

MOVIMENTO DI LOTTA PER LA SALUTE COOP. A R.L. e O.N.L.U.S.



Via Venezian, 1 - 20133 Milano

Via del Carracci, 2 - 20149 Milano

Tel. 02 498.46.78 Fax 02 480.14.680 -0331 501792

Centro per la Salute
Giulio A. Maccacaro
Via Roma 2
21052 Castellanza (VA)

Al Ministero dell' Ambiente e della
Tutela del Territorio
via Cristoforo Colombo 44
00147 Roma

Al Ministero dei Beni e delle
Attività Culturali
via di San Michele 22
00153 Roma

Alla Regione Lombardia
Struttura V.I.A.
Via Sasseti 32/2
20124 Milano

26 aprile 2006

Oggetto: Note preliminari relative allo Studio di Impatto Ambientale del progetto di “riqualificazione della centrale del teleriscaldamento Lamarmora” di Brescia proposta dalla società ASM Brescia Spa.

Le presenti note intendono contribuire alla valutazione dei rischi per la salute e per l'ambiente, da parte delle popolazioni interessate, insiti nella proposta di realizzazione di una nuova centrale termoelettrica a ciclo combinato a gas naturale della potenzialità di circa 715 MWt che la società ASM Brescia Spa , intende realizzare a Brescia in parziale sostituzione e potenziamento degli impianti esistenti che costituiscono la “Centrale Lamarmora”.

Si farà riferimento allo Studio di impatto ambientale (Sintesi non tecnica), redatto dalla società D'Apollonia, datato 20 dicembre 2005, limitandoci ad alcuni aspetti che

si ritengono di maggiore criticità connessi all'impianto, nella fase di funzionamento, nei limiti che la documentazione disponibile permettono.

Non si può tacere che la indisponibilità di copia dello Studio di Impatto Ambientale integrale (in quanto presentato solo in forma cartacea) rappresenta una limitazione oggettiva dei diritti alla partecipazione previsti dalle direttive europee in materia di V.I.A. nonché a quelle più generali sul diritto alle informazioni ambientali.

D'altronde il proponente, nell'annuncio di deposito dello SIA, informa, tra l'altro che

in data 7.12.2005, con delibera n. 1254 P.G. n. 51399, la Giunta comunale di Brescia ha espresso parere favorevole di compatibilità con le prestazioni del sistema e con l'ambiente circostante relativamente al progetto sopra richiamato; in data 21.12.2005 il Consiglio comunale di Brescia ha preso atto di detta delibera;

In altri termini uno degli enti che devono valutare il progetto e il SIA ha espresso il proprio assenso *prima* del deposito dello studio di impatto ambientale in spregio al buon senso, allo spirito delle norme di legge in materia di VIA e della valenza della partecipazione dei cittadini alle scelte locali.

Fermo quanto sopra, le note qui formulate costituiscono osservazioni allo SIA suddetto ai sensi del DPCM 27.12.1988.

1. Il progetto di nuova centrale e il contesto degli impianti di teleriscaldamento di Brescia

Come in più parti ricordato il progetto, nel suo complesso, riguarda :

- a) la cessazione dell'attività dei gruppi 1 e 2 degli attuali impianti della centrale Lamarmora;
- b) la ristrutturazione del gruppo 3 della medesima centrale con realizzazione di un impianto di abbattimento (DeNox) degli ossidi di azoto;
- c) la realizzazione di una nuova centrale a ciclo combinato a gas naturale della potenza termica nominale di 715 MWt con una capacità produttiva indicata pari a 250 MWt (finalizzati alla immissione nella rete di teleriscaldamento esistente e in previsione di estensione) e di 330 MWe di energia elettrica da mettere a disposizione della rete nazionale di trasmissione.

Si ritiene che quest'ultimo elemento (la configurazione della nuova centrale) sia da sottoporre ad una attenta valutazione in quanto, rispetto alla sottolineatura portata nello SIA alla produzione di energia termica per la rete di teleriscaldamento e ai connessi benefici, appare un aspetto basilare trattato come scontato e non discutibile.

In altri termini la previsione di un impianto delle dimensioni e della configurazione indicata nel progetto appare come lo stesso sia principalmente finalizzato alla produzione di energia elettrica e non alla produzione di energia termica per la rete di

riscaldamento. Questa scelta non viene idoneamente motivata e valutata nei diversi *quadri* (programmatorio, progettuale, ambientale) che costituiscono lo SIA.

Se l'impianto fosse stato pensato come principalmente finalizzato al servizio di teleriscaldamento la configurazione e la potenza nominale complessiva sarebbero ben diverse come è ovvia che sia per un impianto progettato per garantire la produzione di energia termica per la rete di riscaldamento e, con l'utilizzo di un ciclo combinato, la produzione *anche* di energia elettrica.

Così come viene proposto l'impianto appare finalizzato in primo luogo alla produzione di energia elettrica.

Quanto sopra è ancora più chiaro se si pone mente a :

- 1) la potenza (produzione) prevista viene indicata in 250 MWt e 330 MWe, quindi già "*in partenza*" spostate verso la produzione di energia elettrica;
- 2) la producibilità annua indicata per la nuova centrale è ancora più spostata verso la produzione di energia elettrica (791 GWh termici e 1.939 GWh elettrici) per la stagionalità del fabbisogno di calore;
- 3) nonostante si voglia presentare la centrale come idonea a garantire l'alimentazione della rete di teleriscaldamento anche in relazione alla futura estensione della stessa si afferma che al 2020 non saranno comunque sufficienti i 250 MWt prodotti ma dovrà essere realizzata una ulteriore caldaia semplice da 94 MWt (il che appare fortemente contraddittorio con le finalità dichiarate dal proponente).

Questo spostamento dell'obiettivo sulla produzione di energia elettrica quale interesse primario della società proponente appare anche dalla sottolineatura nei confronti ante e post operam sullo scenario energetico bresciano complessivo: da 891 GWh immessi in rete attualmente (2004) a 2.781 GWh nello scenario con la nuova centrale (che contribuirebbe da sola con ben 1.939 GWh come già detto).

Il valore di produzione di energia elettrica sarebbe anche superiore al totale della richiesta della rete stimata per il 2006 (2.413 GWh), e per la quale si prevede comunque la immissione nella rete nazionale di trasmissione, in altri termini almeno una parte dell'energia elettrica prodotta verrebbe venduta sul mercato nazionale.

La necessità di una nuova centrale configurata e dimensionata principalmente per la produzione di energia elettrica non viene (nel documento di sintesi) posta in alcun modo in relazione con lo stato della programmazione in materia almeno a livello regionale.

Va ricordato, che il Piano Energetico Regionale, nella versione definitiva – per quanto concerne la stima dei fabbisogni impiantistici aggiuntivi al 2010 – parte dai seguenti presupposti ¹:

¹ Si veda in particolare la Tabella 4a, p. 61 del Piano Energetico Regionale, marzo 2003.

- un fabbisogno di produzione regionale di energia elettrica (al netto del 10 % di importazione di energia elettrica) pari a 73.800 GWh;
- una situazione di produzione di energia elettrica netta, in Lombardia, per il consumo all'anno 2000 pari a 38.600 GWh (secondo il GRTN nel 2001 la produzione netta regionale è stata di 41.119 GWh)²;
- un fabbisogno aggiuntivo, al 2010, pari a 35.200 GWh individuando 1.600 GWh da incrementi produttivi delle centrali idroelettriche e delle fonti rinnovabili, quindi con un fabbisogno di produzione aggiuntivo pari a 33.600 GWh da impianti termoelettrici;
- quest'ultimo fabbisogno produttivo annuale sarebbe pari a 6.100 MWe di nuova potenza installata (con una ipotesi di funzionamento pari a 5.500 ore/anno)³;
- a questo punto, nel PER, viene presentata una stima della nuova potenza ottenibile con i diversi interventi di repowering in corso, che sarebbe pari a 3.000 MWe teorici e 2.000 MWe realisticamente utilizzabili al 2010;
- le centrali già autorizzate al 15.02.2003 pari a 2.050 MWe di potenza (Ferrera Erbognone, Voghera, Mantova)⁴, a cui si aggiungerebbero i 750 MWe della centrale di Casei Gerola che ha superato positivamente la procedura di compatibilità ambientale ministeriale, come pure – successivamente alla emanazione del PER - le nuove centrali di Dalmine (120 MWe), Villa di Serio (190 MWe) in sostituzione/ampliamento di centrali esistenti;
- a fronte di tali disponibilità la differenza tra i 6.100 MWe ritenuti necessari, i 2.000 MWe aggiuntivi forniti dagli interventi di repowering e trasformazione, e i 2.800 MWe dalle quattro nuove centrali suddette, sarebbe pari a 1.300 MWe che costituisce la nuova potenza ulteriormente installabile in regione.

Di questi 1.300 MWe di potenza da installare parla la delibera della Giunta Regionale n. 14166 del 8.08.2003 ove, a fronte delle indicazioni contenute nel PER, in relazione alle diverse valutazioni in merito alle aree in cui è stata suddivisa la regione, vengono individuate come “*prioritarie*” le centrali localizzate a Bertonico-Turano (Lodi). Spinadesco (CR) e Offlaga (BS) (quest'ultima in compartecipazione della società ASM Brescia Spa).

Va segnalato che il PER, nella sua versione approvata a marzo 2003, non riporta il quadro delle centrali termoelettriche della Lombardia, le relative capacità installate, nonché le previsioni di intervento; quadro, pur parzialmente, riportato nelle versioni precedenti⁵

Sulla base delle conoscenze reperibili possiamo indicare la situazione di riferimento del PER (2001) e quella risultante al 2010, degli impianti termoelettrici lombardi come illustrato nella tabella 1 che segue.

² V. GRTN “*L'elettricità nelle regioni*”, rapporto 2001.

³ Attualmente, secondo lo stesso PER, le centrali termoelettriche lombarde hanno un valore medio di utilizzo pari a 3.700 ore/anno; nelle prime versioni del PER questo ridotto utilizzo era – correttamente – attribuito principalmente a “*ragioni commerciali*”, nella versione approvata lo si motiva invece in relazione alla “*vetustà del parco impiantistico*”.

⁴ Queste centrali, secondo il GRTN, avrebbero una capacità installata totale pari a 2.220 MWe; 1.040 MWe per Ferrera, 400 MWe per Voghera, 780 MWe per Mantova.

⁵ Si veda l'Allegato 11, del PER versione 11-2002 del 16.05.2002.

Tabella 1. Situazione attuale degli impianti termoelettrici in Lombardia e situazione a conclusione degli interventi in atto di repowering/ambientalizzazione

<i>Impianti termoelettrici esistenti</i>	<i>Capacità installata odierna (MWe)</i>	<i>Capacità installata al 2010 (MWe)</i>
Tavazzano	1.280	1.325
Turbigo	1.657	2.024
Ostiglia	1.251	1.500
Sermide	1.210	1.140
Cassano d'Adda	400	529
Ponti sul Mincio	230	466
Lamarmora (Brescia)	131	249
Ex municipalizzate	102	152
Autoproduttori	569	626
Altri	739	958
Totale	7.569 (*)	8.969

(*) Il GRTN nel rapporto 2001 presenta un valore di 7.697,8 MWe di potenza efficiente netta per le centrali termoelettriche lombarde.

La differenza tra la situazione attuale e quella al 2010 sarebbe pari a 1.400 MWe⁶, apparentemente inferiore a quella stimata nello stesso PER, versione definitiva, ma occorre considerare che non solo la capacità aggiuntiva ma anche quella totale installata verrebbe ad essere messa nelle condizioni di un possibile maggior utilizzo. Ipotizzando un funzionamento annuo pari a 5.500 ore/anno i quasi 9.000 MWe netti al 2010 potrebbero produrre 49.329 GWh i quali unitamente ai 13.696 GWh netti di origine idroelettrica attuali (quindi senza considerare i potenziamenti comunque previsti) e senza considerare gli incrementi previsti con fonti rinnovabili⁷, corrispondono a una produzione annua pari a poco oltre 63.000 GWh. Nello scenario al 2010 considerato nel PER, basato su un parziale contenimento dell'incremento dei consumi energetici, elettrici compresi, ovvero su un comunque consistente incremento (+ 31 % rispetto al 2001), "mancherebbero" circa 11.000 GWh⁸.

⁶ Senza contare che è in corso la realizzazione da parte della società Endesa inerente la centrale di Tavazzano-Montanaso con la realizzazione di due ulteriori unità a ciclo combinato a gas naturale da 400 MW ciascuna, quale integrazione del progetto di repowering in corso. Il risultato finale sarebbe un impianto con capacità installata totale di ben 2.000 MWe (4 gruppi a ciclo combinato) "affiancati da due dei gruppi termici esistenti (640 MW) per coprire punte di domanda".

⁷ Tra le quali la regione Lombardia considera impropriamente anche l'incenerimento di rifiuti solidi urbani.

⁸ Non si entra nel merito della problematica delle potenze necessarie alla punta dei consumi anche perché non è possibile svolgere valutazioni in tal senso data l'assenza di dati a livello regionale di questo parametro pur importante. Ricordiamo in ogni caso che stiamo parlando di un mercato dell'elettricità europeo, non nazionale e tanto meno regionale.

Se si considerano le quattro centrali autorizzate la loro producibilità può essere stimata in circa 15.500 GWh, si arriverebbe ben oltre gli obiettivi del PER della Lombardia e non sarebbero necessari ulteriori incrementi di potenza (di 1.300 MWe).

Fermo quanto sopra, chi scrive preferisce comunque uno scenario differente da quello individuato dal PER della Lombardia⁹ ovvero uno scenario basato su interventi per la riduzione del fabbisogno di energia elettrica anziché per un suo inarrestabile incremento, nella domanda, da rincorrere in termini di produzione.

In uno scenario in cui la quantità di energia elettrica netta anziché aumentare da 63.387 GWh (dati GRTN al 2001) a 82.000 GWh al 2010 (previsione PER) venisse contenuta e magari ridotta a 61.200 GWh si otterrebbe in ogni caso una riduzione dell'importazione di energia elettrica da fuori regione al 10 % del totale ma sarebbe sufficiente la potenza resa disponibile dagli interventi di repowering delle centrali esistenti senza che occorra la realizzazione di alcuna ulteriore centrale termoelettrica (né le 4 già autorizzata né le – almeno – ulteriori, tre previste, e quelle che vengono ancora proposte, come quella in discussione).

Nella documentazione di preparazione del PER, come anche accennato nella tabella 1, le previsioni per la centrale Lamarmora, per quanto concerne la producibilità di energia elettrica, passavano da 432 GWh (su un funzionamento/annuo di 3.300 h) a 996 GWh (su un funzionamento/annuo di 4.000 h).

Il progetto attuale, per la sola nuova centrale, va ben oltre il doppio di quanto indicato in quei documenti regionali e fa emergere una modifica “*in itinere*” che conferma lo spirito più “*elettrico*” che “*termico*” della proposta in esame.

Ciò viene confermato anche da dichiarazioni contenute nella sintesi non tecnica (che in parte riprendono testualmente il Piano Energetico Comunale di Brescia del 2002):

“gli impianti di cogenerazione della Centrale Lamarmora (Gruppo 3 esistente e nuovo ciclo combinato) verranno utilizzati per la cogenerazione di energia elettrica e per soddisfare la domanda di calore da parte della rete di teleriscaldamento” (p. 21); *“i gruppi a cogenerazione della centrale Lamarmora verranno utilizzati per integrare il calore fornito dal Termoutilizzatore a seconda della richiesta di calore della rete di teleriscaldamento e potranno inoltre essere utilizzati, in funzione dell'andamento del mercato elettrico e dei programmi di dispacciamento fissati dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, anche per la produzione semplice di energia elettrica”* (p. 29); *“L'impianto ha una potenza elettrica massima (carico massimo continuo elettrico dell'impianto) variabile in funzione della quantità di vapore fornita al sistema di teleriscaldamento e in funzione delle condizioni ambientali”*(p. 39); *“l'energia elettrica prodotta è completamente dispacciabile in un range compreso tra circa il 60 % ed il 100 % del Carico Massimo Continuo elettrico dell'impianto”* (p. 43).

⁹ Un Piano energetico discusso e deciso unicamente dalla Giunta Regionale, non dal Consiglio regionale, non dagli enti locali (in quest'ultimo caso come esplicitamente previsto dall'art. 5 della legge 10/1991) nè tantomeno dai diretti interessati, i cittadini.

Si tratta di note tecniche “*ovvie*” ma, viste nello scenario risultante dalla introduzione della centrale proposta, mostrano la finalità di quest’ultima verso la generazione elettrica, nella tabella a p. 57 dello SIA si indica che nello scenario ante operam e post operam (per la sola Centrale Lamarmora) si passa da una generazione termica in rete pari a 882,6 GWh/a a 1.150 GWh/a e da una generazione elettrica in rete da 416,2 GWh/a a 2.229 GWh/a.

Sono valori che chiariscono più delle parole.

Queste considerazioni hanno importati ricadute, ad avviso di chi scrive, sia in termini di congruità della proposta con i documenti di programmazione richiamati nello SIA sia in termini di considerazioni in tema di impatto ambientale (su cui si tornerà).

Proprio sotto questo profilo, anche se più volte citata, la DGR 19.10.2001, n. 7/6501 relativa al “*contenimento e la prevenzione degli episodi acuti di inquinamento atmosferico*” non appare idoneamente considerata.

Rammentiamo che questo atto ha, fra l’altro, identificato alcune aree della regione come “*zone critiche*”, ovvero ove “*i livelli di uno o più inquinanti comportino il superamento dei valori limiti e delle soglie di allarme o i livelli di uno o più inquinanti eccedono il valore limite aumentato del margine di tolleranza*”, in applicazione del DLgs 351/99.

Tra queste zone critiche vi è quella costituita dalla città di Brescia e da alcuni comuni confinanti.

In relazione a tale classificazione, anche del comune direttamente interessato alla proposta, la medesima delibera impone precise limitazioni in materia di impianti di produzione di energia, ed esattamente (allegato C, DGR 19.10.2001, n. 7/6501): “*Nelle zone critiche e nei comuni critici, possono essere autorizzati nuovi impianti di produzione energia, con le tecnologie di seguito indicate, di potenzialità limitata al fabbisogno energetico del richiedente entro la zona o il comune critico in cui si intende realizzare l’impianto stesso.*

***Non possono pertanto essere autorizzati impianti di produzione di energia elettrica per scopi commerciali*”.**

Ad avviso di chi scrive, per quanto detto sopra, il dimensionamento della centrale a ciclo combinato è tale, nella sua configurazione che, per almeno parte della produzione di energia elettrica, debba essere considerato come impianto “*di produzione di energia elettrica per scopi commerciali*”, pertanto in contrasto con quanto indicato nella suddetta DGR.

Anche il dimensionamento sotto il profilo della produzione di energia termica appare motivato in modo inadeguato. Pur non conoscendo nel dettaglio la situazione bresciana in termini di effettive prospettive della estensione del teleriscaldamento, dal contesto delle affermazioni presentate nella sintesi dello SIA è possibile evidenziare quanto segue.

- a) come rilevato dallo stesso SIA la maggior parte del consumo di elettricità è connesso alle attività produttive mentre il maggior consumo termico è dovuto alla residenza. Ciò determina che la produzione di energia termica è funzione della reale capacità di assorbimento della rete di teleriscaldamento ovvero dell'incremento delle unità residenziali servite ed ha il limite della stagionalità, mentre la produzione di energia elettrica trova un suo più ampio mercato locale e nazionale per effetto sia della presenza di attività industriali con caratteristiche energivore come pure nelle ampie possibilità che permette il mercato elettrico (ma, come detto, in quest'ultimo caso in contrasto con gli obiettivi generali di miglioramento della qualità dell'aria);
- b) il fabbisogno di energia termica per il teleriscaldamento e il relativo dimensionamento dell'impianto proposto sarebbero il risultato della previsione di un incremento delle volumetrie servite, da qui al 2020, da 35,2 milioni di mc a 45 milioni di metricubi; dei 9,8 milioni di metricubi aggiuntivi 2,2 sono relative ad edifici esistenti e il resto da nuove costruzioni in Brescia e in due comuni limitrofi. A partire da questi dati volumetrici il proponente, assegnando un fabbisogno specifico di calore pari a 39,8 kWh/mc (e una potenza di punta pari a 18 W/mc) ne ricava un fabbisogno complessivo (per 45 Mmc) di 1.791 GWh con una richiesta di punta di 720 MW (cui viene aggiunto un margine di riserva del 25 %, nonostante si dichiara che i gruppi 1 e 2 esistenti della centrale Lamarmora verrebbero messi in riserva anziché dismessi o realmente sostituiti). La richiesta di punta, in particolare, verrebbe raggiunta con l'introduzione della nuova centrale (866 MW) ma non sarebbe garantita la potenza con il margine di sicurezza indicato (pari a 960 MW).
- c) Lo SIA più volte, nel motivare la scelta progettuale, insiste sul *risparmio energetico* risultante dall'utilizzo di un ciclo combinato. E' pacifico che la produzione combinata di energia termica ed elettrica (e ancor più la trigenerazione che non sembra essere neppure parzialmente negli obiettivi del proponente) sia migliore rispetto alla produzione separata ovvero sia una forma – data una necessità energetica - per incrementare il rendimento della trasformazione dei combustibili e quindi un loro uso più efficiente. Definire di per sé questa forma di generazione come un *risparmio* e una scelta di *sviluppo sostenibile* è meno condivisibile o perlomeno non è generalizzabile. Il risparmio in campo energetico va individuato, ad avviso di chi scrive, principalmente nella riduzione dei fabbisogni energetici e non solo in un aumento del rendimento di trasformazione. Se, per esempio, le abitazioni teleriscaldate (con un risparmio nell'uso di combustibili per tal funzione) devono poi sopperire alle necessità energetiche per altre funzioni (preparazione di cibi, raffrescamento dei locali) con energia elettrica, il *risparmio* ottenuto con il sistema di teleriscaldamento viene in parte perso con sistemi poco efficienti di uso dell'energia (anche se probabilmente vi sarà un costo economico inferiore in virtù della produzione combinata).
- d) Analogamente, una riduzione del fabbisogno di calore – ancorchè disponibile con teleriscaldamento – con sistemi edilizi passivi, per esempio, costituisce un

obiettivo di sicuro risparmio energetico e riduzione degli impatti ambientali della filiera energetica. Un fabbisogno specifico di calore pari a 39,8 kWh/mc – pari a 107 kWh/mq (il valore preso a riferimento e su cui è stato valutato il fabbisogno termico per la estensione della rete di teleriscaldamento e quindi la dimensione della centrale a ciclo combinato per la parte termica) - appare un valore ancora elevato. Anziché prevedere, al 2020, una costanza di tale fabbisogno specifico (da moltiplicare pertanto con le volumetrie previste dai PRG), andrebbe preso in considerazione l'effetto possibile delle iniziative, anche normative, finalizzate alla riduzione dei fabbisogni (incremento della efficienza energetica degli edifici). In altri termini, in primo luogo, non appaiono presi in considerazione gli effetti sulla realizzazione/ristrutturazione degli edifici delle norme più recenti sul risparmio energetico in edilizia come i Dlgs 19.08.2005 n. 192 e il Decreto 27 luglio 2005.

Ad avviso di chi scrive le valutazioni del proponente (diversi passaggi – non solo in termini di dati – della Sintesi non tecnica sono presi tal quali da tale documento) appaiono fondate sul “*Piano Energetico Comunale – Bilancio Energetico della Città di Brescia*” del 2002 (ove era previsto solo l’ammodernamento dei gruppi 1 e 2 della Centrale Lamarmora con utilizzo di gas naturale e non la realizzazione di una nuova centrale della dimensione oggi proposta). Da un esame anche sommario di tale documento emerge che lo stesso NON ha le caratteristiche di Piano Energetico ma, al più, di una valutazione (bilancio) dei consumi energetici della città. Quello che appare carente – presente solo in termini generici – è l’assenza di specifici interventi nei diversi settori di attività e residenziale : per il risparmio energetico, per la produzione di energia da (vere) fonti rinnovabili (tra cui chi scrive non annovera l’incenerimento dei rifiuti urbani e speciali), per l’uso efficiente dell’energia (non necessariamente e solo in grandi impianti di produzione).

Il documento comunale si presenta unicamente come un bilancio energetico senza dare gambe a concreti indirizzi, norme, scelte e progetti dell’ente locale verso uno “*sviluppo sostenibile*” nel campo energetico che, per chi scrive, non può che significare una riduzione in termini assoluti (e non solo relativi) degli impatti ambientali delle attività antropiche.

La assenza totale di valutazioni del proponente nei termini sopra detti può essere vista come corrispondente alla modestia (se non carenza)¹⁰ delle indicazioni contenute nel “*Piano Energetico*” della città di Brescia e dunque una sua naturale prosecuzione.¹¹

In questo caso più che la *coerenza* del progetto in esame andrebbero valutate le *carenze* di tale *Piano* in termini di indirizzi sulla evoluzione dello scenario energetico locale; in caso contrario una società come ASM può agevolmente moltiplicare fattori (es. consumi energetici al mc) per ipotesi di estensione (in particolare nuova edificazione) e dare una veste di necessità alla dimensione di un progetto come quello

¹⁰ Proprio sull’argomento della riduzione dei consumi, di usi efficienti diffusi dell’energia, della produzione di energie rinnovabili, tale documento rinvia costantemente a “*studi di fattibilità*” che non risultano siano ancora stati intrapresi.

¹¹ Il fatto che la copertina del Piano Energetico Comunale riporti, in testa, il riferimento al “*Comune di Brescia – Settore Urbanistica*” e , in calce, “*ASM Spa*” appare significativo dell’apporto alle scelte (e alle mancate scelte) dell’ente locale da parte di questa società .

in esame le cui finalità, ad avviso di chi scrive, vanno ben oltre una attività di ammodernamento e miglioramento della rete di teleriscaldamento esistente e futura.

Va infine rilevato, anche a fronte delle note fin qui presentate, che nel documento di sintesi non emerge alcuna considerazione in merito ad “*alternative*” progettuali nonostante siano esplicitamente richieste dalla normativa. Ci riferiamo all’esame sia di alternative dimensionali della centrale a ciclo combinato (in funzione della sostituzione dei due gruppi esistenti che già sono parte del progetto come pure in funzione di una revisione degli sviluppi della rete e dei relativi fabbisogni termici anche in relazione alla introduzione, come accennato, di interventi in tema di riduzione dei consumi) come pure di trasformazione a gas naturale del gruppo 3 anziché al suo mantenimento a carbone (le cui motivazioni non vengono illustrate in alcuna parte del documento esaminato) come pure di localizzazione diversificata con ciò riferendosi a una rete di piccole centrali principalmente finalizzate alla produzione di calore e distribuite lungo la rete esistente e/o futura di teleriscaldamento anche per un suo migliore funzionamento in termini di riduzione delle perdite, di minori problemi connessi alla stagionalità della richiesta e dei fabbisogni di combustibili e di immissione in rete di calore, certamente più elevati ove la produzione sia concentrata in uno o due punti.

Questa assenza appare come una carenza non motivata né motivabile.

2. L'impatto ambientale ante e post operam

L'elemento principale che viene portato a favore della nuova configurazione della Centrale Lamarmora, è una riduzione delle emissioni complessive su base annua dei alcuni parametri (ossidi di zolfo, polveri, ossidi di azoto).

Questo risultato, a fronte delle nuove emissioni dovute al funzionamento della nuova centrale a ciclo combinato, emergerebbe in relazione alla “sostituzione” (leggi, “messa in riserva”) dei gruppi 1 e 2 nonché dagli interventi di riduzione delle emissioni del Gruppo 3 da 130 MWt e 75 Mwe (centrale policombustibile, funzionante attualmente e anche nella previsione futura, a carbone).

Quanto sopra anche perché la Dgr 7/6501 del 2001 prescrive che *“Per le zone critiche e nei comuni critici le modifiche sostanziali ad impianti esistenti non possono essere autorizzate se prevedono un aumento delle emissioni totali annue rispetto a quelle calcolate per l'impianto nella potenzialità e tecnologia precedenti alla modifica applicando i limiti previsti per l'adeguamento”*.

Questa situazione è ben presente al proponente che evidenzia, per il Gruppo 3, il passaggio dall'assetto autorizzativo precedente a quello indicato nella Dgr 7/6501 del 2001, assetto che, per comodità, viene ripreso nella tabella 2 che segue.

Il confronto svolto dal proponente non considera però quanto richiesto dalla medesima DGR ovvero di verificare l'incremento o meno delle emissioni (della centrale Lamarmora), a seguito delle modifiche che si vogliono realizzare e oggetto dello SIA, concretamente nel caso di specie tra l'assetto del solo Gruppo 3 una volta adeguato ai limiti regionali e quello dell'insieme della nuova centrale.

Invece il proponente confronta la situazione attuale come quella risultante tra le emissioni attuali dei tre gruppi con i limiti, più elevati, vigenti e quella risultante dalla introduzione della nuova centrale a ciclo combinato, dalla messa in riserva dei gruppi 1 e 2 nonché dall'adeguamento del Gruppo 3 ai nuovi limiti regionali.

Tabella 2. Limiti alle emissioni per impianti a carbone, autorizzazioni vigenti per gli impianti della società ASM Brescia Spa, Centrale Lamarmora, Gruppo 3, e normative successive.

<i>Contaminante</i>	<i>Limiti autorizzati vigenti per gli impianti esistenti</i> <i>mg/Nmc</i>	<i>Riferimento normativo</i>	<i>DGR 7/6501 Impianti nuovi in "zone critiche"</i> <i>mg/Nmc</i>
Ossidi di zolfo	400	(media giornaliera) DGR IV/11065 - 1986	400
Ossidi di azoto	650 800	(media mensile) (media giornaliera) DM 12.07.1990	200
Polveri	50	(media giornaliera) DGR IV/11065 - 1986	50
Monossido di carbonio	250	(media mensile) DM 12.07.1990	100

Nota: tutti i valori espressi come fumi secchi e concentrazione di ossigeno al 6 %.

In altri termini il confronto andrebbe svolto considerando la riduzione tra i due scenari come costituita dalla messa in riserva dei gruppi 1 e 2, e tenendo presente che volendo mantenere in funzione il gruppo 3 (a carbone) questo impianto necessita, al 2008, di essere adeguato comunque ai nuovi limiti regionali del Dgr 7/6501 del 2001 e del PER del 2003 anche in assenza di qualunque nuovo impianto.

Nella Tabella 3 che segue, utilizzando unicamente i valori riportati dal proponente per le singole centrali, si mostra il confronto tra le emissioni, considerando le indicazioni della DGR 7/6501 del 2001, sopra ricordate.

Tabella 3. Emissioni complessive, per ossidi di zolfo, ossidi di azoto, polveri per l'insieme degli impianti ASM Brescia Spa, ante e post operam, considerando, per gli impianti esistenti le indicazioni riportate nella DGR 7/6501 del 2001

<i>Inquinanti</i>	<i>Situazione ante operam (t/a di emissioni)</i>						
	<i>G1</i>	<i>G2</i>	<i>G3</i>	<i>CGT</i>	<i>Inceneritore</i>	<i>Caldaie semplici</i>	<i>Totale</i>
SOx	503,8	554,7	464,4		22,5	12,7	1.558,1
NOx	109,5	194,8	244,0		293,5	4,5	846,3
Polveri	2,3	2,7	2,0		1,2	0,1	8,3
	<i>Situazione post operam (t/a di emissioni)</i>						
	<i>G1</i>	<i>G2</i>	<i>G3</i>	<i>CGT</i>	<i>Inceneritore</i>	<i>Caldaie semplici</i>	<i>Totale</i>
SOx			464,4	0	26,1	12,7	503,2
NOx			244,0	330,0	341,2	15,5	930,7
Polveri			2,0	2,2	1,4	0,4	6,0

Rispetto a quanto riportato nello SIA è possibile vedere che le riduzioni indicate per Ossidi di zolfo e polveri sono inferiori a quanto prospettato dal proponente mentre per gli ossidi di azoto vi è un incremento assoluto¹² che non può venir “compensato” nemmeno in termini di emissioni evitate per la estensione della rete di teleriscaldamento ad edifici esistenti per 2,26 milioni di metri cubi (equivalenti, secondo gli estensori dello SIA, a una riduzione delle emissioni di ossidi di azoto dalle caldaie individuali per 8,3 t/a).

Se questo è lo scenario di confronto – con diversi risultati - che va svolto in luogo di quello proposto nello SIA non si può tacere che – in palese contrasto con quanto previsto dalle normative sulla VIA – le sostanze emesse dal “sistema” ASM come pure dalla nuova centrale a ciclo combinato riguardano molte altre sostanze non

¹² Dovuto anche all’apporto dell’impianto di incenerimento ovvero dalla attivazione della terza linea. Apporto che va considerato anche in relazione a quanto indicato nel relativo Decreto Ministeriale 3.05.2005.

considerate nello studio (non considerate come significative da ASM e/o dagli estensori dello SIA).

In primo luogo si ritiene utile ricordare che gli estensori di uno SIA devono – se vogliono correttamente svolgere il loro compito e non semplicemente redarre un documento che giustifichi le scelte del committente – considerare tutti gli impatti (in questo caso gli inquinanti) diretti e indiretti connessi ad un'opera; dopo aver svolto idonee valutazioni in tal senso potranno esprimere le loro conclusioni in merito agli impatti attesi (significativi o meno, irreversibili e non, ecc).

Nel nostro caso – ma, con diverse accentuazioni, anche in tutti gli SIA che chi scrive ha avuto modo di esaminare – la questione viene scorrettamente risolta da un giudizio soggettivo e a priori di “trascurabilità” (o di assenza) di tali emissioni. Questo giudizio nasconde un grave errore di metodo e di merito che qui si segnala.

Sul tema degli inquinanti diretti e indiretti emessi da una centrale a gas naturale si evidenzia inoltre quanto segue :

- **l'emissione di polveri (PTS)** indicata nello SIA (2,2 tonnellate/anno) dovuta alla combustione di gas metano nella centrale a ciclo combinato risulta, rispetto ad altri SIA – anche redatti dalla società D'Apollonia per altri impianti - una ammissione della esistenza del problema. Dal contesto sembrerebbe utilizzato un fattore di emissione di Particolato Totale pari a 0,16 g/GJ vicina a valori reperibili in letteratura ¹³.

Questo specifico argomento delle emissioni – dirette e indirette - di polveri è stato oggetto, negli ultimi anni, di una ampia discussione attivata da alcuni articoli e dalle reazioni agli stessi.¹⁴

Non si vuole qui ripercorrere lo stato della discussione ma evidenziare alcuni aspetti, riconosciuti anche da chi ha “*revisionato*” il primo articolo, del maggio 2003, pubblicato su La Chimica e l'industria, che ha fatto “*scoppiare*” il caso, ovvero :

- a) che tale articolo “*ha il merito di sollevare un problema spesso sottovalutato come quello delle emissioni inquinanti prodotte da impianti termoelettrici alimentati a metano*”;¹⁵

¹³ Vedi AIREs- Analisi Integrata per la Riduzione dell'Effetto Serra; Ministero dell'Ambiente e Ambiente Italia. Per completezza si segnala che una recente indagine su un impianto in funzione ha ridotto tale emissione indicando altresì dei fattori di emissione per il particolato più fine (PM10 e PM2,5) come segue : “0,004 g GJ-1 per il PM2,5, 0,006 g GJ-1 per il PM10 e circa 0,01 g GJ-1 per le polveri totali”, v. *IMPATTO AMBIENTALE DEI CICLI COMBINATI ALIMENTATI A GAS NATURALE, CON PARTICOLARE RIFERIMENTO ALLE EMISSIONI DI POLVERI SOTTILI* – Ricerca commissionata da Assoelettrica e sviluppata dal Politecnico di Milano, novembre 2004.

¹⁴ Si veda in particolare : N. Armaroli, C. Po “*Emissioni da centrali termoelettriche a gas naturale. La letteratura corrente e l'esperienza statunitense*”, La Chimica e l'Industria, maggio 2003 e il successivo “*Centrali termoelettriche a gas naturale. Produzione di particolato primario e secondario*”, degli stessi autori, La Chimica e l'Industria, novembre 2003; nonché una “*risposta*” al primo dei due articoli qui indicati di D. Fraternali, O. Olivetti Selmi “*Le emissioni di polveri e altri inquinanti da centrali turbogas a ciclo combinato alimentate a gas naturale. Analisi comparata con le emissioni di impianti termoelettrici a olio combustibile di piccola taglia*”, in via di pubblicazione.

b) che la revisione delle fonti bibliografiche porterebbero a considerare – per una centrale di capacità produttiva di 780 MWe, quindi di una taglia circa doppia rispetto a quella in questione – una emissione diretta di polveri filtrabili (PM10)¹⁶ stimabile in 27,6 tonnellate/anno¹⁷ nonché polveri condensabili (non identificabili direttamente nelle emissioni al camino) ovvero che si trasformano in particolato, per lo più fine e finissimo, una volta l'emissione, per effetto dell'ambiente esterno, si riduce di temperatura, pari a 68,3 tonnellate/anno. Un totale, tra emissione diretta e indiretta pari a 96 t/a¹⁸ ovvero circa 48 t/a nel caso della taglia della centrale ASM di Brescia, comunque tutt'altro che trascurabile; questi valori corrispondono a una emissione primaria (polveri filtrabili) con un fattore pari a 0,8 g/GJ e di emissioni indirette (frazione condensabile) intorno a 2 g/GJ.

Se le polveri vengono in parte prese in considerazione, va segnalato invece che non viene indicato nulla a proposito di altri contaminanti.

L'emissione di sostanze organiche volatili (espresse di norma come NMVOC, carbonio organico volatile non metanico) è dovuta alla combustione incompleta correlato alle reali condizioni di cinetica chimica e alla dinamica del flusso del combustibile nella camera di combustione ovvero alla miscela aria-metano. Il fattore di emissione per gli impianti turbogas varia tra 2,5 e 5 grammi/GJ di combustibile¹⁹. Dai già citati interventi su La Chimica e l'Industria, si possono stimare emissioni di idrocarburi reattivi (non metanici, NMHC) per 6,7 tonnellate/anno (come COT) circa per una centrale della taglia di quella in questione (consumo 412.000 kNm³/anno di gas naturale), tra questi importanti sono le emissioni di formaldeide, nota sostanza cancerogena. Né tranquillizza quanto dichiarato in recente studio²⁰ ove si afferma che *“le presenze emissive di inquinanti organici tossici in traccia di interesse per attività di combustione (IPA, aldeidi) appaiono del tutto trascurabili, in linea con l'elevata efficienza di combustione già evidenziata. L'unica eccezione al proposito è rappresentata da uno dei rilevamenti di formaldeide dal turbogas, collocato su livelli superiori a quelli attesi per sorgenti simili ma da ritenersi, alla luce dei risultati ottenuti negli altri due prelievi, probabilmente occasionale.”* Tenendo conto che questo rilevamento (sui tre complessivamente svolti) si poneva su un valore di 2

¹⁵ D. Fraternali, O. Olivetti Selmi *“Le emissioni di polveri e altri inquinanti da centrali turbogas a ciclo combinato alimentate a gas naturale. Analisi comparata con le emissioni di impianti termoelettrici a olio combustibile di piccola taglia”*, in La Chimica e l'Industria, novembre 2003.

¹⁶ Ma N. Armaroli e C. Po nell'articolo pubblicato nel novembre 2003, evidenziano che si tratta di polveri anche di dimensioni inferiori quindi con un *“significato”* maggiore a livello di impatto sanitario.

¹⁷ Con funzionamento 6.000 ore/anno, produzione di energia elettrica pari a 4.680 GWh, un rendimento del 55 % e un consumo annuale di gas naturale pari a 33.788.451 GJ.

¹⁸ D. Fraternali, O. Olivetti Selmi *“Le emissioni di polveri e altri inquinanti da centrali turbogas a ciclo combinato alimentate a gas naturale. Analisi comparata con le emissioni di impianti termoelettrici a olio combustibile di piccola taglia”*, La Chimica e l'Industria, Novembre 2003.

¹⁹ V. Centro Tematico Nazionale Atmosfera Clima ed Emissioni – ANPA *“Manuale dei fattori di emissione nazionali. Bozza Rapporto 01”*, gennaio 2002.

²⁰ v. *IMPATTO AMBIENTALE DEI CICLI COMBINATI ALIMENTATI A GAS NATURALE, CON PARTICOLARE RIFERIMENTO ALLE EMISSIONI DI POLVERI SOTTILI* – Ricerca commissionata da Assoelettrica e sviluppata dal Politecnico di Milano, novembre 2004.

mg/Ncm di Formaldeide e ponendo mente ai volumi emessi (nel nostro caso 1.840.000 Nmc/h), emissioni anche non continuative di tale livello appaiono importanti e assolutamente da non trascurare. Così un altro studio sull'argomento : *“Rimane a carico del ciclo combinato a metano, nel confronto sopra citato, un'emissione specifica maggiore (anche se contenuta in termini quantitativi) di idrocarburi reattivi, tra cui in particolare la formaldeide: quest'ultima si forma (secondo l'USEPA) a causa delle elevate temperature che si verificano nei turbogas.”* (i valori indicati sono di 14,5 t/a di idrocarburi reattivi, formaldeide compresa, da una centrale di dimensioni di 780 MWe, circa doppie rispetto a quella in esame)²¹.

La produzione di tali contaminanti (importanti anche ai fini del contributo alla formazione di ozono) è connessa ai meccanismi di regolazione dei parametri delle turbine, per utilizzare le parole degli stessi estensori dello SIA in un altro documento²², ovvero che *“Nella combustione del gas naturale la formazione degli ossidi di azoto (NOx) è imputabile soprattutto all'ossidazione ad alte temperature dell'azoto contenuto nell'aria comburente. Per ridurre le emissioni di questi inquinanti si cerca di contenere la temperatura di fiamma attraverso un miglior controllo della combustione (adozione di bruciatori Dry Low NOx-DLN). Il principio di funzionamento dei bruciatori DLN o a premiscelazione consiste nell'ottenere una miscela molto omogenea del combustibile con l'aria di combustione, dosata con forte eccesso rispetto alle proporzioni stechiometriche in una camera di pre-miscelamento, prima che avvenga la reazione di combustione. Ciò riduce la temperatura di combustione ed i picchi di temperatura nella fiamma, limitando drasticamente la formazione di NO”*.

La formazione di idrocarburi non metanici nella combustione di metano è, in altri termini, la conseguenza di una conduzione dell'impianto verso miscele aria-combustibile lontane dalle condizioni di equilibrio stechiometrico (*“miscele povere”*), si tratta di condizioni che favoriscono la produzione di monossido di carbonio e di idrocarburi incombusti, come indicato nella figura che segue.

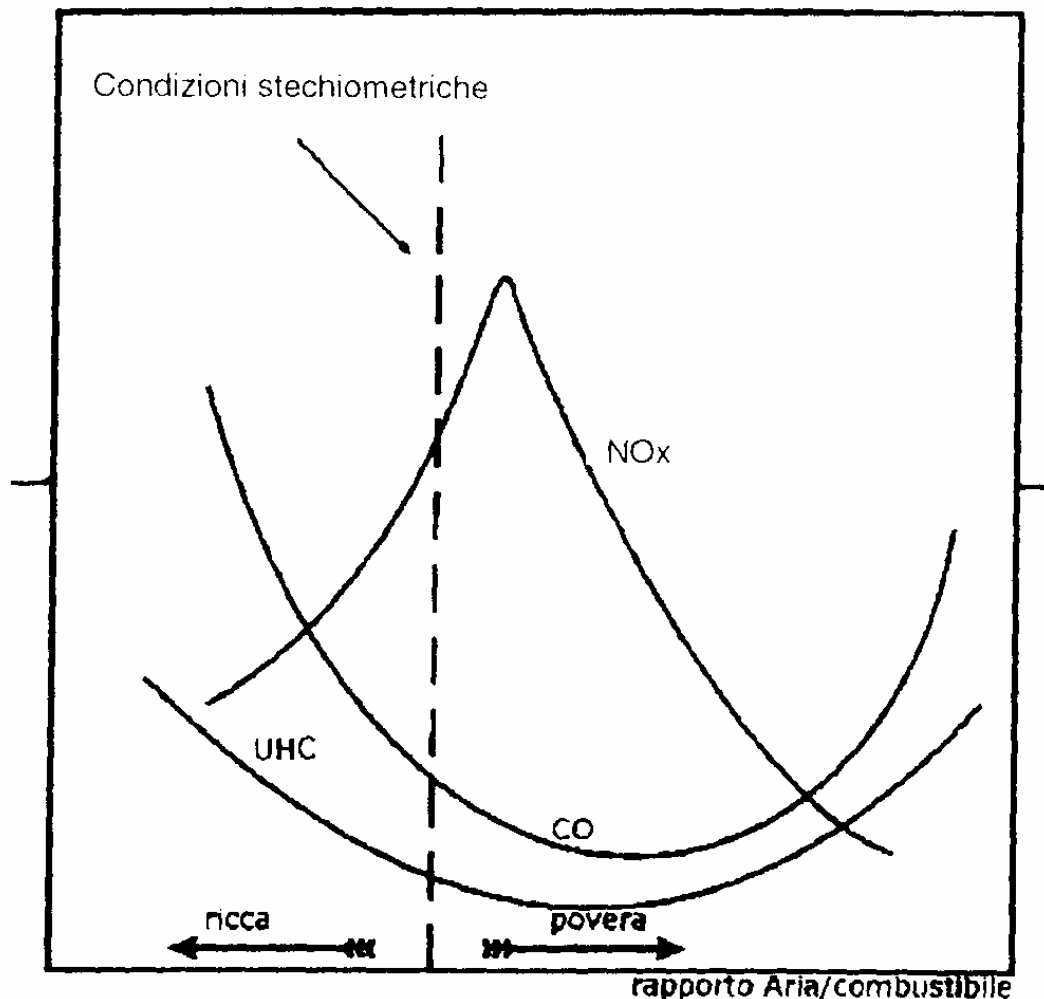
Ma non solo e rispetto a quanto dichiarato nel passo sopra riportato, queste condizioni si verificano anche in presenza di *“miscela ricca”* come evidenziato nella figura che segue.

In sintesi possiamo dire che il *“punto debole”* dei turbogas è rappresentato dalle difficoltà di ottenere in ogni momento il punto di equilibrio tra le diverse esigenze (produttive ed emissive) in quanto i parametri in gioco sono molteplici.

²¹ Sul tema si veda anche : D. Fraternali, O. Olivetti Selmi *“Le emissioni di polveri e altri inquinanti da centrali turbogas a ciclo combinato alimentate a gas naturale. Analisi comparata con le emissioni di impianti termoelettrici a olio combustibile di piccola taglia”*, La Chimica e l'Industria, Novembre 2003.

²² *Studio di Impatto Ambientale del progetto di Centrale termoelettrica a ciclo combinato di Treviglio proposta dalla società Centrale Orobica Srl*, redatto dalla società D'Apollonia, dicembre 2003.

Emissioni di CO, NOx e idrocarburi incombusti (UHC)
in funzione del rapporto aria-combustibile



Fonte : Pittigli e altri, "Innovazione tecnologica ed aspetti ambientali nel settore della produzione dell'energia" in Fogli d'Informazione ISPESL, 2-3/2000, pp.121-140.

In sintesi l'emissione di sostanze organiche volatili è dovuto a diverse condizioni di combustione ed è correlato alle reali condizioni di cinetica chimica e alla dinamica del flusso del combustibile nella camera di combustione ovvero alle diverse condizioni non stechiometriche della miscela aria-metano.

- **Emissioni di ossidi di zolfo** dalla combustione del metano non possono essere escluse a priori anche se certamente in quantità molto basse, per unità di peso di combustibile, rispetto ai combustibili tradizionali. I composti solforati (acido solfidrico presente in concentrazione al di sotto dello 0,2 %, mercaptani, tiofeni) sono presenti nel combustibile dall'origine (ed in funzione della provenienza del gas) o per additivazione (odorizzazione del gas). Nell'ambito dei contratti di fornitura di gas

metano alla società SNAM, la stessa ²³ indica come un valore da non superare quello di 6,6 mg/Smc per il Solfuro di idrogeno, di 15,5 mg/Smc per lo zolfo da mercaptani e di 150 mg/Smc di zolfo totale. In tema di fattori di emissioni dalla combustione del gas metano in centrali termoelettriche i range proposti negli inventari di emissione sono tra 0,24 - 0,38 g/GJ ²⁴ fino a 0,43 e a 1,46 g/GJ²⁵. Sempre nei documenti pubblicati nel corso del 2003 su La Chimica e l'Industria, per gli ossidi di zolfo l'emissione stimabile è di 24,5 t/a circa nel caso di una centrale delle dimensioni in discussione²⁶.

Per completezza di riferimenti si riporta quanto indicato dall'ANPA a proposito delle emissioni di centrali termoelettriche a ciclo combinato.

Tabella 4. Contaminanti e fattori di emissione di una centrale a gas naturale, a ciclo combinato, secondo ANPA, 2000.

<i>Contaminante emesso</i>	<i>Fattore di emissione (mg/MJ di energia prodotta)</i>	<i>Fattore di emissione (mg/kWh di energia prodotta)</i>
Biossido di carbonio CO ₂ (fossile)	90.400	325.179
COV non metanici	7	25,180
Metano CH ₄	7	25,180
Monossido di carbonio CO	41	146,763
Ossidi di azoto NO _x	68	244,604
Ossidi di zolfo SO ₂	0,7	2,518
Polveri	0,7	2,518
Protossido di azoto N ₂ O	4	14,388

Fonte : ANPA - "*I-LCA , Banca dati italiana a supporto della valutazione del ciclo di vita*", versione 2, ottobre 2000. Questo studio fa riferimento a una centrale a ciclo combinato da 450 MWe, con rendimento pari al 55 % e 6.000 ore/anno di funzionamento.

Pur considerando l'ampio range dei valori riportati in letteratura, a maggior ragione, non vi è motivo di trascurare (considerare pari a zero come nel caso in esame) tali emissioni anche quando un progetto è all'interno di iniziative di ammodernamento e di sostituzione di combustibili fossili verso quelli a minore impatto.

²³ Snam Rete Gas, "Condizioni d'accesso per l'anno termico 2001-2002 - Condizioni d'accesso applicabili ai servizi di trasporto effettuati nel periodo compreso tra il 1° ottobre 2001 ed il 30 settembre 2002", Allegato E/1 "La specifica di qualità".

²⁴ V. Centro Tematico Nazionale Atmosfera Clima ed Emissioni – ANPA "Manuale dei fattori di emissione nazionali. Bozza Rapporto 01", gennaio 2002.

²⁵ Vedi AIREs- Analisi Integrata per la Riduzione dell'Effetto Serra; Ministero dell'Ambiente e Ambiente Italia; D. Fraternali, O. Olivetti Selmi "Le emissioni di polveri e altri inquinanti da centrali turbogas a ciclo combinato alimentate a gas naturale. Analisi comparata con le emissioni di impianti termoelettrici a olio combustibile di piccola taglia", La Chimica e l'Industria, Novembre 2003.

²⁶ D. Fraternali, O. Olivetti Selmi, cit nota 25, indicano un fattore di emissione di 11 kg/GWh elettrico prodotto da una centrale a ciclo combinato da 780 MWe.

Per quanto concerne le emissioni di ossidi di azoto la sintesi non tecnica non riporta (sic !) il livello di emissione previsto; dai valori riportati in termini di emissione annue è possibile ipotizzare che la concentrazione media in emissione considerata nello SIA sia pari a 30 mg/Nmc ovvero il limite previsto (ossidi di azoto e ammoniaca) dalla DGR 7/6501 del 2001 e dal PER Lombardia per le turbine a gas nelle zone critiche.

Va evidenziato però (anche in relazione a quanto ricordato in ordine all'equilibrio tra miscela gas/aria e temperatura - equilibrio che determina il livello puntuale della emissione e del rapporto tra ossidi di azoto, monossido di carbonio e altri contaminanti) che in situazioni di carico ridotto, corrispondono emissioni più elevate di quelle "massime" desumibili nello SIA e utilizzate per la stima della ricaduta degli inquinanti.

Come già accennato, nel caso dei turbogas è noto che il maggior problema di queste macchine risiede nell'estrema criticità dei numerosi parametri in gioco (temperature, eccesso d'aria, pressione, tempi di residenza nella camera di combustione, ecc), in particolare per carichi di potenza inferiori a quelli ottimali.

In corrispondenza di operazioni di combustione a diffusione (fino a carichi del 60%) rispetto a quelle ottimali di premiscelazione, si possono raggiungere concentrazioni di ossidi di azoto fino a 200 mg/Nmc..

Queste condizioni "di picco" – o altre condizioni di malfunzionamento correlate alle caratteristiche quali-quantitative delle emissioni - non sono state oggetto di considerazione nell'ambito delle valutazioni relative alle ricadute, negando alla popolazione un importante dato conoscitivo.

Nella sintesi non tecnica questo aspetto viene considerato come non problematico, si afferma infatti che *"il turbogas funziona rispettando completamente i limiti (non specificati, ndr) di emissioni gassose nell'intervallo fra circa il 55 % e il 100 % della sua capacità, ovvero tra il Carico Minimo Tecnico Ambientale ed il Massimo Carico Continuo del turbogas"* (non avendo in questo documento specificato quali sono i limiti che si intende rispettare per la centrale a ciclo combinato, non possiamo sapere a quali valori si faccia riferimento pertanto non si può escludere che si faccia riferimento anche al valore superiore di 200 mg/Nmc per gli ossidi di azoto).

Il tema delle emissioni del Gruppo 3 della Centrale Lamarmora oltre all'intervento per la riduzione (adeguamento) delle concentrazioni degli ossidi di azoto non viene presentato con qualche dettaglio se non con riferimento alle emissioni di ossidi di zolfo e delle polveri.

Anche in questo caso, va ricordato che le sostanze emesse da centrali a carbone sono assai più numerose e non vi è motivo di non considerarle neppure nel caso in cui si tratti di centrali esistenti in quanto, in tal caso, verrebbe espresso, implicitamente, un principio inaccettabile ovvero che le autorizzazioni vigenti comprendano una sorta di licenza all'inquinamento a tempo indefinito, ciò in palese contrasto con quanto

previsto dalla normativa, in particolare, da ultimo da quella finalizzata alla “*riduzione e prevenzione integrata dell’inquinamento*” (D.lgs 59/2005).

A tale proposito ci si limita a riportare dei fattori di emissione dalle centrali termoelettriche a carbone come facilmente ricavabili dalla letteratura.

Tabella 5. Principali inquinanti presenti nelle emissioni di una centrale a carbone

<i>Inquinante</i>	Centrale a carbone con rendimento al 45 % <i>mg/kWh</i>
Acido cloridrico HCl	131,76
Acido fluoridrico HF	38,06
Alcani	2,93
Alcheni	2,93
Alluminio Al	17,57
Anidride carbonica	753 grammi
Benzo[a]pirene C ₂₀ H ₁₂	16,1 nanogrammi
Boro B	2,93
Bromo Br	2,93
Cadmio Cd	0,0027
Calcio Ca	2,93
COV non metanici	76,13
Cromo Cr	0,052
Etilbenzene	2,92
Ferro Fe	8,78
Magnesio Mg	5,85
Mercurio Hg	0,09
Metano CH ₄	8,78
Monossido di carbonio CO	40,99
PAH policiclici aromatici	0,008
Piombo Pb	0,061
Polveri	128,83
Potassio K	2,93
Silicio Si	26,35
Sostanze radioattive	5,56 Bq
TCDD equivalenti (diossine / furani)	0,041 nanogrammi
Xilene	8,78

Fonte: ANPA : "I-LCA Banca dati italiana a supporto della valutazione del ciclo di vita", ottobre 2000.

Sempre in tema di emissioni si segnala, oltre alla assenza di valutazioni circa la formazione (condensazione) e la ricaduta di polveri fini "indirette", che l'unico contaminante indiretto considerato è stato l'ozono che però viene sbrigato sommariamente in termini di riduzione complessiva di ossidi di azoto (come abbiamo visto NON nei termini indicati nello SIA a meno di considerare che gli impianti esistenti anziché autorizzazioni pro-tempore alle emissioni in atmosfera non siano

dotati di permessi indefiniti all'inquinamento dell'aria) che determinerebbe di per sé *“benefici positivi anche sull'inquinamento di tipo fotochimico (...) Sebbene non sia prevedibile una correlazione diretta tra la realizzazione del progetto di ristrutturazione della CTEC Lamarmora ed i livelli di ozono, l'importante riduzione delle emissioni di NOx imputabile agli interventi a progetto rappresenta un elemento di impatto positivo sul fenomeno”*. Si tratta di affermazioni generiche, non documentate, e discutibili in considerazione delle emissioni (non considerate) di composti non metanici noti precursori della formazione di ozono che sono correlabili alla combustione anche del gas naturale e anche in caso di riduzione complessiva degli ossidi di azoto; non è affatto scontato, come vuol far credere l'estensore dello SIA, che ciò determini una riduzione nella formazione di smog fotochimico. Ad avviso di chi scrive è ben più probabile l'effetto contrario (al di là di quale sia il territorio che sarebbe interessato da tale varianza).

Un impatto ambientale che appare presentato come secondario concerne l'incremento del fabbisogno di acqua per il raffreddamento. La centrale a ciclo combinato viene presentata come a basso impatto sotto questo profilo in quanto nell'assetto invernale sarebbe attivo un sistema di raffreddamento (leggi dissipazione del calore in eccesso) di tipo ad aria e nel periodo estivo un sistema di raffreddamento ad acqua.

Solo quest'ultimo comporta però un incremento del fabbisogno di acqua (in buona parte emessa come vapore acqueo e per il resto quasi integralmente emessa sotto forma di scarichi) pari a 300.000 mc.

Ciò oltre a comportare un incremento complessivo (centrale Lamarmora) del 73 % rispetto alla situazione ante operam, si caratterizza come un prelievo concentrato nel periodo estivo ovvero nel periodo ove la disponibilità di acqua rispetto al fabbisogno è maggiormente critico e ogni incremento può determinare criticità nel sistema di approvvigionamento che però non viene preso in considerazione dagli estensori dello SIA.

Di analogo tenore appaiono le considerazioni inerenti gli effetti *“termici”* del rilascio del calore non utilizzato. Questo aspetto, nella sintesi non tecnica, viene sbrigato velocemente in termini di rilascio di vapore acqueo (e di drift) per il quale si assicura la applicazione di sistemi di riduzione del problema mentre, per quanto concerne il rilascio del calore (dalle torri e dai condensatori) si afferma che *“Le correnti ascensionali di aria calda dovute ai gradienti di temperatura non inducono effetti significativi sull'equilibrio meteo climatico della zona interessata, come anche evidenziato nel documento della Commissione Europea (2001) relativo alle BAT per i sistemi di raffreddamento.*

Valutazioni condotte da D'Appolonia con l'ausilio di modelli matematici per tali tipologie di impianti hanno evidenziato che il flusso di calore che tende a salire verso l'alto dopo l'uscita dai condensatori sia per effetto della temperatura dell'aria che della velocità non va ad interessare direttamente i suoli, neppure nelle aree prossime alla Centrale. Non si prevedono quindi disturbi alle attività (agricoltura, etc.) limitrofe al sito.” (si tratta del testo identico già riportato dagli stessi estensori del SIA per la centrale termoelettrica di Treviglio con l'unica differenza che il testo

originario era riferito a un impianto con un sistema di raffreddamento solo ad aria e non “misto” come nel nostro caso)²⁷.

Per quanto sopra le note di chi scrive saranno identiche, in attesa (oggi come allora) di risposte esaurienti:

<< Sulle valutazioni condotte da D’Appolonia gli estensori dello studio chiedono al lettore una professione di fede in quanto nello SIA non viene riportata alcuna considerazione in proposito né qualitativa né quantitativa in relazione alla dissipazione nell’atmosfera con il sistema di raffreddamento ad aria cui si è già accennato. Il riferimento al documento sulle BAT dei sistemi di raffreddamento (cooling system) appare improprio in quanto non è esatto che tale documento affermi quanto riportato nello SIA.

Il documento BAT afferma invece che questo impatto non è usualmente considerato (“The discharged air from dry circuit cooling towers is usually not considered as the most important aspect of cooling. Contamination may occur if there is a leak of product, but proper maintenance can prevent this.” p. 10 del documento UE sui sistemi di raffreddamento) è pur vero che lo stesso non può essere né negato né trascurato (“Comparatively, air emissions from cooling towers have not been given much attention, except for the effects of plume formation. From some reported data it is concluded that levels are generally low but that these emissions should not be neglected”, p. 134 del documento UE sui sistemi di raffreddamento)²⁸.

Inoltre è tutto da valutare nel dettaglio – sia in termini quantitativi che di continuità nelle diverse condizioni meteorologiche – l’effetto ascensionale delle correnti di aria calda ovvero la velocità di dissipazione del calore.

Infatti non occorre unicamente pensare alla interferenza termica con gli strati a livello del suolo bensì proprio in aria ovvero in termini di modifica delle condizioni e delle modalità del movimento delle masse d’aria “naturali” esistenti. In funzione delle caratteristiche di temperatura degli apporti esterni di masse d’aria questa modifica della situazione locale può provocare sia un incremento della diffusione/diluizione sia l’effetto opposto, esacerbando le situazioni meteorologiche peggiori sotto il profilo del trascinarsi a terra degli inquinanti.

Si tratta quindi non solo di un effetto puramente microclimatico ma anche di modifica delle condizioni locali rispetto a quelle che sono state utilizzate per le simulazioni. In altri termini esiste la concreta possibilità che le simulazioni siano svolte sulla base di determinate condizioni esistenti ante-opera, che queste condizioni però siano modificate dall’apporto dell’opera stessa modificando pertanto anche la ricaduta delle emissioni.

L’apporto di elevate masse di aria calda unitamente a consistenti emissioni di inquinanti sono in grado di modificare dinamicamente gli equilibri - essi stessi dinamici - delle condizioni atmosferiche producendo effetti sia migliorativi sotto il profilo della dispersione sia peggiorativi.

²⁷ Studio di Impatto Ambientale del progetto di Centrale termoelettrica a ciclo combinato di Treviglio proposta dalla società Centrale Orobica Srl, redatto dalla società D’Apollonia, dicembre 2003, p. 66 del Quadro Ambientale.

²⁸ European IPPC Bureau, “Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems”, novembre 2000.

Se sotto il profilo "medio" le differenze possono essere poco significative, il peggioramento - in alcune situazioni meteoclimatiche - della ricadute delle emissioni implica un'esposizione maggiore agli inquinanti, ciò, come verrà ricordato più avanti ha sicuramente effetti peggiorativi sullo stato di salute della popolazione esposta. >> (questo passo è tratto dalle osservazioni al SIA per la centrale termoelettrica di Treviglio presentate agli enti in indirizzo in data 3.03.2004).

Chi scrive vorrebbe poter presentare anche valutazioni circa altri impatti e contenuti dello SIA ma ciò è reso impossibile dalla assenza di informazioni contenute nella sintesi non tecnica in particolare con riferimento a :

- a) impatto acustico – si dichiara di aver svolto delle misurazioni e delle simulazioni ma non viene messo a disposizione alcun dato; l'unico elemento di interesse che emerge è l'assenza (a 15 anni dalla emanazione della prima norma in materia) della zonizzazione acustica della città di Brescia;
- b) nessun elemento circa la caratterizzazione dello stato sanitario della popolazione viene riportato se non in termini di consultazione di report esistenti;
- c) nessuna indicazione viene riportata sulle caratteristiche qualitative delle acque di scarico – dalle diverse parti del nuovo impianto - nonché delle modalità di trattamento delle stesse;
- d) come già accennato nessun scenario alternativo viene presentato in merito alle caratteristiche di progetto e del *bisogno* (produzione di calore per la rete di teleriscaldamento) che è chiamato a soddisfare. Ciò non permette – in primis – agli enti preposti alla emanazione di pareri/autorizzazioni di valutare correttamente il progetto in quanto lo stesso viene proposto come una necessità non procrastinabile e l'unica scelta possibile.

Quanto sopra unitamente alla osservazione circa l'inadeguatezza del Piano Energetico Comunale (come pure all'improprio e improvvido assenso apriori del progetto formulato dalla Giunta e dal Consiglio Comunale di Brescia) determinano la necessità, ad avviso dello scrivente, di rivedere alla base il progetto (dalla entità e dalla forma dei "*bisogni*" energetici cui intende rispondere) a partire dalla sua dimensione e dal rapporto delle produzioni di energia termica ed elettrica, attribuendo a quest'ultimo aspetto l'attenzione che merita e che non viene idoneamente presa in considerazione nello SIA.

Distinti saluti

Per il Centro per la Salute Giulio A. Maccacaro

Marco Caldiroli

