Perrone Raffaele

Da: stefano.gemignani@postacertificata.gov.it
Inviato: domenica 8 settembre 2013 18.04
A: DGSalvaguardia.Ambientale@PEC.minambiente.it
Oggetto: Progetto: Concessione Alfonsine Stoccaggio - Realizzazione nuovo impianto di stoccaggio gas di Alfonsine (RA) Proponente: STOGIT S.p.A.
Allegati: Osservazioni Cerani progetto Stogit Alfonsine.pdf

PROCEDURA DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

La presente mail contiene numero 1 allegato denominato:
'Osservazioni Cerani progetto Stogit Alfonsine.pdf'

tale documento contiene OSSERVAZIONI AL PROGETTO "Concessione Alfonsine Stoccaggio - Realizzazione nuovo impianto di stoccaggio gas di Alfonsine (RA)"

come previsto dalla procedura di VIA avviata il 15/07/2013 dal proponente la Data di scadenza presentazione osservazioni da parte del pubblico viene indicata nel 13/09/2013.

la presente mail viene inviata in data 08/09/2013

Cordialmente
Stefano Gemignani
Alfonsine (RAVENNA)

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Generale Valutazioni Ambientali
E.prot DVA – 2013 – 0020518 del 09/09/2013

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE
RICEVUTO IL 09 SET. 2013
DIREZIONE GENERALE PER LE VALUTAZIONI AMBIENTALI

COMMITTENTE:

ASSOCIAZIONE AMICI DI BEPPE GRILLO
SEZIONE BASSA ROMAGNA
LUGO (RA)

OGGETTO:

PROGETTO DI CENTRALE
DI STOCCAGGIO GAS
DI ALFONSINE(RA) PRESENTATO DA STOGIT SPA

DOCUMENTO:

OSSERVAZIONI AL PROGETTO

ESTENSORE:

Ing. Massimo Cerani
Via G. Randaccio n. 21
25128 Brescia
ORDINE INGG. PROV. BS N. 2736
E-mail: m.cerani@erg-etica.eu

Revisione:	1.0/2013
Data:	09.09.2013
Timbro e firma:	

Indice del documento

1. PREMESSA 3

2. COERENZA CON IL QUADRO PROGRAMMATICO IN MATERIA ENERGETICA ED AMBIENTALE 5

3. QUADRO PROGETTUALE: ASSENZA DI OPZIONI ALTERNATIVE E MANCATO RISPETTO DELLE MIGLIORI TECNOLOGIE DISPONIBILI PREVISTE DALLA DIRETTIVA IPPC 96/617/CE 9

3.1 BENEFICI AMBIENTALI DI SISTEMA DOVUTI ALL'UTILIZZO DEL GAS NATURALE 9
3.2 OPZIONE ZERO. 9
3.3 ALTERNATIVE TECNOLOGICHE 9
3.4 CONFRONTO CON LE BAT ESISTENTI 10

4. IMPATTI AMBIENTALI AGGIUNTIVI DEL PROGETTO SU UN TERRITORIO GIÀ A FORTE RISCHIO AMBIENTALE 12

5. IMPATTI DEL PROGETTO SULLA SALUTE PUBBLICA 16

6. RICADUTE SOCIO ECONOMICHE SUL TERRITORIO LOCALE 21

7. RISCHIO DI INCIDENTI RILEVANTI 21

7.1 FATTORI DI RISCHIO 23

8. LEGENDA TERMINI UTILIZZATI 24

1. Premessa

Oggetto della presente relazione sono osservazioni in merito ad aspetti tecnici ed ambientali del progetto di Stogit SPA denominato:

CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE (RA)

presentato dalla società nella versione più aggiornata nel corso del 2013. Il progetto ha già visto la pubblicazione sul sito del Ministero dell'Ambiente, per l'avvio della procedura di valutazione di impatto ambientale, con possibilità di presentazione di osservazione da parte di soggetti interessati entro il 13.09.13.
Nei paragrafi seguenti si farà riferimento ai capitoli della documentazione di progetto presentata dai proponenti.
La titolarità della Concessione Alfonsine Stoccaggio, interessante una superficie di 85,88 km2, interamente in provincia di Ravenna, è stata attribuita ad Eni S.p.A. dal Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato (MICA) con DM del 4 Agosto 1999 a decorrere dal 1 Gennaio 1997 per una durata di anni 20 (scadenza 1 Gennaio 2017), ed in seguito alla liberalizzazione dell'area, su richiesta Eni al Ministero delle Attività Produttive – MAP (già MICA ed ora MSE) è stata trasferita con DM del 22 Febbraio 2002 a decorrere dal 31 Ottobre 2001 alla Società Stogit - Stoccaggi Gas Italia S.p.A.
Il progetto prevede nel dettaglio:

- la realizzazione di una nuova Centrale di stoccaggio gas;
- la perforazione e successiva messa in esercizio di No. 19 nuovi pozzi di stoccaggio, da No. 4 aree cluster (A, B-D, C, E);
- la conversione di un pozzo esistente da sviluppo a stoccaggio (pozzo Alfonsine 33, ubicato nel Cluster A);
- la realizzazione di No. 19+1 Flowlines di collegamento (DN 8") da ciascun pozzo alla Centrale di stoccaggio gas;
- la realizzazione di interventi di workover su No. 4 pozzi esistenti (Valledane 1, Alfonsine 9, 15 e 18) al fine di convertirli in pozzi di monitoraggio;
- la chiusura mineraria di No. 7 pozzi (Alfonsine 1, 2, 6, 12, 13, 26 e 29).
- realizzazione di nuova centrale di compressione e trattamento del gas naturale, per step successivi, consistenti in una fase 1 di ridotte dimensioni, ed una fase 2 di ampliamento dei pozzi collegati e dell'impiantistica di processo;
- sistemi di pipelines di connessione tra i cluster e la centrale e tra la centrale e la rete nazionale.

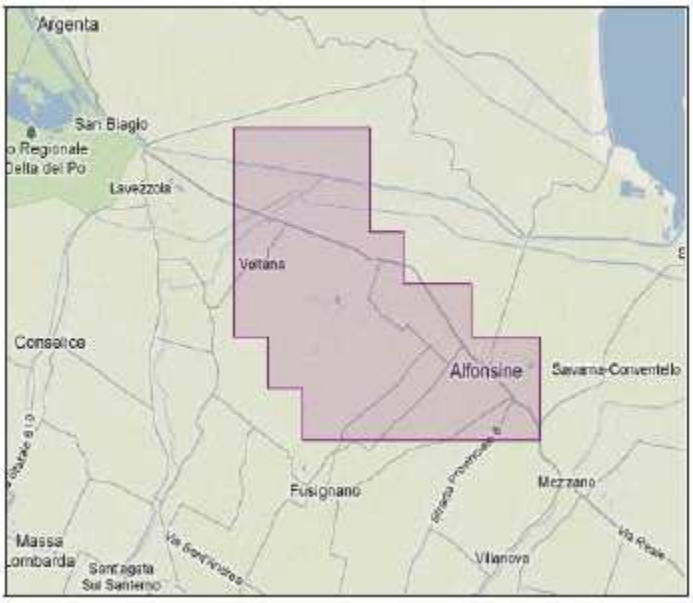


Figura 1: Collocazione della concessione

Figura 1.2: Localizzazione delle Opere in Progetto (Comuni di Lugo ed Alfonsine)

2. Coerenza con il quadro programmatico in materia energetica ed ambientale

Nella documentazione presentata dal proponente (Stogit SPA) si fa riferimento[1] a vantaggi derivanti dal progetto, in sostanza di due tipi:

1. vantaggi strategici legati alla sicurezza degli approvvigionamenti nazionali, con riferimento ad esempio alla procedura di emergenza climatica per il sistema del gas naturale di cui al Decreto MAP del 12.12.05;
2. vantaggio derivanti da una maggiore flessibilità del mercato.

In merito al primo punto, giova ricordare che la dimensione dello stoccaggio (working gas: circa $2*10^9$ m^3 = 2.000.000.000 m^3) corrisponde ad una quota pari al 3,0% dei consumi nazionali annui di Gas Naturale, corrispondenti a circa $70*10^9$ (70 miliardi) di m^3 annui (nella tabella successiva i dati 2008).

Incidentalmente, osserviamo che è confrontabile approssimativamente alle perdite e consumi interni del sistema; e che l'aggiunta di una nuova piattaforma quale quella cui facciamo riferimento sicuramente contribuisce ad incrementare le emissioni di gas serra anziché a ridurle, come sostiene il proponente nel valutare la opzione zero.

1 Sintesi non tecnica, Capitolo 2.

Vendite di gas naturale in Italia													
(Milioni di Standard metri cubi a 38,1 MJ/m3)													
Anno 2008													
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Maggio	Giugno	Luglio	Agosto	Settembre	Ottobre	Novembre	Dicembre	Totale
INDUSTRIA	1.679	1.699	1.683	1.550	1.523	1.468	1.411	950	1.542	1.562	1.421	1.132	17.619
AGRICOLTURA E PESCA	36	30	20	11	7	4	1	1	5	6	17	28	167
RESIDENZIALE & TERZIARIO	5.564	4.796	3.595	2.101	899	720	738	574	847	1.304	3.406	5.633	30.178
USI NON ENERGETICI	76	84	82	83	78	77	60	40	63	80	67	59	849
CENTRALI TERMOELETTRICHE	3.050	3.023	2.916	2.779	2.510	2.695	3.110	2.590	3.023	3.153	2.549	2.507	33.905
AUTOTRAZIONE	51	50	54	55	57	54	57	53	57	62	60	61	670
CONSUMI E PERDITE E DIFFERENZE STATISTICHE	108	134	110	118	127	130	140	106	154	137	124	106	1.494
TOTALE	10.564	9.817	8.460	6.698	5.200	5.147	5.518	4.315	5.692	6.304	7.643	9.526	84.883
Tabella 1 -Fonte: Ministero dello sviluppo economico - Dipartimento per l'Energia - DGSAIE													

Per quanto attiene la flessibilità che ne deriverebbe al mercato del gas naturale, basti fare riferimento ai recenti interventi dell'Autorità per l'energia, a seguito della acquisizione da parte di ENI attraverso la propria controllata Snam Rete Gas, della società Stogit SPA e di italgas SPA. In sostanza, si esprime preoccupazione per la forte concentrazione (monopolio) di infrastrutture di distribuzione, stoccaggio e rigassificazione nelle mani di ENI SPA, in quanto nuoce alla concorrenza ed al mercato, con prevedibili costi sull'utenza derivanti da un mancato confronto tra più soggetti alla pari.

Pertanto si rileva come non vi siano dati numerici in merito alla copertura dei fabbisogni, e rispetto ai vantaggi dello stoccaggio di gas naturale. Si può rilevare al contrario come la spinta verso l'utilizzo del gas naturale presso i maggiori consumatori, ossia le centrali termoelettriche, si sia tradotto in un incremento dei consumi e delle dispersioni sulle reti, di un gas ad elevatissimo effetto serra.

Di recente tali consumi si sono ridotti in misura significativa, per il mutato quadro socio economico e per l'incremento nell'utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica. Addirittura secondo alcuni articoli riportati da autorevoli quotidiani nazionali, la società monopolista in Italia sta spingendo alla chiusura di contratti di fornitura con il Nord Africa, per sfruttare i contratti esistenti con l'Est europeo, al punto che gli esistenti stoccaggi

risulterebbero nel 2013 sottoutilizzati.
I riferimenti normativi citati nel quadro programmatico non sono vincolanti, seppure a livello europeo si spinga verso il potenziamento delle infrastrutture; da più parti si rileva come l'Unione Europea stia trasformandosi da acquirente in hub energetico, ossia piattaforma di scambio verso paesi terzi per effetto del potenziamento delle linee dei gasdotti terrestri e delle piattaforme di rigassificazione. Questo orientamento politico e delle principali multinazionali dei combustibili fossili è dichiarato pubblicamente da esperti e amministratori di società, come si vede nell'articolo reperibile su Internet, del 2006.

L'evoluzione degli stoccaggi del gas naturale in Italia, in un contesto europeo

DI FRANCESCO GUIDI *

L'Italia è all'avanguardia in Europa nel campo degli stoccaggi dato che il suo primo risale al 1961. Da allora è stato un crescendo, utilizzando campi esauriti. Potrebbe funzionare da stoccaggio del gas per l'intera Europa

Figura 2: Titolo di intervista all'amministratore delegato di Stogit SPA, 2006

In merito alla significatività degli stoccaggi nel contesto energetico italiano e internazionale citiamo a supporto delle nostre tesi il parere autorevole dell'Agezia ASPO Italia, che da molti anni studia il picco del petrolio.[2]

"L'Italia ha superato il suo picco di produttività del gas naturale. Nella prospettiva di aumento dei consumi, la dipendenza dalle importazioni diventa fondamentale. Il mercato internazionale è caratterizzato da un analogo aumento della domanda e da una crescente instabilità.
Gli impianti di stoccaggio sono investimenti molto consistenti pensati per la durata di 20 anni, e il ritorno economico di tali infrastrutture può essere pensato solo a lungo termine. In un orizzonte temporale così lungo, si faranno sentire i problemi legati al picco di produttività mondiale di petrolio e gas e l'aumento conseguente dei prezzi dei combustibili. Si può prevedere che in tale arco di tempo la domanda italiana possa subire una sensibile contrazione a causa dell'aumento dei prezzi, vanificando gli investimenti negli stoccaggi."

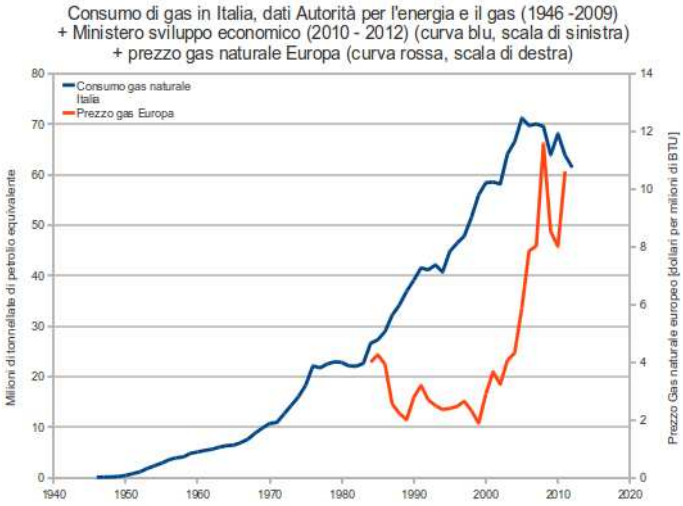
"ASPO Italia ritiene quindi indispensabile prevenire le problematiche energetiche che ci attendono, stimolando o incentivando, nel caso specifico, la riduzione dei consumi di gas per il riscaldamento residenziale e commerciale, piuttosto che investire notevoli capitali nello stoccaggio la cui utilità a lungo termine rimane dubbia."

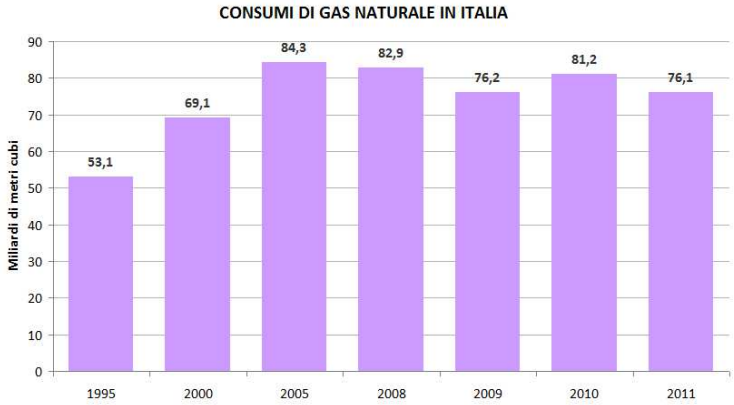
2 Stoccaggio del gas naturale: la visione dell'ASPO Italia - Scritto da Giulio De Simon e Daniel Del Negro, 2007 Scaricabile dal sito www.aspoitalia.it

Un altro soggetto qualificato, la Stazione sperimentale dei combustibili, in un recente rapporto sul gas naturale[3] sottolinea gli innumerevoli rischi del mercato del gas per effetto:

1. di instabilità del mercato stesso;
2. dell'eccesso di consumi da generazione termoelettrica;
3. delle impossibilità di effettuare previsioni attendibili sul medio lungo termine;
4. della stabilità dei consumi nelle economie mature.

Aggiungiamo che da circa un anno la congiuntura economica rende prevedibile una consistente riduzione dei consumi, al punto che numerosi progetti di infrastrutture sono stati rinviati.
Nel volume I sez IIIa denominato "studio di impatto ambientale" il cap. 3 è dedicato a motivare l'esigenza di un nuovo stoccaggio, in un prevedibile drastico incremento dei consumi prevedibili da qui al 2030.
Come è noto, di qui al 2030 c'è ben poco di prevedibile, e sicuramente non potrà avverarsi la prevista crescita dei consumi da parte del parco termoelettrico nazionale (cit. pag. 19 cap. 3) che al contrario risulta essere sottoutilizzato per i motivi sopra richiamati. Lo scenario prefigurato è pertanto fuorviante, e non tiene conto degli obblighi normativi in fatto di risparmio energetico degli edifici, degli impianti, e della efficienza energetica nella produzione di energia nei prossimi anni.





3 Stazione sperimentale per i combustibili .GNL: domanda, costi e criticità. Indagine preliminare. 2006

3. Quadro progettuale: assenza di opzioni alternative e mancato rispetto delle Migliori tecnologie disponibili previste dalla Direttiva IPPC 96/617/CE

3.1 Benefici ambientali di sistema dovuti all'utilizzo del gas naturale

Il proponente attribuisce nel Cap. 3 del Quadro progettuale (par. 3.2) presunti benefici ambientali al progetto di tipo indiretto, seppure non quantificandoli: in sostanza si afferma che l'utilizzo del gas naturale rispetto ad altri combustibili solidi (carbone) riduce le emissioni di CO_2, approssimativamente fino al 50% se si considera l'emissione specifica per unità di energia prodotta.
Il confronto non é corretto metodologicamente: le emissioni da confrontare sono quelle dovute al progetto stesso, e non alla evoluzione del mercato dei combustibili fossili.
Le scelte in merito al tipo di combustibile derivano da una serie di considerazioni che solo in parte attengono al progetto presentato. Il proponente avrebbe potuto e dovuto presentare come scenario alternativo quello della riduzione dei consumi energetici con opportune politiche di risparmio nell'edilizia e presso l'industria, o tramite l'utilizzo di tecnologie di produzione elettrica che non consumano combustibili fossili (eolico, fotovoltaico).
Numerose fonti concordano che l'unico scenario serio per i prossimi decenni é quello di ridurre drasticamente i consumi, e di orientarsi alle fonti rinnovabili, sulle quali lo scenario nazionale denota ritardi rilevanti rispetto ad altri paesi.

3.2 Opzione zero.

Nel cap. 5 del Quadro progettuale si presenta l'opzione zero. La stessa non è motivata analiticamente: consisterebbe nel rischio di approvvigionamento dall'estero e mancata diversificazione degli approvvigionamenti, quando lo stesso proponente tramite ENI SPA sta troncando contratti miliardari con il Nord Africa per ritirare il gas da altri mercati più convenienti!
In realtà non si evidenzia che l'opzione zero mantiene esattamente le stesse criticità del sistema nazionale gas naturale; che al contrario investimenti alternativi dei proponenti in segmenti della riduzione dei consumi e nell'utilizzo di fonti rinnovabili avrebbero maggiori possibilità di fronteggiare future emergenze climatiche o di approvvigionamento. Interventi che pure ENI SPA promuove ai clienti finali e alle aziende, ad esempio per sostituzione di caldaie agli utenti finali.

3.3 Alternative tecnologiche

Nel capitolo 4 del Quadro progettuale si presentano le alternative di progetto. In realtà si tratta di alternative di localizzazione degli impianti sull'area della concessione. Non si ritiene siano forniti motivi sufficienti per scegliere tale tecnologia.

3.4 Confronto con le BAT esistenti

Poiché il progetto rientra negli impianti oggetto della Direttiva IPPC sulla prevenzione e controllo integrati dell'inquinamento, recepita in Italia col D.Lgs 59/2005, il riferimento alle migliori tecnologie disponibili per l'impianto proposto é il documento BREF (Documento di riferimento sulle migliori tecnologie disponibili) "Large combustion plants -2006" e "Energy efficiency - 2009".

Dalla consultazione dei predetti documenti, si ritiene il progetto carente nel confronto con le migliori tecnologie disponibili per i seguenti motivi:

BREF di riferimento: paragrafi	Proposta del proponente	Osservazioni
Large combustion plants 3.4.1 misure primarie di riduzione degli No_x 3.4.2 Misure secondarie di riduzione degli NO_x	Sono proposte misure primarie di riduzione delle emissioni di No_x: camere di combustione DLE a basse emissioni	Al punto 3.4.2 del BREF sono previste misure secondarie di abbattimento, non applicate dal proponente. Il BREF in particolare le raccomanda in aree caratterizzate da criticità diffusa delle condizioni di qualità dell'aria, raccomandando al p.to 7.5.4 in tali condizioni l'aggiunta di sistemi SCR (catalizzatori) prima dello scarico fumi (misura secondaria di riduzione). Misura non presa in considerazione dal proponente-
Energy efficiency 5.0 Best practices	Ottimizzazione del recupero di calore dai gas caldi: il proponente dichiara l'esistenza di forme di recupero di calore	La fonte principale di emissioni termiche ingenti sono i camini a valle dei turbocompressori, che scaricano fumi a 550°C per 550.000 Nm^3/h totali. Sono presenti inoltre delle caldaie industriali. Vanno aggiunte infine le emissioni derivanti dal raffreddamento del gas dopo compressione, prima dell'immissione nel giacimento. Non risulta in entrambi in casi la presentazione di sistemi di recupero termico.
Tabella n. 3		

Di seguito si é stimato il flusso termico annuale in uscita dagli impianti principali, trascurando quello dovuto al raffreddamento del gas compresso prima della sua iniezione nel giacimento.

Si tratta di quasi 1.000.000 MWh annui, corrispondenti approssimativamente al fabbisogno termico per riscaldamento invernale di 80.000 abitazioni nel in clima tipico medio della Emilia Romagna. Pertanto uno spreco energetico enorme.

Si rileva peraltro che non vi é in alcuna parte dello studio di impatto ambientale una valutazione di tali flussi, che al contrario vedono il loro massimo nella stagione primaverile estiva, quando le temperature medie a livello del terreno sono piuttosto elevate.

Questi flussi termici contribuiscono a peggiorare le condizioni climatiche locali, e ricadono soprattutto sulle zone adiacenti in base alle condizioni meteorologiche.

Tabella 6.3: Caratteristiche Motori a Gas

Parametro	MC-1 e MC-2
Consumo massimo di Gas Combustibile (per singolo motore a gas)	876 kg/h
Portata dei Fumi di Scarico	23.750 Nm^3/h
Temperatura di Emissione Fumi	426 °C
Diametro sezione di uscita camino	0,7 m
Altezza Camino	7,7 m

Tabella 6.5: Caratteristiche Turbine di Potenza a Gas

Parametro	TC-1	TC-2	TC-3
Potenza Meccanica Condizioni ISO	30 MW	25 MW	12 MW
Consumo massimo di Gas Combustibile	6.035 kg/h	5.100 kg/h	3.560 kg/h
Portata dei Fumi di Scarico	226.000 Nm^3/h	200.000 Nm^3/h	125.000 Nm^3/h
Temperatura di Emissione Fumi	501 °C	535 °C	485 °C
Dimensione/Diametro sezione di uscita camino	4,68x3 m	3,2x4,5 m	4 m
Altezza Camino	20 m	20 m	16 m

Tabella 6.9: Caratteristiche Termodistruttore

Parametro	Termodistruttore
Portata dei Fumi di Scarico	23.724 Nm^3/h
Temperatura di Emissione Fumi	850°C
Diametro sezione di uscita camino	2 m
Altezza Camino	15 m

Tabella 6.13: Caratteristiche Ribollitori per Rigenerazione TEG

Parametro	Valore
Consumo di Gas Combustibile (compreso il gas di stripping)	725 kg/h
Portata dei Fumi di Scarico	585,7 Nm^3/h
Temperatura di Emissione Fumi	200 °C
Diametro sezione di uscita camino	0,2 m
Altezza Camino	10 m

Tabella 6.15: Caratteristiche Caldaie

Parametro	Valore
Consumo massimo di Gas Combustibile	645 kg/h
Portata dei Fumi di Scarico	3.864,3 Nm^3/h
Temperatura di Emissione Fumi	190 °C
Diametro sezione di uscita camino	0,5 m
Altezza Camino	15 m

Erogazione
Iniezione

Sorgenti Alfonsine Fase 2	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
TC 1 (30 MW)					X	X	X	X	X	X		
TC2 (25 MW)					X	X	X	X	X	X		
TC3 (12MW)					X	X	X	X	X	X		
Caldaia 1 (2,5 MWt)					X	X	X	X	X	X	X	X
Caldaia 2 (2,5 MWt)	X	X	X	X							X	X
Caldaia 3 (2,5 MWt)	X	X	X	X							X	X
Rigeneratore TEG1	X	X	X	X							X	X
Rigeneratore TEG2	X	X	X	X							X	X
Rigeneratore TEG3	X	X	X	X							X	X
Termodistruttore	X	X	X	X							X	X

Figura 3 Operatività prevista nell'arco dell'anno degli impianti nella fase due

4. Impatti ambientali aggiuntivi del progetto su un territorio già a forte rischio ambientale

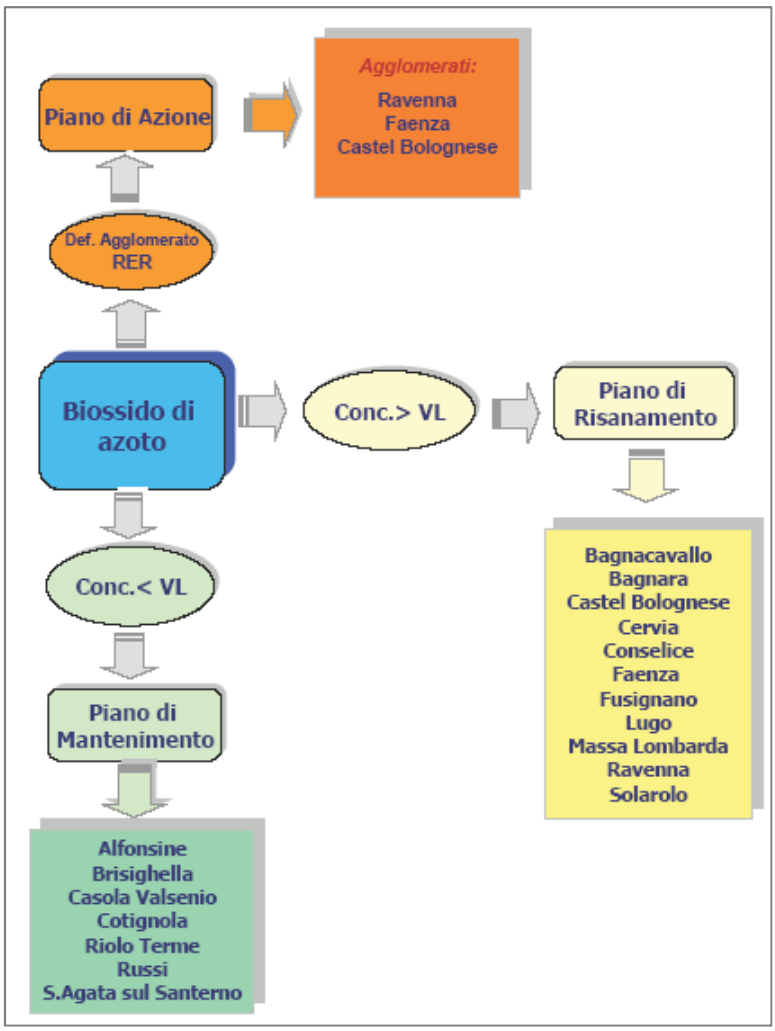
L'area vasta oggetto di indagine dal punto di vista delle ricadute emissive è stata presa sulla base del perimetro della concessione e non delle ricadute prevedibili.
Lo studio - pur utilizzando a supporto analisi condotte direttamente sul territorio - (peraltro in un periodo che non rappresenta in modo completo le reali condizioni climatiche, si veda l'indagine condotta da CSA spa in Aprile 2012, contenuta nel Vol. III all.to 1) non sembra prendere sufficientemente in considerazione le condizioni ambientali storiche della zona.

Secondo il PRQA della Regione Emilia Romagna il territorio si colloca a seconda delle tipologie di inquinanti in zona di mantenimento o di risanamento, ossia in un area caratterizzata da concentrazioni elevate di PM10, media concentrazione di NO_x . Le caratteristiche delle sorgenti emissive, collocate a 15-20 m di altezza dal suolo, e le condizioni meteorologiche medie del territorio, evidenziano condizioni insostenibili per la dispersione degli inquinanti (velocità del vento limitata, frequenti casi di inversione termica, lunghi periodi di stabilità atmosferica, caratterizzata da alta pressione) col risultato di una ricaduta nel raggio di pochi km e un prevedibile peggioramento della qualità dell'aria.

Nel rapporto 2012 sulla qualità dell'aria della Provincia di Ravenna, redatto da ARPA, si ricava che sul territorio di Alfonsine per quanto riguarda il particolato i giorni di supero sono stati 33 e la concentrazione di $PM_{2,5}$ è risultata prossima ai limiti che entreranno in vigore dal 1.1.2015. Per l'NO_2 i valori sono al 50% dei valori limite medi annui, quindi si ha già un carico di inquinanti atmosferici non trascurabile per la salute umana.

Inquinante	Limiti DM 60/2002 dal 1.1.10 [µg/m^3]
NO_2	40
PM_{10}	40
O_3 (limiti DM 183/2004)	25 superamenti
$PM_{2,5}$	25

Nel PRQA della provincia di Ravenna è riassunto il percorso di programmazione sui comuni critici, mediante il flow sheet seguente, che evidenzia che anche per gli NO_x sia Alfonsine che Lugo sono Osservati speciali.



Sicuramente non sono territori nei quali può essere inserito un impianto di combustione che emette:

EMISSIONI DI GAS DI SCARICO DAI TURBOGRUPPI PREVISTI A REGIME NELLA FASE 2 [Nm^3/giorno]	13.200.000

E che complessivamente si stima emetta nella fase 2 in un anno i seguenti flussi di inquinanti:

Tabella 5.2: "Fase 2" – Parametri Emissivi

Punto di emissione	NOx [kg/h]	PM_{10} [kg/h]	CO [kg/h]
Turbocompressore 1 (30 MW)	16,9	-	22,6
Turbocompressore 2 (25 MW)	15,0	-	20,0
Turbocompressore 3 (12 MW)	9,4	-	12,5
Caldaia 1	1,4	0,02	0,4
Caldaia 2	1,4	0,02	0,4
Caldaia 3	1,4	0,02	0,4
Rigeneratore TEG	0,2	$3,6\ 10^{-3}$	0,07
Rigeneratore TEG	0,2	$3,6\ 10^{-3}$	0,07
Rigeneratore TEG	0,2	$3,6\ 10^{-3}$	0,07
Termodistruttore	8,3	0,12	0,25

Infine, si evidenzia che anche i dati di qualità dell'aria ottenuti dalle indagini svolte con rete mobile di campionamento negli anni 2008 – 2009, evidenziano condizioni di criticità dell'area per i macroinquinanti; addirittura per NO_2 e PM_{10} l'area sfiora i valori limite!

L'aggiunta di emissioni di NO_x e di PM, può contribuire ad avvicinare i valori medi futuri ai limiti per la protezione della salute umana, e portano sicuramente a sforamento i valori limite per la protezione degli ecosistemi.
E' semplicistico analizzare i microgrammi aggiunti dall'impianto durante il suo funzionamento, perché sono aggiunti ad un territorio già in condizioni critiche per taluni inquinanti e sul quale potrebbero essere proposti altri progetti di infrastrutture.

Ad esempio nella fase di perforazione si stimano ricadute fino a 27 $\mu g/m^3$ solo di di NO_2; in un territorio che ha già mediamente 20 $\mu g/m^3$ come media annua, significa raddoppiare le concentrazioni nel raggio di alcuni km dall'impianto, per 3 anni circa.

Altro esempio: nella fase 2 il proponente stima un incremento di concentrazione massimo di 2,9 $\mu g/m^3$; ebbene, tale valore rappresenta un incremento del 10% circa della concentrazione già presente nell'aria!

Non sono fornite stime dell'impatto del traffico veicolare indotto dalla fase di perforazione e montaggio degli impianti;

Oltre al peggioramento sensibile della qualità dell'aria a livello locale, il progetto del proponente ha un impatto complessivamente rilevante sul territorio, che consiste in una nuova immissione di NO_x, CO, PM_{10}, $PM_{2,5}$ secondario, emissioni termiche, emissioni di metano fuggitive, gas peraltro a fortissimo effetto serra, che non vengono nemmeno stimate.
Infatti ricordiamo che solo dai gruppi turbogas è atteso nella stagione calda un consumo di 350.000 Nm^3/giorno di metano per il funzionamento di tali apparecchiature.
Nello studio di impatto ambientale mancano del tutto le valutazioni su nuovo carico emissivo di gas climalteranti, come se competesse ad altri farsene carico. Come si può vedere

dall'applicazione dei parametri di emissione ricavabili in letteratura tecnica, il particolato totale emesso é limitato, ma quello secondario e ben più pericoloso é un flusso di massa ingente.
Nello studio si applicano criteri e metodi di analisi senza tener conto dei nuovi insediamenti industriali previsti nel raggio di 20 km.
Per conseguire gli obiettivi di mercato del soggetto proponente oltre che determinare impatti ambientali rilevanti sul territorio si prevede l'utilizzo ingente di risorse, in gran parte fossili.

Centrale di Stoccaggio Gas Fase 2

I principali consumi (massimi) di risorse in fase di esercizio si riferiscono al periodo di funzionamento e sono relativi a:
 Consumo di combustibile:
- diesel: 0,2 kg/h/kVA, solo in emergenza,
- gas: 18.990 Sm3/h, valore complessivo per i turbocompressori (fase di iniezione);
- gas per le caldaie: 834 Sm3/h (fase di erogazione) valori complessivi;
- gas per rigeneratori TEG: 938 Sm3/h (fase di erogazione) valori complessivi;
 Consumo di metanolo (circa 3.082 m^3/anno) considerando sei mesi di erogazione;
 Consumo TEG: 3 kg/h;
 Consumo di olio lubrificante: 4,5 l/g per ciascun turbocompressore (considerando che ogni giorno possa essere avviata ogni 4 ore, assumendo 6 avviamenti);
 Consumo di energia elettrica: 8.760.000 kWh.

5. Impatti del progetto sulla salute pubblica

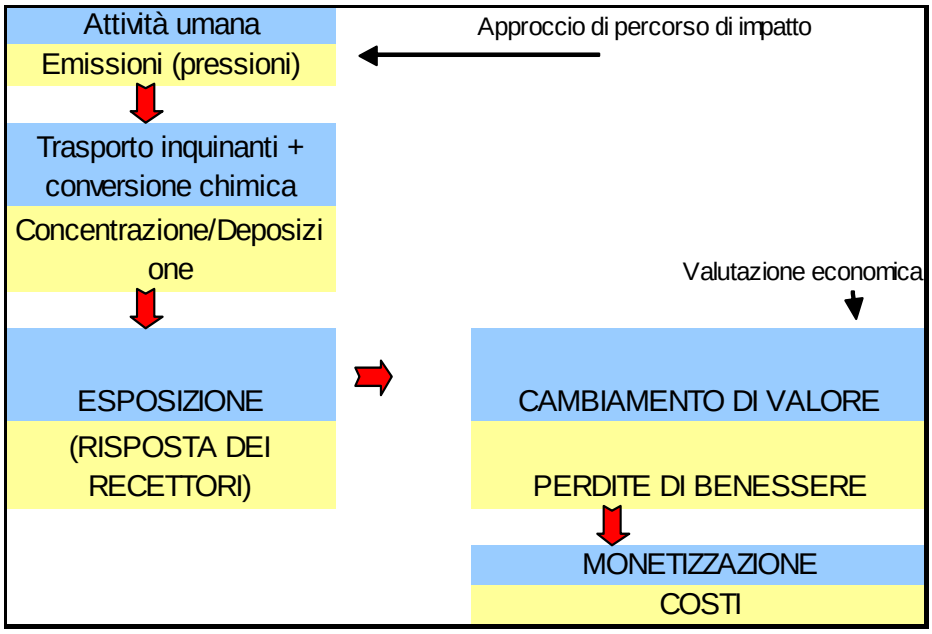
Nella valutazione del quadro ambientale il proponente si limita a prendere atto di un territorio già vulnerabile dal punto di vista sanitario, collocandosi come altri territori della pianura padana ai vertici delle statistiche nazionali per mortalità e morbilità anche causate dalle condizioni ambientali.
Nonostante questo non sono presentate dal proponente delle stime quantitative dell'incremento del rischio mortalità e morbilità sul territorio locale derivanti dal progetto.
Non potendo effettuare – a causa della tempistica concessa per la presentazione di osservazioni - tale analisi per il progetto in esame, ci limitiamo a riportare i risultati del progetto Stogit di Bordolano, che prevede una capacità di stoccaggio di working gas inferiore al progetto Alfonsine ma utilizza tecnologie di processo analoghe a quelle di Alfonsine.

IL PROGETTO BORDOLANO: STIMA DEGLI IMPATTI SANITARI

A tale proposito si é fatto riferimento per tali valutazioni al progetto scientifico EXTERNE, promosso con un sostegno economico dall'Unione Europea quasi dieci anni fa.
Obiettivo del progetto di studio era quello di valutare i costi della produzione di energia prodotta con l'uso del carbone e dell'olio combustibile[4].
I risultati del progetto hanno dimostrato che, se si considerassero i costi "esterni" legati al danno ambientale, la spesa reale della produzione energetica sarebbe molto più alta.
I costi esterni nella produzione di energia da combustibili fossili sono legati al fatto che le emissioni inquinanti provocano gravi danni alla salute, alle piante, agli edifici e contribuiscono al riscaldamento terrestre.
Programmi di alta qualità scientifica quali l'European Environment and Health Strategy, the Environmental Technologies Action Plan and the Clean Air for Europe (CAFÉ), hanno cercato di valutare l'entità del danno provocato al fine di poter applicare il principio ben riconosciuto dall'Unione Europea di "chi inquina paga".
La Commissione Europea ha così messo a disposizione gli studi e le modellizzazioni svolte, attraverso l'utilizzo di alcuni software che permettono una valutazione del danno in rapporto al tipo ed alla quantità di inquinanti emessi da una determinata fonte di emissione.
La valutazione del danno causato da inquinanti emessi da fonti di produzione energetica è stata recentemente oggetto di un'importante interrogazione parlamentare[5] .
I costi esterni della produzione di energia da singoli impianti che possono essere considerate fonti di tipo "puntuale" possono essere ottenuti fornendo ai software della Commissione Europea i flussi di massa di alcuni inquinanti quali gli ossidi di azoto, gli ossidi di zolfo, il PM10 ed i NMVOC.
Utilizzando il software EcoSenseLe, versione "Light" accessibile attraverso internet [6], abbiamo stimato l'impatto sanitario ambientale in termini economici delle emissioni inquinanti e

4 http://ec.europa.eu/research/headlines/news/article_05_10_21_en.html
5 Legislatura 15 Atto di Sindacato Ispettivo n° 3-01105 Atto n. 3-01105, 5 dicembre 2007, seduta n. 261 – F. Rossi.
6 http://ecosenseweb.ier.uni-stuttgart.de

climalteranti prodotte dall'impianto oggetto della presente relazione.
Il software, che nella versione "base" dà indicazioni di massima, fornisce una valutazione del danno su scala locale (in un raggio di cinquanta km dalla fonte di emissione), sovralocale.
Il software è stato progettato per lo studio, in una certa area, di fonti di emissione singole e multiple.
L'impatto sulla salute e sull'ambiente viene valutato in base all'inquinamento dell'aria. SO2, NOx, PM10, PM2.5, NMVOC, Cd, As, Cr, Ni, Hg, Pb, Cr-VI, CH2O, diossina, CO2, CH4 e N2O sono gli inquinanti presi in considerazione.
La figura seguente mostra l'approccio utilizzato per la valutazione del danno.



Flussi di inquinanti, la caratterizzazione dell'ambiente dove si trova la sorgente emissiva, studio della dispersione e trasformazione chimica degli inquinanti, esposizione dei recettori e calcolo del costo del danno seguono l'applicazione del così detto Impact Pathway Approach.
Non vi è dubbio, tuttavia, che la valutazione del danno sia in parte sottostimata, perché non tiene conto della grande tossicità di altri inquinanti emessi, del carico ambientale causato dallo smaltimento delle scorie di combustione ove vengono prodotte, soprattutto, delle modificazioni epigenetiche responsabili di numerose gravi patologie.
La possibilità della trasmissione di queste ultime tra generazioni successive rende il danno inestimabile.
Inoltre, inquinanti quali metilmercurio, arsenico e piombo, anche in quantità ritenute non tossiche, sono invece responsabili di danni a livello del sistema nervoso in via di sviluppo quali la riduzione del quoziente intellettivo, dell'attenzione, di fini turbe della coordinazione motoria e di modificazioni del comportamento quali l'aggressività [7].

7 Grandjean, P and Landrigan P. Developmental Neurotoxicity of Industrial Chemicals. The Lancet, November 8, 2006- Vol. 368.

Si riassumono di seguito i risultati preliminari ottenuti inserendo i dati relativi alla localizzazione del sito, all'altezza del camino, agli inquinanti emessi, includendo le emissioni fuggitive di metano e le emissioni di CO_2.
Il software stima gli impatti sanitari ed ambientali sulla salute umana e sulle produzioni agricole, locali e sovra locali.
Di seguito gli inquinanti con ii flussi annui previsti dal progetto:

Tabella 8

Inquinamento atmosferico - dati di ingresso Valori di emissione di progetto		
Inquinante	**Rilascio a bassa quota**	**Unità di misura**
N0x	350000	Kg/anno
PM10	2000	Kg/anno

Di seguito i risultati delle stime per fonte primaria e secondaria (gli inquinanti producono nell'atmosfera per effetto di numerosi meccanismi fotochimici inquinanti di tipo secondario).
I valori sono espressi in €/anno e rappresentano il costo complessivo attribuito alle emissioni annuali dell'intero impianto.

Tabella 9

Inquinamento atmosferico - RISULTATI - IMPATTO SULLA SALUTE UMANA VALORI IN €/ANNO					
SOSTANZA INQUINANTE	**MORTALITA'**		**MORBILITA'**		**TOTALE**
	Sul territorio nazionale	Al di fuori dell'Italia	Sul territorio nazionale	Al di fuori dell'Italia	
OZONO	- 5.610,00	- 623,00	- 17.500,00	- 1.940,00	- 25.700,00
pm10 - SCALA REGIONALE	14.600,00	2.380,00	7.490,00	1.220,00	25.700,00
SOLFATI	- 8.810,00	- 7.150,00	- 4.530,00	- 3.680,00	- 24.200,00
NITRATI	612.000,00	289.000,00	315.000,00	149.000,00	1.360.000,00
TOTALE	612.000,00	284.000,00	300.000,00	144.000,00	1.340.000,00

Le stime sono suddivise per effetti sulla mortalità e sulla morbilità e a loro volta in effetti locali, e sovra locali. Non tenendo conto delle condizioni iniziali di inquinamento atmosferico, per taluni inquinanti gli effetti secondari portano a stimare dei benefici (valori negativi in tabella), che tuttavia devono essere presi con cautela.
I valori sono espressi in €/anno. Si osservi il peso relativo delle polveri sottili, e quello pesantissimo degli ossidi di azoto.
Nella tabella successiva le stime sui raccolti dell'agricoltura e sui materiali da costruzione in genere e sui beni soggetti alle emissioni sul territorio locale (entro i confini nazionali) e sovra locale (oltre i confini nazionali).

Tabella 10

Inquinamento atmosferico - RISULTATI - IMPATTO SU COLTURE E MATERIALI VALORI IN €/ANNO					
SOSTANZA INQUINANTE	MORTALITA'		MORBILITA'		TOTALE
	Sul territorio nazionale	Al di fuori dell'Italia	Sul territorio nazionale	Al di fuori dell'Italia	
DEPOSIZIONI DI ACIDI A BASE DI AZOTO E O3	- 8.250,00	39.100,00	-	-	30.800,00
TOTALE	- 8.250,00	39.100,00	-	-	30.800,00

Le deposizioni acide prevedono un modesto contributo positivo su scala locale, unito ad un consistente contributo negativo su scala globale.
Da ultimo, gli effetti dei gas climalteranti, ossia le emissioni dirette di CO_2 e quelle indirette tramite le emissioni fuggitive di metano:

Tabella 11

RISULTATI [VALORI IN €/ANNO]	
GAS SERRA	TOTALE
C02	1.330.000,00
CH4	135.000,00
TOTALE	1.470.000,00

In questo caso le stime sono basate sul valore dei titoli di emissione di anidride carbonica, ritenuti in sede istituzionale un indicatore accettabile e riconosciuto all'interno del contesto europeo.
Nella tabella successiva il totale dei costi sanitari ed ambientali attribuibili con una valutazione di massima dell'impianto proposto:

Tabella 12

INQUINAMENTO ATMOSFERICO - RISULTATI RIEPILOGATIVI [VALORI IN €/ANNO]	
Categoria d'impatto	TOTALE
Costi per mortalità umana	896.000,00
Costi per morbilità umana	444.000,00
Colture e materiali	30.800,00
TOTALE	**1.370.000,00**

Il risultato comporta una stima di 1.370.000 € annui di costi sanitari, ed un danno ambientale legato ai cambiamenti climatici di 1.470.000 € annui, che su una durata prevedibile della centrale di compressione di almeno 25 anni, corrisponde complessivamente a quasi 68 M€.

6. Ricadute socio economiche sul territorio locale

Oltre alla fase di costruzione, di limitata durata, per tutto il tempo di operatività dell'impianto, solo in caso di manutenzioni e controlli locali, saranno necessarie alcune unità, che quindi non daranno alcun contributo di rilievo all'economia locale.

7. Rischio di incidenti rilevanti

L'impianto presenta durante la costruzione e esercizio numerosi potenziali pericoli dovuti ad incidenti, malfunzionamenti, presenza di svariate attività connesse all'interno della centrale in progetto.
L'impianto di cui trattasi ricadrà nell'ambito di applicazione della normativa in materia di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose e/o cicli di produzione (D.Lgs. 334/99 e s.m.i. (D. Lgs. 238/05).

Nella tabella che segue è riportata una sintesi degli adempimenti cui sono soggetti i gestori degli impianti rientranti nelle diverse categorie definite dal D.lgs. 334/99 e s.m.i..

ADEMPIMENTI COMUNI A TUTTE LE CATEGORIE
• Individuare i rischi di incidente rilevante; • Integrare il DVR (Documento di valutazione dei Rischi) di cui al D.lgs. 81/08; • Provvedere all'informazione, formazione e addestramento come previsto dal D.M. 16/03/98

ADEMPIMENTI DELLE CATEGORIE SOGGETTE ALL'ART. 8
• Trasmettere il Rapporto di sicurezza all'autorità competente; • Riesaminare il rapporto dio sicurezza: a) Ogni 5 anni; b) Ad ogni modifica che costituisca aggravio del preesistente livello di rischio; c) Ogni volta che intervengono nuove conoscenze tecniche in materia di sicurezza; • Predisporre il Piano di Emergenza Interno; • Trasmettere al Prefetto e alla Provincia le informazioni per la stesura del Piano di Emergenza Esterno.

"Art. 9 - Nuovi stabilimenti: rapporti di sicurezza
1. Chiunque intende realizzare uno degli stabilimenti di cui all'articolo 8, comma 1, prima di dare inizio alla costruzione degli impianti, oltre a tutte le autorizzazioni previste dalla legislazione vigente, deve ottenere il nulla osta di fattibilità di cui all'articolo 21, comma 3; a tal fine, fa pervenire all'autorità di cui

all'articolo 21, comma 1 un rapporto preliminare di sicurezza. La concessione edilizia non può essere rilasciata in mancanza del nulla osta di fattibilità.
2. Prima di dare inizio all'attività, il gestore, al fine di ottenere il parere tecnico conclusivo, presenta all'autorità di cui all'articolo 21, comma 1, il rapporto di sicurezza, integrando eventualmente quello preliminare.
3. Decorso inutilmente il termine previsto dall'articolo 21, comma 3, il gestore può presentare all'autorità di cui all'articolo 21, comma 1, una perizia giurata che attesti:
a) la veridicità e la completezza delle informazioni;
b) la conformità delle misure di sicurezza previste alle prescrizioni generali stabilite dal decreto di cui all'articolo 8, comma 4.
4. Trascorsi due mesi dalla presentazione della perizia giurata di cui al comma 3, senza che l'autorità di cui all'articolo 21, comma 1, si sia pronunciata o abbia richiesto chiarimenti o documentazione integrativa, il gestore può dare inizio all'attività."

"Art. 21 - Procedura per la valutazione del rapporto di sicurezza
1. Il Comitato provvede fino all'emanazione da parte delle regioni della specifica disciplina prevista dall'articolo 18, a svolgere le istruttorie per gli stabilimenti soggetti alla presentazione del rapporto di sicurezza ai sensi dell'articolo 8 e adotta altresì il provvedimento conclusivo.
2. Per gli stabilimenti esistenti il Comitato, ricevuto il rapporto di sicurezza, avvia l'istruttoria e, esaminato il rapporto di sicurezza, esprime le valutazioni di propria competenza entro il termine di quattro mesi dall'avvio dell'istruttoria, termine comprensivo dei necessari sopralluoghi ed ispezioni, fatte salve le sospensioni necessarie all'acquisizione di informazioni supplementari, che non possono essere comunque superiori a due mesi. Nell'atto che conclude l'istruttoria vengono indicate le valutazioni tecniche finali, le eventuali prescrizioni integrative e, qualora le misure adottate dal gestore per la prevenzione e la riduzione di incidenti rilevanti siano nettamente insufficienti, viene prevista la limitazione o il divieto di esercizio.
3. Per i nuovi stabilimenti o per le modifiche individuate con il decreto di cui all'articolo 10, il Comitato avvia l'istruttoria all'atto del ricevimento del rapporto preliminare di sicurezza. Il Comitato, esaminato il rapporto preliminare di sicurezza, effettuati i sopralluoghi eventualmente ritenuti necessari, rilascia il nulla-osta di fattibilità, eventualmente condizionato ovvero, qualora l'esame del rapporto preliminare abbia rilevato gravi carenze per quanto riguarda la sicurezza, formula la proposta di divieto di costruzione, entro quattro mesi dal ricevimento del rapporto preliminare di sicurezza, fatte salve le sospensioni necessarie all'acquisizione di informazioni supplementari, non superiori comunque a due mesi. A seguito del rilascio del nulla-osta di fattibilità il gestore trasmette al Comitato il rapporto definitivo di sicurezza relativo al progetto particolareggiato. Il Comitato, esaminato il rapporto definitivo di sicurezza, esprime il parere tecnico conclusivo entro quattro mesi dal ricevimento del rapporto di sicurezza, comprensivo dei necessari sopralluoghi ed ispezioni.
Nell'atto che conclude l'istruttoria vengono indicate le valutazioni tecniche finali, le proposte di eventuali prescrizioni integrative e, qualora le misure che il gestore intende adottare per la prevenzione e la riduzione di incidenti rilevanti risultino nettamente inadeguate ovvero non siano state fornite le informazioni richieste, viene eventualmente previsto il divieto di inizio di attività.
4. Gli atti adottati dal Comitato ai sensi dei commi 2 e 3 vengono trasmessi al Ministero dell'ambiente, al Ministero dell'interno, alla regione, al prefetto, al sindaco, nonché, per l'applicazione della normativa antincendi, al Comando provinciale dei Vigili del fuoco competente per territorio.
5. Il gestore dello stabilimento partecipa, anche a mezzo di un tecnico di sua fiducia, all'istruttoria tecnica prevista dal presente decreto. La partecipazione può avvenire attraverso l'accesso agli atti del procedimento, la presentazione di eventuali osservazioni scritte e documentazioni integrative, la presenza in caso di ispezioni o sopralluoghi nello stabilimento. Qualora ritenuto necessario dal Comitato, il gestore può essere chiamato a partecipare alle riunioni del Comitato stesso."

7.1 Fattori di rischio

E' presente uno stoccaggio di metanolo, di almeno 300 m3 circa. Trattasi di sostanza liquida pericolosa tossica e facilmente infiammabile. Al volume precedente va aggiunto il volume di un serbatoio di scarico da autocisterne.
Per le necessità del ciclo di trattamento del gas in fase di estrazione e invio alle linee sono richiesti 12 t/giorno di metanolo, che richiederanno la movimentazione di qualche centinaio di bilici/anno tramite viabilità locale.
Pur essendo previsti accorgimenti per evitare perdite dai serbatoi, non é noto il rischio derivante da sversamenti accidentali nei travasi, o durante l'iniezione del liquido stesso nel trattamento del gas estratto dal giacimento.
Non è nota l'analisi degli aspetti legati ad i malfunzionamenti: l'analisi di rischio da rilasci di portate di gas rilevanti, e l'analisi di rischio da getto incendiato.
In caso di perdita ingente di gas, tale nuvola potrebbe galleggiare fino ad una potenziale sorgente di innesco della combustione; evidenziamo che i Comuni di Alfonsine e Lugo sono a 7-9 km di distanza dalla piattaforma.

8. LEGENDA TERMINI UTILIZZATI

BAT: Best Available Technology	Migliore tecnologia disponibile
BREF: BAT Reference document	Documento europeo di riferimento sulle migliri tecnologie disponibili
Mwh: megawattora	Unità di misura dell'energia pari a 1.000.000 di Wh
Gwh: gigawattora	Come sopra, pari a 1 miliardo di Wh
$N0_x$	Ossidi di azoto di cui fa parte il Biossido di azoto, dannoso per la salute umana
NO_2	Biossido di azoto
NH_3	Ammoniaca
PM_{10}	Particolato fine entro la dimensione di 10 micron
$PM_{2,5}$	Particolato fine di dimensione media 2,5 micron
CH_4	Metano
CO	Ossido di carbonio
O_3	Ozono
CO_2	Biossido di carbonio o anidride carbonica
NMVOC, Cd, As, Cr, Ni, Hg, Pb, Cr-VI	Composti organici volatili non metanici, Cadmio, Arsenico, Cromo, Nichel, Mercurio, Piombo, Cromo esavalente
Diossina	Classe di composti organici persistenti prodotte principalmente da combustione, altamente tossiche e cancerogene per la salute umana ed animale
Metanolo (CH_3OH)	Alcool metilico, liquido a Temperatura ambiente, molto volatile ed estremamente infiammabile
PRQA	Piano regionale per la qualità dell'aria
DLE	Dry low emissions
Working gas	Quota del gas immagazzinato effettivamente utilizzato