

Società:	Sede legale: V.le Enrico Forlanini, 17 – 20134 Milano (MI)	
Gas Plus Storage S.r.l.	Stabilimento: Deposito di gas naturale – San Benedetto del Tronto (AP), Località S.S. Annunziata	
<u>Rapporto di Sicurezza Preliminare</u>		
gruppo di lavoro:	Dr. Ing. Achille CIPRIANI	Comandante Provinciale VV.F. di Ascoli Piceno
	Dr. Ing. Roberto PAOLETTI	VV.F. Ascoli Piceno
	Dr. Ing. Carlo CARLOROSI	Ex ISPESL
	Dr. Ing. Lorenzo BARBADORO	A.R.P.A.M.
	Dr. Ing. Susanna BALDUCCI	Regione MARCHE
	Dr. Ing. Germano POLIDORI	Comune di San Benedetto D.T.
	Dr. Ing. Salvatore INTERLANDI	UNMIG
Revisione n. 1	Ascoli Piceno 27 Novembre 2012	

**Nulla Osta di Fattibilità
Istruttoria Rapporto di Sicurezza preliminare
Ditta Gas Plus Storage S.r.l. di Milano**

	INDICE
DESCRIZIONE DELLO STABILIMENTO E DELLE ATTIVITÀ	Pagina 02
L'ATTIVITA' DI STOCCAGGIO	Pagina 05
LE SICUREZZE DEI POZZI	Pagina 07
COLLETTORI, CONDOTTE E SEPARATORI	Pagina 07
UNITA' DI COMPRESSIONE	Pagina 07
ALTRE COMPONENTI IMPIANTISTICHE	Pagina 08
ANALISI HAZOP	Pagina 08
SCENARI INCIDENTALI	Pagina 09
ANALISI STORICA	Pagina 10
ALBERI DI GUASTO	Pagina 11
DEPRESSURIZZAZIONE DI EMERGENZA	Pagina 14
EFFETTI DOMINO	Pagina 14
MISURE CONTRO L'INCENDIO	Pagina 14
CARATTERISTICHE GEOLOGICHE DEL SITO E SISMICITA'	Pagina 15
CONCLUSIONI	Pagina 17

DESCRIZIONE DELLO STABILIMENTO E DELLE ATTIVITÀ

Denominazione ed ubicazione dello stabilimento

Ragione sociale del fabbricante: GAS PLUS STORAGE S.r.l.

Indirizzo del fabbricante: Via Enrico Forlanini, 172 -0134 - Milano (MI)

Gestore dello Stabilimento ai sensi del D.Lgs. 334/99 e s.m.i.: Sig. Davide Usberti

Responsabile dello Stabilimento: Ing. Cinzia Triunfo

Il progetto di stoccaggio di San Benedetto nasce dalla Joint Venture tra Gaz de France, Acea e Gas Plus Storage, quest'ultimo come operatore e gestore dello stabilimento.

La denominazione dell'attività è "Stoccaggio di gas naturale in strato da denominarsi "San Benedetto Stoccaggi".

La Centrale ed il cluster afferente saranno realizzati partendo dall'area occupata dalla Centrale gas San Benedetto di proprietà della Società Adriatica Idrocarburi e sarà trasferita tramite decreto di concessione del Ministero dello Sviluppo Economico, al futuro concessionario, Gas Plus Storage Srl, come rappresentante unico della joint venture del progetto.

L'attuale Centrale di San Benedetto è adibita alla produzione e trattamento di gas naturale finalizzata all'immissione nella Rete di Distribuzione nazionale dello stesso.

Le aree specificamente interessate dalle attività in oggetto sono geograficamente ed univocamente individuabili mediante i riferimenti riportati a seguire.

- Ubicazione San Benedetto del Tronto (AP)
- Località S.S. Annunziata
- Riferimento IGM 1:25.000, Tavola 327-I
- Riferimento Carta Tecnica Regionale 1:10000, Sezione n. 327070

Coordinate geografiche:

- Latitudine 42°54'19,79"N
- Longitudine 13°52'41,03" E di Greenwich



Descrizione dell'attività

Nel mese di **settembre 2006**, il sito di S.Benedetto è stato inserito nell'elenco dei giacimenti in fase avanzata di coltivazione messi a disposizione degli operatori per la loro conversione in siti di stoccaggio (Comunicato del Ministero del 26.9.2006 pubblicato sul Bollettino Ufficiale Idrocarburi e Georisorse anno L n. 10 del Ministero dello sviluppo economico). Il sito è stato selezionato dal Ministero ai sensi del decreto legislativo n. 164/2000 (decreto "Letta")

In data 27 settembre 2007 la Società Gasplus ha presentato istanza per la concessione in concorrenza con altre tre Società, alle quali è stata preferita e selezionata; attualmente Gasplus è la rappresentante della joint venture costituita con Gas de France appositamente per la realizzazione del progetto. La selezione è stata fatta anche in seguito al parere espresso dagli Uffici tecnici territoriali del Ministero e dalla Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (CIRM - Commissione che opera presso il Ministero dello sviluppo economico con la partecipazione di rappresentanti dei ministeri competenti, dell'Avvocatura di Stato e dei rappresentanti regionali). È stato, quindi, avviato il procedimento amministrativo, i cui termini sono al momento sospesi in attesa della valutazione di impatto ambientale da parte del Ministero dell'Ambiente, richiesta dalla Società in data 27 luglio 2010.

E' da specificare che questo tipo di impianti era considerato fino al 2010 non soggetto agli obblighi della direttiva europea (c.d. "Seveso II"), recepita con il D.Lgs. 334/99.

Solo alla fine del 2010, in esito ad approfondimenti svolti, la Commissione europea ha chiarito che tutti gli stoccaggi di sostanze pericolose, ivi compresi quelli in miniere e pozzi esauriti, sono soggetti agli obblighi derivanti dalla direttiva.

In riferimento all'idoneità del sito per l'utilizzo di stoccaggio, anche per gli aspetti relativi al rischio sismico, questo Gruppo di Lavoro, nella riunione del 07 giugno 2012 ha acquisito il parere del Ministero dello Sviluppo Economico responsabile del rilascio delle autorizzazioni in oggetto. A tale riguardo, l'ing. Panei Liliana, del M.S.E. intervenuta nella predetta riunione, ha chiaramente specificato che la valutazione e l'autorizzazione allo sfruttamento del sito ai sensi del D.Lgs 164/2000 è di competenza dello stesso Ministero che tramite gli uffici centrali e gli uffici tecnici competenti per territorio verifica l'idoneità tecnica del sito allo stoccaggio, sentito il parere espresso dalla Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (CIRM).

A tal fine il Gruppo di Lavoro ha inteso acquisire il parere favorevole del Ministero dello Sviluppo Economico di cui alla allegata nota prot. 13953 del 10/7/2012, facente parte integrante del presente verbale che inserisce il giacimento di San Benedetto del Tronto tra quelli "... tecnicamente ed economicamente da adibire a stoccaggio in relazione ai criteri di idoneità indicati nell'art. 1 del Decreto 27 marzo 2001 del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato.

In data 18 settembre 2012 il gruppo di lavoro, in esito alla discussione seguita alla relazione inerente le valutazioni tecniche già esperite, ha avuto incarico dal CTR Marche di approfondire gli aspetti di sicurezza relativi allo stoccaggio di gas naturale in strato prevedendo tra l'altro l'integrazione del G.d.L. con un rappresentante dell'UNMIG del Ministero dello Sviluppo Economico e ciò in linea con le direttive impartite con la circolare interministeriale del 21 ottobre 2009 che prevede l'emanazione di pareri congiunti tra i predetti organismi.

Per tali approfondimenti si rimanda al paragrafo 15 recante "Caratteristiche geologiche del sito e sismicità"

Lo stato del giacimento

La conversione in stoccaggio riguarda la concessione di coltivazione "SAN BENEDETTO DEL TRONTO".

La valutazione dell'idoneità del giacimento è stata sviluppata in base ai dati e alle informazioni raccolte durante la fase di produzione che è iniziata nel 1986 ed è tuttora in atto.

La concessione di coltivazione comprende un'area di 87,2 km² nella provincia di Ascoli Piceno, la cui titolarità è di ENI (operatore) 85%, EDISON GAS 12,5%, Gasplus 2,5%. La concessione, conferita nel settembre del 1984, scadrà nel 2014 ed è attualmente in produzione attraverso il pozzo "San Benedetto 5".

Il giacimento di "San Benedetto" è costituito da livelli di due formazioni clastiche inf.-medio plioceniche:

- Formazione "Montepagano", Pliocene inf.-medio, livelli MP1, MPZ1, posti rispettivamente a profondità medie fra 2460 e 2480 m s.l.m.;

- Formazione “Cellino”, Pliocene inferiore, è caratterizzata da fitte alternanze di sabbie e argille e rappresenta il riempimento dell’avanfossa ad opera di correnti ad alta efficienza. 18 sono i livelli, da SB1÷ SB18, a profondità medie fra 2840 e 3190 m s.l.m..

Le due formazioni sono di origine torbidaica ma sono differenti per associazione di facies e caratteristiche petrofisiche.

I livelli più superficiali (formazione Montepagano), sono sabbiosi con porosità da 12 a 14 % e permeabilità fino a 7 mD e sono separati da setti argillosi di spessore sub metrico; in particolare il livello MP1, con uno spessore medio di 42 metri contro uno spessore di 21 metri del livello MPZ1, presenta le caratteristiche petrofisiche migliori.

I livelli più profondi, della formazione “Cellino”, sono costituiti da livelletti di pochi metri di arenarie intercalate ad argilla; i valori di porosità sono dello stesso ordine di grandezza dei livelli della Formazione Montepagano ma l’alto grado di argillosità e la scarsa permeabilità di questi livelli (circa 1 mD) non permettono l’utilizzo della formazione “Cellino” per lo stoccaggio sia per la scarsità e frammentarietà del volume a disposizione che per i bassi valori di permeabilità che renderebbero estremamente lente le operazioni di riempimento e svuotamento del giacimento.

La copertura è garantita da rocce della formazione “Argille del Santerno” del Pliocene medio. Lo spessore varia da un minimo di 171 metri sul pozzo SB1dir ad un massimo di 324 metri sul pozzo SB5dir.

Strutturalmente il giacimento si presenta come una trappola mista (in quanto anticlinale fagliata sul lato orientale per faglia inversa – “compressiva”)

Nel corso della vita produttiva sono stati perforati 6 pozzi di cui 4 sterili e 2 entrati in produzione (SB1dir e SB5dir, a doppio completamento).

La pressione iniziale (STHP) dei livelli MP1 e MP Z1 era di 302 Kg/cm².

L’andamento delle pressioni in funzione della produzione cumulativa di gas indica la presenza di un acquifero a debole spinta d’acqua.

Gli altri elementi e dati considerati nella valutazione del giacimento sono stati quelli relativi alla storia produttiva dei diversi livelli e il comportamento del giacimento negli anni (evoluzioni delle pressioni registrate). Nel corso della vita produttiva non si sono evidenziate criticità o anomalie del comportamento del giacimento.

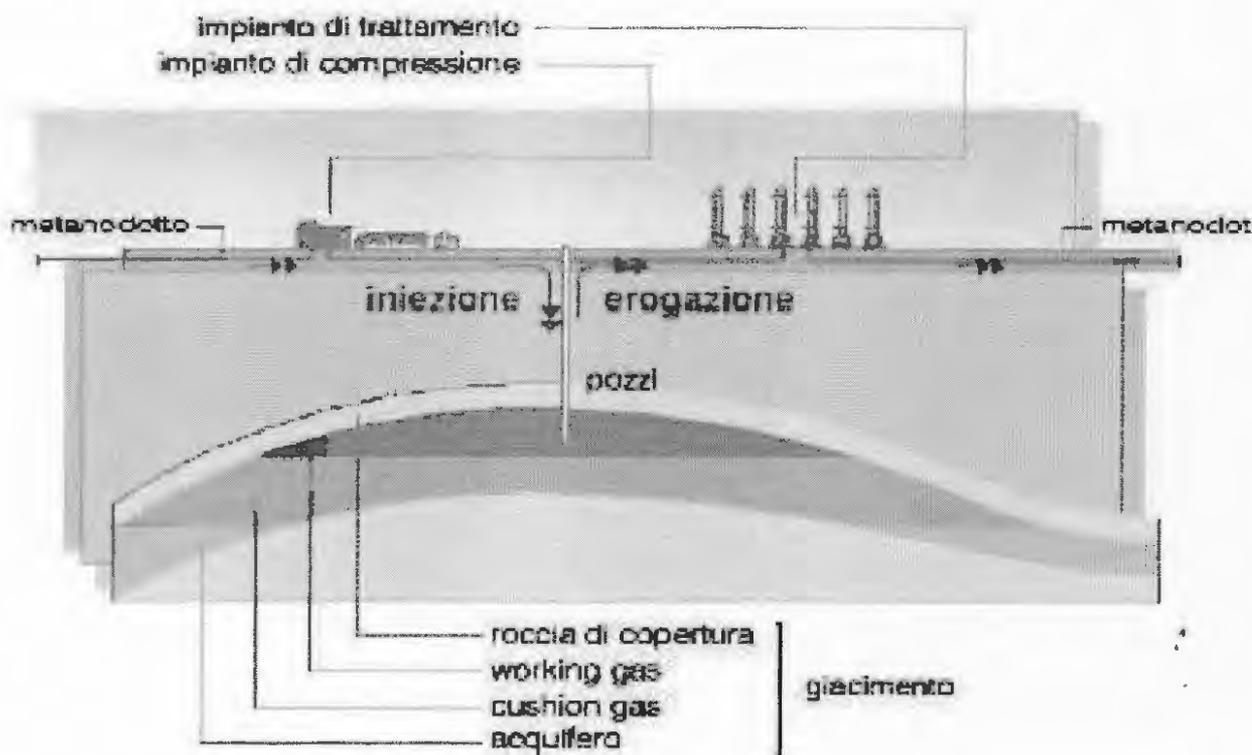
Il gas prodotto complessivamente è di 1.154 milioni di standard metri cubi; si prevede una capacità di stoccaggio di 522 milioni di metri cubi di gas, (**mentre il quantitativo massimo di Gas Naturale presente negli impianti è pari a circa 20 tonnellate**) comparabile con le capacità degli altri siti di stoccaggio già realizzati ed in corso di realizzazione o di autorizzazione in Italia. L’area della prevista concessione sarà di 15,07 Km², l’attuale concessione di coltivazione, che si estende su un’area di 87,2 Km², sarà revocata e tutte le aree non destinate allo stoccaggio saranno restituite all’uso precedente dopo caratterizzazione ed eventuale bonifica effettuata dai titolari della concessione di coltivazione sotto il controllo dell’ARPA regionale.

Secondo quanto dichiarato, nell’ambito della riunione del 7 giugno 2012, dalla predetta rappresentante del Ministero dello Sviluppo Economico, in merito alla problematica relativa alla ventilata ipotesi che i depositi di gas in sotterraneo generino sismicità indotta si è precisato che non vi è alcun collegamento tra la sismicità naturale e le operazioni di stoccaggio di gas in sotterraneo e, in particolare, nei giacimenti esauriti utilizzati per tutti gli stoccaggi in esercizio in Italia. In particolare nessun fenomeno di sismicità connesso con l’esercizio dei 10 giacimenti di stoccaggio attivi in Italia si è mai riscontrato in oltre 40 anni di attività. Si precisa comunque che reti di monitoraggio microsismico sono attive presso i siti di stoccaggio e i dati acquisiti sono raccolti e analizzati dagli Uffici tecnici del Ministero.

1) L'ATTIVITA' DI STOCCAGGIO

La riutilizzazione del giacimento per l'attività di stoccaggio, avviene attraverso le seguenti componenti impiantistiche:

1. pozzi: elementi di collegamento tra il giacimento e la superficie;
2. flowlines: condotte di collegamento tra pozzi e unità di trattamento/compressione.
3. unità di trattamento: opera nella fase di erogazione trattando a norma il gas per il trasporto nella rete;
4. unità di compressione: opera nella fase di ricostituzione ricomprimendo il gas fornito dalla rete nei giacimenti



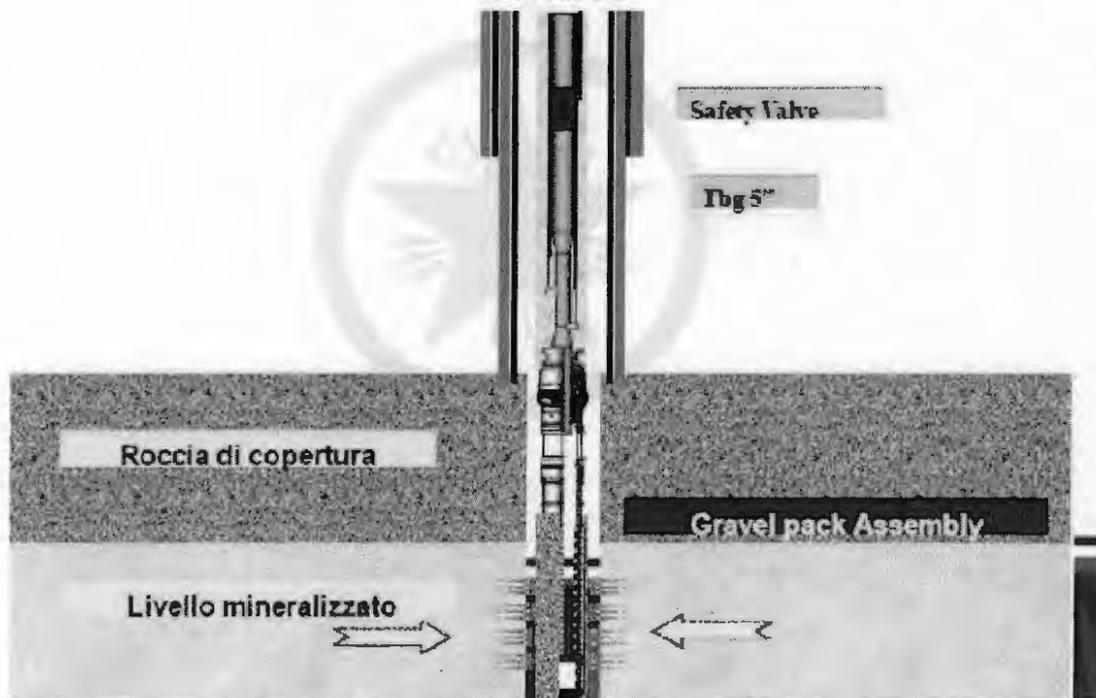
Una volta che il giacimento risulta idoneo ad essere riconvertito ad attività di stoccaggio, il gas residuo, sospensione produzione primaria, costituirà parte del volume di gas o "cushion" destinato a rimanere stabilmente in giacimento per consentire l'attività di stoccaggio.

Tale attività comprende due fasi operative: l'iniezione e l'erogazione.

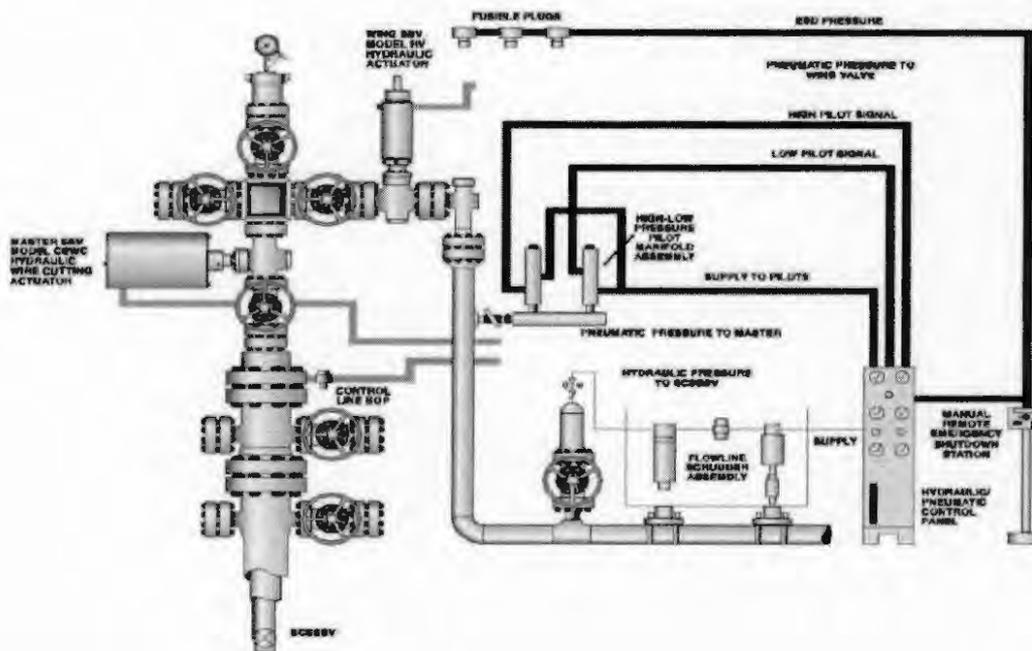
L'attività di iniezione è finalizzata a ricostituire il volume di gas pari a quello originario del giacimento; ha inizio da metà aprile e termina alla fine di ottobre. Alla fine della fase di iniezione, nel corso dei residui mesi autunnali ed invernali (novembre-marzo), avviene l'erogazione dal giacimento con la riconsegna del gas alla rete nazionale di trasporto per contribuire all'approvvigionamento dei consumatori, non risultando sufficiente il gas prodotto e importato.

La necessità di stoccare gas naturale è stato negli anni della storia petrolifera, dapprima funzionale all'attività estrattiva (crescita della produzione), in un secondo tempo è diventato fondamentale alla luce della sostanziale crescita dei consumi (domestici) e delle importazioni (strategico).

Schema tipico di completamento di un pozzo in "sand control"



Uno schema tipico di testa pozzo costituito da valvole manuali ed automatiche (wing e master valve). In particolare dette valvole si distinguono in valvole di casing (colonna) atte a monitorare le intercapedini del pozzo e valvole di tubing atte ad intercettare il flusso di gas da e per il giacimento.



Tra le valvole collegate al tubing ve ne è sempre una automatica (Surface Safety Valve - SSV) che interviene in caso di anomalia del pozzo o degli impianti di superficie. Si chiude automaticamente in caso di anomalia di funzionamento della stessa (assenza di pressione di comando).

All'interno del sistema tubolare di completamento, ad una profondità variabile da 50 a 100 m, è installata la valvola di sicurezza di fondo pozzo che può essere di tipo SCSSV (Surface Controlled Subsurface Safety Valve). Questa valvola è controllata idraulicamente dalla superficie con un pannello pneumo-idraulico ed interviene per mettere in sicurezza il pozzo in maniera automatica e/o manualmente (cioè, quando succede un flusso incontrollato dal pozzo (incrementi di portata superiori ad un dato valore) o quando è dato dall'abbassamento di pressione sotto ad un predeterminato valore).

3) COLLETTORI, CONDOTTE E SEPARATORI

La Centrale di Stoccaggio Gas di San Benedetto prevede la perforazione fino a 6 pozzi.

Per ogni singola linea di flusso si considera un separatore ad alta efficienza dove l'acqua separata è convogliata in un sistema di raccolta scarichi. Un collettore (manifold) è utilizzato per trasportare il gas verso i pozzi (iniezione) o verso la rete nazionale (erogazione).

Una volta aperto il pozzo, il gas è trattato in maniera che risulti idoneo (conforme alle specifiche richieste) per la Rete di Distribuzione di gas nazionale.

Il gas erogato dai pozzi può essere saturo d'acqua durante la fase di erogazione e quindi è fatto passare attraverso i separatori che, con un salto di pressione, riescono in una prima fase a separare il liquido dal gas.

Da qui, viene convogliato alle colonne di trattamento, che sono state progettate con l'impiego di setacci molecolari (non viene usato nessun altro tipo di trattamento, ad esempio glycole trietilenico).

Le colonne, una volta sature di liquido, vengono messe in rigenerazione, tramite gas caldo proveniente da un riscaldatore elettrico.

Il gas "trattato" esce dalle colonne, passa attraverso una flangia, cosiddetta di misura e quindi è immesso in rete. Per l'impianto sono previste misure UNMIG nella centrale e misure fiscali nel punto di connessione con la Rete. La misura UNMIG viene effettuata mediante una flangia "calibrata" e con correzioni per temperatura, pressione e composizione del gas (utilizzo di un gascromatografo).

La misura fiscale è generalmente eseguita mediante "ultrasuoni". In fase di iniezione, il gas "ripasserà" dallo stesso metanodotto per essere compresso e re-iniettato in pozzo.

4) UNITA' DI COMPRESSIONE

L'unità di compressione consiste di quattro compressori bi-stadio azionati da motore elettrico, tre operativi e uno in stand-by, quando la portata da iniettare è la massima.

Il gas, proveniente dalla Rete, viene compresso in modo da raggiungere una pressione sufficiente per l'iniezione nel giacimento. Per migliorare e rendere più flessibili le prestazioni del compressore si controlla la portata variandone la velocità; per questo motivo ogni motore è dotato di "Variable Speed Drive". La portata del compressore può essere regolata anche mediante ricircolo parziale del gas.

5) ALTRE COMPONENTI IMPIANTISTICHE

1. Fornitura di Energia Elettrica

L'energia elettrica necessaria alle esigenze di operabilità del campo verrà prelevata da una linea elettrica aerea esterna, fornita dall'operatore locale, ad un livello di tensione presunto di 150 kV che, tramite un trasformatore di potenza, sarà abbassata ad un livello di tensione di 20 kV.

L'impianto di illuminazione sarà suddiviso in:

- impianto di illuminazione normale;
- impianto di illuminazione di emergenza;
- impianto di illuminazione di sicurezza.

Il sistema di terra garantirà una protezione da: contatti indiretti, accumulo di cariche elettrostatiche e fulminazione.

Il "generatore diesel di emergenza" si avvierà automaticamente in caso di guasto della rete di alimentazione esterna, alimentando tutti i carichi elettrici ritenuti essenziali per la sicurezza e per il processo. Un "sistema di continuità elettrica (UPS)", composto da batterie ed inverter, assicurerà l'alimentazione della strumentazione di controllo durante la fase di messa in sicurezza dello Stabilimento.

2. Sistema di Controllo

L'impianto è controllato, monitorato e protetto dai sistemi DCS e ESD/F&G integrati.

Sistema DCS: è il sistema di controllo del processo e deve eseguire le seguenti funzioni: controllare, monitorare e gestire i loop di controllo,

- consentire la gestione delle variabili operative,
- gestire gli allarmi,
- analizzare e registrare l'andamento dell'impianto.

Il sistema ESD/F&G: rileva i pericoli ed attiva i blocchi e / o depressurizzazioni in caso di emergenza seguendo il diagramma causa ed effetto

Sono previsti 3 livelli di blocco:

- ESD: blocco di emergenza e depressurizzazione dell'area critica in caso di fuoco
- PSD: blocco di produzione
- LSD: blocco della singola apparecchiatura in anomalia

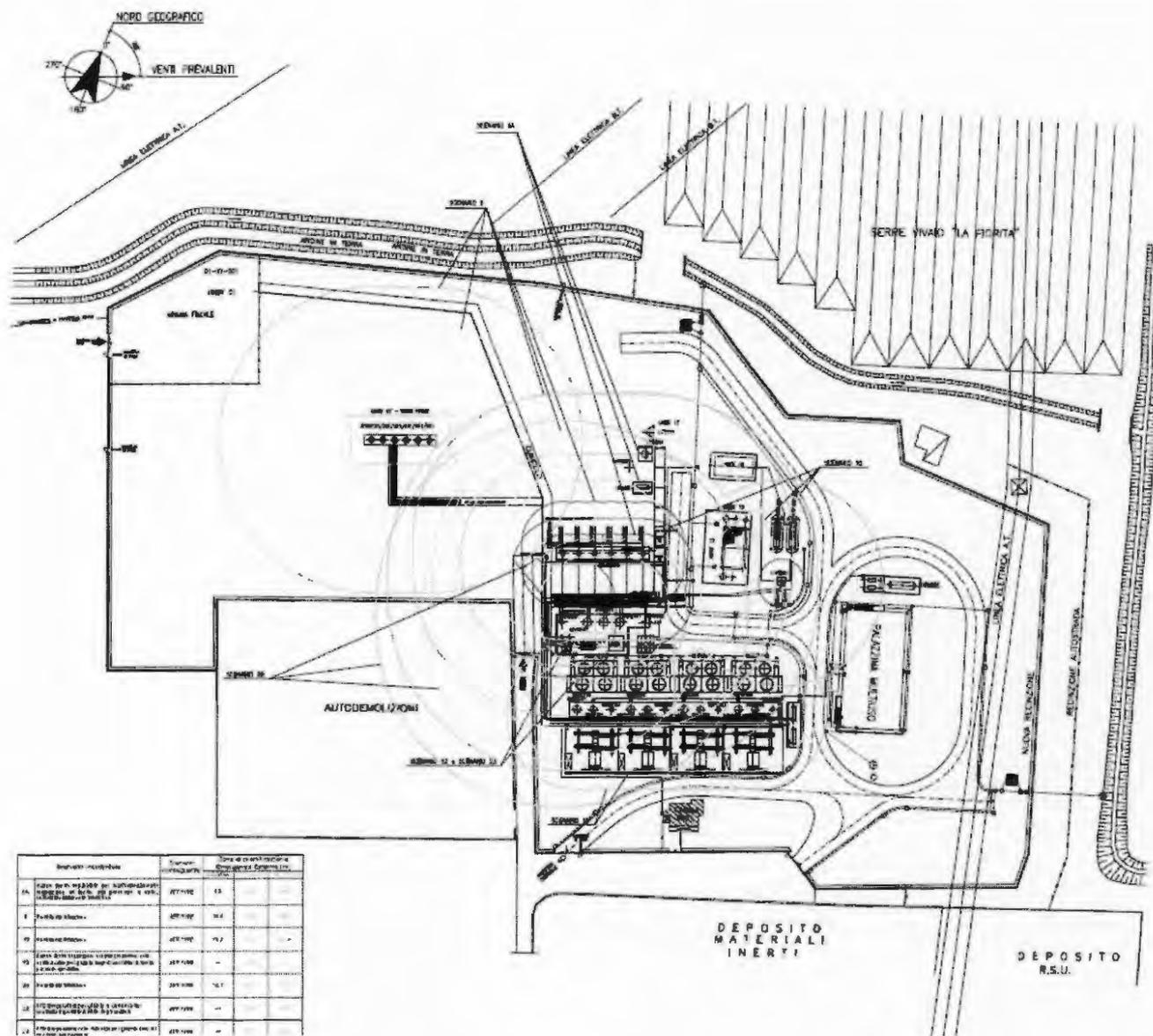
6) ANALISI HAZOP

L'analisi di rischio è stata effettuata utilizzando la metodologia HAZOP (Analisi di operabilità). L'analisi è stata estesa a tutte le unità dell'impianto, a partire dalla testa pozzo fino al punto di consegna / ricezione Gas Naturale da rete nazionale.

All'interno dell'Analisi HAZOP sono state presi in considerazione anche eventi stocastici, quali la rottura di tubazioni e apparecchiature e/o perdita dalle stesse, utilizzando ratei di guasto provenienti da banche dati consolidate. Il giacimento e le attrezzature di erogazione (casing, riser, teste pozzo) hanno caratteristiche tali per cui l'analisi HAZOP non risulta applicabile. Sono state pertanto effettuate analisi specifiche, che considerato le caratteristiche geologiche ed impiantistiche di tali parti di impianto, che vengono riportate di seguito.

7) SCENARI INCIDENTALI

Scenari incidentali		Classe di probabilità	Categoria di effetti	Distanza (m)
6A	Basso livello separatore per malfunzionamento regolazione di livello, alta pressione a valle, sottoraffreddamento tubazione JET FIRE	$10^{-4} - 10^{-6}$	Elevata letalità	5,8
			Inizio Letalità	15,1
			Lesioni irreversibili	19,6
			Lesioni reversibili	26,4
8	Perdita da tubazione (4", 150m) JET FIRE	$10^{-4} - 10^{-6}$	Elevata letalità	10,6
			Inizio Letalità	23,1
			Lesioni irreversibili	29,2
			Lesioni reversibili	39,0
10	Perdita da tubazione (14", 50m) JET FIRE	$10^{-4} - 10^{-6}$	Elevata letalità	13,0
			Inizio Letalità	26,9
			Lesioni irreversibili	34,1
			Lesioni reversibili	45,4
19	Basso livello separatore ed alta pressione nelle unità a valle per guasto loop di controllo di livello o errore operativo JET FIRE	$10^{-4} - 10^{-6}$	Elevata letalità	--
			Inizio Letalità	9,9
			Lesioni irreversibili	13,2
			Lesioni reversibili	18,0
20	Perdita da tubazione (14", 80m + 10", 60m + 4"/6", 280m) JET FIRE	$10^{-4} - 10^{-6}$	Elevata letalità	14,1
			Inizio Letalità	28,6
			Lesioni irreversibili	36,3
			Lesioni reversibili	48,3
22	Alta temperatura per guasto in chiusura del controllo di portata a valle degli heaters JET FIRE	$10^{-4} - 10^{-6}$	Elevata letalità	--
			Inizio Letalità	9,5
			Lesioni irreversibili	12,6
			Lesioni reversibili	17,2
23	Alta temperatura oltre il design per guasto loop di controllo temperatura JET FIRE	$10^{-4} - 10^{-6}$	Elevata letalità	--
			Inizio Letalità	9,5
			Lesioni irreversibili	12,6
			Lesioni reversibili	17,2



Dai dati desumibili dalla tabella relativa agli eventi incidentali ritenuti credibili rappresentati nella planimetria in termini di aree di danno, si evidenzia che le stesse sono confinate all'interno dell'area di sedime dell'impianto ed interessano in termini residuali la contigua attività di auto demolizione di cui dovrà prevedersi il coinvolgimento nella fase di predisposizione del PEE.

8) ANALISI STORICA

Nel documento allegato sono stati analizzati 98 eventi riguardanti impianti e stoccaggio di Gas Naturale; relativamente agli eventi descritti come "stoccaggio" si evidenzia che non sono riferiti a stoccaggi in giacimento (per la quale la citata banca dati non fornisce alcuna informazione), ma ad ordinari sistemi di stoccaggio in recipienti in pressione.

9) ALBERI DI GUASTO

Le ipotesi evidenziate in grigio sono quelle “non ragionevolmente ipotizzabili” e per le quali l’analisi non è stata ulteriormente sviluppata.

Ipotesi incidentale			Frequenza di accadimento (occ/anno)	Classe di frequenza
Unità	#	Descrizione		
07	1	Bassa temperatura tubazione per apertura rapida della valvola wing	$8,58 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile
07	2	Alta pressione mandata compressore per errore operativo di chiusura di una delle valvole	$1,36 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile
07	3	Troncamento testa pozzo	$3,93 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile
07	4	Perdita da una Flowline e inversione di flusso dalle altre	$4,19 \cdot 10^{-6}$	Estremamente improbabile
03	5	Perdita da un separatore (connessione) e coinvolgimento (effetto domino) di quello limitrofo (6", 80m)	$< 10^{-8}$	Estremamente improbabile
03	6a	Basso livello separatore per malfunzionamento regolazione di livello, alta pressione a valle, sottoraffreddamento tubazione	$1,70 \cdot 10^{-4}$	Piuttosto improbabile
03	6b	Basso livello separatore per errore operativo apertura valvola di drenaggio, alta pressione a valle, sottoraffreddamento tubazione	$< 10^{-8}$	Estremamente improbabile
03	7	Rottura catastrofica separatori (6)	$6 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile
03	8	Perdita da tubazione (6", 80m)	$6 \cdot 10^{-5}$	Improbabile
03	9	Alta pressione separatore per errore operativo apertura manuale SDV	$1,16 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile
03/05	10	Perdita da tubazione (14", 50 m)	$3,7 \cdot 10^{-5}$	Improbabile
03/05	11	Perdita da tubazione, innesco e rischio di effetto domino	$< 10^{-8}$	Estremamente improbabile
03/05	12	Alta pressione per malfunzionamento del loop di controllo, superamento P di design e rilascio	$1,05 \cdot 10^{-8}$	Estremamente improbabile
03/05	13	Alta pressione per errore operativo di chiusura di una delle SDV, superamento P di design e rilascio	$2,02 \cdot 10^{-8}$	Estremamente improbabile
02	14	Alta temperatura compressore per malfunzionamento loop di controllo riscaldatore	$5,52 \cdot 10^{-5}$	Improbabile
02	15	Perdita da tubazioni ed accumulo di gas nel cabinato compressore (10", 30m)	$2,3 \cdot 10^{-5}$	Improbabile
02	16	Perdita da tenuta compressore ed accumulo di gas nel cabinato	$2,8 \cdot 10^{-3}$	Abbastanza improbabile
02	17	Alta pressione nel compressore per malfunzionamento laminatrice Unit 05	$< 10^{-8}$	Estremamente improbabile

Ipotesi Incidentale			Frequenza di accadimento (occ/anno)	Classe di frequenza
Unità	#	Descrizione		
02	18	Alto livello separatore ed invio liquido al compressore per guasto loop controllo di livello	$2,63 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile
02	19	Basso livello separatore ed alta pressione nelle unità a valle per guasto loop di controllo di livello o errore operativo	$1,99 \cdot 10^{-4}$	Improbabile
04	20	Perdita da tubazione (14", 80m + 10", 60m + 4/6", 280 m)	$3,1 \cdot 10^{-4}$	Improbabile
04	21	Alta pressione trattamento in fase di stoccaggio per guasto in apertura SDV	$< 10^{-8}$	Estremamente improbabile
04	22	Alta temperatura per guasto in chiusura del controllo di portata a valle degli heaters	$6,98 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile
04	23	Alta temperatura oltre il design per guasto loop di controllo temperatura	$2,3 \cdot 10^{-5}$	Improbabile
04	24	Alta temperatura regeneration gas separator per guasto loop di controllo	$4,30 \cdot 10^{-6}$	Molto improbabile
01	25	Bassa pressione compressore per bassa pressione da rete durante la fase di iniezione (20km)	$< 10^{-8}$	Estremamente improbabile
19	26	Alta pressione per failure sistema di controllo compressore che apre la valvola di ricircolo	$3,99 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile
16	27	Alta pressione degasser per failure loop di controllo polmonazione azoto	$2,42 \cdot 10^{-7}$	Estremamente improbabile

IPOTESI INCIDENTALI E RELATIVI SCENARI				Scenario			
Unità	Num.	Descrizione	Frequenza (occ/anno)	Descrizione	Num.	Tipologia	Frequenza (occ/anno)
07	1	Bassa temperatura tubazione per apertura rapida della valvola wing	$8,58 \cdot 10^{-6}$	Rottura tubazione (6", 10% diametro)	1-1	Jet Fire	$8,58 \cdot 10^{-6}$
					1-2	Flash Fire	$4,20 \cdot 10^{-6}$
03	6A	Basso livello separatore per malfunzionamento regolazione di livello, alta pressione a valle, sottoraffreddamento tubazione	$1,70 \cdot 10^{-4}$	Rottura tubazione (4", 10% diametro)	6A-1	Jet Fire	$1,70 \cdot 10^{-6}$
					6A-2	Flash Fire	$8,33 \cdot 10^{-7}$
03	7	Rottura catastrofica separatori (6)	$6 \cdot 10^{-6}$	Perdita da separatori	7-1	Jet Fire	$3,0 \cdot 10^{-7}$
					7-2	Flash Fire	$2,70 \cdot 10^{-6}$
03	8	Perdita da tubazione (6", 80m)	$6 \cdot 10^{-5}$	Perdita da tubazione (6", 10% diametro)	8-1	Jet Fire	$3,0 \cdot 10^{-6}$
					8-2	Flash Fire	$2,70 \cdot 10^{-7}$
03/05	10	Perdita da tubazione (14", 20 m)	$3,7 \cdot 10^{-5}$	Perdita da tubazione (14", 10% diametro)	10-1	Jet Fire	$1,85 \cdot 10^{-6}$
					10-2	Flash Fire	$1,67 \cdot 10^{-7}$
02	14	Alta temperatura compressore per malfunzionamento loop di controllo riscaldatore	$5,52 \cdot 10^{-5}$	Trafilamento da flange	14-1	Incendio cabinato	$< 10^{-8}$
					14-2	Esplosione confinata	$< 10^{-8}$
02	15	Perdita da tubazioni ed accumulo di gas nel cabinato compressore (10", 30m)	$2,3 \cdot 10^{-5}$	Perdita da tubazione (10", 10% diametro)	15-1	Incendio cabinato	$< 10^{-8}$
					15-2	Esplosione confinata	$< 10^{-8}$

IPOTESI INCIDENTALI E RELATIVI SCENARI				Scenario			
Unità	Num.	Descrizione	Frequenza (occ/anno)	Descrizione	Num.	Tipologia	Frequenza (occ/anno)
02	16	Perdita da tenuta compressore ed accumulo di gas nel cabinato	$2,8 \cdot 10^{-3}$	Perdita da tenuta compressore	16-1	Incendio cabinato	$2,80 \cdot 10^{-6}$
					16-2	Esplosione confinata	$2,52 \cdot 10^{-7}$
02	18	Alto livello separatore ed invio liquido al compressore per guasto loop controllo di livello	$2,63 \cdot 10^{-6}$	Perdita da tenuta compressore	18-1	Incendio cabinato	$<10^{-8}$
					18-2	Esplosione confinata	$<10^{-8}$
02	19	Basso livello separatore ed alta pressione nelle unità a valle per guasto loop di controllo di livello o errore operativo	$1,99 \cdot 10^{-4}$	Perdita da tubazione a valle del separatore	19-1	Jet Fire	$1,98 \cdot 10^{-6}$
					19-2	Flash Fire	$9,75 \cdot 10^{-7}$
04	20	Perdita da tubazione (14", 80m + 10", 60m + 4/6", 280m)	$3,1 \cdot 10^{-4}$	Perdita da tubazione (10", 10% diametro)	20-1	Jet Fire	$3,1 \cdot 10^{-6}$
					20-2	Flash Fire	$1,52 \cdot 10^{-6}$
04	22	Alta temperatura per guasto in chiusura del controllo di portata a valle degli heaters	$6,98 \cdot 10^{-6}$	Surriscaldamento al di sopra dei valori di design e perdita da tubazioni	22-1	Jet Fire	$3,46 \cdot 10^{-6}$
					22-2	Flash Fire	$<10^{-8}$
04	23	Alta temperatura oltre il design per guasto loop di controllo temperatura	$2,3 \cdot 10^{-5}$	Surriscaldamento al di sopra dei valori di design e perdita da tubazioni	23-1	Jet Fire	$1,14 \cdot 10^{-5}$
					23-2	Flash Fire	$<10^{-8}$
04	24	Alta temperatura regeneration gas separator per guasto loop di controllo	$4,30 \cdot 10^{-6}$	Danneggiamento tubazioni e attrezzature. Perdite significative	24-1	Jet Fire	$4,30 \cdot 10^{-8}$
					24-2	Flash Fire	$2,11 \cdot 10^{-8}$

10) DEPRESSURIZZAZIONE DI EMERGENZA

La depressurizzazione di emergenza è attivata: · automaticamente dai cavi termosensibili / sensori di fiamma / sensori di fumo / sensori gas· manualmente da comandi da sala controllo o telecontrollo ovvero pulsanti di emergenza agli angoli delle strade che delimitano un'area di processo

La depressurizzazione automatica è di tipo selettivo ed è controllata dal sistema ESD di Centrale. Le apparecchiature interessate saranno depressurizzate in accordo alle API 521:

- per Pressione > 7,031 kg/cm²g: depressurizzazione a 7,031 kg/cm²g in 15 minuti
- per Pressione < 7,031 kg/cm²g: depressurizzazione a 50%Pprogetto in 15 minuti

Si applica ai sistemi in pressione ed avviene in caso di emergenza e fuoco. Si definisce selettiva in quanto la depressurizzazione parte su rilevazione dell'incendio da parte dei sensori ovvero manualmente da uno dei pulsanti di emergenza in campo e comporta la depressurizzazione esclusivamente delle apparecchiature coinvolte dal fuoco. I collettori contenenti gas in pressione sono interrati in cunicolo al fine di minimizzare la potenziale esposizione al fuoco.

Le valvole di depressurizzazione automatica (BDV) permettono la depressurizzazione di ogni porzione di impianto isolabile con valvole di shut down (SDV).

Il sistema di blow down 17FK001 è dimensionato per la sezione di fuoco più gravosa.

In caso di ESD generale è prevista l'apertura ritardata di tutte le valvole di depressurizzazione BDV. In questo caso l'intera centrale risulterà intercettata e verrà progressivamente depressurizzata nel tempo richiesto mediante l'apertura sequenziale della BDV delle diverse aree di depressurizzazione.

11) EFFETTI DOMINO

Data la presenza di sistemi di intercettazione e depressurizzazione rapida in caso di emergenza, eventuali incendi (Jet Fire) avranno durata molto limitata, tale quindi da non poter comportare rischi significativi di effetto domino.

Durante l'analisi HAZOP alcuni eventi che possono comportare rischio di effetto domino (quali la rottura tubazioni) sono state valutate; da tali valutazioni è emerso che la frequenza di accadimento di eventuali effetti domino risulta inferiore a 10⁻⁷ occ/anno, e può pertanto essere ritenuta trascurabile.

Le barriere e i sistemi di intercettazione costituiscono una ulteriore misura di prevenzione di eventuali effetti domino.

12) MISURE CONTRO L'INCENDIO

In relazione all'area da proteggere ed ai criteri di intervento adottati, sono stati previsti i seguenti sistemi di estinzione:

- sistemi di estinzione automatici ad INERGEN
- sistemi di estinzione automatici a CO₂
- attrezzature mobili antincendio a Polvere
- attrezzature mobili antincendio a CO₂

Sistemi di estinzione automatici ad INERGEN

Il sistema di estinzione denominato ad Inergen è un sistema di spegnimento a saturazione totale dell'ambiente, ovvero ha la funzione di erogare un'agente inerte di Inergen tale da portare il locale in saturazione di ossigeno. L'uso del sistema ad Inergen è stato preso in considerazione per i locali ritenuti rilevanti in termini di funzionamento e verifica dell'impianto della centrale e dove allo stesso tempo si considera la possibile presenza di personale tecnico.

I locali dotati di impianto di spegnimento Inergen sono i seguenti:

Sala EGD

- Cabina elettrica
- Sala strumentazione
- Sala controllo
- Sala misura fiscale
- Canopy compressore treno 1
- Canopy compressore treno 2
- Canopy compressore treno 3
- Canopy compressore treno 4

Sistema di estinzione automatici a CO2

Il sistema di estinzione automatico a CO2 è un sistema che prevede l'erogazione di anidride carbonica mediante ugelli ubicati in prossimità del punto d'innescio dell'incendio.

Le parti d'impianto per le quali si è prevista l'installazione del sistema di estinzione automatico a CO2 sono le seguenti:

- Unità 17 / Candela di Sfiato (Unità 17FK001)

Attrezzature mobili antincendio

Al fine di garantire un'adeguata protezione antincendio si è prevista l'installazione di estintori portatili a polvere ed anidride carbonica ed estintori carrellati a polvere in prossimità degli impianti ed all'interno dei valti locali presenti in sito.

13) CARATTERISTICHE GEOLOGICHE E SISMICITA'

Stante il peculiare interesse rivestito, ai fini dell'analisi di sicurezza svolta dal GdL per il rilascio del N.O.F., dagli aspetti geologici del deposito e dal rischio sismico si ritiene utile, a beneficio del consesso del C.T.R. riportare di seguito alcune considerazioni estratte dalla *"Revisione dell'assetto strutturale e del contesto sismotettonico nell'area di San Benedetto del Tronto: implicazioni per la realizzazione di un potenziale sito di stoccaggio di metano"* elaborate da **Davide Scrocca & Carlo Doglioni** dell'Istituto di Geologia Ambientale e Geoingegneria (CNR) Roma e del Dipartimento di Scienze della Terra, Università Sapienza di Roma rispettivamente.

Assetto Strutturale

L'assetto geologico-strutturale della zona periadriatica marchigiano-abruzzese, in cui è situata l'area San Benedetto del Tronto, è caratterizzato dalla presenza di un sistema di anticlinali orientate N-S, sepolte sotto i depositi di avanfossa plio-pleistocenici, sviluppatasi nel corso degli ultimi 5 milioni di anni in seguito alla propagazione di sovrascorrimenti non affioranti in superficie.

Dal punto di vista geodinamico, l'evoluzione del settore in esame è stata, ed è tuttora, controllata dalla subduzione verso ovest della microplacca adriatica al di sotto dell'orogene appenninico. Il progressivo arretramento verso est della zona di subduzione è stato accompagnato dall'avanzamento delle strutture (pieghe e sovrascorrimenti) associati al prisma d'accrezione appenninico. In particolare, l'area di San Benedetto del Tronto è ubicata sulla culminazione di un'anticlinale sepolta nota nella letteratura geologica come "Struttura costiera".

Una seconda rilevante fascia di strutture è ubicata ad Ovest della "Struttura costiera" ed è nota come "Struttura di Bellante". La stratigrafia della zona periadriatica marchigiano-abruzzese è costituita da un basamento ercinico su cui sono sovrapposte coperture di rocce sedimentarie che possono essere suddivise in due distinte porzioni, sedimenti di margine passivo e sedimenti di margine attivo.

Il principale livello di scollamento del prisma di accrezione appenninico nel settore periadriatico marchigiano-abruzzese è localizzato alla base della successione mesozoica e si approfondisce da circa 7-8 km a NE nella zona offshore del Mare Adriatico, a più di 13-15 km muovendo verso SW (zona a Ovest della “Struttura di Bellante”).

L’attuale configurazione strutturale è il risultato dell’attività tettonica che ha interessato il settore periadriatico marchigiano-abruzzese. In particolare, lo sviluppo dell’avanfossa adriatica causato dalla flessurazione della litosfera adriatica in subduzione sotto l’orogene appenninico è anche associato, nel corso del Messiniano superiore-Pliocene inferiore, alla formazione di faglie estensionali.

Quadro sismo tettonico

L’area è caratterizzata da una diffusa sismicità strumentale da lieve a con eventi di magnitudo generalmente inferiore a 4 e con alcuni eventi più importanti quali, ad esempio, il terremoto di Porto San Giorgio (Mw 5.1) del luglio 1987 ubicato nell’area costiera dell’omonima cittadina.

I meccanismi focali disponibili evidenziano una attività sismica di tipo prevalentemente compressivo e transpressivo/trascorrente mostrano eventi che si distribuiscono da alcuni chilometri sino a qualche decina di chilometri di profondità. hanno in generale magnitudo Mw intorno a 5 o inferiori.

Magnitudo maggiori sono associate a terremoti ubicati in corrispondenza di strutture più interne, quali ad esempio la “Struttura di Bellante” (terremoto di Offida del 3 ottobre 1943 con Mw 5.8; Rovida et al., 2011).

Dal punto di vista sismotettonico è rilevante notare che la rampa superficiale della “Struttura costiera”, che interessa formazioni geologiche più recenti del Pliocene inferiore e si sviluppa a profondità minori di 6 km, seppure associata alla sorgente composita, non sembra almeno nel settore in esame direttamente associabile alla sismicità registrata localizzata a profondità maggiori. Peraltro la “Struttura costiera” è considerata generalmente disattivata nel Pliocene superiore – Pleistocene inferiore, anche se una sua possibile riattivazione più recente non può essere completamente esclusa.

La sismicità ancora più profonda (20-30 km), fatta salva la verifica della accuratezza e significatività delle localizzazioni ipcentrali disponibili, potrebbe essere associata alla riattivazione di strutture ereditate presenti nella litosfera in subduzione come recentemente proposto per strutture presenti al di sotto della Pianura Padana.

Conclusioni e implicazioni per il sito di stoccaggio di San Benedetto del Tronto I punti di criticità sollevati sono sostanzialmente due, la tenuta del serbatoio e il rischio sismico.

- La tenuta del serbatoio è garantita dal fatto che il giacimento che è stato coltivato in passato era in grado di mantenere il gas senza fughe precedentemente rilevate, per cui, considerato che le condizioni geologico-strutturali al contorno non sono cambiate.

- L’area costiera è notoriamente sismica e tale rimarrà con o senza stoccaggio di gas. Il quadro sismotettonico evidenzia una regione sismicamente attiva ma su livelli strutturali molto probabilmente più profondi di quelli interessati dallo stoccaggio. Nel sito oggetto della presente istanza di concessione, il serbatoio si trova a bassa profondità (circa 2.5 km), cioè vari km sopra le potenziali faglie da attivare.

- Nell’ipotesi che un terremoto si generasse a profondità maggiori di quelle interessate dallo stoccaggio, è opportuno sottolineare che in genere la propagazione di onde sismiche in giacimenti di idrocarburi tende a produrre effetti tanto meno sensibili quanto più è marcato il disaccoppiamento meccanico tra matrice rocciosa della roccia serbatoio e fluido contenuto. In sostanza, tale condizione si verifica quando le permeabilità della roccia serbatoio sono elevate (e.g. un’arenaria

molto porosa), le viscosità del fluido presente nella roccia basse (e.g., metano) e le pressioni del giacimento prossime all'idrostatica.

• I terremoti sono liberazione di energia elastica accumulata dal movimento delle placche. La deformazione accumulata in decenni o centinaia d'anni, viene liberata in pochi secondi. La velocità relativa tra le placche (che nel caso in questione lungo il margine adriatico, è dell'ordine di 2-3 mm/anno), quando lungo alcuni segmenti non riesce a tradursi in movimento lento e costante, accumula energia elastica che viene esplosa dal terremoto con un movimento istantaneo lungo una faglia. L'iniezione di fluidi non può produrre l'energia per i terremoti tettonici di questo tipo.

In merito alla problematica inerente la mancata programmazione da parte della Gas Plus della "sismica 3D", il rappresentante UNMIG afferma che i dati sismici disponibili in "sismica 2D", che verranno rielaborati grazie alla nuova tecnologia informatica dalla stessa società Gas Plus, potranno fornire un analogo livello di garanzia rispetto alla modellizzazione del serbatoio di stoccaggio.

Si fa presente che i limiti realizzativi di una eventuale acquisizione di sismica 3D possano imputarsi alla presenza di infrastrutture (autostrada, strada statale, linea ferroviaria) che causano elevato rumore di fondo e alla difficoltà di operare all'interno di centri abitati.

Inoltre la registrazione di una sismica 3D non offre la certezza assoluta di ottenere dati migliori rispetto a quelli ottenibili da una rielaborazione dell'analisi 2D già in possesso della Gas Plus.

Per quanto sopra si ritiene che la rielaborazione delle suddette linee sismiche 2D possa ritenersi idonea ai fini di una compiuta valutazione degli effetti sul giacimento derivanti da un evento sismico e/o dall'azione indotta dall'attività di pompaggio.

Il GdL concorda con tale valutazione.

14) CONCLUSIONI

Analizzata la documentazione integrativa prodotta riguardante la struttura geologica del sottosuolo, elaborata dal Politecnico di Torino e dall'Università La Sapienza di Roma, acquisito il parere favorevole del rappresentante dell'UNMIG circa l'idoneità del sito sotto il profilo geologico, questo Gruppo di Lavoro, valutata anche la congruità dell'analisi del rischio per gli aspetti impiantistici, esprime parere favorevole sul rapporto di sicurezza preliminare redatto nell'aprile 2012 a firma Dr. Ing. Mauro Gotti (Società PROGER).

In allegato si inviano, come parte integrante della presente relazione, i verbali delle riunioni tenute dal Gruppo di Lavoro, nella configurazione finale integrata dal rappresentante UNMIG secondo le direttive di cui alla Circ. 21 Ottobre 2009, il 17 Ottobre ed il 15 novembre 2012.

Allegati:

- 1) Nota Prot. n. 13953 del 10/07/2012 del Ministero dello Sviluppo Economico
- 2) Verbale G.d.L. del 17/10/2012
- 3) Verbale G.d.L. del 15/11/2012



dello Ministero Sviluppo Economico

DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA
DIREZIONE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE
Divisione VII

*Comunicato per
Direttore Luigi Puletti*

Ministero dello Sviluppo Economico
Dipartimento per l'Energia
Struttura: DG-RIME
REGISTRO UFFICIALE
Prot. n. 0013953 - 10/07/2012 - USCITA

AI MINISTERO DELL'INTERNO
DIPARTIMENTO DEI VIGILI DEL FUOCO, DEL SOCCORSO
PUBBLICO E DELLA DIFESA CIVILE
COMANDO PROVINCIALE DI ASCOLI PICENO
Via del Commercio, 48

63100 - ASCOLI PICENO

Oggetto: Stoccaggio di gas naturale a San Benedetto del Tronto.

In riferimento alla nota del 5/7/2012, n. prot. 7448, di codesto Comando provinciale, si allega alla presente la nota del 4/12/2008, n. prot. 51885, relativa alla prosecuzione del procedimento di conferimento della concessione di stoccaggio "San Benedetto Stoccaggio" alle Società Gas Plus Storage Srl e Gas de France International - Acea Spa. Si allega, inoltre, il comunicato ministeriale del 26/9/2006, nel quale l'Amministrazione ha inserito il giacimento di San Benedetto fra i giacimenti in fase di avanzata coltivazione suscettibili di essere tecnicamente ed economicamente adibiti a stoccaggio, in relazione ai criteri di idoneità indicati nell'articolo 1 del decreto 27 marzo 2001.

Dipartimento dei Vigili del Fuoco del
Soccorso Pubblico e della Difesa
Civile

COM-AP

REGISTRO UFFICIALE - INGRESSO

Prot. n. 0007811 del 13/07/2012

IL DIRIGENTE
(*Liliana Ranei*)



Ministero Sviluppo Economico

Dipartimento Competitività

USCITA - 04/12/2008 - 0081888

Struttura : DG Energia e Risorse Minerarie

Ministero dello Sviluppo Economico

DIPARTIMENTO PER LA COMPETITIVITA'

DIREZIONE GENERALE PER L'ENERGIA E LE RISORSE MINERARIE

UFFICIO XVIII - DIREZIONE UNMIG

Gaz de France/ACEA
c/o Gaz de France International Sas
Via Ripamonti, 175
20141 Milano
fax 02 52504301

Gas Plus Storage Srl
Via Nazionale, 2
43045 Fomovo di Taro (PR)
fax 0525 419214

e, p.c. Ministero dell'ambiente e della
tutela del territorio e del mare
Direzione generale per la salvaguardia ambientale
Via Cristoforo Colombo 44
00147 Roma

Regione Marche
Servizio Ambiente e Paesaggio
Via Tiziano 44
60125 Ancona
c.a. Ing. Piccinini

Regione Marche
Servizio Industria, Artigianato, Energia
Via Tiziano 44
60125 Ancona
c.a. Ing. Luciano Calvarese

OGGETTO: Istanza di conversione in stoccaggio della concessione di coltivazione
"SAN BENEDETTO" (provincia di Ascoli Piceno)

Sono state esaminata le istanze presentate il 14 settembre 2007 rispettivamente dalla Società Gas Plus Storage Srl e congiuntamente dalle Società Gaz de France International Sas e ACEA Spa, finalizzate all'ottenimento della concessione di conversione in stoccaggio della concessione di

coltivazione "SAN BENEDETTO". A chiusura dell'istruttoria, le suddette istanze sono risultate concorrere con le istanze presentate dalle Società Sorgenia Spa e Gas Natural SDG Sa.

Questa Amministrazione, in esito alla selezione tra le domande presentate per l'assegnazione della concessione, sentiti i pareri espressi dall'Ufficio UNMIG XXII di Bologna, nota dell'11 marzo 2008, e dalla Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (CIRM) nella seduta del 19 giugno 2008), ha valutato la situazione concorrenziale ed è venuta nella determinazione di invitare le Società in indirizzo ad attuare una joint-venture per il conferimento del titolo in oggetto (nostra nota prot. n. 11900 del 1° luglio 2008). Con note prott. nn. 12184 e 12183 del 4 luglio 2008, questa Amministrazione ha conseguentemente comunicato alle Società Sorgenia Spa e Gas Natural Sdg SA il rigetto delle rispettive istanze. La Società Sorgenia Spa ha successivamente presentato ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio (R.G. 9091/2008).

Preso atto della disponibilità delle suddette Società ad attuare la joint-venture proposta (disponibilità comunicata a questa Amministrazione con nota del 2 luglio 2008), lo scrivente Ufficio è venuto nella determinazione di proseguire l'istruttoria di conferimento della concessione in oggetto (nostra nota prot. n. 12182 del 4 luglio 2008).

Come richiesto da questa Amministrazione nella citata nota del 4 luglio 2008, le Società hanno provveduto a presentare, in data 10 ottobre 2008, il progetto congiunto e l'accordo di joint-venture.

Considerato che, secondo le disposizioni emanate con decreto legislativo 16 gennaio 2008, n. 4, il conferimento della concessione di stoccaggio di gas naturale potrà avvenire solo a seguito di esito favorevole della V.I.A. del progetto, le Società dovranno dare allo scrivente Ufficio tempestiva comunicazione dell'avvenuta presentazione al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) della documentazione richiesta per l'avvio della procedura di V.I.A.

A seguito dell'esito favorevole della procedura di V.I.A., questa Amministrazione, considerando applicabili le disposizioni di cui all'articolo 8 della legge 24 novembre 2000, n.340 alla realizzazione di stoccaggi di gas naturale in sotterraneo, secondo quanto previsto dall'articolo 1, comma 60, della legge 23 agosto 2004, n. 239, nominerà, ai fini della procedura di autorizzazione, il responsabile unico del procedimento, che convocherà la conferenza di servizi di cui alla legge 7 agosto 1990, n.241, alla quale saranno chiamati a partecipare la Regione Marche e gli Enti locali interessati alla realizzazione dell'impianto di stoccaggio.

Nell'ambito della conferenza di servizi sarà approvato il progetto definitivo, sarà riconosciuta la conformità urbanistica delle aree che ospiteranno gli impianti per l'esercizio dello stoccaggio, verrà consentita l'emanazione della dichiarazione di pubblica utilità e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio di eventuali aree dove realizzare nuovi impianti.

A seguito dell'esito favorevole della conferenza dei servizi e della V.I.A., verrà emanato, ai sensi dell'art. 4, comma 1, del D.M. 26 agosto 2005, il provvedimento di conferimento della concessione, adottato dal Ministro dello Sviluppo Economico di concerto col Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e d'intesa con la Regione interessata.

Si ricorda che, in base al comma 558 dell'art.2 della Legge n.244 del 24 dicembre 2007 (legge finanziaria 2007), le Società versano, a decorrere dal 1° gennaio 2008, alle Regioni nelle quali hanno sede i relativi stabilimenti di stoccaggio, un importo annuo pari all'1% del valore della capacità complessiva autorizzata di stoccaggio di gas naturale. Le modalità di ripartizione tra il



Ministero dello Sviluppo Economico

Direzione generale energia e risorse minerarie

Comunicato del 26 settembre 2006

(Avvertenza: il comunicato che segue è la versione corretta degli errori rilevati sull'originale pubblicato sul sito www.attivitaprodottive.gov.it il 26 settembre 2006. Le parti corrette sono presentate a carattere corsivo in grassetto)

Conversione in stoccaggio di giacimenti in fase avanzata di coltivazione. Comunicazione ai sensi dell'articolo 2, comma 2, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 27 marzo 2001.

Ai sensi dell'articolo 4, comma 2, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 27 marzo 2001 (di seguito: decreto 27 marzo 2001), pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* del 27 aprile 2001, i titolari di concessioni di coltivazione di giacimenti in terraferma, con riserve di gas originariamente in posto superiori a 500 milioni di Smc, per i quali almeno il 60% delle riserve producibili sono state prodotte, hanno trasmesso a questo Ministero le informazioni disponibili atte a stabilire se i giacimenti medesimi siano tecnicamente ed economicamente adatti per essere adibiti a stoccaggio.

L'Ufficio D1 - *Mercato del gas naturale* - e l'Ufficio F5 - *Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia per l'Italia settentrionale e relativo offshore* - della Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie (di seguito: DGERM) in base ai dati ricevuti hanno selezionato alcuni giacimenti in terraferma in fase di avanzata coltivazione suscettibili di essere tecnicamente ed economicamente adibiti a stoccaggio, in relazione:

- ai criteri per l'idoneità alla conversione in stoccaggio indicati nell'articolo 1 del medesimo decreto 27 marzo 2001;
- alle necessità di stoccaggio emerse nei periodi di emergenza del sistema nazionale del gas durante gli inverni 2004-2005 e 2005-2006 a seguito del monitoraggio del sistema del gas nazionale effettuato dal Comitato tecnico per l'emergenza e il monitoraggio del sistema del gas;
- alle necessità emerse dal rapporto finale della Commissione di verifica e segnalazione del sistema del gas, istituita con decreto del Direttore generale della DGERM del 7 luglio 2005;
- alle innovazioni tecnologiche presentate dagli operatori nel settore dello stoccaggio di gas naturale, che hanno consentito di esercire l'attività, nel rispetto dei vincoli imposti dalla salvaguardia dei giacimenti e dalla sicurezza delle lavorazioni, a pressioni uguali o superiori a quella iniziale di giacimento.

Considerato che la procedura per consentire la conversione in stoccaggio di giacimenti in fase avanzata di coltivazione, stabilita dall'articolo 2 del citato decreto, risulta applicabile per consentire la manifestazione d'interesse da parte di operatori del settore che ritengano opportuno presentare uno o più progetti per sviluppare l'attività di stoccaggio in uno o più siti ritenuti idonei, si comunica l'elenco dei giacimenti, riportati nella tabella dell'allegato 1, nonché le ulteriori informazioni relative a ciascun giacimento riportate nell'allegato 2.

L'elenco dei giacimenti comprende alcuni dati tecnici rilevanti.

Ulteriori elementi sui giacimenti risultati idonei sono disponibili presso l'Ufficio D1 della DGERM, concordando le modalità di consultazione via mail all'indirizzo:

area.gas@attivitaprodottive.gov.it

I giacimenti indicati sono ubicati in concessioni di coltivazione in titolo alla società ENI Spa - Divisione *Exploration & Production*, per alcune delle quali, "ROMANENGO" e "PIADENA", è in via di perfezionamento l'iter amministrativo della richiesta di rilascio.

Come previsto all'articolo 2, comma 3, del decreto sopra citato, gli operatori interessati possono presentare, esclusivamente via mail all'indirizzo già indicato dell'Ufficio DI della DGERM, a partire dalle ore 8,00 del 28 settembre 2006 ed entro le ore 12,00 del 20 ottobre 2006, l'elenco dei giacimenti per i quali intendono acquisire, a mezzo di accesso al *data room* di cui all'articolo 2, comma 4, dello stesso decreto, i dati di dettaglio necessari per effettuare lo studio di fattibilità per la conversione in stoccaggio.

A partire dal mese di ottobre 2006, presso la sede di San Donato Milanese (MI) della società ENI Spa - Divisione *Exploration & Production* - saranno resi disponibili i dati della sismica 2D e, presso la sede del Distretto operativo di Ravenna, gli ulteriori seguenti dati per ogni giacimento:

- profili 1:1000;
- dati logs;
- dati sulla produzione per pozzo e livello;
- schema di completamento dei pozzi;
- descrizione degli impianti di trattamento
- misure di pressione;
- interpretazione delle prove di produzione;
- eventuali interventi di work over o chiusure minerarie effettuate;
- eventuali studi di giacimento;
- schema della rete di raccolta.

L'accesso al *data room* di entrambe le sedi dell'ENI Spa - Divisione *Exploration & Production* - è regolato da apposito contratto da richiedere all'indirizzo mail:

Virna.Valli@Eni.it

comprensivo delle condizioni di riservatezza di carattere commerciale che l'operatore interessato deve sottoscrivere ai fini della consultazione dei dati. L'onere è stato quantificato dalla società ENI Spa - Divisione *Exploration & Production* in 10.000 euro. La società ospitante garantisce la presenza di personale specializzato per l'uso e l'interpretazione dei programmi utilizzati negli elaboratori elettronici presenti nel *data room*, nonché la presenza di un esperto per l'interpretazione geofisica dei dati.

Il calendario di accesso al *data room* sarà stabilito da questa Direzione in funzione delle richieste di accesso.

Con successivo comunicato, conclusa la fase di consultazione del *data room*, saranno rese note le modalità e i tempi di presentazione delle istanze volte al conferimento di concessioni di stoccaggio per uno o più giacimenti ritenuti idonei.

Il referente dell'Ufficio DI di questa Direzione a cui richiedere informazioni sul presente comunicato è il dr. Roberto Rocchi - tel. 0647052375 - Roberto.Rocchi@attivitaiproduttive.gov.it.

Infine, si rammenta che ai sensi dell'articolo 3 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 agosto 2005, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 222 del 23 settembre 2005, gli operatori che possono richiedere la concessione di stoccaggio sono le persone fisiche o giuridiche con sede sociale in Italia o in altri Stati membri dell'Unione europea, e secondo condizioni di reciprocità, persone fisiche e giuridiche aventi sede sociale in Stati che ammettono operatori italiani allo stoccaggio sotterraneo di gas naturale, che possiedono i requisiti di capacità tecnica, economica ed organizzativa come indicata ai commi 4 e 5 del medesimo articolo.

Il presente comunicato è pubblicato nel sito *internet* del Ministero dello sviluppo economico e nel Bollettino ufficiale per gli idrocarburi e la geotermia.

GIACIMENTO	STATO DEL GIACIMENTO	GOIP DINAMICO *	INIZIO PRODUZIONE	PRESSIONE INIZIALE	PRESSIONE ATTUALE O DI ABBANDONO	RISERVE RESIDUE* (novembre 2005)	PRODUZIONE CUMULATIVA* (novembre 2005)
		Mm ³ standard		kg/cm ²	kg/cm ²	Mm ³ standard	Mm ³ standard
Bagnolo-Mella	gen-2001 produzione sospesa	730	lug-1955	136	125	0	640
Piadena Est	dic-1999 produzione sospesa	2 473	mar-1954	309 - 439	200 - 342	0	1 437
Rapagnano	dic-1996 produzione sospesa	232 (statico)	nov-1952	155 - 174	122 - 142	29	116
Romanengo	dic-1996 produzione sospesa	579	gen-1956	177 - 225	62 - 127	0	378
S. Benedetto	produzione in corso (liv.MPI)	1 748	ago-1986	302 - 495	80 - 158	22	1 118

legenda : * relativo ai livelli produttivi;

GIACIMENTO	RECOVERY FACTOR** (produzione cumulativa vs GOIP dinamico)	POROSITA'	PERMEABILITA'	NUMERO LIVELLI	N° POZZI	NOTE
	%	%	mD			
Bagnolo-Mella	88	24	32 - 200	1p	1	E' possibile richiedere al Ministero copia della relazione ENI del maggio 2005
Piadena Est	12 - 77	10 - 18	N.D.	4p + 9	1	E' possibile richiedere al Ministero copia della relazione ENI del maggio 2006
Rapagnano	50	20	<10	1p + i	1 + 4S	E' possibile richiedere al Ministero copia della relazione ENI dell'aprile 2006
Romanengo	65	15 - 20	20 - 80	3p+5	2	E' possibile richiedere al Ministero copia della relazione ENI del maggio 2005
S. Benedetto	77	12 - 17	<10	5p + 15	1	E' possibile richiedere al Ministero copia della relazione ENI del marzo 2006

legenda : ** valori min-max; p = livello principale ; S = pozzo sterile; N.D. = non disponibile

Allegato 2 - informazioni relative a ciascun giacimento

1) Giacimento di Bagnolo-Mella

Il giacimento ricade nella concessione "BAGNOLO MELLA" comprendente un'area di 60,4 km² della Pianura Padana, nella provincia di Brescia.

E' costituito da un livello appartenente alla formazione "Ghiaie di Sergnano" (Messiniano), denominato M/A5. Il livello è formato da bancate di ghiaia e sabbia, con intercalazioni argillose ed è suddiviso in due unità (M/A5a e M/A5b), separate da un setto argilloso. Il top del livello, nella posizione del pozzo Bagnolo Mella 8, si trova a quota 1076 m s.l.m. La struttura del *reservoir* è costituita da un'anticlinale, chiusa stratigraficamente lungo il fianco Nord Est. La porosità media risulta pari al 25%, la permeabilità risulta variare fra 32 e 200 mD.

Scoperto nel 1955, la produzione si è sviluppata nel periodo luglio 1956 – gennaio 2001, recuperando complessivamente un volume di gas pari a 639,4 Mm³ standard pari a circa l'88% delle riserve.

Attualmente nel campo è rimasto aperto il solo pozzo Bagnolo-Mella 8, posizionato in culmine di struttura, mentre tutti gli altri pozzi sono stati chiusi minerariamente. Il potenziale residuo di riserve di gas producibili si stima nullo.

In superficie, nel territorio del comune di Capriano Del Colle (BS), sono presenti in condizioni di conservazione manutentiva gli impianti del ciclo produttivo del pozzo Bagnolo-Mella 8: apparecchiature di testa pozzo, impianto di separazione, impianti ausiliari di servizio. La consegna del gas prodotto avveniva in area adiacente a quella mineraria ed era utilizzato per la generazione di energia elettrica realizzata da generatori ancora presenti in loco.

2) Giacimento di Piadena Est

Il giacimento è ricadente nella concessione "PIADENA", situata nella provincia di Cremona, per la quale è stata accolta l'istanza di rinuncia dell'ENI.

Il giacimento è costituito da 16 livelli mineralizzati a gas, a profondità variabili tra 2650 e 3200 m s.l.m., appartenenti alle formazioni "Porto Garibaldi" (Livelli X, A, B, C e D – Pliocene medio) e "Argille del Santerno" (Livelli E, F, G, H, I, L, M, N, O, P, Q – Pliocene inferiore). Strutturalmente la trappola che ha costituito l'accumulo di gas è legata ad un'anticlinale posizionata lungo la monoclinale pedepalpina.

Complessivamente nel campo sono stati perforati 23 pozzi, di cui 15 rinvenuti mineralizzati a gas e messi in produzione, 7 sterili ed uno adibito alla reiniezione dell'acqua di strato. Attualmente l'unico pozzo non chiuso minerariamente è il Piadena Est 27.

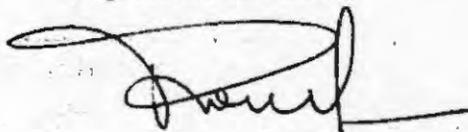
La produzione di gas, iniziata nel marzo 1954, è stata interrotta nel dicembre 1999. La produzione cumulativa è pari a 1437 Mm³ di gas. Il meccanismo di produzione è prevalentemente a spinta d'acqua.

Tutti i livelli del giacimento non presentano riserve residue da produrre.

Comune dove risiede lo stabilimento e i Comuni confinanti sono stabilite dall'art. 2, comma 559 della stessa legge. Si ricorda, inoltre, che la legge 23 agosto 2004, n.239, nell'art.1, comma 5, prevede che le Regioni e gli Enti locali territorialmente interessati dalla localizzazione di nuove infrastrutture energetiche, ovvero dal potenziamento o trasformazione di infrastrutture esistenti, hanno il diritto di stipulare accordi con i soggetti proponenti che individuino misure di compensazione e riequilibrio ambientale, coerenti con gli obiettivi generali di politica energetica nazionale.

Per quanto concerne l'intesa che la Regione dovrà esprimere dopo la pronuncia di compatibilità ambientale, e comunque da acquisire nel corso della conferenza di servizi, si invitano le Società a presentare, all'ufficio regionale competente, copia autentica della documentazione inerente l'istanza in oggetto.

Il Direttore dell'UNMIG
(Ing. Franco Terlizze)



Allegato 1 – Elenco dei giacimenti in fase di avanzata coltivazione per i quali è possibile presentare un progetto di conversione a stoccaggio di gas naturale

GIACIMENTO	CONCESSIONE COLTIVAZIONE	SCADENZA CONCESSIONE COLTIVAZIONE	TITOLARE	ROCCIA SERBATOIO	MECCANISMO DI PRODUZIONE	EFFICIENZA DELL'ACQUIFERO	STIMA EFFICIENZA TECNICA STOCCAGGIO
Bagnolo-Mella	BAGNOLO MELLA	gen-2017	ENI	sabbie e ghiaia	espansione gas + spinta d'acqua	modesta spinta dell'acquifero	BASSA ($\leq 30\%$)
Piadena Est	PIADENA	rinuncia del 26-07-04	ENI	corpi sabbiosi con intercalazioni argillose	spinta d'acqua	forte spinta dell'acquifero	BASSA ($\leq 30\%$)
Rapagnano	RAPAGNANO	apr-2010	ENI	sequenze torbiditiche	espansione gas + spinta d'acqua	forte spinta dell'acquifero	BASSA ($\leq 30\%$)
Romanengo	ROMANENGO	rinuncia del 26-05-99	ENI	sabbie e ghiaia	espansione gas + spinta d'acqua	debole spinta dell'acquifero	BASSA ($\leq 30\%$)
S. Benedetto	S.BENEDETTO DEL TRONTO	set-2014	ENI (85,5%)	arenarie - sabbie in depositi torbiditici	espansione + spinta d'acqua	modesta spinta dell'acquifero	ALTA ($\geq 40\%$)

3) Giacimento di Rapagnano

Il giacimento ricade nella concessione "RAPAGNANO" comprendente un'area di 8,5 km² nella provincia di Ascoli Piceno.

Il giacimento di "Rapagnano" è costituito da due livelli di sabbie plioceniche, definiti "Sabbie" e "A2", che risiedono in depositi torbiditici appartenenti alla formazione "Carassai", in una struttura anticlinalica fra 1282 e 1553 m s.l.m.. Le rocce di copertura (argille torbiditiche) appartengono alle stesse sequenze deposizionali delle rocce serbatoio.

Sono stati perforati 5 pozzi di cui 4 sterili e 1 entrato in produzione nel 1952. L'andamento delle pressioni in funzione della produzione cumulativa del gas indica la presenza di un **meccanismo di produzione a** forte spinta d'acqua. La porosità media è del 20% mentre la permeabilità è minore a 10 mD.

La valutazione statica del GOIP del livello "Sabbie", considerata più aderente alla realtà, consente di attribuire a questo livello valori pari a 200 Mm³ di gas di cui prodotti, fino al 1996, 108,5 Mm³. La valutazione dinamica del GOIP del livello "A2" presenta valori compresi fra 26-32 Mm³ di cui recuperati 7,1 Mm³.

L'ENI valuta la possibilità di ripristinare la produzione mediante appositi interventi programmati al pozzo Rapagnano 1, prospettando il recupero entro il 2012 di 29 Mm³ di gas da entrambi i livelli.

In considerazione dell'esiguo volume disponibile nel livello più superficiale dei due costituenti il *reservoir*, l'idoneità allo stoccaggio di gas naturale è riferibile al solo livello più profondo in cui le riserve residue ammontano a 14, 4 Mm³, a fronte di una produzione cumulativa realizzata di 99 Mm³ che ha consentito la stima di un GOIP statico pari a 200 Mm³.

4) Giacimento di Romanengo

Il giacimento ricadeva nella concessione "ROMANENGO" comprendente un'area di 41,1 km² nelle province di Bergamo e Cremona, per la quale l'ENI spa ha presentato istanza di rilascio.

Il giacimento di Romanengo comprende tre livelli principali (F, G, H) costituiti da depositi sabbioso-ghiaiosi del Messiniano-Pliocene Inf. attribuiti alla formazione "Sabbie di Caviaga" e, le parti basali conglomeratiche, alla formazione "Ghiaie di Sergnano". I depositi, caratterizzati da spessori variabili, risiedono a profondità medie fra 1525 e 1675 m s.l.m. in una struttura anticlinalica sezionata per faglie inverse che consentono di dividere in tre blocchi principali il campo. Ulteriori livelli mineralizzati a gas, non d'interesse per l'eventuale stoccaggio, costituiti da sabbie, giacciono più superficialmente all'interno di depositi pliocenici della formazione "Argille del Santerno", fra 1060 e 1180 m s.l.m..

Nell'ambito della storia produttiva sono stati perforati 10 pozzi. Attualmente i pozzi Romanengo 2 e 5 non sono chiusi minerariamente. La produzione cumulativa dei tre livelli principali è pari a 378,5 Mm³ di gas.

La valutazione del GOIP complessiva di 579 Mm³ potrebbe essere sovrastimata a causa della forte spinta dell'aquifero registrata in tutti i livelli.

Si stima che il potenziale produttivo del campo di Romanengo sia nullo.

5) Giacimento di San Benedetto

Il giacimento ricade nella concessione "SAN BENEDETTO DEL TRONTO" comprendente un'area di 87,2 km² nella provincia di Ascoli Piceno.

Il giacimento di "San Benedetto" è costituito da livelli di due formazioni clastiche plioceniche: "Montepagano" (livelli MP1, MPZ1, posti a profondità medie fra 2460 e 2480 m s.l.m.) e "Cellino" (18 livelli da SB1÷ SB18, a profondità medie fra 2840 e 3190 m s.l.m.). I livelli più superficiali sono sabbiosi e separati da setti argillosi con porosità da 12 a 14 % e permeabilità variabile da 1 a 7 mD. Quelli più profondi, della formazione "Cellino", sono costituiti da sabbie molto più fini con presenza di argilla. Il grado di argillosità caratterizza la scarsa permeabilità di questi livelli (circa 1 mD) e porosità variabile tra 12 e 17%.

La copertura è garantita da rocce della formazione "Argille del Santerno". Strutturalmente il giacimento si presenta come una trappola mista (in quanto anticlinale fagliata sul lato orientale per faglia inversa).

Sono stati perforati 6 pozzi di cui 4 sterili e 2 entrati in produzione. Il campo è in produzione dal 1986 ed attualmente è aperto il solo pozzo "San Benedetto 5".

L'andamento delle pressioni in funzione della produzione cumulativa di gas indica la presenza di un acquifero a debole spinta d'acqua.

Il gas prodotto dai due livelli più superficiali è pari a 675 Mm³, il GOIP dinamico è stimato a 1000 Mm³. Si stima che tramite il pozzo SB-5 possano essere prodotte dal livello MP1 riserve per complessivi ulteriori 22 Mm³ circa.

Il gas prodotto dai livelli della formazione "Cellino" è pari a 443 Mm³, il GOIP dinamico è stimato a 748 Mm³. In questo caso non si stimano riserve producibili.

NOTA

AVVERTENZA:

Il testo della nota è stato pubblicato al solo fine di facilitare la lettura delle disposizioni di legge alle quali è operato il rinvio nel Comunicato.

MINISTERO DELL'INDUSTRIA DEL COMMERCIO E DELL'ARTIGIANATO

DECRETO 27 marzo 2001

(pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* - Serie Generale n. 97 del 27 aprile 2001)

Determinazione dei criteri per la conversione in stoccaggio di giacimenti in fase avanzata di coltivazione, ai sensi dell'art. 13 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

IL MINISTRO DELL'INDUSTRIA
DEL COMMERCIO E DELL'ARTIGIANATO

Visto l'art. 13, comma 6, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, che stabilisce che i titolari delle concessioni di coltivazione relative a giacimenti in avanzata fase di coltivazione sono tenuti a fornire al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato tutte le informazioni atte a stabilire se i giacimenti oggetto della concessione di coltivazione siano tecnicamente ed economicamente suscettibili di essere adibiti a stoccaggio di gas;

Visto l'art. 13, comma 7, dello stesso decreto, che stabilisce che il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, nel caso in cui riconosca la possibilità sopra indicata, e valutata altresì la necessità di incrementare le capacità del sistema di stoccaggio nazionale, pubblica le informazioni ricevute nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e la geotermia, stabilendo un termine per la presentazione delle domande per l'ottenimento di concessioni di stoccaggio relativamente agli stessi giacimenti;

Visto l'art. 13, comma 8, dello stesso decreto, che stabilisce che il titolare di una concessione di coltivazione ha in ogni caso la facoltà di presentare domanda di concessione di stoccaggio;

Visto l'art. 13, comma 9, dello stesso decreto, che stabilisce che in caso di concorrenza fra più domande la concessione è attribuita, sentito il Comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia, in funzione di criteri di selezione obiettivi e non discriminatori;

Visto l'art. 13, comma 10, dello stesso decreto, che stabilisce che, in assenza di presentazione di domande di concessione di stoccaggio, il titolare della relativa concessione di coltivazione prosegue l'attività di coltivazione;

Ritenuto necessario, ai sensi dell'art. 28 dello stesso decreto, per incrementare le capacità di stoccaggio nel territorio nazionale ai fini della sicurezza del sistema nazionale del gas e del funzionamento coordinato del sistema degli stoccaggi, stabilire indirizzi e modalità per l'accesso ai giacimenti in fase avanzata di coltivazione per la loro conversione in stoccaggio;

Visto l'art. 29 dello stesso decreto, che stabilisce che ogni tipo di concessione per l'esercizio di un'attività nel settore del gas

sia rilasciato dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, in base a criteri e procedure obiettivi e non discriminatori, resi pubblici mediante pubblicazione nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia;

Decreta:

Art. 1

Criteri per l'idoneità alla conversione in stoccaggio di un giacimento in coltivazione.

1. I criteri, in base ai quali un giacimento in fase avanzata di coltivazione è ritenuto suscettibile di essere tecnicamente ed economicamente adibito a stoccaggio sono rappresentati da:

a) presenza di una trappola con una roccia di copertura con caratteristiche tali da garantire la tenuta idraulica verso formazioni soprastanti;

b) elevata percentuale delle riserve prodotte, rispetto alle riserve originariamente in posto, tenuto conto delle rivalutazioni intervenute;

c) efficienza allo stoccaggio superiore al 30%, definita come rapporto tra il working gas e la somma del working gas e del cushion gas, sia in termini di reali prestazioni erogative sia di economicità;

d) porosità dell'ordine, o superiore, al 20%, e permeabilità dell'ordine, o superiore, a 20 mD.

Art. 2

Procedura per l'attribuzione di concessioni di stoccaggio relative a giacimenti in coltivazione

1. In prima applicazione del presente decreto, entro un mese dalla data di pubblicazione dello stesso, i titolari di concessioni di coltivazione forniscono al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, relativamente ai giacimenti in terraferma rispondenti ai criteri stabiliti nell'art. 1, con riserve di gas originariamente in posto, tenuto conto delle rivalutazioni intervenute, superiori a un miliardo di Smc, per i quali almeno l'80% delle riserve producibili sia stato prodotto, le informazioni atte a stabilire se i giacimenti medesimi siano tecnicamente ed economicamente suscettibili di essere adibiti a stoccaggio di gas, indicando tipologia e storia produttiva del giacimento, con particolare riguardo al meccanismo di produzione e all'andamento della produttività dei pozzi in funzione della pressione.

2. Entro i successivi tre mesi, previa valutazione dei dati inviati, il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, valutata altresì la necessità di incrementare le capacità del sistema di stoccaggio nazionale, in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema del gas, seleziona i giacimenti di cui al comma 1 e ne pubblica l'elenco nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia con i relativi dati di massima, unitamente al programma di previsione delle capacità di stoccaggio programmate in funzione dell'evoluzione dei consumi e del grado di sicurezza del sistema. Con avviso pubblicato nello stesso numero del Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia sono stabilite le modalità di prenotazione e di accesso ai "data rooms" di cui al comma 4 da parte degli interessati, stabilendo altresì le caratteristiche del contratto di consultazione e il relativo corrispettivo economico, a copertura dei costi del servizio di consultazione.

3. Gli operatori interessati individuano, nell'elenco dei giacimenti pubblicato, i giacimenti che intendono sviluppare e entro

due mesi presentano al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato richiesta di acquisizione dei dati di dettaglio necessari per effettuare lo studio di fattibilita' per la conversione in stoccaggio del giacimento, allegando, nel caso non sia gia' in possesso dello stesso Ministero, la documentazione necessaria a dimostrare il possesso della necessaria capacita' tecnica, economica ed organizzativa e di poter svolgere, nel pubblico interesse, un programma di stoccaggio rispondente alle disposizioni del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, previa verifica dei requisiti sopra citati; trasmettere ai titolari delle concessioni di coltivazione interessati.

4. I titolari delle concessioni di coltivazione relative ai giacimenti per i quali e' stata presentata richiesta di acquisizione dei dati, sono tenuti entro due mesi ad allestire, per ogni giacimento, un "data room" presso le loro sedi, rendendo noti i seguenti dati:

- a) quantita' e qualita' dei fluidi di formazione;
- b) rilievi sismici 2D e studi di interpretazione geofisica, geologica e di giacimento;
- c) gas originariamente in posto e riserve residue;
- d) profilo di produzione;
- e) andamento delle pressioni di testa e di fondo durante la produzione;

- f) situazione dei pozzi e schemi di completamento;
- g) descrizione delle facilities di superficie,

e, qualora disponibili:

- a) rilievi sismici 3D e 4D del giacimento;
- b) dati su carotaggi della roccia di copertura e del giacimento;
- c) risultati di test d'iniettivita' e di prove di erogazione;
- d) logs di monitoraggio della distribuzione e dell'andamento del gas prodotto o iniettato in giacimento durante il test di iniettivita';

- e) i dati necessari per la valutazione preliminare del corrispettivo di cui all'art. 13, comma 9, del decreto legislativo n. 164 del 2000.

5. Entro i tre mesi successivi al termine delle operazioni complessive di consultazione, gli operatori interessati, in possesso dei requisiti previsti dalla legge 26 aprile 1974, n. 170 e dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, purché dotati di capacita' tecnica, economica ed organizzativa adeguate al progetto, possono presentare istanza di concessione di stoccaggio in concorrenza al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato per uno o piu' dei giacimenti di cui al comma 2. Le domande pervenute successivamente sono dichiarate irricevibili.

6. Ai sensi dell'art. 3, comma 5, della legge 26 aprile 1974, n. 170, e dell'art. 33 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, possono presentare istanza di concessione di stoccaggio imprese del gas italiane o aventi sede o controllate da imprese aventi sede in altri Stati che ammettono le imprese del gas italiane allo stoccaggio di gas naturale nei giacimenti ricadenti sotto la loro giurisdizione.

7. Le istanze pervenute entro i termini di cui al comma 5 sono pubblicate nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia.

8. Successivamente al 1 gennaio 2002, in relazione alle disposizioni sulla separazione societaria di cui all'art. 21 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, qualora il titolare della relativa concessione di coltivazione intenda presentare istanza di concessione di stoccaggio ai sensi dei commi precedenti, deve contestualmente indicare il soggetto al quale attribuire la concessione di stoccaggio, che e' tenuto a controfirmare l'istanza di concessione di stoccaggio e il relativo progetto di massima. Il soggetto indicato non puo' presentare direttamente istanza di

concessione di stoccaggio per lo stesso giacimento.

9. Alla domanda deve essere allegato, in busta sigillata, il progetto di massima dello stoccaggio, comprensivo dei relativi costi, che deve essere redatto sulla base di un modello dinamico che espliciti i seguenti elementi:

- a) working gas e massima portata di punta giornaliera;
- b) cushion gas e capacita' massima di stoccaggio;
- c) valori della pressione al fondo e a testa pozzo nelle diverse fasi di esercizio;
- d) tipologia di pozzi e di completamento;
- e) numero di pozzi dedicati allo stoccaggio;
- f) numero di pozzi dedicati al monitoraggio;
- g) dimensionamento degli impianti di compressione e trattamento.

10. La selezione tra tutte le domande presentate e' effettuata entro tre mesi dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentito il Comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia, in base ai seguenti criteri, valutati nell'ordine:

- a) completezza e razionalita' del progetto di stoccaggio e del relativo programma lavori proposto;
- b) tempi programmati per l'esecuzione dei lavori;
- c) minore entita' degli investimenti, a parita' di prestazioni assicurate dal progetto di stoccaggio;
- d) modalita' di svolgimento dei lavori, anche riferiti alla sicurezza e alla salvaguardia ambientale.

11. Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato trasmette copia del decreto di conferimento, del programma dei lavori e del piano degli investimenti approvati col decreto stesso all'Autorita' per l'energia elettrica e il gas, ai fini della determinazione delle tariffe di stoccaggio.

12. Il decreto di conferimento e' pubblicato nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia, riportando per estratto il programma dei lavori approvato e le motivazioni adottate. Con lo stesso decreto e' approvato l'elenco delle pertinenze relative alla precedente concessione di coltivazione funzionali all'attivita' di stoccaggio, che divengono direttamente e contestualmente pertinenze della concessione di stoccaggio.

13. Ove in una concessione di coltivazione esistano piu' giacimenti, solo alcuni dei quali idonei allo stoccaggio, la procedura sopra indicata si sviluppa unicamente per quei giacimenti potenzialmente oggetto della conversione in stoccaggio.

14. Ove la concessione di stoccaggio da attribuire comprenda totalmente la relativa concessione di coltivazione, il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato provvede alla revoca della concessione di coltivazione contestualmente al conferimento della concessione di stoccaggio.

15. Indipendentemente da quanto previsto ai commi precedenti, resta ferma la facolta' del titolare di una concessione di coltivazione di presentare domanda al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato per l'ottenimento di una concessione di stoccaggio per giacimenti non compresi nell'elenco di cui al comma 2.

Art. 3

Attribuzione di concessioni di stoccaggio in caso rinuncia a concessioni di coltivazione

1. In caso di presentazione di istanza di rinuncia relativamente ad una concessione di coltivazione, il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, valutata l'eventuale idoneita' ed opportunita' della conversione in stoccaggio del giacimento cui essa si riferisce, puo' avviare una procedura per l'attribuzione del giacimento stesso in concorrenza in concessione di stoccaggio con le modalita' di cui all'art. 2.

2. Nei casi di cui al comma 1, il corrispettivo di cui all'art. 13,

comma 9, del decreto legislativo n. 164 del 2000, non e' dovuto al titolare della concessione di coltivazione rinunciataria, ma e' versato dal titolare della nuova concessione di stoccaggio in apposito capitolo del bilancio di entrata del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica per la riassegnazione tra le risorse disponibili per l'incentivazione alla conversione di giacimenti in stoccaggio di cui all'art. 13, comma 3, del sopracitato decreto. Il titolare della concessione di coltivazione rinunciataria e' tenuto al versamento su detto capitolo di una somma corrispondente alle spese di ripristino del sito in cui aveva luogo la coltivazione.

Art. 4

Banca dati dei giacimenti in avanzata fase di coltivazione

1. Entro nove mesi dalla data di pubblicazione del presente decreto i titolari di concessione di coltivazione relativa ai giacimenti aventi le caratteristiche di cui all'art. 1, con riserve di gas originariamente in posto, tenuto conto delle rivalutazioni intervenute, superiori a 500 milioni di Smc, per i quali almeno il 60% delle riserve producibili sia stato prodotto, devono inviare su supporto informatico al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato le informazioni di cui all'art. 2, comma 1.

2. Trascorso tale termine, le stesse informazioni sono altresì inviate al momento in cui altri giacimenti raggiungano i parametri di cui al comma 1.

Art. 5

Ulteriori disposizioni

1. Con successivi decreti, ove necessario, saranno stabilite le procedure per consentire la conversione in stoccaggio di ulteriori giacimenti in fase avanzata di coltivazione.

Art. 6

Ampliamento delle capacita' di stoccaggio in concessioni di stoccaggio vigenti

1. L'ampliamento delle capacita' di stoccaggio in una concessione vigente, realizzato mediante estensione dello stoccaggio ad altri livelli o mediante l'incremento della pressione massima di stoccaggio, e' soggetto ad autorizzazione rilasciata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, previa valutazione della necessita' di incrementare le capacita' del sistema di stoccaggio nazionale, in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema del gas e sentito, nei casi di maggiore rilevanza, il Comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermia.

2. L'autorizzazione e' pubblicata nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia, riportando per estratto il programma dei lavori approvato.

3. Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato trasmette copia dell'autorizzazione, del programma dei lavori e del piano degli investimenti, approvati col decreto stesso, all'Autorita' per l'energia elettrica e il gas, ai fini della determinazione delle tariffe di stoccaggio.

Art. 7

Attribuzione di concessioni di stoccaggio su giacimenti esauriti

1. In prima applicazione del presente decreto, il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato cura la pubblicazione nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia delle informazioni disponibili in merito a giacimenti esauriti in terraterma di idrocarburi gassosi, rispondenti ai criteri

di cui all'art. 1 e con riserve originariamente in posto superiori a 500 milioni di Smc, per i quali la relativa concessione di coltivazione sia cessata.

2. I soggetti in possesso dei requisiti di cui ai commi 5 e 6 dell'art. 2 possono presentare domanda di concessione di stoccaggio relativamente ai giacimenti di cui al comma 1.

3. La domanda e' pubblicata nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia e, per un periodo di tre mesi dalla pubblicazione, sono accettate domande in concorrenza relativamente allo stesso giacimento.

4. Alle domande di concessione di stoccaggio presentate ai sensi del presente articolo si applicano le disposizioni dei commi da 9 a 12 dell'art. 2.

5. Nei casi previsti dal presente articolo non e' dovuto il corrispettivo di cui all'art. 13, comma 9, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Art. 8

Attribuzione di concessioni di stoccaggio non prorogate

1. Qualora alla scadenza della concessione di stoccaggio, incluse le concessioni vigenti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, per motivi non imputabili al concessionario, non accordi la proroga richiesta, in caso di attribuzione della stessa concessione a un nuovo operatore, da effettuare mediante le procedure di concorrenza di cui all'art. 7, commi 3 e 4, al titolare precedente e' riconosciuto, a carico del nuovo operatore, il corrispettivo di cui all'art. 13, comma 9 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

2. Nel caso alla scadenza la concessione di stoccaggio non sia attribuita ad altro operatore, il titolare precedente ha diritto di estrarre e di disporre, ai sensi dell'art. 11, comma 3, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, del totale del gas presente nel giacimento nei livelli non piu' adibiti a stoccaggio, fermo restando l'obbligo del ripristino del sito.

Art. 9

Attribuzione di concessioni di stoccaggio decadute

1. In caso di pronuncia di decadenza del concessionario ai sensi dell'art. 6 della legge 26 aprile 1974, n. 170, il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato puo' attribuire la concessione di stoccaggio a un nuovo soggetto in concorrenza mediante le procedure di cui all'art. 7, commi 3 e 4.

2. Il concessionario decaduto, ai sensi dell'art. 6, comma 6, sopra citato puo' estrarre il gas reimpresso in giacimento o cederlo al nuovo concessionario.

3. Le pertinenze della concessione di stoccaggio sono direttamente trasferite al nuovo concessionario, previo versamento su apposito capitolo del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica del corrispettivo ad esse relativo, di cui all'art. 13, comma 9, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 per la riassegnazione tra le risorse disponibili per l'incentivazione alla conversione di giacimenti in stoccaggio di cui all'art. 13, comma 3, del sopracitato decreto.

4. In ogni caso il concessionario decaduto e' tenuto a versare su apposito capitolo del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica una somma equivalente alle spese di ripristino del sito.

Art. 10

Attribuzione di concessioni di stoccaggio rinunciate

1. Nel caso di rinuncia da parte di un operatore di una concessione di stoccaggio, il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato puo' attribuire la concessione di stoccaggio a un nuovo soggetto in concorrenza mediante le procedure di cui all'art. 7, commi 3 e 4.

2. Il concessionario rinunciatario puo' estrarre il gas reimmesso in giacimento o cederlo al nuovo concessionario.

3. Le pertinenze della concessione di stoccaggio sono direttamente trasferite al nuovo concessionario previo versamento sull'apposito capitolo di cui all'art. 9, comma 3, del corrispettivo ad esse relativo, di cui all'art. 13, comma 9, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

4. In ogni caso il concessionario rinunciatario e' tenuto a versare su apposito capitolo del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica una somma equivalente alle spese di ripristino del sito.

Art. 11

Norme finali

1. Con successivo decreto saranno stabiliti i criteri per la determinazione dei corrispettivi di cui all'art. 13, comma 9, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

2. Il presente decreto sara' pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia.

Roma, 27 marzo 2001

Il Ministro: Letta

**COMANDO PROVINCIALE DI ASCOLI PICENO
VERBALE RIUNIONE DEL 15 NOVEMBRE 2012
GAS PLUS STOCCAGGIO DI GAS NATURALE**

Presenti:

Ing. Achille CIPRIANI
Ing. Roberto PAOLETTI
Ing. Susanna BALDUCCI
Ing. Lorenzo BARBADORO
Ing. Carlo CARLOROSI
Ing. Salvatore INTERLANDI
Ing. Germano POLIDORI
Assente

Presidente del Gruppo di Lavoro
Componente VV.F.
Regione Marche
ARPAM
INAIL
UNMIG
Comune di San Benedetto del Tronto
Comune di Montepandone

La riunione inizia alle ore 11.30

In merito alla problematica inerente la mancata programmazione da parte della Gas Plus della sismica 3D, il rappresentante UNMIG afferma che i dati sismici disponibili, che verranno rielaborati grazie alla nuova tecnologia informatica dalla stessa società Gas Plus, potranno fornire un analogo livello di garanzia rispetto alla modellizzazione del serbatoio di stoccaggio.

Si fa presente che i limiti realizzativi di un'eventuale acquisizione di sismica 3D possano imputarsi alla presenza di infrastrutture (autostrada, strada statale, linea ferroviaria) che causano elevato rumore di fondo e alla difficoltà di operare all'interno di centri abitati.

Inoltre la registrazione di una sismica 3D non offre la certezza assoluta di ottenere dati migliori rispetto a quelli ottenibili da una rielaborazione dell'analisi 2D già in possesso della Gas Plus.

Per quanto sopra si ritiene che la rielaborazione delle suddette linee sismiche 2D possa ritenersi idonea ai fini dell'utilizzo del giacimento.

Vista la documentazione acquisita, considerato il parere favorevole da parte dell'UNMIG per l'idoneità del giacimento, anche sotto il profilo geologico e sismico, questo gruppo di lavoro esprime parere favorevole al rilascio del Nulla Osta di Fattibilità.

La riunione termina alle ore 12:30

The image shows several handwritten signatures in black ink. On the left side, there are three distinct signatures. On the right side, there are four signatures, with the bottom two appearing to be 'Imma' and 'Lorenzo Barbadoro'.

**COMANDO PROVINCIALE DI ASCOLI PICENO
VERBALE RIUNIONE DEL 17 OTTOBRE 2012
GAS PLUS STOCCAGGIO DI GAS NATURALE**

Presenti:

Ing. Achille CIPRIANI
Ing. Roberto PAOLETTI
Ing. Susanna BALDUCCI
Ing. Lorenzo BARBADORO
Ing. Carlo CARLOROSI
Ing. Salvatore INTERLANDI
Ing. Germano POLIDORI
Assente

Presidente del Gruppo di Lavoro
Componente VV.F.
Regione Marche
ARPAM
INAIL
UNIMG
Comune di San Benedetto del Tronto
Comune di Montepandone

La riunione inizia alle ore 11.30

Il Comandante introduce l'argomento presentando il rappresentante dell'UNMIG che, su delibera del CTR Marche, diventa parte integrante del gruppo di lavoro alla luce della circolare del 21 ottobre 2009.

L'ing. Polidori, rappresenta una carenza nel R.d.S. circa la non menzione delle caratteristiche geologiche e sismiche del giacimento e chiede nel merito chiarimenti al rappresentante UNMIG, il quale produce al gruppo di lavoro lo studio geomeccanico con relativa integrazione elaborati dall'Università di Torino nonché le risposte prodotte dalla Gas Plus in riscontro alle valutazioni espresse dalla Società Terre.it quale Spin-off dell'Università di Camerino.

Si precisa che tali documenti sono stati prodotti dalla Gas Plus nell'ambito del procedimento della V.I.A. e i membri del Gruppo di Lavoro concordano sulla necessità di esaminare gli stessi.

Il gruppo di lavoro prende atto dell'intendimento della Società Gas Plus di non realizzare l'analisi sismica 3D in quanto non più necessaria, ritenendo sufficiente l'utilizzo del primo dei 6 pozzi previsti come pozzo di "appraisal" al fine una conferma di validità del modello matematico del giacimento finora utilizzato e la rielaborazione di linee sismiche 2D già in possesso della Società.

Il gruppo di Lavoro si aggiorna al giorno 15 novembre 2012 alle ore 11,00.

La riunione termina alle ore 12:15

