di cui al paragrafo 1 **può essere effettuata attraverso la combustione diretta, ovvero previa pirolisi o gassificazione.**

Ultima novità normativa

LEGGE 30 dicembre 2008, n. 205 Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 3 novembre 2008, n. 171, recante misure urgenti per il rilancio competitivo del settore agroalimentare.

Art. 2-bis. (Disposizioni in materia di biomasse combustibili relative alla vinaccia esausta ed al biogas nei processi di distillazione)

1. Le vinacce vergini nonché le **vinacce esauste ed i loro componenti**, bucce, vinaccioli e raspi, derivanti dai processi di vinificazione e di distillazione, che subiscono esclusivamente **trattamenti** di tipo **meccanico fisico**, compreso il lavaggio con acqua o l'essiccazione, **destinati alla combustione nel medesimo il ciclo produttivo** sono da considerare sottoprodotti soggetti alla disciplina di cui alla sezione 4 della parte II dell'allegato X alla parte quinta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

SIA – centrali a biomasse

il progetto definitivo dell'impianto e di tutte le opere connesse (cogenerazione, teleriscaldamento, elettrodotto, ecc.);

la descrizione del bacino di utenza di utilizzo dell'impianto;

la descrizione delle alternative considerate in relazione alle diverse mitigazioni ambientali e motivazione delle scelte compiute (azioni di bilanciamento, prospettive reali di teleriscaldamento);

la descrizione della valutazione sull'attualità del progetto e delle tecniche prescelte, anche con riferimento alle migliori tecnologie disponibili.

il quadro ambientale "ante-operam" e come questo si vada a modificare ad impianto in esercizio (impatti). Gli aspetti sui quali l'approfondimento sarà maggiore sono relativi alle matrici ambientali nei confronti delle quali gli impatti sono da considerarsi maggiormente significativi.

Per una centrale a biomasse ed in generale per gli impianti destinati alla produzione di energia elettrica è sicuramente fondamentale analizzare gli **impatti sulla componente ATMOSFERA.**

Rapporti tra progetto e SIA

Nella maggioranza dei casi lo SIA è prodotto successivamente alla fase di progettazione e gli aspetti ambientali non vengono considerati fin dalle prime fasi di definizione dell'opera in quanto ritenuti (erroneamente) di competenza delle valutazioni ambientali successive, lo SIA diviene un documento che si "piega" al progetto e comunque si limita allo stesso (vedi ad esempio la mancanza di alternative valide prese in considerazione all'interno degli SIA)

SlA: componente atmosfera

Devono essere note: le modalità di combustione, l'operatività e le forme di controllo, i sistemi di monitoraggio e di contenimento delle emissioni. Sono da considerare le emissioni sia nella fase a regime che nei periodi di minimo tecnico. Le emissioni diffuse possono provenire dalla movimentazione delle materie prime.

Deve essere valutata l'applicazione delle migliori tecniche che richiedendo il rilascio dell'AIA. (confronto con il BRef comunitario sui grandi impianti di combustione-Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants).

QUADRO CONOSCITIVO AMBIENTALE

descrizione sintetica del **clima locale**, delle temperature mensili, del regime pluviometrico e del regime anemometrico, condizioni di stabilità atmosferica;

stato della **qualità dell'aria locale** (desunto da reti di monitoraggio istituzionale o da campagne di monitoraggio ad hoc).

INFORMAZIONI DI PROGETTO

caratteristiche tecniche degli impianti con **emissioni** (portate delle emissioni, concentrazione di inquinanti, sezione del camino, altezza del camino, temperatura, flussi di massa ecc.);

modalità di controllo e **trattamento delle emissioni**;

sistemi di **controllo della combustione** e **alimentazione del combustibile**;

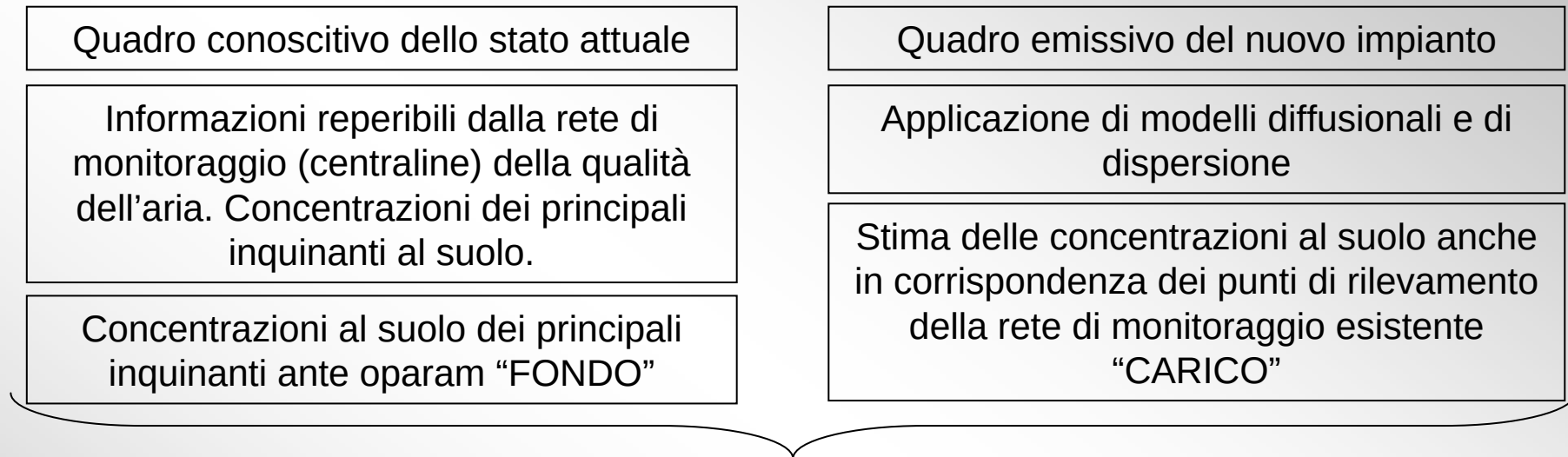
sistemi di **monitoraggio/registrazione dell'effluente gassoso** (temperatura, O₂, CO, NO_x, vapore acqueo, polveri totali, ecc.);

emissioni inquinanti in atmosfera in condizioni ordinarie ed in **condizioni d'avvio o anomale**;

flussi di traffico previsti nei diversi scenari di esercizio (indicando anche la tipologia dei veicoli circolanti). 10

SIA: componente atmosfera

Sulla base dell'individuazione del quadro emissivo è richiesta l'**analisi degli effetti sulla qualità dell'aria** ossia è richiesta la **stima del “carico” ambientale** conseguente alle emissioni generate **sullo stato qualitativo ante operam “fondo”**.



FONDO + CARICO = VALUTAZIONE IMPATTO SULLA QUALITA' DELL'ARIA

Criticità

Carenze SIA in relazione alla valutazione dell'impatto sulla qualità dell'aria in particolare risulta spesso mancante l'analisi complessiva del FONDO + CARICO al fine della verifica del rispetto dei limiti normativi. (richieste integrazioni)

Necessità di campagne di monitoraggio ante operam laddove la rete di monitoraggio risulta non presente o comunque non sufficientemente completa. (richieste integrazioni)

Qualora nel raggio di influenza delle ricadute emissive del nuovo impianto siano in progettazione (e quindi in valutazione) altri progetti che possono avere effetti sulla qualità dell'aria deve essere valutato il CUMULO al fine di valutare la compresenza delle opere e gli effetti reciproci.

Normativa di riferimento qualità dell'aria

DM. 60/2002 (qualità dell'aria) e DIRETTIVA 2008/50/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 21 maggio 2008 relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa

Valori limite per la protezione della salute umana

Per il biossido di zolfo, biossido di azoto, monossido di carbonio, benzene, piombo, PM10 restano quelli della normativa previgente recepita con il DM 60/02 (vedi ora nuovo allegato XI della Direttiva 2008/50/CE)

Per il **PM10** sono confermati i limiti già validi nel 2005: **40 µg/m³** come media annua e **50 µg/m³** come media giornaliera da non superare più di 35 volte nell'arco di un anno.

1 giorno	50 µg/m ³ , da non superare più di 35 volte per anno civile
Anno civile	40 µg/m ³

Per il **PM2,5** sono stati introdotti nuovi **obiettivi**: nelle aree urbane ridurre mediamente del 20% l'esposizione entro il 2020 rispetto ai valori del 2010, introduzione dell'obiettivo di 20 µg/m³ come media annua nel 2015.

Per l'intero territorio nazionale, gli Stati membri dovranno rispettare il **valore limite** di **25 µg/m³** come media annua entro il 2015 (FASE I) e di 20 µg/m³ entro il 2020 (FASE II – da verificare nel 2013)

FASE 1		
Anno civile	25 µg/m ³	1° gennaio 2015
FASE 2 (1)		
Anno civile	20 µg/m ³	1° gennaio 2020

Qualità dell'aria a livello locale – la rete di rilevamento

Nel territorio della provincia di Pavia è presente una **rete pubblica di monitoraggio della qualità dell'aria**, che fino al 31 dicembre 2001 è stata a carico della Provincia di Pavia, e a partire dal 1° gennaio 2002 viene gestita dal Dipartimento ARPA di Pavia. Tale rete è costituita da **6 stazioni fisse e 2 postazioni mobili**.

Sono operanti inoltre **5 stazioni fisse private** di proprietà dell'Agip della Raffineria di Sannazzaro, 1 di proprietà di Enipower di Ferrera Erbognone e **3 nei pressi dell'inceneritore di Lomellina Energia a Parona, Vigevano e Mortara**.

RAPPORTO SULLA QUALITA' DELL'ARIA DI PAVIA E PROVINCIA ANNO 2007 (ARPA LOMBARDIA)

In generale si è riscontrata una tendenza alla diminuzione per le concentrazioni dei tipici inquinanti da traffico come NO₂ e CO, entrambi si sono mantenuti al di sotto dei limiti previsti. Anche le concentrazioni dell'O₃ rilevate nel 2007 sono risultate inferiori rispetto a quelle dell'anno precedente. Il PM₁₀ è invece responsabile di episodi di superamento nei mesi invernali. Le concentrazioni di SO₂ si mantengono sempre al di sotto dei limiti previsti dalla normativa

E' confermata la stagionalità di alcuni inquinanti:

- NO₂ e PM₁₀ hanno dei picchi centrati sui mesi autunnali ed invernali, quando il ristagno atmosferico causa un progressivo accumulo degli inquinanti emessi dal traffico autoveicolare e dagli impianti di riscaldamento;
- O₃, tipico inquinante fotochimico, presenta un trend con un picco centrato sui mesi estivi, quando la radiazione solare raggiunge valori elevati e la temperatura aumenta in modo da favorirne la formazione fotochimica.

La rete provinciale di Pavia

Vigevano – Via Valletta

Stazione di Fondo in zona Urbana

Vigevano – Viale Petrarca

Stazione di Traffico in zona Urbana

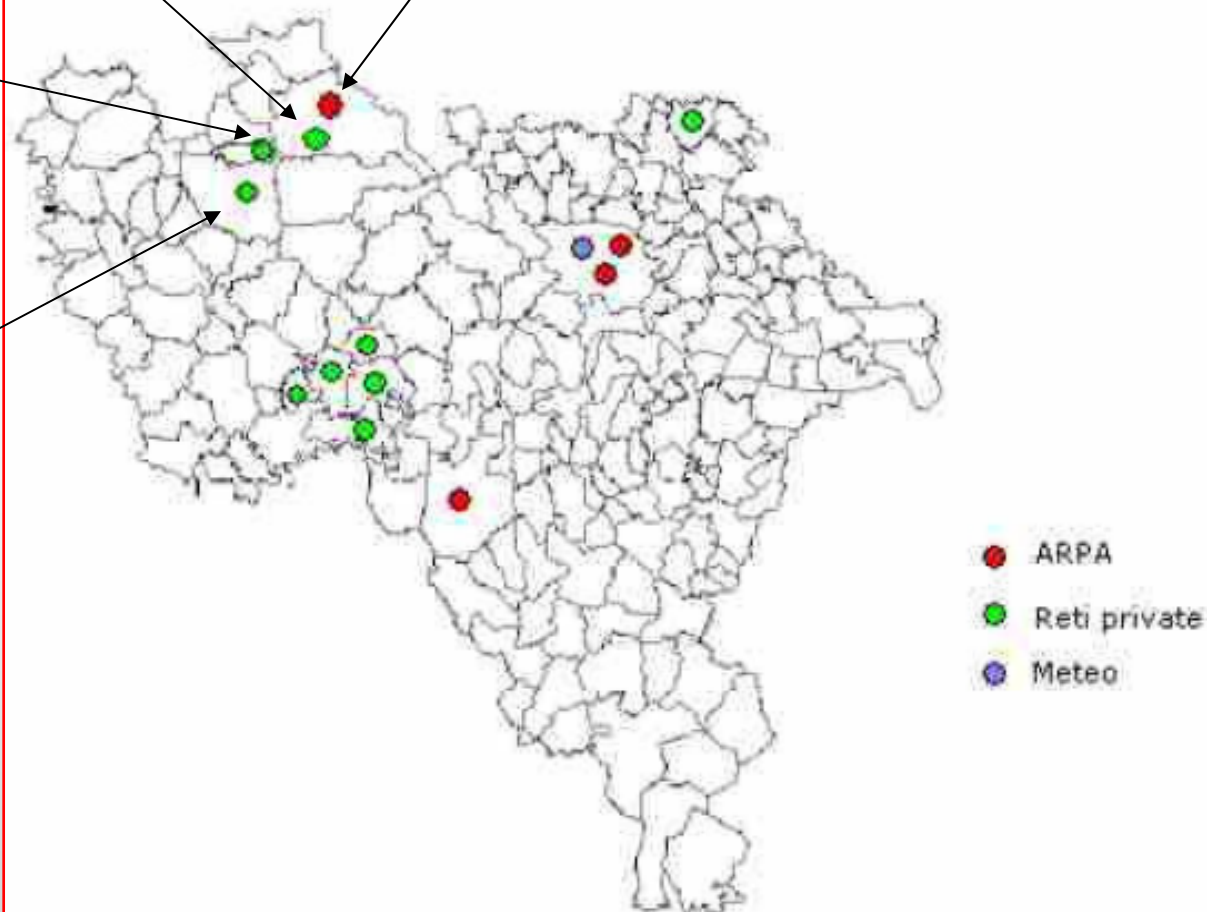
Parona

Stazione
Industriale in zona
Urbana

Mortara

Stazione di
Fondo in
zona Urbana

Figura 3.1.2 - Localizzazione delle stazioni fisse di misura



Centraline rete provinciale: 30 ottobre

<http://www.arpalombardia.it/qaria/listaPV.asp>

30 ottobre 2009

Tutte le stazioni della rete provinciale dotate di misuratore di PM10 hanno registrato valori sopra il limite normativo giornaliero di 50 µg/m3

I valori di PM2,5 in alcuni casi superano anche il limite normativo del PM10 (Mortara)

Stazioni di misura di interesse per l'area della Lomellina

Inquinante Rilevamento Soglie / Limiti Unità di misura	SO ₂ Media giornaliera val.limite 125 µg/m3	PM10 Media giornaliera val.limite 50 µg/m3	PM2.5 Media giornaliera µg/m3	NO ₂ Massimo giornaliero val.limite 200 µg/m3	CO Max media mobile 8h giornaliera val.limite 10 mg/m3	O ₃ Massimo giornaliero soglia di informaz. 180 soglia di allarme 240 µg/m3	Benzene Media giornaliera µg/m3
Comune Centralina	µg/m3	µg/m3	µg/m3	µg/m3	mg/m3	µg/m3	µg/m3
Casoni Borroni	nd	--	--	--	--	--	--
Cornale	--	--	42	51	0.9	36	<3
Ferrera Erbognone Est	--	--	--	100	1.4	43	--
Ferrera Erbognone Indipendenza	6	--	--	--	--	--	--
Galliaivola	11	--	--	--	--	--	--
Mortara	--	--	77	96	--	48	--
Parona	nd	nd	--	nd	--	--	--
Pavia Folperti	6	--	--	103	1.4	29	<3
Pavia Minerva	--	65	--	75	1.2	--	--
Sannazzaro de Burgondi	5	101	--	85	--	--	<3
Scaldasole	10	--	--	--	--	--	--
Vigevano Petrarca	--	54	--	86	2.3	--	--
Vigevano Valletta	--	--	--	153	--	--	--
Voghera Pozzoni	--	104	--	111	1.1	23	<3
Voghera Repubblica	--	--	--	57	1.6	--	--

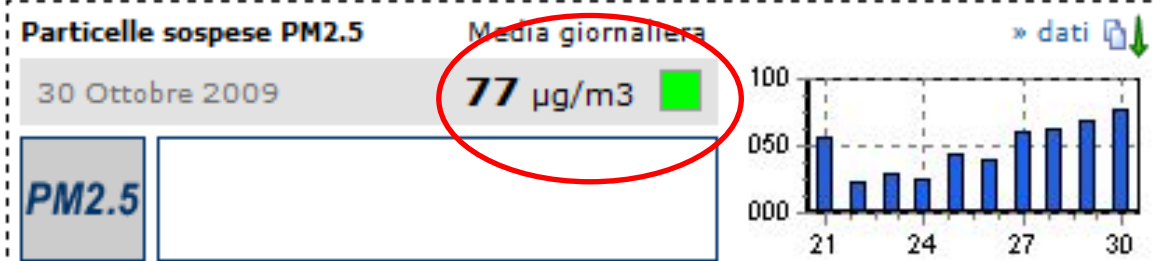
Centralina di Mortara: 30 ottobre

http://www.arpalombardia.it/qaria/stazione_707.asp

Legenda

-  Livello sotto il valore limite
-  Superato il valore limite - soglia di informazione per O3
-  Superata la soglia di allarme (solo per SO2, NO2 e O3)

Note: I dati riportati sono da considerarsi come incerti fino alla loro validazione da parte del competente Centro Operativo Provinciale, che avviene entro le ore 16.00 del primo giorno lavorativo successivo.

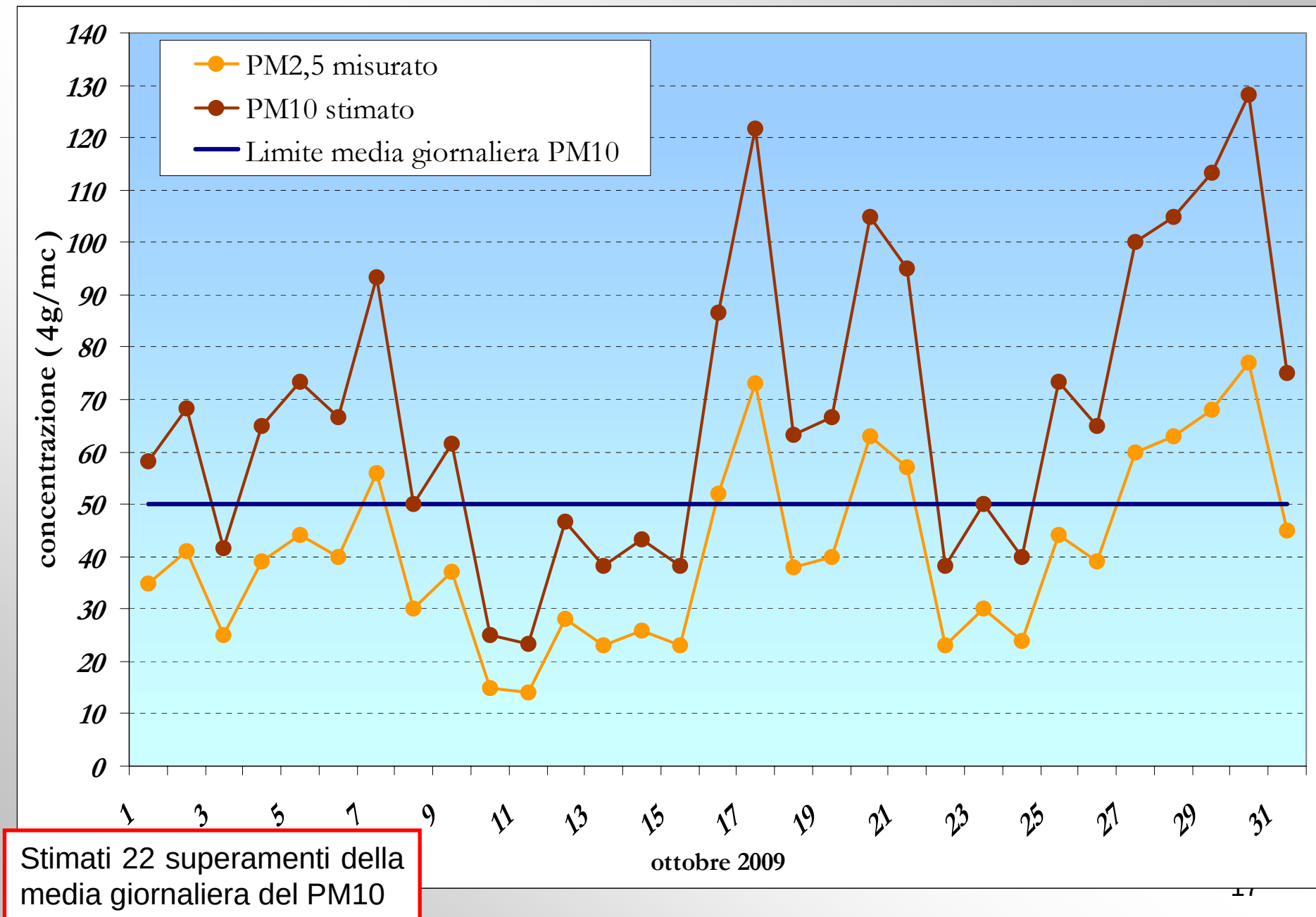


Il limite per la media giornaliera del PM10 è 50 µg/mc pertanto il valore di media giornaliera pari a 70 per il PM2,5 indica che, anche se non misurato, il PM10 ha superato il limite giornaliero.

Infatti il PM2.5 in Pianura Padana rappresenta circa il 60% del PM10 (slides successive)

- 100% PM10**
materiale particolato con un diametro aerodinamico medio inferiore a 10 micron (1 µm = 1 millesimo di millimetro)
- 60% PM2,5**
materiale particolato con un diametro aerodinamico medio inferiore a 2,5 micron
- PM1**
materiale particolato con un diametro aerodinamico medio inferiore a 1 micron

Centralina di Mortara: andamento PM2,5 ottobre e stima PM10



Il particolato fine primario e secondario

Il particolato fine rilevato in aria ambiente è composto da una **componente primaria** e da una **componente di origine secondaria** che, in determinate localizzazioni e sotto determinate condizioni atmosferiche può arrivare a pesare per il 70-80% della concentrazione totale; la componente secondaria ha comunque un peso relativo mai inferiore al 40-50%.

Il particolato secondario può derivare da reazioni che coinvolgono inquinanti gassosi quali:

la trasformazione dell'SO₂ in solfati SO₄--;

la trasformazione dell'NO₂ in nitrati NO₃-.

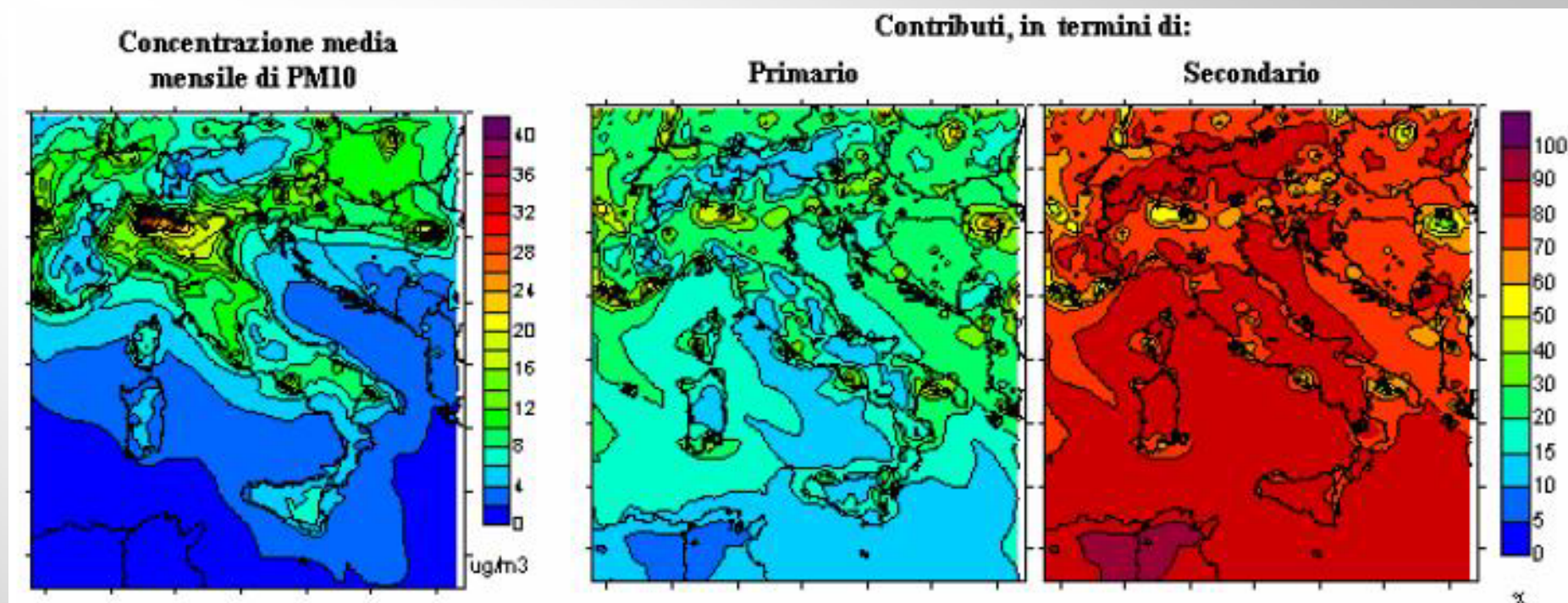
**Il particolato di
origine secondaria**

Tale componente secondaria si origina principalmente a seguito di processi chimico – fisici molto complessi che coinvolgono molti composti, chiamati “**precursori**” e comprendono principalmente **SO₂, gli NO_x, i COV ed NH₃**, inquinanti che si definiscono “trasfrontalieri” per le caratteristiche di permanenza in atmosfera e per le elevate capacità di trasporto su lunghe distanze.

**I grandi impianti di
combustione**

Esiste una vasta evidenza che **la porzione principale di PM_{2,5}** presente in atmosfera non sia direttamente emessa da sorgenti di combustione (origine primaria) ma **sia di origine secondaria**. Anche una frazione rilevante del PM₁₀ ha origine secondaria. **La conversione di NO_x a particolato secondario viene stimata superiore al 60%:** il ruolo dei grandi impianti di combustione (emissioni primarie di polveri + emissioni di precursori) risulta dunque importante

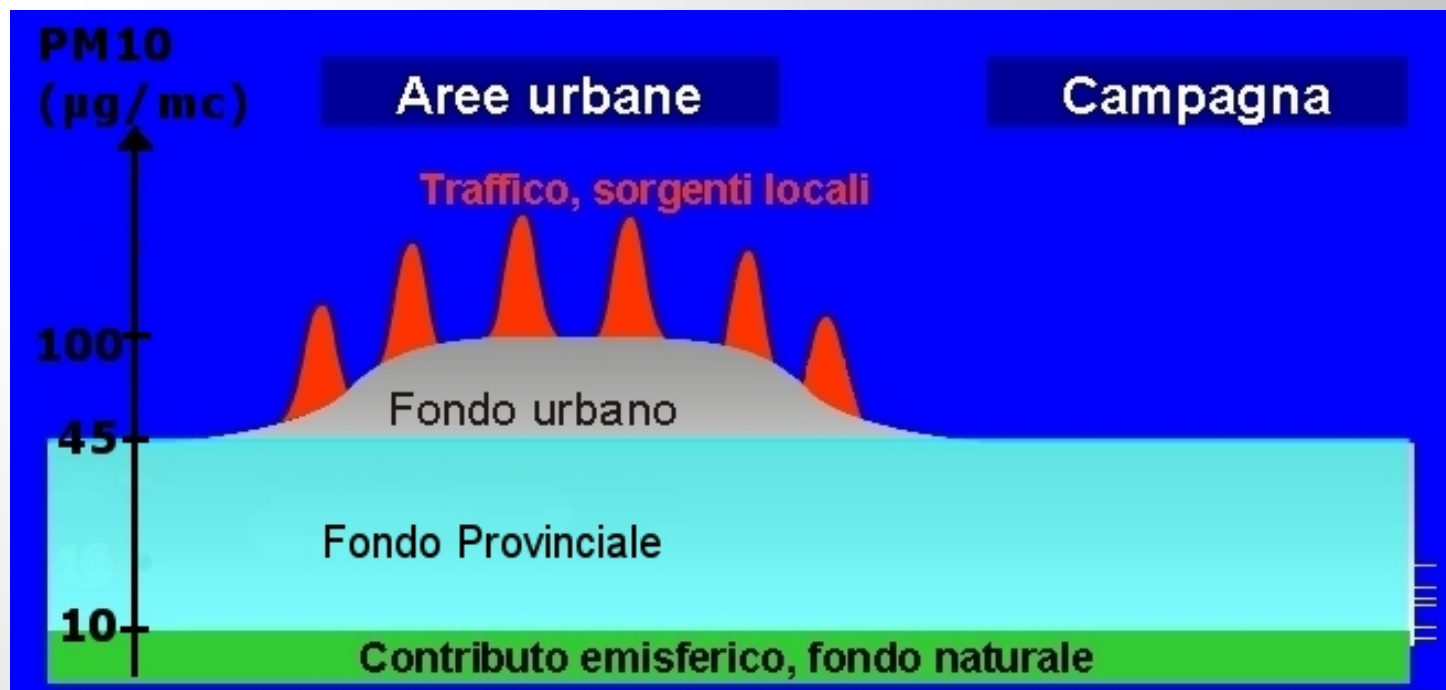
Il particolato fine secondario in Italia



Il contributo PM10 secondario può arrivare a rappresentare il 70-80% nelle aree rurali mentre nelle aree urbane, anche a causa della maggiore incidenza delle sorgenti primarie, può arrivare al 60% in base alle simulazioni effettuate con il Modello Integrato Nazionale a supporto della Negoziazione Internazionale sui temi dell'inquinamento atmosferico - MINNI (fonte: Relazione Conclusiva della Commissione Nazionale per l'Emergenza Inquinamento Atmosferico, Dicembre 2006)

Nel caso specifico la dislocazione di alcune centrali in ambito rurale comporta un incremento del PM10 totale misurato rispetto ad aree rurali "standard" e la componente primaria assume un peso maggiore a causa delle diffuse sorgenti emissive puntuali.

Distribuzione del PM10



Fondo naturale: contributo emisferico (polvere terrena sollevata dal vento, spary marini e vulcani, ecc) = **10 µg/mc (dato di letteratura)**

Fondo provinciale: concentrazione media del PM10 registrata in Provincia di Pavia nel mese di Ottobre 2007 = **45 µg/mc (Relazione qualità aria provincia di Pavia 2007)**

Fondo urbano: contributo misurato da Stazioni di Fondo Urbano ubicate in ambito urbano in zona con caratteristiche residenziali. **La stazione di Mortara (FU) il 20 ottobre 2009 ha misurato 63 µg/mc di PM2,5 a cui indicativamente corrispondono 100 µg/mc di PM10 (stimato sulla base del rapporto PM2,5/PM10 = 60/100)**

Traffico urbano: contributo misurato da Stazioni di Traffico Urbano collocate in zona urbana caratterizzata da forte presenza di traffico. **Nessuna misurazione in merito per il Comune di Mortara.**

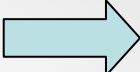
Distribuzione del PM10



Punto emissivo in ambito rurale: ES:
centrale a biomassa

Qualora nel medesimo ambito insistano una serie di punti emissivi la valutazione dell'effetto CUMULATO è fondamentale nella valutazione dell'impatto.

Grandi impianti di combustione – riferimenti normativi e BAT

impianti per la produzione elettrica  **criticità relativamente agli aspetti emissivi**
e quindi agli effetti sulla qualità dell'aria

D.Lgs 152/06 - Art. 268 Definizioni - gg) **grande impianto di combustione: impianto di combustione di potenza termica nominale non inferiore a 50MW; (Olevano 60 MWth)**

Riferimenti normativi – **limiti di emissione**

D.Lgs 152/06 - Allegati alla parte V - Allegato II Grandi Impianti di combustione - Parte II Valori limite di emissione

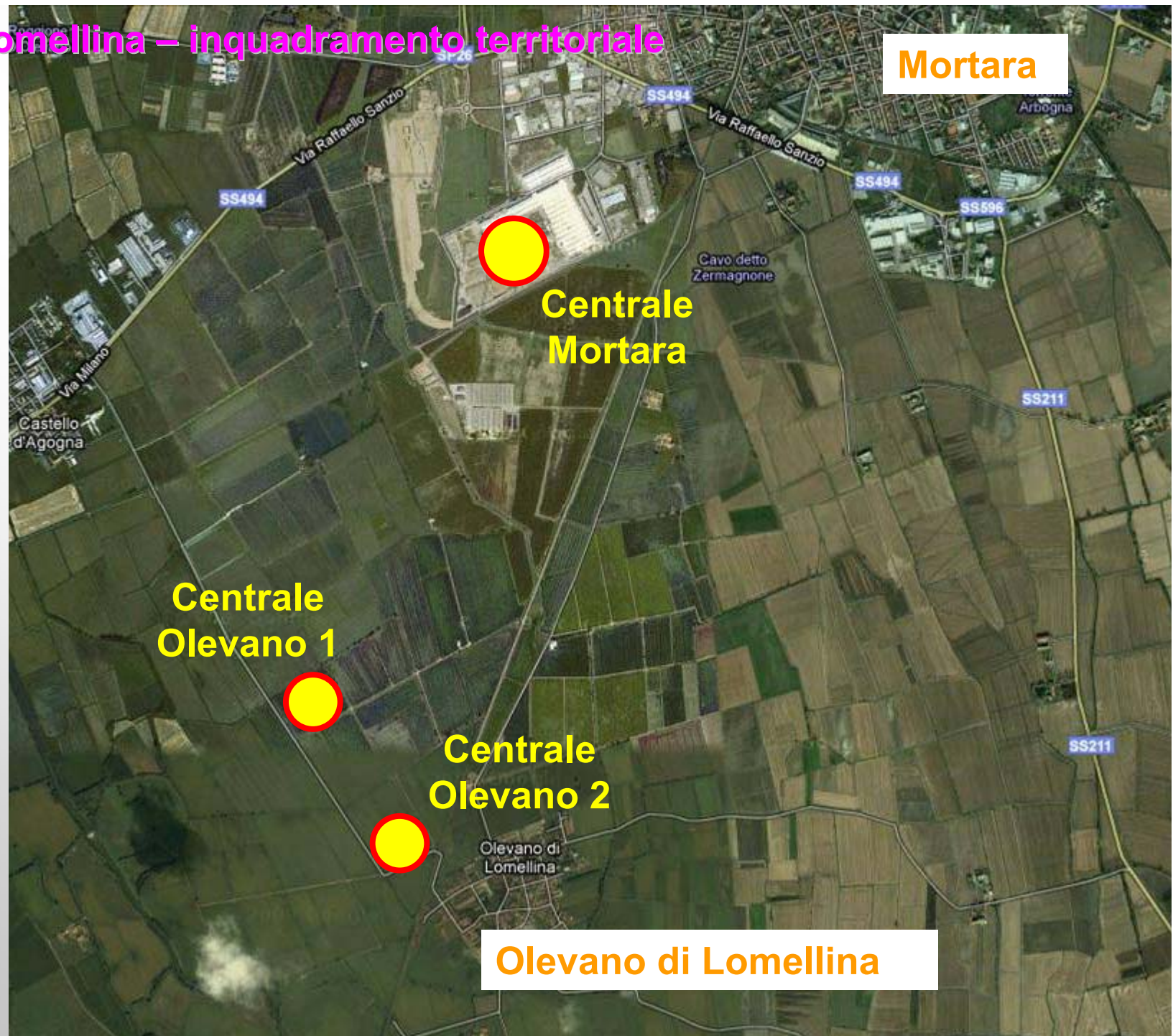
Migliori Tecniche Disponibili – **range emissivi ottenibili**

BAT Reference Document adottato ufficialmente dalla Commissione Europea il 4 luglio 2006 (BAT Reference Document “Large Combustion Plant”)

Il riferimento normativo deve essere sempre e comunque preso quale riferimento minimo ma, in fase di VIA, deve essere sempre valutata la possibilità di ottenere, attraverso le migliori tecnologie disponibili a costi non eccessivi, valori anche inferiori.

I **quadri prescrittivi** dei decreti ministeriali di compatibilità ambientale per i **procedimenti statali conclusi nel corso del 2008 e del 2009** (centrali turbogas, centrali a carbone ecc) riportano i limiti emissivi dei principali macroinquinanti sia in termini di concentrazione che di flussi di massa annui; tali limiti risultano molto inferiori a quelli previsti dalla normativa (D.Lgs.152/06) e **tengono conto dell'utilizzo delle BAT** sia in riferimento alle tecnologie per la combustione, ai rendimenti conseguibili ed ai sistemi per il trattamento dei fumi. In alcuni casi, **per gli ossidi di azoto, in relazione a particolari criticità territoriali locali sono stati prescritti limiti giornalieri anche inferiori a quelli segnalati nei range delle BAT.**

Olevano Lomellina – inquadramento territoriale



Olevano Lomellina – caratteristiche centrale

MATTM – Dott. Siro Corezzi

Alimentazione	Biomassa legnosa (pioppo da Short Rotation Forestry), 180.000 t/anno (1,29 t/MWh) di cippato di pioppo – umidità 5% - per una superficie di 5000 ha
Potenza e rendimento	Capacità produttiva di progetto 17,5 MWe con una potenza termica nominale in ingresso di circa 60 MWt e rendimento del 30%.(Energia termica di recupero sulla linea fumi per circa 900 kW). L'efficienza energetica al netto degli autoconsumi è 27-28% . Energia elettrica prodotta: 140.000 MWh/anno. Energia termica prodotta: 7.200 MWh/anno. Coefficiente di funzionamento 8000 ore annue .
Combustione	Caldaia a fuoco diretto ossia forno a griglia mobile e un generatore di vapore (unico corpo forno +generatore=caldaia). Il vapore in uscita dalla caldaia viene inviato ad una turbina. Il contenuto entalpico del vapore in uscita (dopo espansione) viene smaltito con un condensatore ad aria.
Trattamento fumi	Ciclone per abbattimento particolato solido. Reattore per abbattimento di SO ₂ e HCl con calce a secco (prima dei filtri a manica). Filtro a maniche per abbattimento polveri. Misure primarie (combustione a stadi e limitato eccesso d'aria) e DeNOx catalitico SCR ad urea (560 t/anno) per abbattimento NOx.
Recupero termico	Dopo il trattamento, i fumi passano in uno scambiatore fumi/acqua per il recupero del calore per usi civili e industriali. Portata fumi 120.000 Nmc/h a 145° che scendono a 125° rendendo disponibili 900 kWth.

Dati e informazioni tratte dal Decreto 10682 del 1/10/2008 – Direzione Generale Qualità dell'aria – Regione Lombardia – AIA Centrale a biomassa legnosa di Olevano di Lomellina

Olevano Lomellina – quadro emissivo

Dati e informazioni tratte dal Decreto 10682 del 1/10/2008 – DG Qualità dell'aria – Regione Lombardia – AIA
Centrale a biomassa legnosa di Olevano di Lomellina

Emissione	Inquinante	Portata	Durata	Camino e Temp	Conc(11%O2) (mg/Nmc)	Flussi annui (t/a)
E1 – Caldaia a biomasse	NOx	120.000 Nmc/h	24 h al giorno per 330 giorni anno	H = 50 D = 2 T = 120	70	67,2
	SO2				10	9,6
	CO				80	76,8
	Polveri				5	4,8
	HCl				10	9,6
	Ammoniaca				10	9,6
E2 - cippatura	Polveri		1500	T=20	5	
E3 carico cippato	Emissioni diffuse di polveri limitate dalle pareti di contenimento dei cumuli di cippato					

Le concentrazioni sono riferite ad un tenore di ossigeno dell'11% come da DGRL n.5290 del 2 agosto 2007?? Le BAT e anche il Dlgs 152/06 riferiscono al 6% il tenore di O2 per i combustibili solidi, biomasse comprese per impianti superiori a 50 MWth (Grandi Impianti di Combustione). Vedi slide successiva.

Il confronto con le BAT può essere dunque svolto solo riportando le concentrazioni al valore riferito al 6% di O2.

Articolo 271 comma 12. del D.Lgs 152/06 "... il tenore volumetrico dell'ossigeno di riferimento è quello derivante dal processo. Se nell'emissione il tenore volumetrico di ossigeno è diverso da quello di riferimento (6% per le biomasse), le concentrazioni misurate devono essere corrette mediante la seguente formula:

$$E = [(21 - O_2) / (21 - O_{2M})] * EM$$

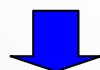
EM = concentrazione misurata; E = concentrazione; O_{2M} = tenore di ossigeno misurato;

O₂ = tenore di ossigeno di riferimento

Olevano Lomellina – normativa applicabile

Allegato I parte III degli allegati
alla Parte V

NON SI APPLICA POICHE'
IMPIANTO SUPERIORE A 50
MWth



SI APPLICA l'Allegato II degli
allegati alla Parte V
“GRANDI IMPIANTI DI
COMBUSTIONE”



COMBUSTIBILI SOLIDI
O₂ al 6%

Valori di emissione per specifiche tipologie di impianti

(1) Impianti di combustione con potenza termica nominale inferiore a 50 MW

Il presente paragrafo si applica agli impianti di combustione di potenza termica nominale inferiore a 50 MW destinati alla produzione di energia.

In particolare il paragrafo non si applica ai seguenti impianti:

- impianti in cui i prodotti della combustione sono utilizzati prevalentemente per il riscaldamento diretto, l'essiccazione o qualsiasi altro trattamento degli oggetti o dei materiali, come forni di riscaldamento e forni di trattamento termico
- impianti di postcombustione, cioè qualsiasi dispositivo tecnico per la depurazione dell'effluente gassoso mediante combustione, che non sia gestito come impianto indipendente di combustione
- dispositivi di rigenerazione dei catalizzatori di cracking catalitico
- dispositivi di conversione del solfuro di idrogeno in zolfo
- reattori utilizzati nell'industria chimica
- batterie di forni per il coke
- cowper degli altiforni
- impianti azionati da motori diesel, a benzina o a gas da turbine a gas.

1.1. Impianti nei quali sono utilizzati combustibili solidi.

Se sono utilizzate le biomasse di cui all'allegato X in impianti nuovi e in impianti anteriori al 2006 autorizzati a partire dal 12 marzo 2002, si applicano i valori di emissione, riportati nella tabella seguente, riferiti ad un tenore di ossigeno nell'effluente gassoso dell'11%.

	Potenza termica nominale installata (MW)			
	[1] >0,15 + ≤3	>3 + ≤6	>6 + ≤20	>20
polveri totali	100 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³
carbonio organico totale (COT)	-	-	30 mg/Nm ³	20 mg/Nm ³
				10 mg/Nm ³ [2]
monossido di carbonio (CO)	350 mg/Nm ³	300 mg/Nm ³	250 mg/Nm ³	200
			150 mg/Nm ³ [2]	100 mg/Nm ³ [2]
ossidi di azoto (espressi come NO ₂)	500 mg/Nm ³	500 mg/Nm ³	400 mg/Nm ³	400 mg/Nm ³
			300 mg/Nm ³ [2]	200 mg/Nm ³ [2]
ossidi di zolfo (espressi come SO ₂)	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³

[1] Agli impianti di potenza termica nominale pari o superiore a 0,035 MW e non superiore a 0,15 MW si applica un valore di emissione per le polveri totali di 200

Olevano Lomellina – confronto con le BAT

	Conc. all'11 % O2	Conc. all'6% O2	Sistema trattamento utilizzato in linea con BAT	Livelli previsti dal Bref BAT al 6% di O2
Polveri	5	7,5	Filtri a manica	5-20
Metalli pesanti	Il contenuto minerale del combustibile comprende diverse sostanze in funzione della sua origine. Le biomasse possono contenere oligoelementi, come i metalli pesanti il cui comportamento nella combustione è un complesso processo che coinvolge la chimica e la fisica. La maggior parte dei metalli pesanti evaporano durante il processo di combustione e condensano più avanti sulle superfici del particolato (ceneri volanti). Pertanto, per ridurre le emissioni di metalli pesanti nei gas da biomassa e da torba è considerata BAT l'uso di un filtro a manica (tasso di riduzione > 99,95%) o un elevato rendimento di ESP (riduzione tasso > 99,5%).			
SO2	10	15	Iniezioni di idrossido di calcio in forma secca prima dei filtri a manica	200-300
NOx	70	105	Misure primarie (combustione a stadi e limitato eccesso d'aria) e DeNOx catalitico SCR	170 - 250
CO	80	120	BAT per la riduzione delle emissioni di CO è la combustione completa. Oltre alle condizioni di combustione, un ben ottimizzato sistema per ridurre le emissioni di NOx può mantenere i livelli di CO tra 50 - 250 mg/Nm3.	
HCl e HF	10 per HCl	15 per HCl	Sistema di lavaggio a secco	5-25
NH3	10	15		<5 27

Confronto Ciclo Combinato a gas / Biomasse

MATTM – Dott. Siro Corezzi

	Loreo – Centrale Termoelettrica a CicloCombinato	Olevano – Centrale a Biomasse legnose
Potenza termica totale	1365 MWt	60 MWt
Potenza elettrica netta	781 MWe	17,5 MWe
Rendimento elettrico	57,31%	27,5%
GWh annui prodotti	6.248 GWh	140 GWh
SO ₂	-	15 mg/Nmc
NO _x	15 mg/Nmc	105 mg/Nmc
CO	20 mg/Nmc	120 mg/Nmc
NH ₃	5 mg/Nmc	15 mg/Nmc
Polveri	-	7,5 mg/Nmc
HCl	-	15 mg/Nmc
Coefficiente di funzionamento	8000 ore/anno	8000 ore/anno
Portata fumi secchi totale (Nmc/h)	3.780.000	120.000
Emissioni annue di SO ₂	-	14,4 t
Emissioni annue di NO _x	453,6 t	100,8 t
Emissioni annue di CO	604,8 t	115,2 t
Emissioni annue di NH ₃	151,2 t	14,4 t
Emissioni annue di Polveri	-	7,2 t
Emissioni annue di HCl	-	14,4 t
Superficie occupata	2,55 ha	6 ha

Loreo (RO) VENETO– Dec VIA Ministeriale del 7 maggio 2009

Gli inquinanti sono espressi come concentrazione limite media giornaliera mg/Nmc al 15% O₂ per la centrale a ciclo combinato e al 6% O₂ per la centrale a biomassa

La potenza elettrica netta della centrale a ciclo combinato è circa 45 volte quella della centrale a biomasse

Le emissioni di NO_x (in termini di flussi di massa annui) sono circa 4,5 volte le emissioni della centrale a biomasse e le emissioni di CO circa 5,2 volte.

A parità di ore di funzionamento annue una centrale a ciclo combinato non ha sostanzialmente emissioni di polveri, di acido cloridrico e di SO₂.

Il bilancio della CO₂ per una centrale a biomasse è nullo, per un ciclo combinato si deve considerare un fattore specifico di emissione pari a 368 g/KWh di CO₂. La centrale di Loreo emette 2,3 milioni di tonnellate/anno di CO₂

L'efficienza energetica delle centrali a biomasse deve essere incrementata ai fini di una migliore "efficienza ambientale"

L'importanza della cogenerazione

Bref – BAT - Large Combustion Plants - Biomass			
Combustibile	Tecniche	Efficienza	
		Efficienza elettrica	Efficienza del combustibile in co-generazione
Biomassa	Alimentazione con griglie	Circa 20%	75 – 90% La cogenerazione è la più importante BAT per raggiungere elevati livelli di efficienza e deve essere considerata quando la domanda di calore è sufficientemente alta.
	Alimentazione distribuita su griglie mobili	> 23%	
	Combustione a letto fluido	> 28 - 30 %	

La **cogenerazione di elettricità e calore permette il massimo utilizzo dell'energia contenuta nel combustibile** con elevate efficienze dell'impianto e deve essere considerata come una soluzione tecnica ogni volta che economicamente fattibile, cioè ogni volta che la domanda locale di calore è sufficientemente elevata da giustificare la costruzione del più costoso impianto.

Per una centrale a biomasse si definisce:

$$\text{Tasso di calore} = \frac{\text{Energia del combustibile in ingresso}}{\text{Energia a bordo centrale in uscita}}$$

Il cui inverso è:

$$\text{Efficienza energetica} = \frac{\text{Energia prodotta}}{\text{Energia del combustibile (Potere Calorifico Inferiore)}}$$

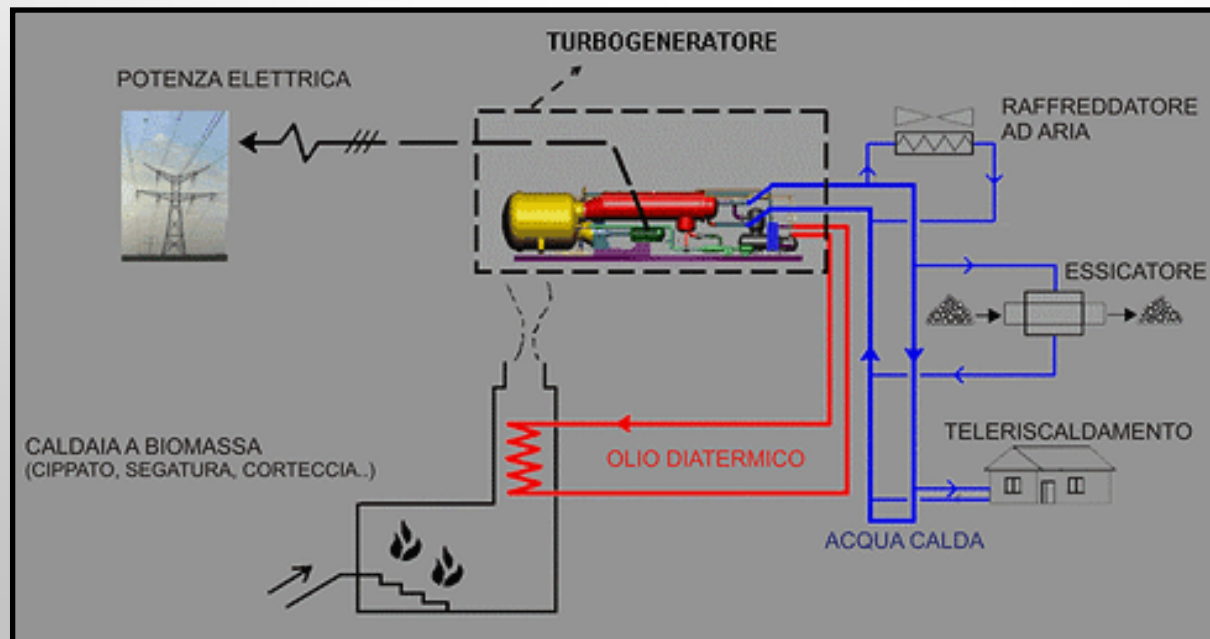
La co-generazione di energia elettrica e termica (CHP) è di gran lunga la tecnica più importante per aumentare l'efficienza poichè il rendimento elettrico è normalmente basso (20 - 30%) e solo attraverso il recupero termico (calore che altrimenti andrebbe disperso) si arriva ad utilizzare il combustibile con efficienze del 75-90%.

L'importanza della cogenerazione

Con un impianto di cogenerazione, il **calore** prodotto dalla combustione non viene disperso, ma **recuperato per altri usi (produzione acqua calda per teleriscaldamento, utilizzo di calore in processi industriali, ecc o utilizzo diretto dei fumi caldi per l'essiccazione del combustibile)**; la cogenerazione è quindi la più importante BAT (salvaguardia dell'ambiente, diminuzione dei costi) ed è il caso più frequente nelle applicazioni industriali.

L'efficienza del carburante di un impianto CHP è tra il 75 e il 90% (energia prodotta/energia del combustibile di alimentazione) che corrisponde ad un tasso di calore tra 1.3 - 1.1 (energia del combustibile di input/energia a bordo centrale di output).

Una soluzione molto promettente per la cogenerazione a biomassa consiste nell'utilizzo di turbogeneratori basati sul Ciclo Rankine a fluido organico (ORC).



Si porta l'olio diatermico a temperature di esercizio molto alte ($>300^{\circ}\text{C}$) viene trasferito al turbogeneratore

dove sfruttando la temperatura dell'olio, viene prodotto vapore che alimenta la turbina inserita al suo interno generando così energia elettrica.

L'energia termica ceduta all'acqua di condensazione viene invece utilizzata per essiccare il legno e una rete di teleriscaldamento sul territorio. L'energia in eccesso, se presente, viene smaltita attraverso degli aeroraffreddatori.

L'importanza della cogenerazione

OLEVANO LOMELLINA

Potenza termica nominale in ingresso (energia del combustibile) = 60 MWth

Energia di recupero su linea fumi = 900 KW

Capacità produttiva di progetto di energia elettrica = 17,5 MW
(rendimento elettrico circa 29,17%)

Efficienza del carburante
(eff. energetica imp.) **30,7%**

(che al netto degli
autoconsumi diventa 27-
28%)

L'impianto di Olevano è energeticamente poco efficiente poiché non realizzato in cogenerazione. L'energia contenuta nel combustibile viene in gran parte dispersa sottoforma di calore.

Nell'ambito dei SIA per le centrali a biomasse dovrebbero essere sempre svolti studi per verificare la domanda di calore sul territorio:

Possibilità di teleriscaldamento;

Utilizzo industriale del calore;

Utilizzo fumi caldi per essiccazione combustibile in ingresso.

Cumulo con settore civile riscaldamento a biomasse

Tratto dal "RAPPORTO SULLA QUALITA' DELL'ARIA DI PAVIA E PROVINCIA ANNO 2007" ARPA Lombardia

Dall'inventario INEMAR 2005 (INventario EMISSIONi in Atmosfera nella Regione lombardia) emerge come la combustione della legna contribuisca alle emissioni di PM10 primario in quantità confrontabile a quelle dovute ai motori dei veicoli diesel (**6.303 t/anno dalla legna, 6.766 t/anno dal gasolio per autotrazione**).

Combustibile	<i>Totali</i>	<i>Settore: riscaldamento civile</i>			
	Emissioni PM10	Emissioni PM10	Consumi di combustibile	Consumi energetici	
	(t/anno)	(t/anno)	(t/anno)	(TJ/anno)	(%)
Benzina	652				
Carbone	17				
Gasolio per diesel	6766				
Gas di raffineria	125				
Gasolio	692	125	589850	25175	8.3%
GPL	2	2	209936	9661	3.2%
Kerosene	21		7000	302	0.1%
Legna e similari	6303	6021	2034001	25425	8.4%
Metano	243	49	4959083	242648	79.9%
Olio combustibile	362	20	14783	602	0.2%

In particolare, le emissioni di PM10 primario da legna nel comparto riscaldamento civile ammontano a 6.021 t/anno, che corrispondono al 97% delle emissioni da riscaldamento, fornendo però solo l'8,4% del calore complessivo prodotto in tale ambito.

32

Cumulo con settore civile a biomasse - considerazioni

Infatti, la quantità di polvere emessa dagli impianti di riscaldamento civili a legna per unità di calore prodotto può essere anche 1.000 volte superiori a quella degli impianti a metano, fino a 50 volte superiori a quelli degli impianti a gasolio e fino a 10 volte superiori a quelli degli impianti ad olio combustibile.

Tali fattori sono notevolmente variabili in funzione della tipologia di impianto e delle modalità di conduzione della combustione. In particolare, picchi di emissione di PM si hanno nelle fasi transitorie di avvio e di carico dell'impianto.

ALCUNE CONSIDERAZIONI

Le emissioni del settore civile del riscaldamento attraverso combustione di biomassa si CUMULANO a quelle degli impianti industriali a biomasse;

In regione Lombardia sembra emergere una domanda di calore per riscaldamento civile che potrebbe essere coperta da impianti a cogenerazione attraverso il teleriscaldamento abbattendo così le emissioni del settore civile ed incrementando le efficienze della produzione industriale;

La produzione industriale in cogenerazione grazie alla corretta gestione dei transitori, al funzionamento quasi in continuo, agli efficienti sistemi di trattamento dei fumi, ai sistemi di monitoraggio impiegati risulta anche “ambientalmente” più efficiente;

La cogenerazione appare come l'unica valida tecnica per ogni nuova centrale a biomasse sia per massimizzare lo sfruttamento energetico del combustibile che per compensare, attraverso il teleriscaldamento, le emissioni del settore civile.

Bilancio dell'energia elettrica in Italia GWh

	2008(A)	2007	%
Disponibilità			
Produzione lorda	317.894	313.888	1,3%
Servizi ausiliari	12.354	12.589	-1,9%
Produzione netta	305.540	301.299	1,4%
Ricevuta da fornitori esteri	42.997	48.931	-12,1%
Ceduta a clienti esteri	3.431	2.648	29,6%
Destinata ai pompaggi	7.464	7.654	-2,5%
Disponibilità per il consumo	337.642	339.928	-0,7%
Mercato tutelato	90.000	111.606	-19,4%
Mercato libero (inclusa salvaguardia)	206.400	186.729	10,5%
Autoconsumi	20.300	20.617	-1,5%
Totale consumi	316.700	318.952	-0,7%
Perdite	20.942	20.976	-0,2%
- in percentuale della richiesta	(6,2%)	(6,2%)	

(A) I dati relativi al 2008 sono provvisori. Ai fini del confronto, i consumi effettuati in regime di salvaguardia relativi agli anni 2007 e 2008 sono inclusi nel mercato libero.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

La domanda di energia elettrica nel 2008 è stata pari a 337.600 GWh con una flessione dello 0,7% rispetto al 2007.

La produzione nazionale ha coperto circa l'88,3% del fabbisogno complessivo.

Dati AEEG – produzione elettrica in Italia

AEEG : Autorità per l'energia elettrica ed il gas – Relazione annuale 2009

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Produzione termoelettrica	216.792	227.646	238.291	240.488	246.918	255.420	258.811	253.119
Solidi	31.730	35.447	38.813	45.518	43.606	44.207	44.112	43.700
Gas naturale	95.906	99.414	117.301	129.772	149.259	158.079	172.646	173.000
Prodotti petroliferi	75.009	76.997	65.771	47.253	35.846	33.830	22.865	18.250
Altri	14.147	15.788	16.406	17.945	18.207	19.304	19.187	18.169
Produzione da fonti rinnovabili	55.087	49.013	47.971	55.669	49.863	52.239	49.411	59.244
Biomassa e rifiuti	2.587	3.423	4.493	5.637	6.155	6.745	6.954	7.109
Eolico	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343	2.971	4.034	6.437
Fotovoltaico	5	4	5	4	4	2	39	200
Geotermico	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527	5.569	5.518
Idroelettrico da apporti naturali	46.810	39.519	36.674	42.744	36.067	36.994	32.815	39.980
Produzione idroelettrica da pompaggi	70115	7.743	7.603	7.164	6.860	6.431	5.666	5.531
Produzione totale	278.995	284.401	293.865	303.321	303.672	314.090	313.888	317.894
Produzione idroelettrica totale	53.926	47.262	44.277	49.908	42.927	43.425	38.481	145.511

Produzione lorda
per fonte nel periodo
2001-2008
GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna. I dati relativi al 2008 sono provvisori.

Nel 2008 la produzione da biomassa+rifiuti è stata di 7.109 GWh pari a circa il 2,2% della produzione nazionale.

La produzione da sola biomassa nel 2008 è inferiore all'1% della produzione lorda nazionale. (Eolico circa 2%, Geotermico circa 1,7, Idroelettrico circa 12,6%)

Dati AEEG – incentivi CIP6

AEEG : Autorità per l'energia elettrica ed il gas – Relazione annuale 2009

	REMUNERAZIONE TOTALE (MILIONI DI EURO)	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE UNITARIA (€/MWh)
Fonti assimilate	3.965,8	34,224	115,88
Fonti assimilate nuove	1.870,6	13,658	136,96
- di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.685,0	12.041	139,94
- di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	185,6	1,617	114,74
Fonti assimilate esistenti	2.095,2	20,566	101,88
Fonti rinnovabili	1.497,7	7.429	201,60
Fonti rinnovabili nuove	1.454,0	7.015	207,27
- di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	97,7	578	169,02
- di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	11,9	84	142,30
- di cui impianti eolici e geotermici	277,6	1.687	164,51
- di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	1.066,9	4.666	228,64
- di cui impianti idroelettrici potenziati	-	-	-
Fonti rinnovabili esistenti	43,6	414	105,45
TOTALE	5.463,5	41.653	131,17

Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2008

➔ IL PIU' ALTO

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, l'aumento dei costi, pari a 21 milioni di euro, è stato determinato soprattutto dall'aumento dei costi relativi agli impianti esistenti. Per gli impianti nuovi, invece, l'aumento è stato più contenuto e determinato soprattutto dalla crescita dei costi dei ritiri di energia da impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati e da impianti idroelettrici mentre si sono ridotti i costi dei ritiri dagli impianti eolici e geotermici. Complessivamente, mentre la quantità di energia da fonti rinnovabili ritirata dal GSE è diminuita del 9,3% nel 2008 rispetto al 2007, la remunerazione unitaria è aumentata di circa il 12%.

CONCLUSIONE: si incentivano molto (in termini monetari) impianti che producono poca energia con bassi rendimenti

***GRAZIE PER
L'ATTENZIONE***

MATTM – Dott. Siro Corezzi