

**OSSERVAZIONI TECNICHE
RELATIVE ALLA COSTRUZIONE DI UNA CENTRALE A TURBOGAS
NEL COMUNE DI MARZABOTTO**

Autori:

Dott. Marco Bittelli

Ricercatore. Università di Bologna

Dott. Marco Cervino

Ricercatore. CNR-ISAC, Bologna. Assoc. "Bottega della Scienza"

INDICE

SOMMARIO	3
1. OPPORTUNITÀ DELL'INIZIATIVA E BILANCIO ENERGETICO	5
2. IMPATTO AMBIENTALE	6
2.1 Impatti diretti e indiretti in atmosfera.....	6
2.2. Parametri climatici e idrologia del fiume Reno.....	11
3 MITIGAZIONI E COMPENSAZIONI	14
BIBLIOGRAFIA	15

SOMMARIO

In questo documento vengono presentate le osservazioni tecniche relative a un progetto di costruzione di un impianto a ciclo combinato presentato dalla Ditta Dufenergy Italia S.p.A, da realizzarsi nell'area dell'ex-cartiera Burgo, a Lama di Reno, nel Comune di Marzabotto, Provincia di Bologna.

Le osservazioni presentate sono strettamente basate sui dati riportati nel Progetto e nello Studio di Impatto Ambientale (SIA) datati 11 Agosto 2008 presentati al Comune di Marzabotto ed agli altri Enti competenti dalla Ditta Dufenergy Italia S.p.A. I commenti sono supportati da dati pubblicati in letteratura e riportati su pubblicazioni scientifiche nazionali ed internazionali.

Di seguito si elencano le principali osservazioni.

1. Nel progetto presentato si riscontrano incongruenze con il Piano Energetico Regionale consistenti nella scelta di costruire un nuovo impianto di produzione d'energia basato quasi esclusivamente su fonti non rinnovabili.
2. La creazione di un nuovo impianto per la produzione di energia mediante combustibili fossili, che determina nuove immissioni di CO₂ nell'ambiente, è in netto contrasto con la necessità per il Paese di ottemperare agli obblighi derivanti dal Protocollo di Kyoto. La produzione energetica da fonti rinnovabili è meno dell'1% dell'energia totale prodotta.
3. Il progetto presentato appare completamente sprovvisto di:
 - analisi della necessità di un impianto per la produzione di energia elettrica "di picco, fondata sul dettaglio della domanda (durante il giorno, durante l'anno), dell'offerta, della stabilità della rete;
 - stima della velocità d'uscita dei fumi a camino nello studio modellistico sulla dispersione "a puff" in relazione alla ubicazione di fondovalle;
 - valutazione della condizione di carico nelle situazioni di transizione dove si verificano emissioni maggiori di quanto avvenga a regime;
 - uno studio modellistico capace di valutare gli effetti sinergici con le già presenti emissioni determinate dalla statale Porrettana;
 - una valutazione degli impatti sanitari prevedibili per l'aumento della concentrazione al suolo di biossido di azoto.
4. Nel SIA presentato, sembra inadeguata la base dati sulla meteorologia del sito e del dominio spaziale in esame.
5. Il progetto prevede l'utilizzo di tecnologie vecchie, o per lo meno superate, nelle quali non sono utilizzati sistemi di catalizzazione di ultima generazione. Infatti le emissioni stimate dal progetto risultano molto più elevate rispetto a quelle di altri impianti già operanti.
6. Dal progetto presentato si evidenziano numerose problematiche relative alla scelta della localizzazione dell'impianto, in relazione a condizioni meteorologiche favorevoli all'accumulo degli inquinanti atmosferici (inversione termica) e alla formazione di inquinanti secondari in direzione di aree abitate anche relativamente lontane al sito, seguendo la dinamica valliva dei venti.

7. Il progetto è carente in diversi elementi relativi all'idrologia del fiume con particolare riferimento al prelievo di acqua per il raffreddamento nelle diverse stagioni. Occorre considerare che, nel periodo estivo, il fiume ha portate spesso vicine allo zero, e proprio in questo periodo vi è la coincidenza fra la maggiore domanda idrica per l'agricoltura ed il picco di richiesta energetica, vale a dire il massimo utilizzo d'acqua per il raffreddamento della centrale. Inoltre in coincidenza con l'attacco dell'alimentazione del canale si sta predisponendo anche il punto di prelievo per l'ampliamento dell'acquedotto che alimenterà d'acqua potabile la città di Bologna, o da utilizzare in condizioni d'emergenza del fiume Setta, dovute ad esempio, ai lavori di ampliamento dell'autostrada A1. Specialmente in considerazione del fenomeno della progressiva diminuzione della piovosità che si sta osservando nella regione Emilia-Romagna, probabilmente dovuto al riscaldamento globale, risulta rischioso aggiungere nuovi prelievi dal fiume Reno.
8. Il funzionamento della centrale dissipa nell'ambiente circa la metà della potenza termica impegnata. Questa dispersione di energia, sotto forma principalmente di vapore, rappresenta un forte spreco di preziosa materia prima non rinnovabile; il progetto non valuta ipotesi alternative per un migliore utilizzo del gas naturale, né delinea una dinamica futura di prezzi e di disponibilità del gas, e una valutazione economica del potenziale termico non utilizzato.
9. L'acidificazione della pioggia, determinata dalle emissioni in atmosfera di ossidi di azoto e zolfo, comporterà un degrado dei boschi con un impatto negativo sul patrimonio floristico e faunistico del Parco Naturale di Montesole, sito classificato di importanza comunitaria, oltre che dell'alveo del fiume Reno.
10. Le mitigazioni e le compensazioni proposte non sono all'altezza degli impatti: la scelta del colore del camino, la manutenzione delle alberature perimetrali e la messa a dimora di arbusti ed alberi sono i soli elementi di mitigazione proposti.

1. OPPORTUNITÀ DELL'INIZIATIVA E BILANCIO ENERGETICO

Nel progetto [3] presentato dalla ditta Dufenergy Italia S.p.A. si prevede la costruzione di una centrale termoelettrica a ciclo combinato non cogenerativa che occuperà circa due dei dieci ettari della ex-cartiera Burgo di Lama di Reno, nel Comune di Marzabotto, Provincia di Bologna. La potenza totale impiegata sarà di 111 MW termici di cui 60 saranno convertiti in energia elettrica, mentre i restanti 51 verranno dispersi nell'ambiente sotto forma di calore.

Come riportato in letteratura [1, 2], le centrali Ngcc (Natural Gas Combined Cycle) anche dette "turbogas", comportano un notevole consumo e spreco energetico. In generale l'efficienza lorda energetica è attorno al 50-55 %, quindi se non sono impiegati sistemi di cogenerazione, quasi la metà dell'energia è dissipata nell'ambiente.

Dal punto di vista dell'opportunità strategica di realizzare un impianto per i consumi di picco, non compare nel progetto e nello studio di impatto ambientale un'analisi della domanda di energia elettrica che giustifichi la necessità di un impianto per il servizio di picco, analisi che sarebbe altresì prevista dal Piano Energetico Regionale (PER) della regione Emilia-Romagna. Non risulta nella documentazione disponibile una persuadente dimostrazione dell'assunto, che motivi scelta del luogo e potenza, ore di impiego al giorno e giorni di impiego all'anno. Non è sviluppata nessuna alternativa proponibile per lo stesso scopo.

Inoltre, la limitazione di funzionamento a 5000 ore all'anno risulta generica (potrebbe anche suggerire in sede di autorizzazione integrata ambientale una rigida prescrizione a funzionare entro certi limiti temporali non valicabili se non con un rinnovato iter autorizzativo). La stessa presunta limitazione a 5000 ore di funzionamento è contraddetta dal consumo previsto fino a 120.000.000 di m³ di gas naturale, che puntano ad un pieno utilizzo dell'impianto, e dalle stime di consumi idrici dell'impianto di raffreddamento. Infatti nello studio di impatto ambientale presentato dalla ditta Dufenergy [3, Cap.1, p.7] risulta un prelievo annuo di 690.000 m³, pari a 8000 ore di funzionamento, quindi pari a 333 giorni di funzionamento all'anno.

La possibilità di cogenerazione viene esclusa dal progetto per la scelta di gestire l'impianto come "peaker". Tale scelta è anche determinata dall'assenza d'importanti utenze termiche civili o industriali [3, Cap.2 pag.12]. Considerando che l'area interessata dalla centrale è a ridosso dell'abitato di Lama di Reno ed a pochi chilometri da altri centri abitati come Fontana e Marzabotto, la scelta di disperdere un'enorme quantità di energia viene a far mancare un cospicuo vantaggio per la popolazione e l'ambiente, e rappresenta un ingente spreco di energia e, quindi, anche di risorse finanziarie.

Se la produzione di energia elettrica fosse subordinata alla produzione di energia termica ad uso civile, non si dovrebbe ignorare l'espansione urbanistica della zona: infatti a mezzo chilometro dal perimetro dell'ex-cartiera (in Via Barleda) è già stato approvato dal Comune il progetto per la realizzazione di 28 appartamenti e che ancora più vicino, a circa 300 metri, è prevista la costruzione di altri 70-90 appartamenti nell'area prospiciente la ferrovia. Tali nuovi insediamenti abitativi, essendo di prossima realizzazione, avrebbero potuto facilmente giovare di un sistema cogenerativo di taglia opportuna, dell'ordine di 1 MW elettrico e di 1 MW termico.

2. IMPATTO AMBIENTALE

2.1 Impatti diretti e indiretti in atmosfera

I principali inquinanti emessi dalle centrali turbogas sono gli ossidi di azoto (NO_x), il monossido di carbonio e l'anidride carbonica, oltre a minori quantità di ossidi di zolfo, metalli pesanti ed idrocarburi aromatici. Il progetto propone un sistema di abbattimento non di ultima generazione. Oggi esistono infatti delle tecnologie di catalizzazione che permettono la riduzione delle emissioni di ossidi di azoto, quali la tecnologia SCONO_x (riduzione catalitica di NO_x, accoppiata ad ossidazione catalitica di monossido di carbonio) con più alti fattori di riduzione delle stesse [5]. Tali tecnologie non sono previste nel progetto. Nel progetto non sono neppure previste tecnologie di abbattimento molto più diffuse dello SCONO_x, quali gli SCR (Selective Catalytic Reduction).

2.1.1 Particolato primario e secondario

Diversi studi di recente pubblicazione, sia nella letteratura internazionale che nazionale [1, 4] dimostrano che le centrali termoelettriche a gas naturale costituiscono un contributo all'inquinamento atmosferico, con ripercussioni sulla salute pubblica. In base agli studi di Armaroli e Po [1, 4] e alle emissioni stimate di ossidi di azoto (NO_x) presentate nel progetto [3: SIA Cap.4, pag.31] la centrale proposta per il Comune di Marzabotto produrrà PM_{2.5} e PM₁₀ pari a 30 t/anno del solo particolato secondario. Confrontando tali dati con quelli riportati nello studio di Armaroli e Po [4] risulta che la centrale proposta produrrà circa 1/10 (un decimo) di tutto l'inquinamento prodotto dal traffico veicolare di Bologna; tale inquinamento insisterà su una zona valliva con una superficie presumibilmente inferiore a quella di Bologna.

2.1.2 Ossidi di Azoto

Le emissioni previste di ossidi di azoto aventi concentrazione nei fumi fino a 30 mg/Nm³ sono superiori a quanto ottenibile impiegando le migliori tecnologie oggi disponibili.

Questa affermazione è rafforzata dai contenuti del documento redatto [6] dalla California Energy Commission (d'ora in avanti, CEC), SF, California (USA) ove vengono discusse e redatte le restrizioni ambientali per un ciclo combinato destinato alla domanda altamente variabile di energia elettrica del mercato californiano, per questo sono previste un alto numero di variazioni di carico e di spegnimenti (shut down) e accensioni a freddo (cold start up) e a caldo (hot o warm start up, a seconda del tempo intercorso dallo spegnimento).¹

Da tale documento risulta che le emissioni di NO_x corrispondono a circa 5 mg/Nm³ nei fumi [6]. In queste condizioni un impianto di potenza di 93 MW è in grado di limitare le

¹ “ *The proposed project consists of two General Electric (GE) LM6000 PD SPRINT NxGen combustion turbine generators (CTGs) with inlet air chillers, (...) The turbines, operating in simple cycle mode, would produce approximately 93 MW of electricity. The two turbines combined would operate up to 6,200 hours per year (IID2006a, pp. 6.1-12). The applicant proposes to equip each combustion turbine with dry Lo-NO_x emission combustor and selective catalytic reduction (SCR) systems to limit the NO_x emissions to 2.5 ppm@15 percent O₂ (IID2006a, App.G, pp. G-4). The applicant also proposes to install a CO oxidation catalyst system on each turbine to limit CO emissions to no more than 6 ppm (IID2006a, App.G, pp. G-4) [6].*

emissioni di ossidi di azoto a meno di 17 t/anno [6], contro le 50 t/anno ipotizzate nel progetto in questione.

Inoltre, come accennato precedentemente, nelle 17 t/anno [6,7] sono considerate anche le emissioni di ossidi di azoto più elevate che avvengono durante le operazioni di accensione, spegnimento e modulazione della potenza tipiche di un impianto “di picco”. Nel progetto in questione non appare alcuna stima della portata di queste emissioni.

2.1.3 Migliori tecnologie disponibili

Sulla base delle direttive relative all'utilizzo della miglior tecnologia disponibile per l'abbattimento degli inquinanti, si rileva che in altri impianti attualmente in funzione sono state riportate emissioni misurate di entità molto minore rispetto a quelle stimate nel progetto proposto. Nell'impianto a ciclo combinato di Reggio Emilia (ENIA S.p.A.) sono state misurate concentrazioni di NO_x e CO nei fumi, rispettivamente <8 e <1 mg/Nm³ [8]. Nell'impianto proposto per Lama di Reno, sono stimate concentrazioni di NO_x e CO, rispettivamente di 30 e 50 mg/Nm³. Queste grandi differenze evidenziano come nel progetto non siano state proposte le migliori tecnologie disponibili.

2.1.4 Elementi per le prescrizioni ambientali

In linea con quanto espresso, la regolamentazione ambientale di un insediamento aggiuntivo dovrebbe prendere in esame almeno i seguenti elementi: ossidi di azoto (per sé e come precursori di inquinanti secondari, ossia composti gassosi e particelle che si formano in atmosfera dalle emissioni antropiche e naturali primarie), polveri respirabili (PM₁₀, PM_{2.5}, nitrati e solfati), ozono, e composti organici volatili (soprattutto come precursori di inquinanti secondari).

Infatti, oltre agli ossidi di azoto, zolfo e carbonio, le emissioni in atmosfera (non sufficientemente considerate o descritte nel progetto presentato) includono anche aldeidi, acetaldeidi, benzene, xileni, tolueni, metalli pesanti e idrocarburi policiclici aromatici [2, 4, 6]. Tali quantità non possono considerarsi trascurabili, tenendo conto che la quantità di gas naturale consumato è di 122.000.000 m³/anno.

Nel progetto manca inoltre una descrizione del protocollo atto a controllo severo delle emissioni istantanee e cumulate (su base giornaliera e annuale). Tale protocollo dovrebbe prevedere due ordini di obblighi:

- (a) Obbligo di fermata dell'impianto in caso di superamento delle diverse soglie,
- (b) Obbligo di offset (compensazione)² certificata delle emissioni.
- (c) Misurazione delle emissioni effettive durante i transitori (accensioni, spegnimenti, modulazioni di carico), con determinazione di ulteriori specifiche soglie per evento e per anno.

2.1.5 Emissioni di gas serra

In base al protocollo di Kyoto (sottoscritto dal Governo Italiano) e dai numerosi documenti pubblicati nell'ultima relazione dell'International Panel on Climate Change (IPCC) [9] per la mitigazione degli effetti dei gas serra sul clima, si evidenzia la necessità di una progressiva riduzione di combustibili fossili per la generazione di energia elettrica.

² Ad esempio per ogni tonnellata di ossidi di azoto (o altro inquinante rilevante) emessa dall'impianto, il conduttore deve garantire e certificare l'eliminazione nell'area di una emissione di diversa origine (trasporti, industria, settore civile) di massa uguale o superiore, nella logica della tutela o del risanamento della qualità dell'aria.

Le direttive della Comunità Europea e dello stesso Piano Energetico Regionale dell'Emilia Romagna riprendono in numerosi punti questi concetti. Infatti, il Piano Energetico Regionale recita in diverse parti:

“questa sfida enorme che impone una drastica riduzione delle emissioni mondiali di gas ad effetto serra non ammette facili scorciatoie....Servono trasformazioni che debbono riguardare innanzitutto i paesi occidentali, l'intensità dei loro consumi, l'efficienza dei processi di trasformazione e uso finale dell'energia, il ricorso ad energie 'pulite'... particolare enfasi è stata posta al tema del risparmio energetico e della valorizzazione di fonti rinnovabili” (Pag. 10).

“...il forte aumento delle importazioni di gas naturale, carbone ed energia elettrica, solo in parte attenuato dal minor import dei prodotti petroliferi, ha aggravato la dipendenza energetica nazionale e ha incrementato la dimensione della voce “energia” nella bilancia commerciale. Il settore upstream segna una costante diminuzione delle attività di esplorazione di idrocarburi sul territorio nazionale con un calo netto della produzione interna di gas naturale di circa 6 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio nel periodo 1994-2004. La dipendenza dell'Italia dalle importazioni di gas è andata così peggiorando sensibilmente, passando dal 59% del 1994 ad oltre l'85 % del 2005” (Pag. 14).

Nel Piano Energetico Regionale, viene sottolineata la *“necessità di investimenti coraggiosi nella direzione della realizzazione di impianti a fonti di energie rinnovabili (eolico, geotermico, i sistemi solari e le biomasse) e nella progressiva riduzione della dipendenza da gas naturale”*. In questo senso il piano riprende le indicazioni delle linee guida per la proposta di progetto di legge sul Piano Energetico Nazionale presentato alla Camera dei Deputati. Il progetto prevede che il combustibile fossile potrà essere utilizzato per una frazione non superiore al 30% dei consumi medi annui.

Al fine dell'ottimizzazione dell'uso delle risorse energetiche, gli impianti devono operare in cogenerazione e favorire l'installazione di impianti di teleriscaldamento. Inoltre, le nuove centrali elettriche che sostituiscono le centrali termoelettriche devono utilizzare fonti energetiche rinnovabili quali l'eolico, l'idroelettrico, la geotermia, i sistemi solari e le biomasse [10].

In questo quadro, la costruzione di un impianto ex-novo a gas naturale è in netto contrasto sia con il Piano Energetico Regionale che con le linee guida del futuro Piano Energetico Nazionale. Infatti, in esso viene specificato che i vecchi impianti a olio combustibile possano essere riconvertiti in impianti a gas di nuova generazione operanti in cogenerazione, mentre l'area industriale ex-cartiera non ha mai costituito un polo energetico e, quindi, il progetto presentato non rappresenta una sostituzione di vecchi impianti di produzione energetica, bensì la costruzione di un nuovo impianto a gas naturale.

In generale, nel progetto presentato [3] per l'area ex-cartiera, sembrano evidenziarsi numerosi problemi di incongruenza con il Piano Energetico Regionale [10] e con le linee guida del futuro Piano Energetico Nazionale [11] quali:

- la costruzione di un nuovo impianto alimentato da combustibile fossile (gas naturale) in un'area industriale non precedentemente dedicata alla produzione di energia (assenza dell'elemento di riconversione);
- il limitatissimo uso di fonti rinnovabili, infatti nel progetto le fonti rinnovabili costituiscono meno dello 0.8% del totale dell'energia prodotta;
- l'assenza di un effettivo progetto alternativo a quello a gas naturale, nel quale le fonti rinnovabili costituiscano veramente una parte importante della produzione

energetica. Si noti che la valle presenta numerose opportunità di studio sia per sistemi eolici, che per quelli solari e geotermici;

- la totale assenza nel progetto di una parte relativa alla cogenerazione e al teleriscaldamento, con una perdita netta di energia pari a 51 MW di energia.

2.1.6 Le piogge acide

Da diversi decenni vengono presentati in letteratura studi che dimostrano che la composizione dell'acqua di pioggia è influenzata dalle emissioni industriali in atmosfera di ossidi di azoto e ossidi di zolfo, e che l'acidificazione della pioggia ha importanti effetti negativi sulle piante [13, 14] e sui suoli [12]. In particolare si ricorda che la zona della ex cartiera confina con il Parco Naturale di Monte Sole, che costituisce un patrimonio floristico e faunistico di grande importanza per la regione. L'aumento di piogge acide nella valle comporterà un degrado dei boschi del parco.

2.1.7 Osservazioni puntuali relative al capitolo 4.3 del progetto: "EMISSIONI IN ATMOSFERA".

- 1) La valutazione dello stato della qualità dell'aria ante-operam presentata nello SIA (cap.3) si basa su dati disponibili di diversi anni orsono (dal 2002 al 2003; dal 2004 al 2005 limitatamente agli IPA). Il proponente rileva diverse criticità ambientali imputabili al traffico veicolare sulla strada Statale Porrettana. In sede conclusiva e nel successivo cap.4, altresì, lo Studio di Impatto Ambientale sembra unicamente basarsi sul rilievo della zonizzazione operata da ARPA ER; ciò risulta del tutto insoddisfacente per la valutazione delle emissioni e delle immissioni ante-operam.
- 2) Lo studio modellistico sulla dispersione "a puff" degli inquinanti non riporta la velocità di uscita dei fumi al camino. L'altezza del camino risulta critica in quanto i crinali di valle variano da ~360 a 420 m di altitudine, mentre la centrale si troverebbe a soli ~ 100 metri, il che, aggiunto il camino, porterebbe la quota di emissione a circa 135 m. Un dislivello di circa 300 metri dal camino ai crinali, farebbe sì che un'inversione termica in valle manterrebbe gli inquinanti vicino al suolo. Lungo la direzione del fiume (cioè nella valle del Reno), dove gli inquinanti verrebbero molto probabilmente veicolati dai venti di valle, si trovano numerosi centri urbani ad alta densità di popolazione, quali la frazioni di Fontana, e il comune di Sasso Marconi e Casalecchio a nord-ovest rispetto alla centrale, e il comune di Marzabotto e Vergato a sud-est.
Al fine di determinare queste dinamiche è necessaria una dettagliata modellizzazione atmosferica degli inquinanti [18,19], che invece risulta completamente assente nel progetto. La modellizzazione atmosferica del movimento degli inquinanti è necessaria per identificare le aree interessate alla dispersione, e i fenomeni di accelerazione e rimescolamento, specialmente se si considera che la centrale contribuirebbe all'inquinamento di una zona urbana (Bologna e provincia) già soggetta ad alte concentrazioni di inquinanti ambientali.
- 3) L'input meteorologico per i profili verticali di temperatura dell'aria e direzione e velocità del vento rilevato in pianura Padana (Milano) pare molto poco adatto a rappresentare la situazione di una profonda valle Appenninica. Inoltre le misure al suolo dei parametri meteorologici sono stati raccolti dalla stazione ARPA-ER di Sasso Marconi. Considerando l'orografia dell'area (rappresentata anche nella SIA, in Fig. 3.2 Cap.4) il sito di Sasso Marconi è largamente influenzato dalle dinamiche atmosferiche proprie anche della valle del fiume Setta, quindi inadeguato a rappresentare le condizioni

superficiali del sito della centrale. Viste queste limitazioni bisognerebbe raccogliere dati meteorologici adeguati nel sito di interesse.

- 4) Lo studio si limita ad analizzare le condizioni di esercizio a pieno carico, e non analizza le situazioni di transizione di carico, allorché si verificano emissioni maggiori.
- 5) Il risultato presentato nella Fig.3.3 del progetto è sorprendentemente negativo. Un contributo aggiuntivo dell'ordine di $100 \mu\text{g}/\text{m}^3$ di NO_2 in pratica su tutto il dominio di esame è un risultato critico, tenuta presente la dimensione relativamente modesta (rispetto ad altri impianti autorizzati, p.e. Imola, Ferrara o Modugno³ [20]) dell'impianto. Trattasi, o di un errore (casuale o sistemico, p.e. la meteorologia inadeguata), o di un effetto orografico importante (il confinamento nella valle degli inquinanti) correttamente modellizzato e perciò preoccupante. Si dovrebbe realizzare una simulazione modellistica finalizzata a chiarire il problema, da parte di un soggetto non portatore di interesse nel progetto.
- 6) Nulla si dice degli effetti sinergici con l'inquinamento prodotto dal traffico sulla statale Porrettana. Infatti la Fig.3.3 del progetto rappresenta solo il contributo aggiuntivo per il biossido di azoto dovuto dall'esercizio della centrale.
- 7) Oltre alla preoccupazione per episodi acuti (superamento delle soglie di attenzione e di allarme per la massima oraria della concentrazione, pari a $200 \mu\text{g}/\text{m}^3$, limitato, da quanto risulta dallo studio, alla sola area della centrale), nel caso in esame sarebbero da stimare le aree interessate da un significativo aumento delle medie giornaliere. Il solo calcolo delle medie annue è insufficiente: infatti le linee guida dell'Organizzazione Mondiale della Sanità [17] riportano significativi aumenti del rischio relativo per la salute della popolazione già per aumenti della media giornaliera di NO_2 pari a $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$.
- 8) Dalla visione della Fig.3.3 del progetto si può evincere che l'area interessata dall'inquinamento atmosferico prodotto dalla centrale è di dimensioni superiori, potendoci essere un trasporto degli inquinanti primari (e la formazione in cascata di inquinanti secondari, come particolato e ozono).
- 9) Data la particolare orografia e la presenza di una sorgente diffusa di PM, NO_x , VOC, come la strada statale, si dovrebbe richiedere uno studio più approfondito con modellistica capace anche di simulare la formazione di inquinanti secondari (particolato e ozono), su un dominio più vasto, e un inventario delle sorgenti di inquinamento più esauriente.

³ " (...)Per quanto riguarda il biossido d'azoto (NO_2) le simulazioni hanno messo in evidenza che il contributo medio alla concentrazione al suolo della centrale turbogas raggiunge valori massimi compresi tra i $4\text{-}5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ in entrambi i periodi analizzati [luglio e dicembre, ndr].

L'evoluzione della media giornaliera mostra come il contributo possa essere superiore a $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ in situazioni meteo/dispersive particolarmente sfavorevoli; valori, questi, che possono rendere utile stimare impatti sulla salute umana nell'area interessata. In media mensile l'area interessata dalle ricadute è in un raggio di circa 20 km."

Si noti che l'impianto turbogas di Modugno è destinato a fornire 750 MW elettrici, oltre dieci volte l'impianto in questione.

2.2. Parametri climatici e idrologia del fiume Reno

2.2.1 Precipitazioni

Nella SIA vengono presentati dati di precipitazione mensili (ottenute dal servizio IdroMeteo dell'ARPA di Bologna) per il periodo di riferimento meteorologico 1991-2006. Il regime di precipitazione determina la ricarica del fiume Reno, tramite le ricariche di falda e, a diversa scala, tramite la precipitazione nevosa sugli Appennini. Nello studio non è considerata (come descritto anche successivamente in questa relazione) la diminuzione di piovosità dovuta ai fenomeni di riscaldamento globale [9]. Infatti diversi studi indicano una diminuzione della piovosità per la pianura padana [16]. Gli autori [16] riportano che negli ultimi dieci anni, rispetto al clima di riferimento 1960-1990, le precipitazioni invernali e primaverili hanno subito una diminuzione in tutte le aree considerate della valle Padana: l'area tirrenica è quella che ha subito la maggior flessione invernale, mentre la padana occidentale è quella che presenta la maggiore diminuzione primaverile. In generale le precipitazioni invernali e primaverili sono diminuite negli ultimi 10 anni quasi uniformemente su tutta la regione Emilia-Romagna.

Nel pianificare impianti come la presente centrale Turbogas, che prevedono una funzionalità di diversi decenni nel futuro, è necessario tenere conto di calcoli relativi alle precipitazioni (sia per gli studi di diffusione degli inquinanti, che per gli studi di bilancio idrico) che considerino i diversi scenari climatici futuri.

Non è più possibile, come purtroppo è stato fatto fino ad oggi, ignorare evidenze sperimentali che giungono da ogni parte del pianeta [9] e che dimostrano l'effetto che le emissioni di gas serra hanno sulle dinamiche climatiche. In uno studio di impatto ambientale devono quindi essere inseriti calcoli e simulazioni di diffusione degli inquinanti e di bilancio idrico, che tengano conto anche di scenari a diminuita precipitazione annua.

2.2.2 Regime dei venti

Nella SIA (Cap.3, p. 7-8) sono presentati dati di velocità e direzione del vento, raccolti dall'ARPA nel comune di Sasso Marconi per l'anno 2006 e 2007, e si evidenzia una variabilità di direzione del vento, nelle principali direzioni Sud-Ovest, Sud-Est e Nord-Est con velocità medie che variano da 1 a 3 m/s.

Lo studio non presenta alcun dato raccolto a Lama di Reno, dove la centrale sarebbe costruita, piuttosto riferisce che *“è possibile ipotizzare che, rispetto alla situazione anemologica di Sasso Marconi, il vento nell'area oggetto di studio si sviluppi principalmente lungo l'asse Sud-Est.”*

La stazione ARPA di Sasso Marconi è localizzata in un punto di incontro di due valli: quella del fiume Setta e quella del fiume Reno, quindi non può rappresentare il regime dei venti nella zona di Lama di Reno che invece si trova ad alcuni km verso sud-est, nella sola valle del Reno. Infatti la velocità del vento a terra a Sasso Marconi dipende fortemente dal vento proveniente dalla valle del Setta. Inoltre, la stazione a terra misura il regime dei venti a 2 metri sopra il livello del suolo e quindi, senza accurate simulazioni, non si può dedurre la ventosità a più alti livelli dell'atmosfera, che è invece di grande interesse per il trasporto degli inquinanti.

Il regime dei venti nelle valli di montagna è molto variabile e dipende anche da fenomeni locali di inversione termica e di orografia della valle, quindi non può essere accettata come sufficiente la valutazione presentata nella SIA, ed anzi si prescriverebbe

una campagna di misurazioni (di almeno uno o due anni) con installazioni di anemometri nel sito proposto, supportate da dettagliate simulazioni sulla distribuzione del regime dei venti a diversi livelli dell'atmosfera.

2.2.3 Idrologia del fiume Reno

Il bacino montano del fiume Reno ha una superficie di circa 1040 Km², con l'asta principale di 80 km di lunghezza di circa, dalla sorgente fino alla chiusa di Casalecchio, che delimita il limite del comprensorio montano. Le portate del fiume Reno risentono di forti variazioni stagionali e sono anche determinate dalla gestione dei flussi tramite il controllo della diga di Suviana, e dalle concessioni di prelievo in atto nel corso del fiume.

Il progetto prevede che dal canale di alimentazione idrica già presente nella vecchia cartiera (con varie concessione di prelievo dal 1956 al 1998) e alimentato dal fiume Reno, vengano prelevati 86 m³/ora di acqua che verranno utilizzati per il raffreddamento, di cui 58 m³/ora non potranno essere reintegrati nel fiume in quanto dispersi come vapore acqueo (calore latente) nell'atmosfera. In totale, la perdita di flusso idrico corrisponde a 290.000 m³/anno per un funzionamento di 5000. L'attuale concessione di prelievo è pari a 3 milioni di m³/anno. Nel SIA risultano delle incongruenze relative all'utilizzo di acqua industriale da fiume che è riportato essere pari a 690.000 m³/anno, ma che corrisponde ad un utilizzo dell'impianto a tempo pieno, corrispondente a 8000 ore/anno, mentre il progetto viene presentato come impianto di picco per un utilizzo di 5000 ore/anno.

Inoltre, lo studio di impatto ambientale non presenta lo studio del bilancio idrico riguardo alla dinamica stagionale dei prelievamenti, e non presenta alcun dato relativo a simulazioni o studi del flusso idrico in base a input di precipitazione, stagionalità e prelievamenti. Infatti, nel periodo estivo il fiume Reno assume carattere torrentizio con prolungati periodi di magre, dove il flusso utile è quasi nullo. Le portate presentano oscillazioni che variano da 300-350 m³/s nel periodo primaverile (Marzo, Aprile) a valori vicini allo zero (0-3 m³/s) nei mesi estivi (Luglio Agosto) [15]. I prelievamenti estivi saranno quindi operanti su un fiume con già scarse portate e con forte competizione tra usi civili, agricoli ed industriali già in atto. Nello studio non è specificato come sarà gestito l'approvvigionamento idrico dell'impianto per il raffreddamento delle turbine, in relazione agli effetti degli approvvigionamenti stessi, sulla stagionalità delle portate. Infatti gli impianti di picco entrano in funzione nei momenti di maggior domanda energetica, che spesso avvengono nei periodi estivi, però è proprio nel periodo estivo che il fiume presenta i flussi minori e quindi non viene presentato nel progetto la gestione della contraddizione di maggior richiesta di acqua per il raffreddamento delle turbine, proprio nei periodi a minor disponibilità di acqua.

Inoltre, i già presenti prelievi sotterranei per il rifornimento di acqua potabile, sono talmente consistenti da superare spesso la capacità di ricarica naturale della conoide. Recenti misure sulla rete regionale di controllo delle acque sotterranee hanno registrato lo sviluppo di una notevole depressione piezometrica in corrispondenza della conoide alluvionale del fiume Reno. Con l'aumento della popolazione della città di Bologna e dei comuni limitrofi registrato negli ultimi decenni, si prevede un incremento della domanda di acqua potabile. Si ricorda che la conoide alluvionale del fiume Reno è sicuramente il principale serbatoio di riserve e risorse idriche del territorio bolognese. Essa ha costituito e costituisce la principale fonte degli approvvigionamenti idrici provinciali. Infatti, è in fase di costruzione un nuovo impianto per il prelievamento dell'acqua del fiume Reno per l'approvvigionamento dell'acquedotto di Bologna, in particolare per eventuali momenti di crisi dell'approvvigionamento dal fiume Setta. Tale impianto di prelievamento ha il suo

attacco esattamente in concomitanza con quello del canale che alimentava la cartiera e che alimenterà la centrale in progetto. La costruzione di una centrale elettrica che utilizzi queste acque per il raffreddamento, sembra essere in contrasto con una oculata gestione delle risorse idriche, considerando inoltre che le previsioni climatiche conseguenti ai noti effetti di riscaldamento globale indicano una diminuzione della piovosità per la pianura padana [16]. Sulla base di queste considerazioni, sembra quantomeno rischioso introdurre ulteriori prelievi idrici dal fiume Reno, quando esso costituisce sia una delle principali risorse di acqua potabile per una città di diverse centinaia di migliaia di abitanti, che un patrimonio idrico insostituibile per la fauna e la flora della valle.

3 MITIGAZIONI E COMPENSAZIONI

Nel Piano Energetico Regionale (PER) è previsto che *“nel caso in cui esigenze connesse agli indirizzi strategici nazionali richiedessero l’insediamento di impianti ed infrastrutture particolarmente impattanti, occorre assicurare condizioni di compatibilità ambientale e territoriale alle attività energetiche, prevedendo misure di compensazione e mitigazione”*. Le tecniche di mitigazione relative alle varie componenti di impatto ambientale, quali le emissioni, l’inquinamento acustico, e l’elemento paesaggistico, sono estremamente limitate.

Mitigazioni

Dal punto di vista dell’impatto paesaggistico, le uniche iniziative di mitigazione sono rappresentate da una scelta adeguata del dettaglio di colore del camino e da una manutenzione straordinaria all’alberatura presente ai margini perimetrali della proprietà con l’eventuale sostituzione dei soggetti deperenti o a fine ciclo, e dalla proposta di effettuare interventi di rimozione di eventuali rifiuti e vegetazione impropria nel tratto di fiume che interessa la borgata e la messa a dimora di arbusti ed alberi nella faccia ripariale del fiume. [3, Cap.6, pag.4].

Per quanto riguarda l’impatto acustico, nel SIA è indicato che sarebbe possibile compiere un’ulteriore opera di mitigazione installando un silenziatore alla bocca del camino; installazione, peraltro, non prevista dal corrente progetto [3, Cap.6, pag.3].

Compensazioni e fonti energetiche rinnovabili

Non sono previste compensazioni, per esempio attraverso accordi con altri attori socio-economici del territorio, in grado di eliminare dal territorio emissioni ed immissioni di sostanze inquinanti in quantità uguale o superiore a quelle che si prevede saranno emesse, od immesse per via indiretta (p.es. ozono, particolato secondario) dall’opera in esame.

Nel progetto è ipotizzata l’installazione di una centrale idroelettrica di 400kW (con una producibilità di 2 GWh all’anno) e di una copertura fotovoltaica di circa 300kW (con una producibilità massima di circa 0,3 GWh all’anno) [3, Cap.6, pag.4]. Rispetto alla produttività totale, stimabile in 300 GWh, l’energia prodotta mediante queste fonti rinnovabili rappresenterà solamente lo 0,76% del totale, quindi una quota decisamente trascurabile poiché più del 99,2% dell’energia sarà prodotta da fonti non rinnovabili.

Si afferma che [3, Cap.6, pag.4]: *“tale produzione da fonti rinnovabili può quindi compensare la frazione corrispondente di CO2 emessa in atmosfera da attività di combustione della centrale.”* La mancata valutazione della “frazione” rende fuorviante il supposto effetto compensativo.

Bibliografia

- [1] Armaroli e Po, 2003. Centrali termoelettriche a gas naturale. Produzione di particolato primario e secondario. *La chimica e l'industria*, v. 85,(9), 45-51.
- [2] Spath P.L., Mann M.K.,2000. Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined Cycle Power Generation System, *National Renewable Energy Laboratory*, Golden, Colorado, USA.
- [3] Centrale Elettrica a ciclo combinato nel sito della ex cartiera di Lama di Reno, Comune di Marzabotto (BO). Progetto Definitivo (44 pagine più schemi e allegati) e Studio di Impatto ambientale, SIA. 11 Agosto 2008. Proponente: Dufenergy Italia SpA, Via Armando Diaz 248, 25010 Sanzeno Naviglio, BS. Esecutore: SGS Italia SpA, Via Livorno 60, 10144, Torino.
- [4] Armaroli e Po, 2003. Emissioni da centrali termoelettriche a gas naturale *La chimica e l'industria*, v. 85,(4), 45-50.
- [5] Czarnecki L., 2000. SCONOX: Ammonia Free Removal Technology for Gas Turbines. *Proceedings of the 2000 International Joint Power Generation*.
- [6] California Energy Commission, Disponibile al <http://www.energy.ca.gov/2006publications/CEC-700-2006-006/CEC-700-2006-006-F.PDF>
- [7] Air Resource Board, California, USA. <http://www.arb.ca.gov>
- [8] Sito ufficiale della ditta ENIA SpA, Reggio Emilia. (www.agac.it)
- [9] International Panel on Climate Change (IPCC), 2007. Fourth Assessment Report (AR4), Working Group III, *Report "Mitigation of Climate Change"*.
- [10] Piano Energetico Regionale. 2008. Servizio Politiche Energetiche. Assessorato alle Attività Produttive, Sviluppo Economico, Piano Telematico. *Regione Emilia-Romagna* (205 pp.).
- [11] Linee Guide per il progetto presentato: Piano Energetico Nazionale (PEN).
- [12] Bini C. e Bresolin F., 1998. Soil acidification by acid rain in forest ecosystems: A case study in northern Italy. *The Science of Total Environment*, 222, (1-2), 1-15.
- [13] Vrrousek P.M., Aber J. D., Howarth R. W., Likens G. E., Matsoi P. A., Schindler D. W. Schlesinger W. H. and Tilman D. G., 1997. Human alteration of the global nitrogen cycle: sources and consequences. *Ecological applications*, 7(3), 737-750.

- [14] Levy, H. and Moxim W., 1987. Fate of US and Canadian combustion nitrogen emissions, *Nature*, 238, (6129), 414-416.
- [15] Autorità di bacino del fiume Reno, Regione Emilia-Romagna. (www.regione.emilia-romagna.it/bacinoreno)
- [16] Tibaldi S. e Cacciamani C. Il cambiamento climatico dalla scala globale alla scala Regionale. Pubblicazione ARPA Lombardia. In: “Settima Conferenza Nazionale delle Agenzie Ambientali”. Milano, Novembre 2003.
- [17] OMS: Organizzazione Mondiale della Sanità, 2006: Air Quality Guidelines, Global Update 2005, ISBN 92 890 2192 6.
- [18] Carvalho J.C., D. Anfossi, S. Trini Castelli, G.A. Degrazia, 2002. Application of a Model System for the Study of Transport and Diffusion in Complex Terrain to the TRACT Experiment. *Atmospheric Environment* 36. 1147–1161.
- [19] Enger L., and D. Koracin, 1995. Simulation of Dispersion in Complex Terrain Using a Higher-order Closure Model. *Atmospheric Environment* 29. 2449–2465.
- [20] ARPA Puglia e collaborazioni, coord. scientifica M. Blonda, 2008. Valutazione Ambientale di Incidenza su Area Vasta; Centrale Turbogas di Modugno. Disponibile all'indirizzo <https://arpapuglia.box.net/shared/can7cuts84> ultimo accesso 04/09/2008