

Committente	Associazione Nimby trentino www.ecceterra.org
Estensore	Ing. M. Cerani Via G. Randaccio n. 21 25128 Brescia www.energ-etica.eu
Data stesura	Febbraio 2015
Aggiornamento	1.1



IMPIANTO DI COGENERAZIONE A
BIOMASSA SOLIDA:
PROGETTO PRESENTATO
DA NOVALEDO ENERGIA SRL
NOVALEDO (TN)

OSSERVAZIONI

SOMMARIO

1. PREMESSA	2
2. CRITICITA' RISCONTRATE	3
2.1 ERRATA IDENTIFICAZIONE DEI CONFINI DEL PROGETTO	3
2.2 TECNOLOGIE DI DEPURAZIONE DEI GAS COMBUSTI E B.A.T.	3
2.3 IMPATTI AMBIENTALI E CONDIZIONI DI RIFERIMENTO SUL TERRITORIO	5
2.4 ASSENZA DI VALUTAZIONE DI CONSUMI D'ACQUA E PRODUZIONE DI RIFIUTI SPECIALI	8
2.5 MODELLO DI DISPERSIONE ATMOSFERICA	9
2.6 OPERATIVITA' NON A REGIME ED EMERGENZE	13
2.7 COMBUSTIBILI UTILIZZATI	13
2.8 INQUINAMENTO ACUSTICO	15
3. EVOLUZIONE NORMATIVA E CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE.....	16

1. PREMESSA

Nella presenta relazione, commissionata dall'Associazione Nimby trentino, sono state formulate alcune osservazioni inerenti il progetto seguente:

- impianto di cogenerazione alimentato a biomassa solida vegetale da 999 kW_e da realizzarsi a Novaledo (TN) da parte della società Novaledo Energia srl, con sede in Via dei Campi n. 23, Novaledo.

La società proponente è stata costituita da Menz & Gasser SPA per realizzare un impianto che sia in grado di integrare le produzioni energetiche attuali, in vista di un ampliamento rilevante dello stabilimento esistente e conseguente incremento dei consumi energetici.

Lo scopo del nuovo impianto è la produzione congiunta di energia elettrica e calore, per cessione sulla rete elettrica nazionale la prima, e per produzione di vapore ad uso di processo all'interno dello stabilimento, per il secondo.

Per la stesura della presente si è utilizzata la documentazione presentata dalla società, via via citata nei paragrafi successivi, datata Febbraio 2014. Estensore delle relazioni tecnico ambientali per Novaledo Energia è la società EcoVal di Montichiari (BS).

La documentazione consultabile da parte degli interessati è rinvenibile sul sito: http://www.gis.provincia.tn.it/via/dati_newpdf.asp?codprj=SCR-2013-58.

2. CRITICITA' RISCONTRATE

2.1 ERRATA IDENTIFICAZIONE DEI CONFINI DEL PROGETTO

La documentazione presentata non consente di comprendere il confine dell'attività oggetto di valutazione di impatti ambientali: nella sintesi non tecnica e nel resto degli atti non sono resi noti i profili dei consumi energetici derivanti dagli ampliamenti previsti e quindi il reale scenario emissivo. Non è noto con quali nuovi generatori si copriranno i rilevanti incrementi di consumo energetico previsti a pag. 5 della sintesi non tecnica, visto che si dichiara nello stesso punto del documento che l'impianto sostituisce tre caldaie a metano (che in realtà sono 2, essendo il terzo un cogeneratore a metano) nelle condizioni attuali. Nella determinazione della Provincia, servizio valutazione ambientale del 17.4.14 che dichiara che la centrale non va sottoposta a procedura di VIA, si afferma che vi sono n. 3 caldaie a metano che saranno sostituite dal cogeneratore.

Nel documento n. 5 contenente lo studio di diffusione atmosferica, pag. 53, si dichiara che oggi sono presenti n. 2 generatori di vapore (caldaie) più il cogeneratore a metano e a biogas. E di seguito, che l'impianto sostituirà i 2 generatori di vapore (caldaie).

Pertanto qual è la reale configurazione futura ed il reale profilo energetico dell'ampliamento, e con quale mix di combustibili si prevede di realizzarlo? È possibile che sia utilizzata ancora la 3^a caldaia, assieme alla nuova unità di produzione? Quante ore lavoreranno i cogeneratori e le caldaie? Non è dato saperlo.

Secondo la relazione provinciale sopra citata le potenze termiche al focolare oggi sono di 8 MW termici, il nuovo impianto di 8 di cui 6 utili. Come si fa a affermare che si tratta di un incremento delle potenze disponibili? Se le caldaie sono 2, può rilevarsi l'incremento di potenza termica. Altrimenti risulta vi sia unicamente un incremento della potenza elettrica installata, che raddoppia diventando di circa 1,6 MW totali. Sulla base di quanto sopra si ritiene non sia possibile in modo corretto ed univoco analizzare l'impatto ambientale dell'ampliamento dello stabilimento.

2.2 TECNOLOGIE DI DEPURAZIONE DEI GAS COMBUSTI E B.A.T.

Il progetto di nuova centrale a biomassa prevede un sistema di filtrazione dei gas emessi composto da:

- iniezione di urea sotto forma di soluzione acquosa in camera di combustione, per la riduzione degli NO_x (sistema SNCR);
- depolveratore a multi ciclone;
- filtro a maniche.

Il sistema può ritenersi performante e idoneo alle condizioni storiche di inquinamento locali per quanto riguarda le polveri, in particolare quelle fini; il sistema di denitrificazione applicato riduce gli NO_x ma ad un valore intermedio rispetto a quanto si poteva ottenere con un catalizzatore SCR a valle della combustione (< 80 mg/Nm³). L'obiettivo del proponente, di restare al di sotto di 150 mg/Nm³, si discosta ben poco dall'obiettivo previsto dal DM 5.2.98 per gli impianti di recupero di energia da rifiuti ligneo cellulose.

Eppure sono passati 17 anni, e impianti storici quale quello di Tirano, sono in grado già da anni di mantenersi al di sotto di 200 mg/Nm³. Viste le condizioni di inquinamento locale, l'ente di controllo doveva imporre al progetto un sistema quale quello SCR, che permette di stare al di sotto di 80 mg/Nm³.

Tabella 6.2.1: emissioni impianto (11% O₂)

Parametro	Valore medio orario [mg/Nmc]
CO	150
SO _x	150
NO _x	150
Polveri totali	10
COT	20
NH ₃	5

Inoltre, la soluzione proposta dell'iniezione di urea, comporta un rilascio di ammoniaca (ammonia-slip) nei fumi, che aggiunge un inquinante finora non presente negli scarichi dell'azienda. Andrebbe adottato un sistema di ossidazione a valle dell'SCR per ridurre al minimo tale inquinante.

Limiti del D.M. 5.2.1998 per impianti di recupero di rifiuti ligneo-cellulosici			
Inquinante	Limite medio orario [mg/Nm ³]	Limite medio giornaliero [mg/Nm ³]	Limite medio su 30 minuti [mg/Nm ³]
NO _x	400	200	
SO ₂			
Polveri totali		10	10-30

Ricordiamo che in Lombardia vigeva fino a poco tempo fa un limite per le centrali elettriche alimentate a biomassa, operanti in aree di risanamento, pari a 80 mg/Nm³. Tale limite vigeva dal 2001, in base alla DGR 6501.

Sorgente	Portata massima	Temp. minima uscita fumi		Portata massima	Tipo di sostanza	Flusso di massa	Altezza punto di emissione	Diametro
	Nm ³ /h	°C	K					
Camino impianto a biomassa	15.000(*)	110	383	23.791	CO	937,5	20,00	1.000
					SO ₂	937,5		
					NO ₂	937,5		
					COT	125		
					Polveri totali	62,5		
					NH ₃	31,3		

(*) portata riferita a condizioni normali (273,15 K, 1 atm) con umidità pari al 20%

In conclusione: sono disponibili sistemi di abbattimento secondari di NO_x di tipo DENOX – SNCR e DENOX – SCR che risultano commercializzati e già installati su impianti di media taglia. Nel primo caso l'iniezione di urea in caldaia può avere buoni rendimenti di rimozione, al prezzo di avere uno slip di ammoniaca in uscita. Tuttavia questi sistemi non garantiscono i valori di emissione inferiori a 120 mg/Nm³.

Nel secondo caso si tratta di sistemi più sofisticati (un reattore vero e proprio) che garantiscono rese di riduzione fino al 95%, ma che richiedono temperature elevate di passaggio dei gas, che tuttavia si ritiene siano presenti nel progetto proposto.

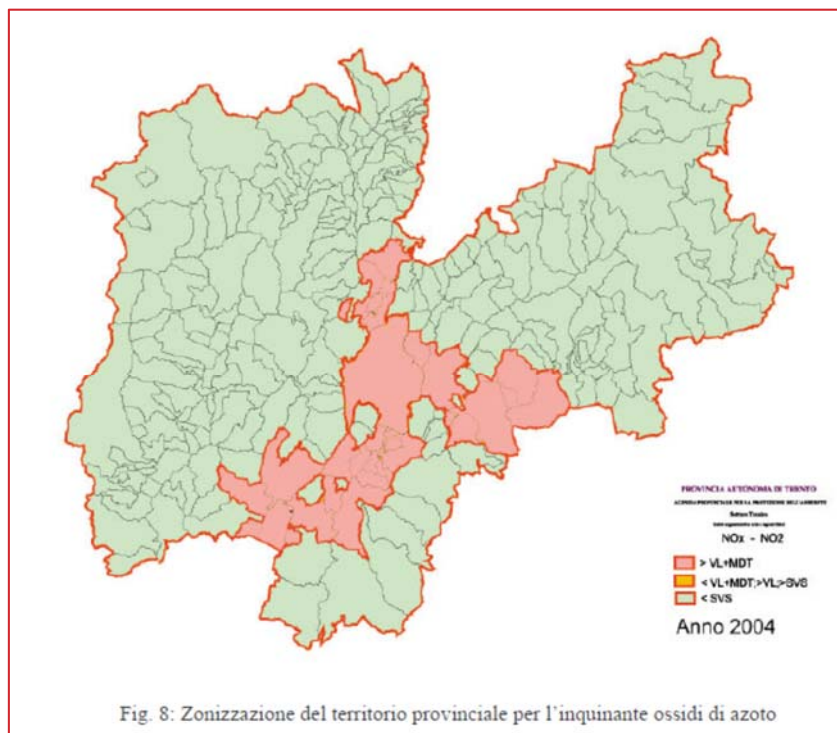
Da alcuni contatti con fornitori risulterebbe un costo di investimento aggiuntivo per questa soluzione di circa 200.000 €, solo per l'impianto aggiuntivo, impegnativo ma comunque una piccola frazione dei costi complessivi dell'investimento che il proponente si accinge a compiere. Il sistema SCR, già applicato su impianti analoghi e su cogeneratori a oli vegetali, è in grado di garantire limiti più stringenti e coerenti con lo stato dell'aria nell'area.

2.3 IMPATTI AMBIENTALI E CONDIZIONI DI RIFERIMENTO SUL TERRITORIO

La Valsugana rientra in zona A, ossia un territorio in condizioni di necessità di risanamento della qualità dell'aria:

zona A (TN0401) dove le concentrazioni di almeno un inquinante considerato superano o rischiano di superare i limiti previsti nel DM. n. 60/2002, ovvero dove almeno per un inquinante viene superata la Soglia di Valutazione Superiore (SVS):

Novaledo rientra in zona A. In tali condizioni potrebbe essere autorizzato un impianto siffatto a patto di una riduzione reale del carico emissivo rispetto al dato storico, o con la garanzia di mantenimento dello stesso impatto. Come si vedrà nel successivo paragrafo, non è così.



La pianificazione provinciale del 2007 evidenzia come per gli impianti di riscaldamento a biomassa si debba puntare a impianti nuovi ad elevata efficienza rispetto al particolato emesso, ma che la soluzione migliore per l'impatto ambientale sia ancora il metano.

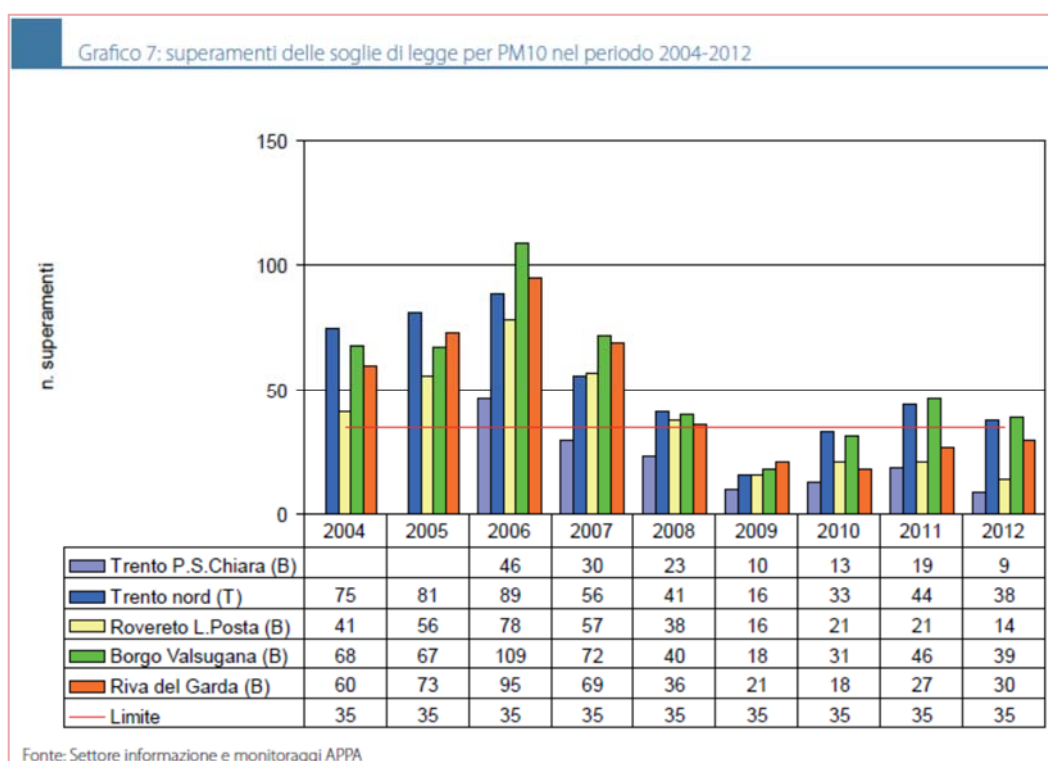
Per questo al punto 4.6.2 relativo al settore civile auspica la diffusione della rete di distribuzione del metano e, ove non fosse possibile, il teleriscaldamento a biomassa.

Ma per tale azione, basata sulle biomasse:

taglia). La politica di incentivazione andrà quindi rinnovata nelle località in cui sia facile reperire in loco il combustibile, mentre se ne dovrà valutare gli effettivi vantaggi ambientali in zone già servite dalla rete del gas metano (soprattutto per quanto riguarda emissioni e concentrazioni di PM_{10} ed SO_x). Per garantire un

Per gli ossidi di azoto il piano sottolinea come oltre al particolato fine primario, le combustioni industriali li emettano sotto forma di particolato fine secondario in seguito alla produzione di NOx.

I dati storici sulla qualità dell'aria sono disponibili per 5 postazioni fisse, la località più vicina all'area di progetto è Borgo Valsugana. Sono noti peraltro solo i valori delle polveri fini, sotto forma di polveri totali PM₁₀.



I dati evidenziano condizioni di problematicità, ma non risultano disponibili campagne di monitoraggio con centraline mobili nelle vicinanze, che permetterebbero di conoscere meglio la situazione. Come è possibile che, in un area ove sono già presenti impianti industriali, non si effettuino rilevazioni di “bianco” per comprendere le condizioni reali? Anche nel mese di Febbraio 2015 risultano valori di concentrazione di polveri fini e di NO₂ rilevanti, anche se non superiori ai limiti (vedasi sotto).

Bollettino definitivo di qualità dell'aria del 17 febbraio 2015

Dati riferiti al giorno 16 febbraio 2015

Inquinanti	SO ₂ biossido di zolfo	PM ₁₀ polveri sottili	NO ₂ biossido di azoto	CO monossido di carbonio	O ₃ ozono
	Massima media oraria µg/m ³	Media giornaliera µg/m ³	Massima media oraria µg/m ³	Massima media 8 ore oraria mg/m ³	Massima media ore oraria µg/m ³
Piana Rotaliana		18	64		64
Borgo Valsugana		22	84		44

In tali condizioni si ritiene che non debbano essere autorizzate nuove emissioni industriali, a meno che la soluzione tecnologica possa dimostrare l'equivalenza del carico emissivo o una sua riduzione. Cosa che non accade, come dimostreremo nel paragrafo dedicato all'impatto ambientale del progetto.

2.4 ASSENZA DI VALUTAZIONE DI CONSUMI D'ACQUA E PRODUZIONE DI RIFIUTI SPECIALI

La documentazione prodotta dal proponente non permette di risalire all'incremento di consumi d'acqua che sembra essere di 8000 m³/anno, dovuti agli ausiliari del cogeneratore che richiedono un sistema di raffreddamento, e che oggi non sono richiesti.

Si dichiara nulla la produzione di rifiuti speciali, mentre non è stata valutata l'inevitabile produzione di oli lubrificanti esauriti, che periodicamente vanno inviati a smaltimento. Questi flussi non sono indicati nemmeno per gli impianti storici.

2.5 MODELLO DI DISPERSIONE ATMOSFERICA

Come riportato sul manuale del SW utilizzato dal proponente il progetto, un calcolo climatologico è sostanzialmente un insieme di calcoli puntuali (per settori) pesati però rispetto alla loro frequenza statistica di accadimento.

Avendo quindi a disposizione opportune serie di dati meteorologici è possibile caratterizzare climatologicamente una certa area attraverso la definizione di una opportuna JFF (Joint Frequency Function). Una JFF consiste in tabelle (una per ogni classe di stabilità) che riportano le frequenze di accadimento congiunte di velocità e direzione del vento.

Generalmente le JFF sono relative ad un periodo temporale pari ad un anno (ma è possibile specificarle anche per altri periodi temporali); quanti più “anni meteorologici” si hanno a disposizione nella serie di dati di partenza e più accurata sarà la caratterizzazione meteo-climatica dell’area (la WMO indica un minimo di almeno 5 anni di dati meteorologici orari).

Lo studio effettuato dal proponente utilizza un solo anno, il 2012, per alcuni inquinanti.

In base ai pochi dati disponibili da APPA, risulta uno tra gli anni migliori. Se si fosse adottato un periodo di 3-5 anni precedente, si sarebbero rilevate condizioni ben peggiori.

Il modello non dichiara tutte le ipotesi utilizzate sul funzionamento degli impianti confrontati ante e post operam; le simulazioni ante operam considerano solo due generatori a metano, pur in presenza di notevoli aumenti dei consumi energetici dichiarati.

Utilizzando i dati forniti dal proponente, si è stimato l’impatto ante operam e post operam, nella tabella successiva.

Confronto emissivo												
Impianto	P el kW	P th kW	volumetrica fumi m3/h	Emissione specifica mg/s				Emissione totale kg/a				
				CO	Nox	SO2	PM10	NH3	CO	NOx	SO2	PM10
Configurazione Attuale												
GV metano M9		2300	5800	1,4	47,7			40,32	1.373,76	-		
GV metano M11		2300	4455	0,9	31,3			25,92	901,44	-		
Cogen Biogas	800	1100	610	45,8	247,8	37,2		1.319,04	7.136,64	1.071,36		
Cogen Metano	800	1100	53200	1346,7	213,2	11,2		38.784,96	6.140,16	322,56		
GV metano M?		2300	5000	1,15	39,5			33,12	1.137,60	-		
configurazione Futura												
Cogen Biogas	800	1100	610					1.319,04	7.136,64	1.071,36		
Cogen Metano	800	1100	53200					38.784,96	6.140,16	322,56		
GV metano M?	2300	8000	5000					33,12	1.137,60	-		
Cogen biomassa	999	8000	20000	937,5	937,5	937,5	62,5	27.000,00	27.000,00	27.000,00	1.800,00	901,44
CONFRONTO A REGIME												
				Ante operam				CO	NOx	SO2	PM10	NH3
								40.203,36	16.689,60	1.393,92	-	-
				Post operam				CO	NOx	SO2	PM10	NH3
								67.137,12	41.414,40	28.393,92	1.800,00	901,44
				Variazione					67%	148%	1937%	

Da tale analisi risulta un incremento del 148% degli NO_x, del 1937% degli SO₂, insieme a nuove emissioni di PM₁₀ (1800 kg/anno) e ammoniaca (900 kg/anno).

Il proponente nel documento n. 5 – studio mediante modello di diffusione atmosferica delle concentrazioni al suolo degli inquinanti prodotti – prevede una variazione come segue:

Inquinante	VARIAZIONI STIMATE
CO	Incremento del 68% del valore massimo riscontrato, seppure al di sotto dei valori limite
NO _x	I valori massimi orari risultano sostanzialmente invariati, con una emissione massima di 92 µg/m ³ . Le medie annuali vedono un incremento del 44%, per un valore massimo di 4 µg/m ³
Polveri	Ricadute entro il µg/m ³ , ma non vi è il confronto ante post operam

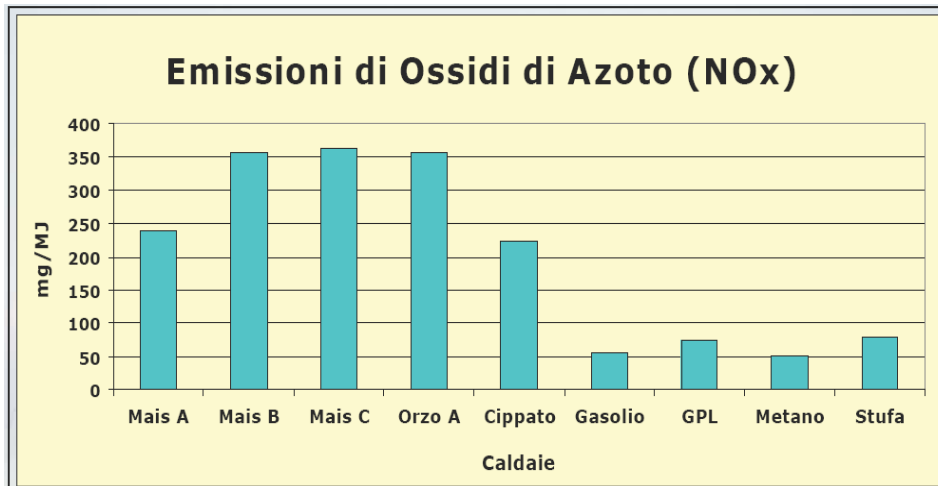
In alcuni dei recettori specifici individuati nello studio, tra cui il centro abitato di Novaledo, si riscontrano valori di ricaduta medi orari massimi prossimi e superiori a 50 µg/m³, che vanno aggiunti ai livelli medi invernali molto elevati, prossimi a 100 µg/m³, per cui è possibile che si verifichino superamenti complessivi dei limiti medi orari previsti dal D.Lgs 155/2010.

In base alle portate e ai fattori di emissione abbiamo sopra dimostrato come si abbia un aggravio del quadro emissivo. Come è possibile che le biomasse – secondo le simulazioni proposte da Novaledo Energia – mantengano le stesse condizioni preesistenti?

L'emissione E4 (carico scarico di calce idrata) di polveri per 2500 Nm³/h con limite di 20 mg/Nm³ non è stata considerata ai fini delle stime di ricaduta degli inquinanti.

Per concludere questa analisi, citiamo alcuni dati ufficiali reperibili in letteratura tecnica in merito al presunto vantaggio ambientale della biomassa. Mentre è innegabile il vantaggio rispetto alle emissioni di CO₂, a condizione che la biomassa sia reperita localmente entro un raggio di pochi km, cosa che sarà tutta da verificare in base alla effettiva provenienza della biomassa, per gli altri inquinanti la partita è persa in partenza.

Citiamo ad esempio i dati di uno studio svolto dall'Università di Udine del 2008, e di seguito riassunti:



Oppure dal confronto tra limiti alle emissioni richiesti dalle norme vigenti, e limiti garantiti per le caldaie a metano come dichiarate da Viessmann, uno dei principali costruttori europei:

Limiti emissioni impianti termici civili a biomassa parte III allegato IX alla parte V
D.Lgs 152/2006

e confronto con emissioni garantite di caldaie a metano (Viessmann)

Limiti per (P<1 MW)	biomasse	metano
Polveri totali	100 mg/Nm3	50
COT	mg/Nm3	
CO	350 mg/Nm3	n.a.
Ossidi di N espressi come NO2	500 mg/Nm3	100
Ossidi di S espressi come SO2	200 mg/Nm3	n.a.

Riteniamo che tanto basti per confutare le affermazioni di molti sostenitori tout court delle biomasse. A ulteriore conferma di seguito riportiamo invece i valori ricavati da una ricerca del LEAP 1, in merito al confronto tra emissioni di polveri fini e ultrafini tra impianti di combustione tradizionali e a biomasse e inceneritori.

Anche da questa ricerca emerge come le polveri ultrafini rilevate dalla combustione di pellet siano di molto superiori a quelle derivanti dalla combustione del metano.

¹ LEAP. Emissione di polveri fini e ultrafini da impianti di combustione. Sintesi finale, Ottobre 2010.

Utenza	Condizione di campionamento-regime di esercizio caldaia	Concentrazione (cm ⁻³)	Fraz.<0,1µm(%) / Fraz.<0,05µm(%)	Moda (µm)
Pellet	Diluizione-carico nominale	41'000'000 - 52'000'000	93-95 / 19-28	0,072
	Diluizione-carico ridotto	24'000'000	39 / 0	0,204
Caminetto chiuso	A caldo-carico nominale	51'000'000 - 81'000'000	48-70 / 9-19	0,02-0,12
	Diluizione-carico nominale	60'000'000 - 78'000'000	54-72 / 8-19	0,02-0,12
Gasolio	Diluizione-carico nominale	8'600'000 - 67'000'000	> 99 / 89 - 97	0,021
	Diluizione-carico ridotto	11'000'000 - 17'000'000	92 - 95 / 40 - 56	0,072
	A caldo-carico nominale	1'300'000	97 / 74	0,054
	A caldo-carico ridotto	6'000'000	94 / 64	0,054
Gas naturale	Diluizione-carico nominale	4'500	89 / 68	0,021
Aria ambiente	-	15'000 - 28'000	88 / 64	0,021

Questi dati ci fanno ritenere che l'uso estensivo delle biomasse sia poco adatto alle condizioni di inquinamento del territorio in oggetto, a meno di richiedere ai proponenti interventi di compensazione: riduzione del carico emissivo su altri impianti, e riduzione dei consumi energetici locali.

2.6 OPERATIVITA' NON A REGIME ED EMERGENZE

Nel documento 19 a pag. 14 si descrive il bypass dei sistemi di filtrazione, che scatta in automatico all'avvio dell'impianto, che dura 1,5 ore. Questo evento è abbastanza frequente negli impianti a biomasse alimentati a cippato.

Il proponente non dichiara quante volte si prevede possa presentarsi tale evento, e se lo stesso è stato considerato al fine della stima delle ricadute emissive reali.

2.7 COMBUSTIBILI UTILIZZATI

Il proponente nel documento 11 a pag. 5 dichiara che la "ricetta" dei combustibili che saranno utilizzati è indicativa: in realtà le biomasse possono essere sostituite da sottoprodotti industriali come previsto dal DM 6/7/12. Di essi non è prevedibile la provenienza, e l'effetto sulla combustione e le emissioni.

Di seguito si riporta l'elenco dei sottoprodotti previsti alla tab. 1-A del Decreto in oggetto.

2. Sottoprodotti provenienti da attività agricola, di allevamento, dalla gestione del verde e da attività forestale

- effluenti zootecnici;
- paglia;
- pula;
- stocchi;
- fieni e trucioli da lettiera.
- residui di campo delle aziende agricole;
- sottoprodotti derivati dall'espianto;
- sottoprodotti derivati dalla lavorazione dei prodotti forestali;
- sottoprodotti derivati dalla gestione del bosco;
- potature, ramaglie e residui dalla manutenzione del verde pubblico e privato.

3. Sottoprodotti provenienti da attività alimentari ed agroindustriali

- sottoprodotti della trasformazione del pomodoro (bucchette, bacche fuori misura, ecc.);
- sottoprodotti della trasformazione delle olive (sanse, sanse di oliva disoleata, acque di vegetazione);
- sottoprodotti della trasformazione dell'uva (vinacce, graspi, ecc.);
- sottoprodotti della trasformazione della frutta (condizionamento, sbucciatura, detorsolatura, pastazzo di agrumi, spremitura di pere, mele, pesche, noccioli, gusci, ecc.);
- sottoprodotti della trasformazione di ortaggi vari (condizionamento, sbucciatura, confezionamento, ecc.);
- sottoprodotti della trasformazione delle barbabietole da zucchero (borlande; melasso; polpe di bietola esauste essiccate, suppressate fresche, suppressate insilate ecc.);
- sottoprodotti derivati dalla lavorazione del risone (farinaccio, pula, lolla, ecc.);
- sottoprodotti della lavorazione dei cereali (farinaccio, farinetta, crusca, tritello, glutine, amido, semi spezzati, ecc.);
- sottoprodotti della lavorazione di frutti e semi oleosi (pannelli di germe di granturco, lino, vinacciolo, ecc.);
- pannello di spremitura di alga;
- sottoprodotti dell'industria della panificazione, della pasta alimentare, dell'industria dolciaria (sfridi di pasta, biscotti, altri prodotti da forno, ecc.);
- sottoprodotti della torrefazione del caffè;
- sottoprodotti della lavorazione della birra;

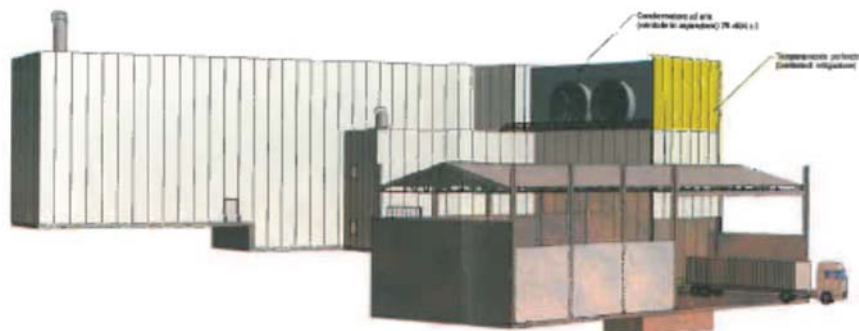
4. Sottoprodotti provenienti da attività industriali

- sottoprodotti della lavorazione del legno per la produzione di mobili e relativi componenti.

2.8 INQUINAMENTO ACUSTICO

Gli impianti di combustione a biomasse spesso danno origine a inquinamento acustico significativo, soprattutto per effetto dell'impianto di condensazione collocato esternamente ai capannoni, in quota, e dotato di ventole di raffreddamento, ma in più siti è rilevante l'effetto della movimentazione con autotreni delle materie prime combustibili. In questo caso si è stimato il passaggio di 5 veicoli giorno da 70 m³ di portata cadauno.

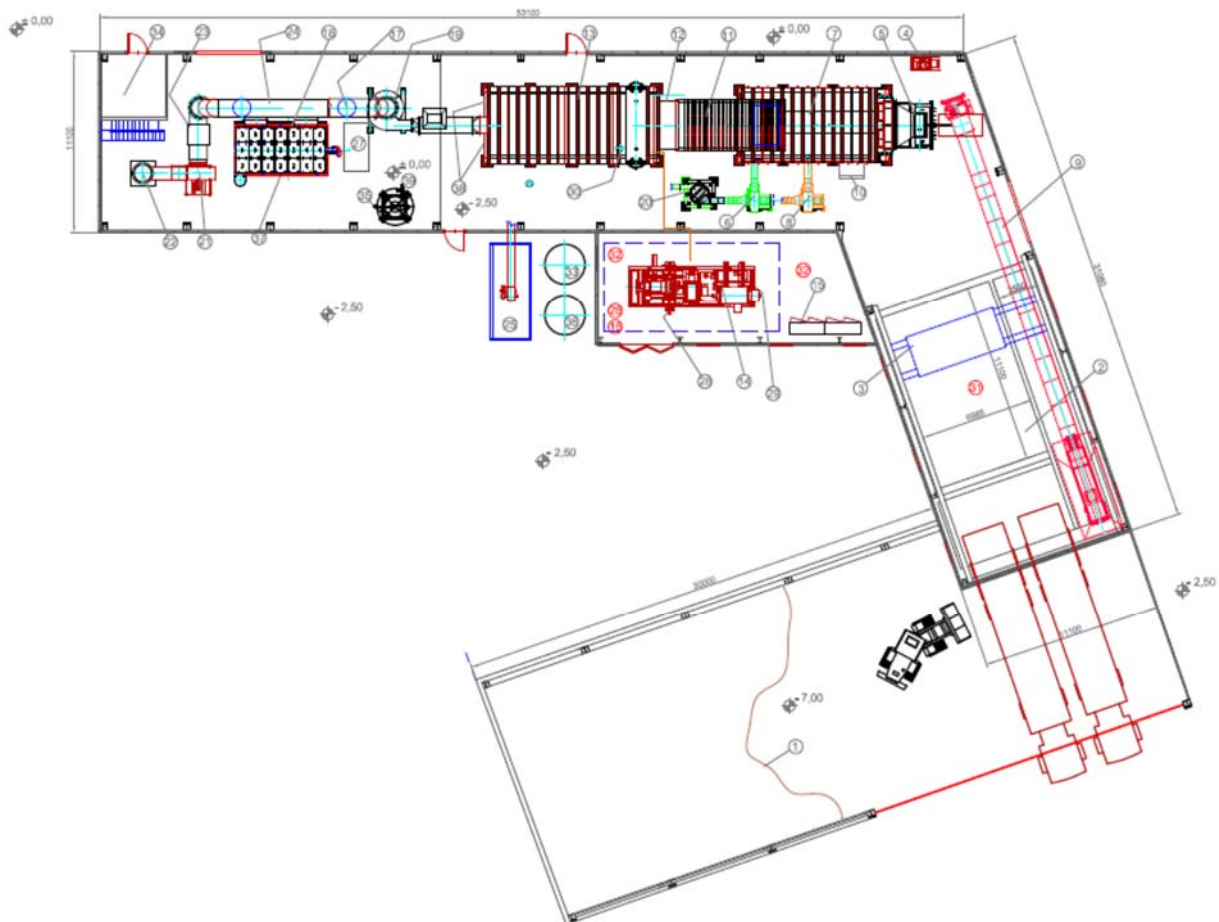
Nel documento n. 2 "valutazione previsionale di impatto acustico" la società incaricata dal proponente ha deciso di analizzare le condizioni vigenti ante operam solo nell'area della pista ciclabile della valle, posizionato alla maggiore distanza dalla futura centrale.



È risultato che l'area già oggi non rientra nei limiti di legge sulle immissioni sonore. La zona delle abitazioni del Comune di Novaledo (Ricettore 3) non è stata oggetto di indagine ambientale. Sembra che l'estensore abbia ritenuto ininfluenza la centrale rispetto all'arteria stradale esistente, quindi è stato simulato l'effetto del solo impianto, risultando ininfluenza.

Il tecnico incaricato tuttavia raccomanda di ripetere post operam le rilevazioni, allo scopo di verifica della bontà delle simulazioni.

Anche per l'inquinamento acustico valgono le considerazioni già svolte per quello dell'aria: l'aggiunta di nuove attività industriali in un'area che è già compromessa non potrà che peggiorare le condizioni di vita locali.



3. EVOLUZIONE NORMATIVA E CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Una incompleta applicazione della direttiva 2011/92/UE sulla VIA (mancata applicazione dei criteri di cui all'allegato III) ha consentito la proliferazione di centinaia di nuovi impianti in Italia in territori che non potevano permettersi ulteriori pressioni.

A Gennaio 2015 sono state elaborate le linee guida per la verifica di assoggettabilità a VIA dei progetti di Regioni e Province autonome, a seguito dell'intervento della Commissione europea nei confronti dell'Italia, per la normativa (D.Lgs 152/2006) che si limitava a considerare la taglia degli impianti energetici (1 MW elettrico).

Sulla base di ciò è stato formulato uno schema di decreto che è in corso di approvazione. Esso introduce nuovi vincoli aggiuntivi alla taglia di potenza: ci interessa in particolare l'effetto cumulabilità con altri impianti presenti sul territorio dei nuovi progetti entro 500 m, per cui la soglia si dimezza.

Nel nostro caso abbiamo già due cogeneratori, da 0,8 MW elettrici, cui si aggiunge quello a biomassa da 1 MW elettrico. La somma supera il MW, quindi per il terzo impianto la soglia si dimezza, diventando di 0,5 MW e secondo le nuove norme il nuovo cogeneratore a biomassa dovrebbe essere sottoposto a VIA.

Ricordiamo infine che la Regione Emilia Romagna ha introdotto una norma che prevede nelle aree maggiormente inquinate l'autorizzazione di impianti di combustione, condizionata alla presentazione di un progetto di compensazione delle nuove emissioni con progetti per la riduzione dimostrata e verificata ex post delle emissioni complessive sul territorio.

Considerato che il proponente dalla nuova produzione di energia elettrica e dalla sua vendita dovrebbe ottenere un introito stimabile in 1, 6 M€ annui, si ritiene che – anche per dissipare ogni dubbio su un investimento fatto principalmente per la sua alta redditività – potrebbe integrarlo con interventi di riqualificazione energetica ad esempio su edifici pubblici rilevanti, (come fanno le ESCO) a compensazione delle nuove emissioni riversate sull'ambiente locale.