

# **Edison Stoccaggio S.p.A.**

## **Milano, Italia**

---

**Progetto di Trasformazione  
a Stoccaggio di Gas Naturale  
del Giacimento Bagnolo Mella (BS)**

**Studio di Impatto  
Ambientale  
Quadro di Riferimento  
Progettuale**





# Edison Stoccaggio S.p.A. Milano, Italia

**Progetto di Trasformazione  
a Stoccaggio di Gas Naturale  
del Giacimento Bagnolo Mella (BS)**

**Studio di Impatto  
Ambientale  
Quadro di Riferimento  
Progettuale**

Preparato da	Firma	Data
Francesca Tortello		29 Luglio 2011
Martino Pedullà		29 Luglio 2011
Controllato da	Firma	Data
Chiara Valentini		29 Luglio 2011
Claudio Mordini		29 Luglio 2011
Approvato da	Firma	Data
Paola Rentocchini		29 Luglio 2011
Sottoscritto da	Firma	Data
Roberto Carpaneto		29 Luglio 2011

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Sottoscritto da	Data
0	Prima Emissione	FRT/MRP	CHV/CSM	PAR	RC	Luglio 2011



## INDICE

	<u>Pagina</u>
<b>ELENCO DELLE TABELLE</b>	<b>V</b>
<b>ELENCO DELLE FIGURE NEL TESTO</b>	<b>VI</b>
<b>ELENCO DELLE FIGURE IN ALLEGATO</b>	<b>VII</b>
<b>1 INTRODUZIONE</b>	<b>1</b>
<b>2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO E CONTESTO ENERGETICO DI RIFERIMENTO</b>	<b>3</b>
2.1 CONSIDERAZIONI AMBIENTALI CORRELATE ALL'UTILIZZO DI GAS NATURALE	3
2.2 ANALISI DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI GAS NATURALE IN EUROPA	5
2.2.1 Situazione Attuale	5
2.2.2 Prospettive della Domanda di Gas	7
2.3 ANALISI DELL'EVOLUZIONE DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA	9
2.4 RUOLO DELLO STOCCAGGIO ED ESIGENZE DI POTENZIAMENTO	12
2.4.1 Definizioni e Principi Fondamentali dello Stoccaggio	12
2.4.2 Il Ruolo dello Stoccaggio	13
2.4.3 Tipologie di Stoccaggio e Relative Problematiche	14
2.4.4 Modalità di Utilizzo degli Stoccaggi	15
2.4.5 Sistema Stoccaggi in Europa	17
2.4.6 Sistema Stoccaggi Nazionale	18
<b>3 INQUADRAMENTO GEOMINERARIO E STORIA PRODUTTIVA DEL GIACIMENTO BAGNOLO MELLA</b>	<b>22</b>
3.1 CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE BAGNOLO MELLA	22
3.2 GIACIMENTO DI BAGNOLO MELLA	23
3.2.1 Dati Generali di Campo	23
3.2.2 Storia del Giacimento Bagnolo Mella	24
3.2.3 Pressioni Registrate ai Pozzi	26
<b>4 DESCRIZIONE DEL PROGETTO</b>	<b>28</b>
4.1 CONCESSIONE DI STOCCAGGIO E PRESTAZIONI ATTESE	28
4.1.1 Concessione di Stoccaggio Bagnolo Mella	28
4.1.2 Previsione delle Prestazioni dello Stoccaggio	29
4.2 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROCESSO	30
4.2.1 Fase di Erogazione	31
4.2.2 Fase di Iniezione	32
4.3 NUOVE OPERE E IMPIANTI	33
4.3.1 Area di Centrale	33
4.3.2 Metanodotto e Stazione di Misura	36
<b>5 ANALISI DELLE ALTERNATIVE, MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI E UTILIZZO DELLE BAT</b>	<b>40</b>
5.1 ANALISI DELL'OPZIONE ZERO	40
5.1.1 Atmosfera	40
5.1.2 Suolo e Sottosuolo	42
5.1.3 Ambiente Idrico	42

**INDICE**  
**(Continuazione)**

	<u><b>Pagina</b></u>
5.1.4 Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi	42
5.1.5 Paesaggio	43
5.1.6 Rumore	43
5.1.7 Aspetti Socio-Economici	43
5.1.8 Salute Pubblica	43
5.2 ANALISI DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE	44
5.2.1 Area di Centrale	44
5.2.2 Metanodotto e Stazione di Misura	44
5.3 UTILIZZO DELLE BAT	45
5.3.1 Produzione Rifiuti	46
5.3.2 Emissioni in Atmosfera	46
5.3.3 Scarichi Idrici	47
5.3.4 Emissioni Sonore	47
5.3.5 Consumi e Materie Prime	48
5.3.6 Gestione Ambientale	48
5.3.7 Conclusioni	49
<b>6 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI CANTIERE E DI PERFORAZIONE</b>	<b>50</b>
6.1 CRONOPROGRAMMA, AREE DI CANTIERE E FASI DI LAVORO	50
6.2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI CANTIERE PRESSO L'AREA DI CENTRALE	51
6.2.1 Preparazione dell'Area	51
6.2.2 Descrizione delle Attività di Cantiere per il Work-Over del Pozzo BM-8	52
6.2.3 Descrizione delle Attività di Costruzione della Centrale di Trattamento e Compressione	65
6.2.4 Smobilitazione Cantiere e Sistemazione a Verde	67
6.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI COSTRUZIONE DEL METANODOTTO	67
6.3.1 Realizzazione della Linea	68
6.3.2 Realizzazione degli Attraversamenti	71
6.3.3 Realizzazione della Stazione di Misura	73
6.3.4 Collaudo in Opera della Condotta	73
6.3.5 Ripristini	73
6.4 ELENCO PRELIMINARE MEZZI E MACCHINE DI CANTIERE	75
<b>7 DISMISSIONE DELL'OPERA E RIPRISTINO AMBIENTALE A FINE ESERCIZIO</b>	<b>78</b>
7.1 AREA DI CENTRALE	78
7.2 METANODOTTO E STAZIONE DI MISURA	79
<b>8 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE IN FASE DI CANTIERE E DI PERFORAZIONE</b>	<b>80</b>
8.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA	80
8.1.1 Stima delle Emissioni in Atmosfera in Fase di Cantiere	80
8.1.2 Stima delle Emissioni in Fase di Perforazione	84
8.2 PRELIEVI IDRICI	84

**INDICE**  
**(Continuazione)**

	<u><b>Pagina</b></u>
8.3 SCARICHI IDRICI	85
8.4 TERRE E ROCCE DA SCAVO E PRODUZIONE DI RIFIUTI	86
8.5 UTILIZZO DI MATERIE / RISORSE E CONSUMO DI SUOLO	87
8.5.1 Utilizzo di Materie / Risorse	87
8.5.2 Occupazione/Limitazioni Temporanee e Permanenti di Suolo in Fase di Cantiere e in Fase di Perforazione	88
8.6 EMISSIONI SONORE	89
8.6.1 Caratteristiche di Rumorosità dei Mezzi Utilizzati	89
8.6.2 Stima della Rumorosità dei Cantieri	90
8.7 TRAFFICO MEZZI	91
<b>9 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE IN FASE DI ESERCIZIO</b>	<b>92</b>
9.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA	92
9.1.1 Sorgenti Continue	92
9.1.2 Sorgenti Discontinue	93
9.1.3 Sorgenti di Manutenzione ed Emergenza	93
9.2 PRELIEVI IDRICI	93
9.3 SCARICHI IDRICI	94
9.4 PRODUZIONE DI RIFIUTI	95
9.5 UTILIZZO DI MATERIE/RISORSE, CONSUMO DI SUOLO	96
9.5.1 Utilizzo di Materie/Risorse	96
9.6 EMISSIONI SONORE	97
9.7 TRAFFICO MEZZI	99
<b>10 MISURE DI GESTIONE E CONTROLLO IN FASE DI ESERCIZIO</b>	<b>100</b>
10.1 GESTIONE DELL'AREA POZZO	100
10.1.1 Fase di Erogazione	100
10.1.2 Fase di Iniezione	100
10.2 GESTIONE DEGLI IMPIANTI DELLA CENTRALE	100
10.2.1 Assetto di Erogazione Spontanea	101
10.2.2 Iniezione	101
<b>11 ELEMENTI PER IL PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE</b>	<b>102</b>
11.1 FASE DI PERFORAZIONE DEL POZZO	102
11.2 REGIMAZIONE E GESTIONE DEL RESEVOIR	102
11.2.1 Analisi e Verifiche in Fase di Regimazione e Gestione del Reservoir	102
11.2.2 Caratterizzazione Chimico – Fisica delle Acque di Strato	104
11.3 ESERCIZIO DELLA CENTRALE DI COMPRESSIONE E TRATTAMENTO	105
11.3.1 Emissioni in Atmosfera	105
11.3.2 Monitoraggio Consumi	106
11.3.3 Rumore	106
11.3.4 Produzione Rifiuti	106

**INDICE**  
**(Continuazione)**

	<b><u>Pagina</u></b>
11.3.5 Scarichi Idrici	106
<b>12 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA</b>	<b>107</b>
12.1 RISCHIO DI EVENTI INCIDENTALI IN FASE DI PERFORAZIONE	107
12.1.1 Incidenti Ambientali Minori	107
12.1.2 Blow-Out del Pozzo	108
12.2 ANALISI STORICA DEGLI INCIDENTI DURANTE LA FASE DI PERFORAZIONE	108
12.3 PIANIFICAZIONE DELLE EMERGENZE DURANTE LE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE	109
12.3.1 Piano di Emergenza Interno	109
12.3.2 Piano di Emergenza Generale Edison Stoccaggio	110
12.4 GESTIONE DELLE EMERGENZE DURANTE L'ESERCIZIO	112
12.4.1 Area Pozzo	112
12.4.2 Centrale Bagnolo Mella	112
12.4.3 Metanodotto	114
<b>RIFERIMENTI</b>	



## ELENCO DELLE TABELLE

<b><u>Tabella No.</u></b>	<b><u>Pagina</u></b>
Tabella 2.1: Consumo di Gas Naturale in Europa (Eurogas, 2010a)	6
Tabella 2.2: Bilancio Energetico Nazionale (Mtep), Anno 2009	10
Tabella 2.3: Sistema Stoccaggi in Europa al 1 Gennaio 2009	17
Tabella 2.4: Disponibilità di Stoccaggio in Italia nell'Anno Termico 2009-2010	18
Tabella 2.5: Conferimenti di Capacità di Spazio negli Stoccaggi	19
Tabella 2.6: Istanze di Concessione di Stoccaggio a Marzo 2010	20
Tabella 3.1: Coordinate Geografiche dei Vertici della Concessione di Coltivazione "Bagnolo Mella" (UNMIG – Sito Web)	22
Tabella 3.2: Produzione Annuale di Gas Naturale "Concessione di Coltivazione Bagnolo Mella" (UNMIG – Sito Web)	22
Tabella 3.3: Giacimento di Bagnolo Mella, Risultati del Calcolo Volumetrico	25
Tabella 4.1: Limiti della Concessione di Stoccaggio "Bagnolo Mella" in Istanza (UNMIG – Sito Web)	29
Tabella 4.2 Prestazioni dello Stoccaggio, Portate e Pressioni del Gas a Testa Pozzo	30
Tabella 4.3: Caratteristiche Tecniche del Metanodotto	36
Tabella 6.1: Aree di Cantiere e Fasi di Lavoro	50
Tabella 6.2: Principali Caratteristiche Impianto di Perforazione Massarenti MR 4000	55
Tabella 6.3: Fluidi per il Pozzo BM-8	58
Tabella 6.4: Caratteristiche del Fango	58
Tabella 6.5: Volumi Previsti per Fanghi e Reflui	58
Tabella 6.6: Quantitativi dei Principali Prodotti Fango	59
Tabella 6.7: Attraversamenti del Metanodotto	71
Tabella 6.8: Mezzi/Macchine di Cantiere e Potenze	75
Tabella 6.9: Cantiere Centrale, Numero Mezzi e Fattore di Utilizzo	76
Tabella 6.10: Cantiere Metanodotto, Numero Mezzi e Fattore di Utilizzo	77
Tabella 8.1: Stima Emissioni da Mezzi Terrestri, Fattori di Emissione AQMD	80
Tabella 8.2: Stima delle Emissioni di Polveri e Inquinanti dai Mezzi di Cantiere	83
Tabella 8.3 Profilo di Funzionamento Macchine Operatrici Impianto MR 7000	84
Tabella 8.4: Stima delle Emissioni di Inquinanti dall'Impianto di Perforazione	84
Tabella 8.5: Prelievi Idrici in Fase di Cantiere	85
Tabella 8.6: Scarichi Idrici in Fase di Cantiere	86
Tabella 8.7: Terre e Rocce da Scavo	86
Tabella 8.8: Stima Altri Rifiuti Prodotti in Fase di Cantiere e di Perforazione	87
Tabella 8.9: Utilizzo di Materie Prime/Risorse	88
Tabella 8.10: Occupazione/Limitazioni Temporanee e Permanenti di Suolo	88
Tabella 8.11: Caratteristiche di Rumorosità dei Mezzi	89
Tabella 8.12: Emissioni Sonore Impianto di Perforazione	90
Tabella 8.13: Stima della Rumorosità dei Cantieri	91
Tabella 8.14: Traffico Mezzi in Fase di Cantiere	91
Tabella 9.1: Caratteristiche Emissive Termodistruttore e Composizione Fumi	92

## **ELENCO DELLE TABELLE (Continuazione)**

<b><u>Tabella No.</u></b>	<b><u>Pagina</u></b>
Tabella 9.2: Caratteristiche Emissive Bruciatore Rigenerazione e Composizione Fumi	93
Tabella 9.3: Centrale Bagnolo Mella, Prelievi Idrici in Fase di Esercizio	94
Tabella 9.4: Centrale Bagnolo Mella, Scarichi Idrici in Fase di Esercizio	94
Tabella 9.5: Centrale Bagnolo Mella, Produzione di Rifiuti in Fase di Esercizio	95
Tabella 9.6: Centrale Bagnolo Mella, Utilizzo di Materie Prime/Risorse in Fase di Esercizio	96
Tabella 9.7: Occupazione/Limitazioni di Suolo in Fase di Esercizio	97
Tabella 9.8: Centrale Bagnolo Mella, Elenco Sorgenti di Rumore in Fase di Esercizio	98
Tabella 9.9: Centrale Bagnolo Mella, Traffico Mezzi in Fase di Esercizio	99

## **ELENCO DELLE FIGURE NEL TESTO**

<b><u>Figura No.</u></b>	<b><u>Pagina</u></b>
Figura 2.a: Emissioni di CO <sub>2</sub> (g/kWh) in Funzione delle Perdite del Sistema (% Rispetto ai Volumi Trasportati)	4
Figura 2.b: Domanda di Gas Naturale per Settore	8
Figura 2.c: Previsioni del Consumo di Gas in Europa	8
Figura 2.d: Andamento della Produzione Nazionale di Gas Naturale dal 1980 (Milioni di m <sup>3</sup> )	10
Figura 2.e: Provenienza delle Importazioni Lorde di Gas nel 2009	11
Figura 2.f: Andamenti del Consumo e dell'Approvvigionamento di Gas Naturale	13
Figura 2.g: Schema di un Ciclo di Stoccaggio	16
Figura 3.a: Mappe del Top Strutturale dei Livelli A e B	24
Figura 3.b: Giacimento di Bagnolo Mella, Livello dell'Acquifero (Gennaio 2007)	25
Figura 3.c: Andamento Pressioni di Giacimento	26
Figura 4.a: Area Richiesta per la Concessione di Stoccaggio	29
Figura 6.a: Schema dell'Impianto di Perforazione	54
Figura 6.b: Attività di Perforazione, Schema di Completamento Previsto	60
Figura 6.c: Testa Pozzo, Croce di Produzione	61
Figura 6.d: Attività di Perforazione, Blow-Out Preventer (BOP)	62
Figura 6.e: Cantiere Metanodotto, Esempio di Apertura della Pista	69
Figura 6.f: Cantiere Metanodotto, Esempio di Sfilamento Tubi	70
Figura 6.g: Cantiere Metanodotto, Esempio di Copertura della Trincea	71
Figura 6.h: Cantiere Metanodotto, Esempio di Trivella Spingitubo	72
Figura 12.a: Pianificazione delle Emergenze, Scheda di Riflessione	111

## ELENCO DELLE FIGURE IN ALLEGATO

<b><u>Figura</u></b>	<b><u>Titolo</u></b>
1.1	Inquadramento delle Opere (Scala 1:50,000)
1.2	Inquadramento delle Opere (Scala 1:25,000)
2.1	Rete Nazionale dei Gasdotti
2.2	Rete Regionale dei Gasdotti
2.3	Carta degli Stoccaggi in Italia
2.4	Stoccaggio Sotterraneo di Gas, Confronto tra le Diverse Tipologie
4.1	Localizzazione Nuovi Impianti e Infrastrutture, Planimetria Scala 1:10,000
4.2	Planimetria della Centrale di Trattamento e Compressione
4.3	Tracciato del Metanodotto di Collegamento alla Rete Nazionale
5.1	Localizzazione della Centrale di Compressione e Trattamento, Alternative Esaminate
6.1	Cronoprogramma delle Attività
6.2	Area di Cantiere per la Centrale Bagnolo Mella
6.3	Planimetria delle Postazione di Perforazione
6.4	Piazzola di Perforazione, Schema Tipo
6.5	Impianto di Perforazione, Circuito Fanghi, Schemi Tipo
6.6	Closed Loop System, Schema di Funzionamento
6.7	Metanodotto, Sezione Tipica Pista e Scavo
6.8	Metanodotto, Sezione Tipica Posa Condotta
6.9	Metanodotto, Attraversamento Roggia Mella e Strada Comunale Offlaga
6.10	Metanodotto, Attraversamento Roggia Renolo
6.11	Metanodotto, Attraversamento Roggia Ravenola
6.12	Metanodotto, Attraversamento Roggia Movica e Strada Sterrata
6.13	Metanodotto, Standard Tipologici di Ripristino
12.1	Analisi Storica di Rischio

*Si noti che nel presente documento i valori numerici sono stati riportati utilizzando la seguente convenzione:*

*separatore delle migliaia* = virgola (,)  
*separatore decimale* = punto (.)



**RAPPORTO  
STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE  
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE  
PROGETTO DI TRASFORMAZIONE A STOCCAGGIO DI GAS NATURALE  
DEL GIACIMENTO BAGNOLO MELLA (BS)**

## **1 INTRODUZIONE**

Edison Stoccaggio S.p.A. e Retragas S.r.l. (Gruppo ASM Brescia) hanno presentato istanza di concessione di stoccaggio denominata “Bagnolo Mella Stoccaggio” in data 17 Settembre 2007, la quale ha avuto parere favorevole della commissione CIRM (Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie).

Il progetto di riconversione, che prevede di esercire lo stoccaggio con pressione massima di esercizio pari alla pressione originaria del giacimento, comprende la realizzazione delle seguenti opere, tutte ubicate in Provincia di Brescia:

- work-over del pozzo Bagnolo Mella 8, unico pozzo a servizio dello stoccaggio, e costruzione della Centrale di Trattamento e Compressione (Centrale). Le opere saranno realizzate ampliando l'area attualmente occupata dall'area pozzo BM-8, ubicato in Comune di Capriano del Colle (in prossimità di Cascina Movico);
- posa di un metanodotto (DN 200, 8”) di lunghezza di circa 3.2 km per la connessione della Centrale alla Rete Nazionale Gasdotti (RNG) e realizzazione di una stazione di misura nel punto di allaccio alla rete, in Comune di Bagnolo Mella. Oltre a quest'ultimo, il tracciato del metanodotto interessa il territorio dei Comuni di Capriano del Colle e Dello.

Il nuovo campo di stoccaggio avrà capacità stimata di working gas pari a 88 MSm<sup>3</sup>, portata di punta in erogazione e in iniezione pari a 0.6 MSm<sup>3</sup>/g. Il cushion gas si stima pari a 18 MSm<sup>3</sup>.

L'inquadramento territoriale dell'area è riportato in Figura 1.1 in scala 1:50,000 e in Figura 1.2 su base Carta Tecnica Regionale in scala 1:25,000.

Con riferimento al progetto di conversione in stoccaggio come sopra definito, il presente documento costituisce il Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale, predisposto ai sensi dell'Articolo 4 del DPCM 27 Dicembre 1988. L'elaborato fornisce la descrizione del progetto e le soluzioni adottate sulla base degli studi preliminari effettuati, nonché i rilasci e le interazioni dell'opera con l'ambiente e il territorio; inoltre, riassume le ragioni che hanno guidato la progettazione e descrive le motivazioni tecniche delle scelte e dei provvedimenti adottati per migliorare il suo inserimento nell'ambiente.

In particolare, il Quadro di Riferimento Progettuale si articola come segue:

- il Capitolo 2 descrive le motivazioni di carattere ambientale che spingono verso l'utilizzo del gas naturale, il contesto energetico italiano ed europeo di riferimento, il ruolo dello stoccaggio e le esigenze di potenziamento;
- nel Capitolo 3 vengono illustrate le caratteristiche geominerarie e la storia produttiva del campo di coltivazione di Bagnolo Mella;

- il Capitolo 4 descrive il progetto di conversione in stoccaggio del giacimento, analizzando nel dettaglio nuove opere ed impianti previsti per la Centrale, il metanodotto e la stazione di misura;
- il Capitolo 5 riporta l'analisi delle alternative di progetto, le motivazioni tecniche delle scelte progettuali e l'utilizzo delle BAT;
- nel Capitolo 6 sono illustrate le attività di cantiere per il progetto in esame, comprensive di una descrizione delle attività di perforazione da svolgersi presso l'area pozzo all'interno dell'area di Centrale;
- il Capitolo 7 riassume le principali attività di dismissione e di ripristino ambientale a fine esercizio;
- nei Capitoli 8 e 9 sono presentate le interazioni delle opere a progetto con l'ambiente e il territorio rispettivamente durante la costruzione e l'esercizio;
- il Capitolo 10 riporta le misure di gestione e controllo che si prevede di adottare in fase di esercizio dell'impianto;
- nel Capitolo 11 sono stati identificati gli elementi per il piano di monitoraggio ambientale;
- il Capitolo 12 riporta una sintesi dei principali aspetti relativi alla sicurezza per il campo di stoccaggio.

## **2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO E CONTESTO ENERGETICO DI RIFERIMENTO**

Con riferimento al progetto di conversione in stoccaggio del giacimento a gas naturale "Bagnolo Mella", nel presente Capitolo sono riportati:

- le motivazioni di carattere ambientale che spingono verso l'utilizzo del gas naturale (Paragrafo 2.1);
- la descrizione del mercato europeo del gas naturale e le ipotesi di sviluppo (Paragrafo 2.2);
- una sintesi dell'evoluzione della domanda di gas naturale in Italia (Paragrafo 2.3);
- il ruolo dello stoccaggio e le esigenze di potenziamento (Paragrafo 2.4).

### **2.1 CONSIDERAZIONI AMBIENTALI CORRELATE ALL'UTILIZZO DI GAS NATURALE**

Il gas naturale è costituito prevalentemente da metano (CH<sub>4</sub>), da piccole quantità di idrocarburi superiori, azoto molecolare e anidride carbonica, in percentuali diverse a seconda della provenienza. Da quando viene estratto dal sottosuolo a quando viene trasferito all'utente finale, necessita solo di un minimo trattamento.

L'utilizzo di gas naturale può dare un significativo contributo al miglioramento della qualità dell'aria ambiente in considerazione delle sue caratteristiche chimico-fisiche, per la possibilità di trasporto in reti sotterranee, per le possibilità di impiego in tecnologie ad alta efficienza e basse emissioni, non solo in impianti fissi ma anche come carburante per autotrazione.

Le caratteristiche del combustibile influiscono in maniera rilevante sulle emissioni di inquinanti atmosferici sia per utenze industriali, sia per utenze civili:

- le emissioni di composti solforati, polveri, idrocarburi aromatici e metalli prodotti dalla combustione di gas naturale sono estremamente contenute;
- a parità di energia utilizzata la CO<sub>2</sub> prodotta dalla combustione del gas naturale risulta inferiore rispetto a quella prodotta dagli altri combustibili, come analizzato meglio in seguito;
- la possibilità di utilizzare il gas naturale in applicazioni e tecnologie ad alto rendimento come le caldaie a condensazione, gli impianti a cogenerazione e i cicli combinati per la produzione di energia elettrica consente una significativa riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> per unità di energia prodotta. Un ciclo combinato (rendimento del 56-58%) rispetto al ciclo a vapore (rendimento di circa il 40%) consente, a parità di potenza prodotta, riduzioni di CO<sub>2</sub> del 50% rispetto ad un impianto tradizionale a olio combustibile e del 60% rispetto ad un impianto alimentato a carbone;
- in un impianto a ciclo combinato la produzione di NO<sub>x</sub> è circa il 50% di un impianto a carbone della stessa potenza.

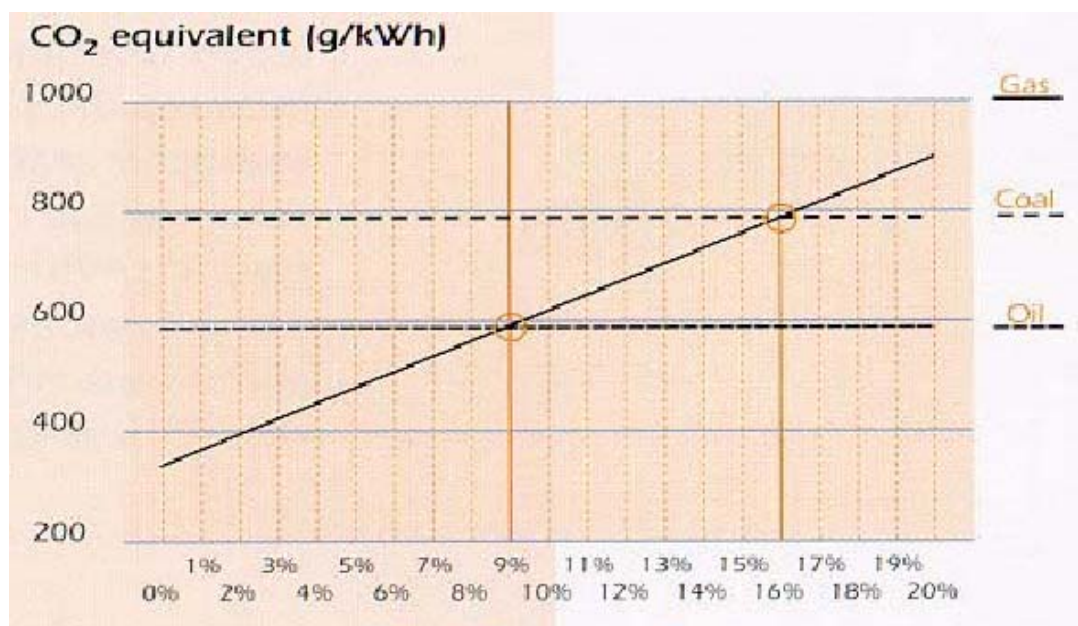
Il gas naturale assume, dunque, un ruolo importante nella riduzione delle emissioni in atmosfera.

Per esempio, considerando la quantità di carbonio prodotta per unità di energia, per il gas naturale tale valore risulta essere di 15.3 tC/Tj, mentre per il petrolio di 20.0 tC/Tj e per il carbone si ha un intervallo di 25.8-28.9 tC/Tj, a seconda del tipo di carbone consumato, in base a quanto indicato dalle Linee Guida IPCC (International Energy Agency (IEA), 2003).

Una valutazione più approfondita delle emissioni di carbonio dai diversi combustibili necessita un'analisi dell'intero ciclo di vita, tramite il confronto di tutte le emissioni dovute non solo al consumo, ma anche a tutta la filiera del gas, dalle attività di ricerca e coltivazione fino ai consumatori finali. A questo proposito, sulla base delle numerose ricerche effettuate, il gas naturale emette meno inquinanti, a parità di kWh prodotti, di altri comuni combustibili, sia per quanto riguarda la CO<sub>2</sub> (circa la metà del carbone e quasi un terzo rispetto alla lignite) sia per quanto riguarda SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e polveri sottili.

Anche per quanto riguarda le emissioni di gas ad effetto serra l'uso del metano comporta minori emissioni di CO<sub>2</sub>: tali emissioni sono costituite dal metano stesso, principalmente immesso in atmosfera per perdite di vario genere dal sistema, e dagli N<sub>2</sub>O, rilasciati durante la combustione, generalmente espressi in termini di CO<sub>2</sub> equivalente.

Nella seguente figura sono rappresentate, in funzione delle perdite del sistema (produzione, trasporto, distribuzione e consumo del metano), le emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente derivanti dall'uso del metano come combustibile e quelle derivanti dall'uso di carbone e olio combustibile (International Energy Agency (IEA), 2003).



**Figura 2.a: Emissioni di CO<sub>2</sub> (g/kWh) in Funzione delle Perdite del Sistema (% Rispetto ai Volumi Trasportati)**

L'esame della figura mostra che l'uso del metano comporta minori emissioni di CO<sub>2</sub> equivalente rispetto agli altri due combustibili presi in considerazione. Considerando perdite complessivamente stimate pari a circa l'1.1% rispetto ai volumi trasportati, si hanno infatti circa 380 g/kWh di CO<sub>2</sub> emessa, contro i quasi 600 g/kWh dell'olio combustibile e i quasi 800 g/kWh del carbone.



Per avere, nell'uso del metano, le stesse emissioni di gas serra dovute all'uso dell'olio combustibile (*break even point*), si dovrebbero avere perdite pari a circa il 9% (ossia 8 volte superiori a quelle stimate). Le perdite dovrebbero essere ancora maggiori nel confronto con il carbone e pari a circa il 16 % (International Energy Agency (IEA), 2003).

Il gas naturale presenta quindi evidenti vantaggi anche per la riduzione delle emissioni di gas serra, fattore importante per seguire le linee guida tracciate dal Protocollo di Kyoto, che richiede una politica di cambiamento climatico per i paesi dell'Unione Europea, con modifiche sostanziali nella struttura del mercato dell'energia.

**La sostituzione di altri combustibili fossili con il gas naturale rappresenta pertanto uno degli obiettivi della politica energetica in diversi paesi sia nella produzione di elettricità sia negli usi finali, ivi incluso l'impiego come combustibile per veicoli.**

## 2.2 ANALISI DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI GAS NATURALE IN EUROPA

Nel seguito è proposta la caratterizzazione del mercato europeo del gas naturale, con riferimento sia alla situazione attuale sia alle prospettive future di sviluppo. L'analisi condotta si avvale delle seguenti fonti:

- comunicato stampa di Eurogas emesso nel mese di Marzo 2010 ed intitolato "Natural Gas Consumption in EU27, Turkey and Switzerland in 2009";
- rapporto Eurogas del Maggio 2010 "Long term outlook for gas demand and supply 2007-2030";
- comunicato stampa di Eurogas emesso nel mese di Settembre 2010 ed intitolato "Gas demand in 2010 could return to pre-crisis levels".

### 2.2.1 Situazione Attuale

Nel 2009 il consumo totale di gas naturale in Europa (Paesi UE) è risultato pari a circa 484 BCM<sup>1</sup> (dato preliminare), facendo registrare un decremento del 6.4% rispetto al 2008 (consumo pari a circa 517 BCM). Alla fine del 2009, il numero totale degli utenti connessi alla rete europea di gas naturale è aumentato dell'1 % rispetto al 2008, raggiungendo 114 milioni di utenti (Eurogas, 2010a).

La crisi economica nell'Unione Europea ha avuto un grave impatto sul settore energetico nel 2009. Secondo stime Eurostat, nell'UE-27 c'è stato un calo del 4.1% del PIL. Sebbene i mercati del gas naturale delle differenti nazioni Europee varino anche significativamente, in linea generale la domanda di gas naturale tra il 2009 e il 2008 è sensibilmente diminuita, principalmente a causa della crisi economica; l'impatto è stato lievemente compensato dal clima più freddo e da segnali di ripresa economica nella maggior parte dei paesi dell'UE alla fine dello stesso anno.

Alcune tendenze generali possono essere delineate per la maggior parte dei paesi. Anche se il settore residenziale non è stato così colpito dalla crisi economica, si è registrato un calo dovuto alla progressiva attuazione di misure volte all'efficienza energetica e in seguito al

---

<sup>1</sup> Billion of cubic meters: miliardi di metri cubi

passaggio a forme di energia alternative. La contrazione della domanda è stata tuttavia limitata dalle temperature particolarmente fredde.

Il settore industriale è stato pesantemente colpito dalla crisi economica. Secondo stime Eurostat, rispetto al 2008, l'indice di produzione media nell' UE-27 per il 2009 è diminuito del 13.9%.

Accanto al settore industriale, il settore energetico ha giocato un ruolo importante nel calo del consumo totale. La bassa domanda di elettricità a causa della crisi economica e un maggiore uso di energie alternative hanno ridotto significativamente il volume del gas utilizzato per la produzione di energia. La produzione interna di gas nell' UE-27 è diminuita del 10%, soprattutto a causa del calo della domanda e della diminuzione in atto dei bacini di produzione.

I principali fornitori esterni alla UE sono:

- la Russia con il 22%;
- la Norvegia con il 19%;
- l'Algeria con il 10%.

**Tabella 2.1: Consumo di Gas Naturale in Europa (Eurogas, 2010a)**

Nazione	Anno 2007 <sup>(1)</sup> [BCM]	Anno 2008 [BCM]	Anno 2009 <sup>(2)</sup> [BCM]	Variazione 2008 – 2009
Austria	8.1	8.6	8.4	-1.8%
Belgio	17.5	17.6	17.9	+1.7%
Bulgaria	3.4	2.8	2.2	-21.8%
Repubblica Ceca	8.7	8.4	8.0	-5.2%
Germania	86	84.9	80.8	-4.8%
Danimarca	4.1	4.1	4.0	-3.8%
Spagna	37.6	41.4	37.1	-10.5%
Estonia	1.0	1.0	0.9	-15.1%
Francia	45.8	47.8	46.3	-3.3%
Finlandia	4.4	4.6	4.1	-9.9%
Grecia	4.0	4.2	3.5	-15.9%
Ungheria	12.8	12.6	10.9	-13.7%
<b>Italia</b>	<b>82.9</b>	<b>82.9</b>	<b>76.3</b>	<b>-8.0%</b>
Irlanda	5.0	5.3	5.1	-4.4%
Lussemburgo	1.4	1.3	1.4	+1.8%
Lituania	3.4	3.1	2.6	-16.0%
Lettonia	1.6	1.6	1.5	-9.9%
Olanda	39.8	41.4	41.1	-0.7%
Portogallo	4.2	5.0	4.7	-4.3%
Polonia	13.9	15.2	14.7	-3.3%
Romania	15.5	15.0	12.8	-14.8%
Svezia	1.1	1.0	1.3	+32.6%
Slovenia	1.1	1.0	0.9	-5.0%
Slovacchia	5.5	5.5	5.0	-10.5%
Regno Unito	97.6	100.6	92.7	-7.8%
Svizzera <sup>(3)</sup>	3.1	3.3	3.2	-1.8%
Turchia <sup>(3)</sup>	35.9	36.1	32.2	-10.8%
<b>Totale Paesi EU27</b>	<b>506.4</b>	<b>517.0</b>	<b>484.1</b>	<b>-6.4%</b>

Note:

1) Fonte: comunicato stampa Eurogas (Marzo 2010) "Natural Gas Consumption in EU27, Turkey and Switzerland in 2008";

2) Dato preliminare;

3) Paese non compreso negli EU27.

## 2.2.2 Prospettive della Domanda di Gas

Le previsioni elaborate da Eurogas nel 2007 (rapporto annuale Eurogas “Annual Report 2006-2007”) stimavano una crescita del consumo di gas naturale nei Paesi dell’ UE-27 da 438 MTep<sup>2</sup> del 2005 a 625 MTep del 2030; in termini percentuali rispetto ai consumi totali di energia, il gas naturale era previsto passare dal 24.1% del 2005 al 30.1% del 2030.

I cambiamenti e gli eventi che si sono verificati negli ultimi anni hanno reso necessario un riesame approfondito di tali previsioni. In particolare, è stato importante determinare gli effetti sulla domanda di gas nell’UE in seguito agli obiettivi di politica energetica della UE e alla crisi economica.

Nell’estate del 2009 i membri di Eurogas sono stati invitati a riportare, in un questionario standardizzato, le loro previsioni fino al 2030 inerenti l’offerta e la domanda di gas nei mercati nazionali (“Scenario base”), considerando alcune ipotesi comuni (Eurogas, 2010b).

In aggiunta a questo scenario di base un secondo scenario (“Scenario ambientale”) è stato esaminato in modo da mostrare in che misura il gas naturale possa contribuire a un approvvigionamento energetico sostenibile nell’UE-27.

Gli scenari energetici sviluppati in riferimento ad una serie di diversi obiettivi hanno comunque un comune messaggio: le fonti energetiche fossili rimarranno la spina dorsale dell’approvvigionamento energetico europeo nei prossimi venti anni.

In generale, si presume che il consumo di energia nell’UE-27 cresca al tasso minimo del 0.1% annuo nei prossimi 20 anni. Gli investimenti nell’efficienza energetica e gli impegni per i cambiamenti climatici da parte dell’Unione europea si tradurranno in un significativo miglioramento dell’efficienza energetica (stimato del 31%).

Secondo le stime Eurogas, ci vorranno diversi anni prima che la domanda di gas raggiunga le massime registrate nei precedenti anni. Come risultato della crisi economica e delle azioni intraprese per raggiungere gli obiettivi di politica energetica della UE, le previsioni a lungo termine della domanda di gas sono inferiori di circa il 15-20% rispetto a quelle redatte tre anni fa. Tuttavia, la domanda di gas naturale in Europa è ancora destinata a crescere. I consumi di gas naturale sono previsti aumentare da 437 Mtep nel 2007 a circa 500-535 Mtep nel 2030 (aumento compreso tra il 14% e il 23%). La percentuale di gas naturale sulla domanda di energia primaria potrebbe aumentare dal 24% nel 2007 al 27-29% nel 2030 (si tenga conto che ricopriva il 18% nel 1990). La maggior parte della crescita dovrebbe essere associata alla produzione di energia.

Eurogas afferma che, grazie alla sua compatibilità ambientale e alla possibilità di utilizzo in applicazioni e tecnologie ad alto rendimento, il gas naturale svolgerà un importante ruolo per lo sviluppo di una energia sostenibile nei prossimi decenni e darà un contributo sempre crescente alla fornitura di energia nell’UE-27.

Nel grafico seguente si riporta la previsione della domanda di gas naturale divisa nei principali settori: residenziale e commerciale, industria, generazione elettrica (Eurogas, 2010b).

---

<sup>2</sup> Milioni di Tonnellate di petrolio equivalente.

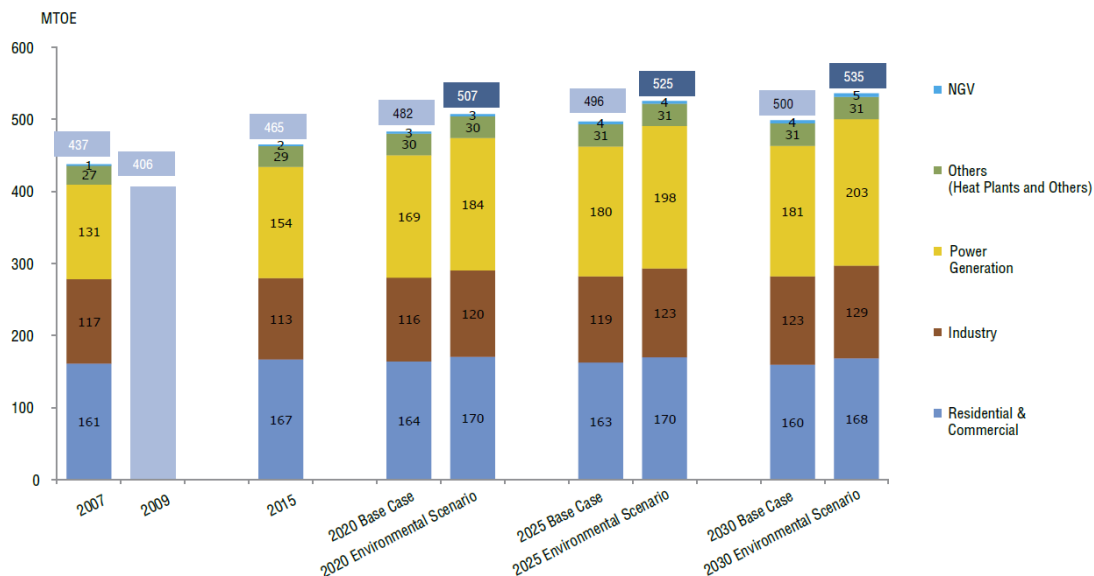


Figura 2.b: Domanda di Gas Naturale per Settore

Dall'analisi della figura si nota che il maggiore aumento di consumo di gas è stimato provenire dalla produzione di energia (da 131 Mtep nel 2007 a 181-203 Mtep nel 2030). L'incremento annuale stimato è del 1.4-2%, vale a dire che la produzione di energia elettrica rappresenterà nel 2030 il 36-38% della domanda di gas naturale, rispetto al 30% del 2007.

La domanda di gas in Europa per l'anno 2010 è aumentata di circa il 7% sulle previsioni dell'anno precedente. La domanda è stata particolarmente alta nella prima metà dell'anno, ed a Dicembre, mese molto freddo. Le cifre provvisorie di Eurogas per le vendite di gas nell'UE-27 nel 2010 sono 438 Mtep (522 miliardi di metri cubi) di gas (Eurogas, 2011).

A lungo termine, il trend positivo di crescita della domanda di gas naturale dovrebbe essere mantenuto, come mostra il grafico riportato nella figura seguente (Eurogas, 2010c).

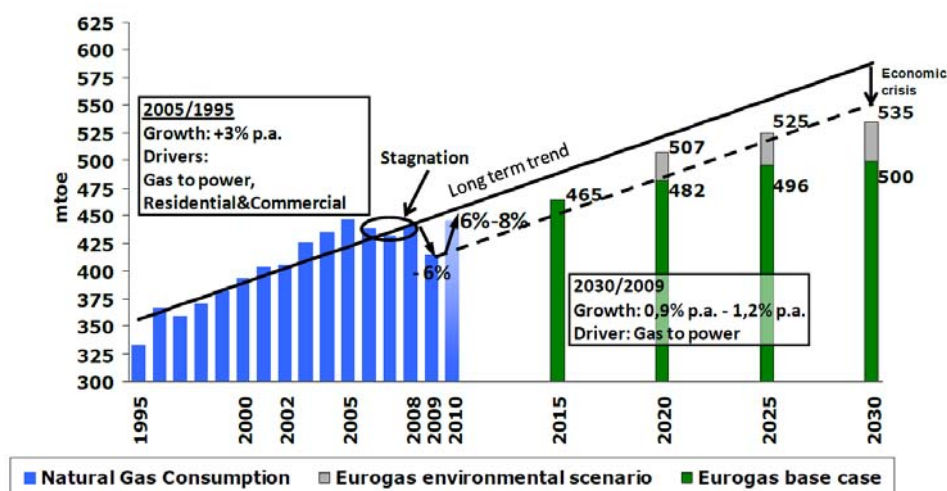


Figura 2.c: Previsioni del Consumo di Gas in Europa

**La creazione di un adeguato sistema integrato di gasdotti, terminali di rigassificazione e stoccaggi rappresenta, in prospettiva, un fattore chiave per garantire, dopo la crisi economica, una crescita della domanda europea di gas naturale e per confermare il suo ruolo chiave in una realistica politica climatica.**

## **2.3 ANALISI DELL'EVOLUZIONE DELLA DOMANDA E DELL'OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA**

L'uso del gas naturale in Italia è aumentato significativamente nel tempo rispetto all'uso di altre fonti primarie tradizionali quali il legno, il carbone, il petrolio e l'energia elettrica. Questo aumento è legato principalmente al minore impatto ambientale, dovuto alle minori impurità naturali presenti nel gas naturale rispetto a quelle riscontrabili in altri combustibili, al rendimento termico superiore rispetto agli altri combustibili solidi e liquidi, ai pochi problemi di manutenzione degli impianti e ad una maggiore comodità d'uso.

Negli ultimi 40 anni la domanda complessiva di gas naturale in Italia si è più che quintuplicata: nel 1971, contando solo sulla produzione nazionale, si consumavano 13 BCM, contro i quasi 77 BCM del 2009. Fa eccezione a questo trend lo sviluppo del mercato del gas nell'ultimo triennio (2008-2010), come analizzato nel seguito.

Nel 2009 la domanda di gas ha registrato un marcato calo (-8% rispetto al 2008) a causa dell'impatto della recessione economica sull'attività produttiva e, di conseguenza, sui consumi energetici (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), 2010). Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello Sviluppo Economico, la contrazione della domanda ha ridotto i consumi a 76.7 BCM dagli 83.4 BCM registrati nel 2008, anno nel quale si erano già fatti sentire i primi effetti della crisi economica, nonostante un autunno e un inverno (specie ai suoi inizi e cioè nei mesi ricadenti nel 2008) piuttosto rigidi. Per il terzo anno consecutivo, quindi, la domanda di gas non è aumentata, dopo anni in cui il settore aveva segnato tassi di crescita molto positivi e stabili nel tempo.

Il comparto industriale e quello termoelettrico hanno registrato un vero e proprio crollo dei consumi (rispettivamente pari a -14.4% e -16.8%), mentre l'inverno rigido ha spinto la domanda residenziale e del terziario (+5.4%), così come il diffondersi di auto alimentate a metano (favorite dagli incentivi governativi alla rottamazione) ha permesso ai consumi per autotrazione di aumentare del 9.6% rispetto al 2008. Per effetto di queste variazioni la quota dei consumi industriali si è ridotta a poco più del 20%, quella del termoelettrico è ora del 36.8%, mentre quella dei consumi civili ha raggiunto il 41.5%.

Nella seguente tabella (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), 2010) è riassunto il bilancio energetico nazionale relativo all'anno 2009 redatto dall'AEEG.

**Tabella 2.2: Bilancio Energetico Nazionale (Mtep), Anno 2009**

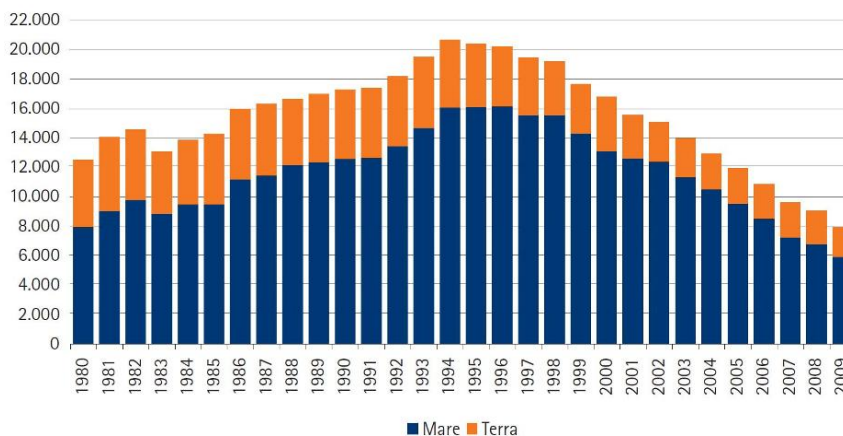
	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNO- VABILI	ENERGIA ELETTRICA <sup>(A)</sup>	TOTALE
ANNO 2009						
Produzione	0,42	6,57	4,57	18,34	0,00	29,90
Importazione	12,68	56,74	94,61	1,05	10,25	175,32
Esportazione	0,22	0,10	25,83	0,09	0,47	26,70
Variazione scorte	-0,46	-0,73	-0,53	-0,01	0,00	-1,73
Disponibilità per il consumo interno	13,35	63,92	73,88	19,32	9,78	180,25
Consumi e perdite del settore energetico	-0,66	-1,11	-5,14	-0,10	-40,08	-47,09
Trasformazione in energia elettrica	-10,61	-23,40	-5,66	-15,48	55,16	0,00
Totale impieghi finali	2,07	39,41	63,08	3,73	24,86	133,16
- industria	1,99	12,25	5,99	0,39	9,46	30,07
- trasporti	0,00	0,60	40,29	1,09	0,93	42,92
- usi civili	0,00	25,85	5,00	2,01	13,99	46,86
- agricoltura	0,00	0,14	2,43	0,24	0,49	3,30
- sintesi chimica	0,08	0,57	5,98	0,00	0,00	6,62
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,39	0,00	0,00	3,39

Note:

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni ed esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

Come si rileva dall'analisi dei dati mostrati in tabella, la fonte energetica gas naturale copre attualmente oltre un terzo della domanda di energia in Italia in termini di fonti primarie, anche per l'importante contributo del gas alla produzione termoelettrica.

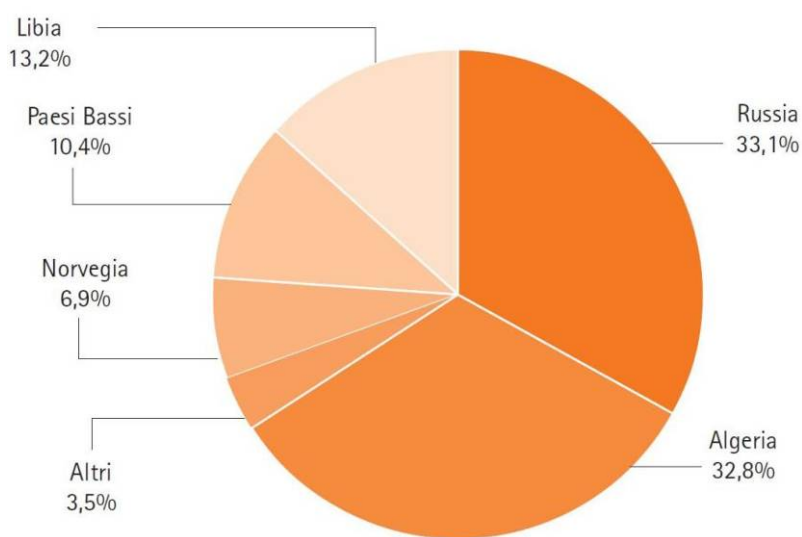
È proseguita nel 2009 la riduzione progressiva della produzione nazionale di gas naturale: secondo i dati provvisori pubblicati dal Ministero dello Sviluppo Economico, infatti, l'estrazione di gas si è fermata a 8,016 milioni di m<sup>3</sup>, evidenziando un calo del 13,4% rispetto al 2008, il più elevato mai registrato sinora (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), 2010). Negli anni Novanta, tra il 1993 e il 1995, la produzione italiana di gas aveva raggiunto il massimo a poco più di 20 BCM/anno, arrivando a soddisfare circa un terzo dei consumi nazionali dell'epoca (si veda la figura sottostante). Da allora il declino è stato costante, circa il 7% ogni anno, e fino a raggiungere la copertura del fabbisogno interno è scesa a un decimo rispetto al 30% che ancora assicurava alla fine degli anni Novanta.



**Figura 2.d: Andamento della Produzione Nazionale di Gas Naturale dal 1980 (Milioni di m<sup>3</sup>)**

In termini netti le importazioni di gas in Italia sono diminuite nel 2009 di 7.5 BCM. Secondo i dati provvisori del Ministero dello Sviluppo Economico nel 2009 le importazioni lorde sono scese a 69,275 dai 76,657 milioni di m<sup>3</sup> che avevano raggiunto nel 2008.

La figura seguente mostra la ripartizione dei volumi di gas importato in base alla nazione di provenienza fisica (non contrattuale): l'80% circa del gas importato in Italia proviene da Paesi non appartenenti all'Unione europea. Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti: solo il 4% dell'import, infatti, giunge via nave. Nel 2009 tale quota è comunque raddoppiata rispetto agli anni precedenti grazie all'entrata in funzione del nuovo terminale di Rovigo, dove arriva il GNL proveniente dal Qatar; questa quota è destinata ad accrescersi ulteriormente nei prossimi anni (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), 2010).



**Figura 2.e: Provenienza delle Importazioni Lorde di Gas nel 2009**

In conclusione, la domanda lorda è stata soddisfatta per il 10.3% dalla produzione nazionale e per l'88.6% dalle importazioni nette.

Analizzando dunque, nel suo complesso, il trend di sviluppo del mercato del gas naturale e considerandone l'aumento della domanda nel 2010 (si veda quanto riportato al Paragrafo 2.2.2) è possibile trarre alcune considerazioni finali.

Per garantire la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti e per favorire lo sviluppo di un mercato competitivo è fondamentale disporre sia di un livello di capacità di importazione ragionevolmente superiore alla domanda, sia di un sistema di accumulo strategico della risorsa in grado di far fronte continuamente alla domanda, sopportandone i picchi e le variazioni dovute alle notevoli incertezze legate in particolar modo a fattori climatici, aumenti della domanda da parte del settore termoelettrico.

**In conclusione, la prevista ripresa della domanda di gas e l'attesa sensibile riduzione delle produzioni nazionali determineranno un ricorso sempre maggiore alle importazioni, rendendo necessarie la pianificazione e la realizzazione di adeguate infrastrutture. In tale contesto la realizzazione di infrastrutture fisiche di stoccaggio adeguate costituiscono la base per rendere quanto più possibile all'avanguardia e competitivo il mercato del gas Italiano.**

## 2.4 RUOLO DELLO STOCCAGGIO ED ESIGENZE DI POTENZIAMENTO

In termini generali l'industria del Gas Naturale sul territorio nazionale comprende le seguenti fasi, tra loro integrate:

- approvvigionamento, a sua volta distinguibile in produzione e importazione (che può avvenire allo stato gassoso tramite gasdotti oppure allo stato liquido tramite navi metaniere);
- trasporto: attraverso la rete di gasdotti ad alta e media pressione. Nelle Figure 2.1 e 2.2 allegate sono riportate, rispettivamente, la rete nazionale gasdotti e la rete regionale;
- stoccaggio: su campi di coltivazione esauriti o in fase di esaurimento che per il loro favorevole assetto geo-strutturale e le buone caratteristiche petrofisiche del reservoir, sono risultati idonei alla conversione a stoccaggio. In Figura 2.3 è rappresentata la carta degli stoccaggi in Italia.

La situazione del sistema stoccaggi nazionale, la necessità di un suo ulteriore sviluppo, il ruolo e le modalità di utilizzo degli stoccaggi verranno trattati in maniera più dettagliata all'interno dei successivi paragrafi.

### 2.4.1 Definizioni e Principi Fondamentali dello Stoccaggio

Gli stoccaggi sotterranei di gas naturale sono costituiti da strutture geologiche aventi caratteristiche tali da permettere l'accumulo, la conservazione e, quando richiesto, il prelievo di gas naturale. Gli stoccaggi vengono considerati:

- di tipo convenzionale quando sono realizzati utilizzando giacimenti di produzione di gas esauriti o semiesauriti;
- di tipo semiconvenzionale quando si utilizzano giacimenti a olio esauriti o acquiferi (cioè strutture geologiche contenenti acqua);
- di tipo speciale quelli realizzati in miniere di carbone abbandonate e in cavità ricavate in formazioni saline sotterranee.

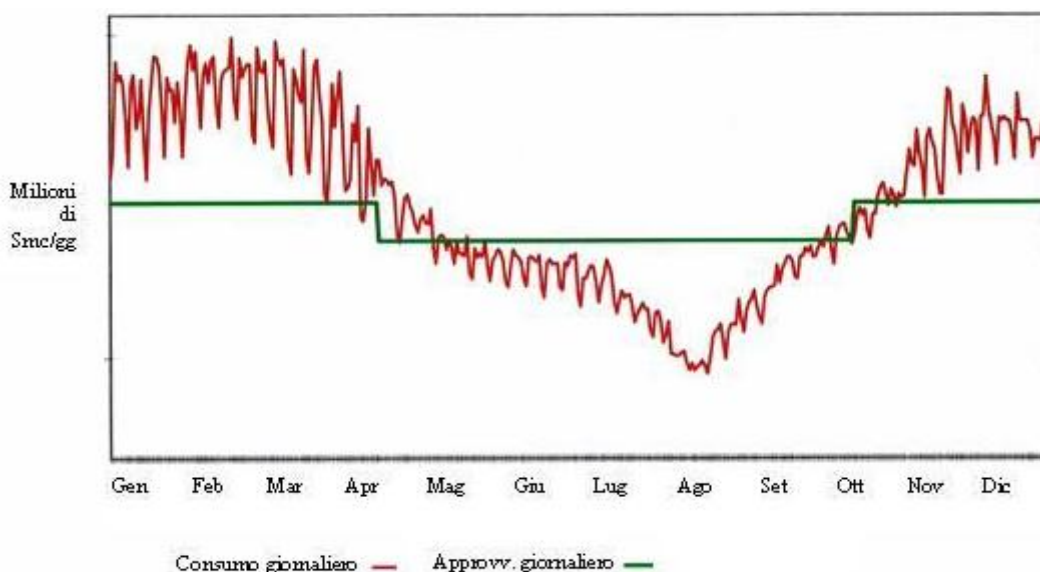
I parametri caratteristici dello stoccaggio sono i seguenti:

- *working gas*: volume di gas che può essere estratto nel periodo invernale e iniettato nel periodo estivo senza pregiudicare la normale prestazione del giacimento;
- *cushion gas*: volume di gas che resta immobilizzato in giacimento per tutto il periodo in cui questo è utilizzato come stoccaggio; lo scopo è quello di consentire un efficiente funzionamento dello stoccaggio alle massime prestazioni possibili;
- *portata di punta*: portata giornaliera massima che può essere estratta quando il giacimento è completamente riempito;
- *pseudo-working gas*: parte di working gas che è necessario lasciare nei giacimenti di stoccaggio per consentire di soddisfare la richiesta di punta del mercato;
- *efficienza*: rapporto tra working gas e gas immobilizzato; dove per gas immobilizzato si intende l'insieme del working gas e del cushion gas più l'eventuale riserva presente in giacimento al momento della sua conversione a stoccaggio.



#### 2.4.2 Il Ruolo dello Stoccaggio

Gli stoccaggi di gas in sottterraneo hanno avuto e continuano ad avere un ruolo determinante a sostegno dello sviluppo del mercato del gas e della sua sicurezza. Le caratteristiche della domanda di gas presentano un'alta variabilità stagionale e giornaliera, causata principalmente dal settore civile, in cui è prevalente l'uso per riscaldamento. Basti ricordare che i consumi della stagione invernale rispetto a quelli della stagione estiva sono mediamente nel rapporto 3:1, che può diventare 4:1 nel caso di massima richiesta giornaliera. Gli andamenti tipici del consumo di gas naturale e del relativo approvvigionamento sono presentati nel grafico seguente.



**Figura 2.f: Andamenti del Consumo e dell'Approvvigionamento di Gas Naturale**

Per soddisfare le suddette richieste di mercato, considerata la flessibilità dei contratti di approvvigionamento e i vincoli del sistema di trasporto, si è reso necessario poter disporre di strutture di stoccaggio in grado di conciliare le esigenze dell'approvvigionamento con quelle del mercato.

Lo stoccaggio fornisce pertanto un servizio di base (modulazione ciclica) che consiste nell'immagazzinare durante il periodo primaverile-estivo il gas messo a disposizione dal sistema di approvvigionamento e non utilizzato dal mercato a causa della flessione dei consumi (in particolare di quelli per riscaldamento), ed estrarre in autunno-inverno i volumi che il sistema di approvvigionamento non è in grado di fornire e che si rendono necessari per saturare le richieste di mercato. Nell'ultimo decennio, con l'avvio della liberalizzazione del mercato del gas anche in ambito europeo, le imprese di stoccaggio hanno messo a disposizione, oltre al servizio di base, servizi speciali caratterizzati da maggiore flessibilità, quali il parking, il controflusso, il servizio interrompibile, già presenti nei mercati maturi degli Stati Uniti e UK. Tali servizi consentono di massimizzare l'utilizzo della capacità di stoccaggio a tutto vantaggio del mercato finale.

Non va inoltre dimenticato il ruolo fondamentale per la sicurezza assunto dagli stoccaggi; infatti la riserva strategica di gas, normalmente mantenuta nei sistemi di stoccaggio dei

diversi Paesi, è in grado di garantire la fornitura dei mercati anche nel caso di riduzione degli approvvigionamenti nazionali o da importazione e di condizioni meteo particolarmente severe che si protraggono per lunghi periodi di tempo.

### 2.4.3 Tipologie di Stoccaggio e Relative Problematiche

La maggior parte degli stoccaggi esistenti nel mondo è costituita da stoccaggi in giacimenti a gas esauriti; seguono quelli realizzati in acquiferi, quindi quelli in cavità saline. Nel seguito sono presentate le principali caratteristiche tecniche di tali tipologie e le principali problematiche ambientali ad esse connesse (si veda la Figura 2.4).

#### 2.4.3.1 Giacimenti a Gas Esauriti

L'esperienza maturata nei Paesi dove sono utilizzati giacimenti a gas esauriti consente di tracciare le linee guida per la selezione delle strutture da convertire a stoccaggio. Essa si basa su una attenta analisi dei dati geologici e dei parametri fisici delle strutture prescelte.

Gli elementi di maggiore interesse sono la forma e la dimensione del giacimento, l'ampiezza e le caratteristiche dell'acquifero, il contatto gas-acqua, le caratteristiche delle rocce serbatoio e di copertura. I parametri fisici di maggiore interesse della roccia serbatoio che devono essere attentamente valutati sono:

- porosità: è conveniente sia molto elevata;
- permeabilità: esprime la proprietà della roccia di permettere il flusso di un fluido, liquido o gas. Quanto maggiore è la permeabilità della roccia serbatoio, tanto più questa è adatta ad essere utilizzata come stoccaggio;
- saturazione in acqua interstiziale : è bene sia la più bassa possibile in quanto riduce il volume utile;
- meccanismo di produzione: esprime la velocità con cui l'acquifero si sposta nella roccia serbatoio a seguito del riempimento e dello svuotamento del serbatoio. Con riferimento al meccanismo di produzione si distinguono:
  - giacimenti a semplice espansione, in cui l'acquifero rimane sostanzialmente alla stessa quota durante le fasi di erogazione e iniezione, consentendo elevate prestazioni e minori problemi in fase di produzione,
  - giacimenti a spinta d'acqua, in cui l'acquifero sale velocemente durante la fase di erogazione e deve poi essere spiazzato durante la fase di iniezione in giacimento. In questi giacimenti le prestazioni sono limitate dal possibile trascinarsi d'acqua (fase di erogazione) e dall'incremento di pressione necessario a spiazzare l'acqua dal serbatoio (fase di iniezione).

#### 2.4.3.2 Giacimenti in Falde Acquifere

Il più importante requisito di uno stoccaggio in acquifero è rappresentato dalla tenuta al passaggio di gas attraverso le rocce di copertura che devono avere uno spessore adeguato e bassa permeabilità, come ad esempio nel caso di formazioni argillose; questa esigenza è dovuta al fatto che per poter iniettare il gas si supera sempre la pressione idrostatica. In questi stoccaggi è pertanto necessario porre attenzione a non superare la pressione di soglia, ovvero la pressione oltre la quale il gas incomincia a passare attraverso la copertura.

Per lo studio dello stoccaggio in acquifero ci si avvale di estrapolazioni basate sui dati acquisiti con la early injection; pertanto la previsione del comportamento del giacimento

nelle diverse fasi è inizialmente dubbia in quanto non si ha a disposizione, come nel caso di giacimenti a gas esauriti, la storia produttiva del serbatoio.

Quando si inizia lo stoccaggio in acquifero, il gas spiazza l'acqua avanzando più rapidamente dove la permeabilità è maggiore e dà quindi luogo alla formazione di una bolla di gas; proseguendo con l'iniezione, dopo qualche anno, l'acqua nella zona alta del serbatoio verrà completamente spiazzata dal gas e a questo punto lo stoccaggio potrà diventare operativo.

#### **2.4.3.3 Giacimenti in Cavità Saline**

Per lo stoccaggio in formazioni saline si utilizzano le cavità ottenute sciogliendo la massa salina con l'acqua pompata attraverso uno o più pozzi e poi utilizzata per l'estrazione del sale o, se non ritenuto economico, reiniettata in altra formazione geologica opportunamente individuata.

La conoscenza della forma della cavità e delle caratteristiche delle rocce che la circondano sono elementi importanti per determinare la pressione minima e massima alle quali può essere esercito lo stoccaggio.

Generalmente tali stoccaggi non hanno elevati working gas ma consentono notevoli portate di punta.

#### **2.4.4 Modalità di Utilizzo degli Stoccaggi**

I servizi tradizionali offerti dai serbatoi di stoccaggio sono i seguenti:

- servizio di modulazione ciclica;
- servizio strategico;
- servizio minerario.

Negli ultimi anni, in molti Paesi europei, compresa l'Italia, sull'esempio di quanto già fatto da tempo in USA e UK, si è cercato di aumentare la flessibilità dei sistemi di stoccaggio fornendo un'ampia gamma di servizi definiti "speciali", con un indiscusso vantaggio sia per gli operatori dello stoccaggio sia per le imprese di vendita del gas. Di seguito vengono analizzati in maniera sintetica i diversi tipi di servizio offerti.

##### **2.4.4.1 Servizio di Modulazione Ciclica**

La modulazione stagionale è il servizio tradizionale degli stoccaggi. Il gas viene iniettato nel corso della primavera-estate per essere poi estratto nel periodo autunno-inverno, per far fronte alle richieste del mercato. Il fabbisogno da stoccaggio, per ciascuna delle imprese di vendita del gas naturale, viene stimato annualmente all'inizio della stagione invernale alla luce delle previsioni di approvvigionamento e vendita. Più precisamente, ciascuna impresa definisce, sulla base delle proprie disponibilità derivanti dalla produzione nazionale e/o dall'importazione, quale debba essere il contributo necessario dagli stoccaggi per saturare (sia a livello di volumi stagionali sia di portata massima giornaliera) la vendita complessiva prevista, sulla base dei singoli settori di vendita, cioè il settore civile, industriale e termoelettrico.

##### **2.4.4.2 Riserva Strategica**

Altra funzione di fondamentale importanza degli stoccaggi è quella di riserva strategica da utilizzare per la sicurezza degli approvvigionamenti. I volumi di gas che devono essere

mantenuti nei serbatoi di stoccaggio a questo scopo sono normalmente fissati dalle autorità governative competenti di ciascun Paese, in quanto destinati alla sicurezza degli approvvigionamenti nazionali. La proprietà del gas contenuto nei serbatoi può essere indifferentemente degli operatori dello stoccaggio o delle imprese di vendita del gas. L'estrazione del gas di riserva strategica avviene solo in casi particolari quali riduzioni significative e prolungate del gas importato, delle produzioni di gas nazionale, o di inverni particolarmente rigidi. Una volta estratto, il gas verrà nuovamente iniettato nella stagione estiva, al fine di conservare nei serbatoi i volumi ritenuti necessari per la sicurezza nazionale.

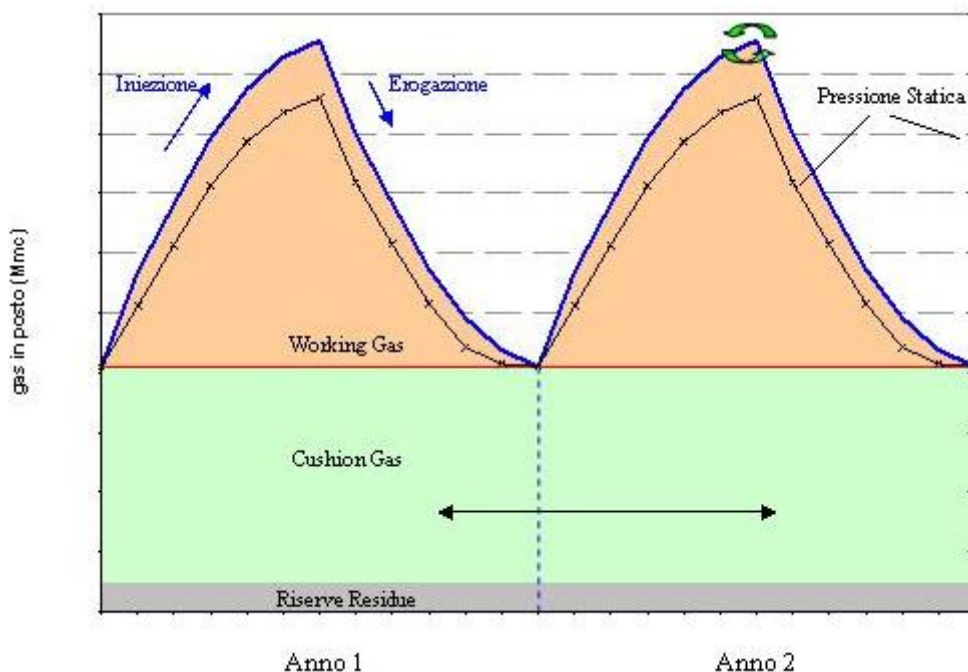
Il problema della riserva strategica è particolarmente sentito dai Paesi in cui l'approvvigionamento del gas dipende in misura significativa dall'importazione ed è quindi soggetto ai rischi di riduzioni anche prolungate, per problemi di natura politica, o di indisponibilità parziale o totale delle dorsali di trasporto, per rotture sui tubi o guasti sulle centrali di spinta.

#### 2.4.4.3 Stoccaggio Minerario

Ragioni tecnico economiche impongono lo sviluppo di un giacimento di produzione considerando un regime di produzione massimizzato con un profilo giornaliero praticamente piatto (flessibilità intorno a 0.95); infatti, dimensionare le centrali di trattamento e il numero e la tipologia dei pozzi in maniera tale da consentire ai campi di produzione di seguire le fluttuazioni del mercato comporterebbe costi aggiuntivi e diseconomie.

Lo stoccaggio minerario rappresenta pertanto il volume che ciascun produttore dovrà impegnare negli stoccaggi per consentire al sistema produttivo un profilo ottimale, sia da un punto di vista minerario sia della impiantistica di superficie.

Lo schema tipico di un ciclo di stoccaggio è illustrato nella grafica seguente.



**Figura 2.g: Schema di un Ciclo di Stoccaggio**

#### 2.4.4.4 Servizi Speciali

I servizi speciali maggiormente diffusi sono :

- parking;
- stoccaggio interrompibile;
- trading delle capacità.

Con il parking si può iniettare ed erogare il gas in archi temporali brevi, che vanno dalla settimana al mese, consentendo ai clienti dello stoccaggio di far fronte a problemi di sbilanciamento temporaneo tra le quantità approvvigionate e vendute, che altrimenti implicherebbero l'applicazione di penali da parte del trasportatore.

Lo stoccaggio interrompibile è un servizio in cui sia il working gas sia la punta vengono offerti a tariffe particolarmente vantaggiose in quanto presuppongono la interrompibilità da parte dello stoccatore con un preavviso abbastanza limitato; l'offerta di questi servizi si basa sui margini di capacità insiti in un sistema stoccaggio, che potrebbero non essere disponibili in caso di manutenzioni non programmate, rotture sugli impianti, chiusure di pozzi ecc.

Il trading delle capacità ha il fine di migliorare l'utilizzo delle capacità di stoccaggio ed evitare costi aggiuntivi. Tale servizio consiste nella compravendita di capacità per tutti gli utilizzatori che, per ragioni di mercato (variazioni delle richieste di mercato o degli approvvigionamenti di gas), si trovano ad aver prenotato più o meno capacità da stoccaggi.

#### 2.4.5 Sistema Stoccaggi in Europa

La maggior parte degli stoccaggi europei di grosse dimensioni sono stati realizzati in giacimenti a gas esauriti o semiesauriti. Nelle tabella sottostante, per ciascun Paese appartenente all'EU27, sono indicati il numero di stoccaggi, la disponibilità di working gas e la relativa portata di punta giornaliera (Eurogas, 2010d).

**Tabella 2.3: Sistema Stoccaggi in Europa al 1 Gennaio 2009**

Nazione	Numero stoccaggi	Massimo volume di Working gas [milioni di m <sup>3</sup> ]	Portata di Punta [m <sup>3</sup> /giorno]**
Austria	5	4,600	54
Belgium	2	861	28
Bulgaria	1	600	4
Czech republic	8	3,376	55
Denmark	2	1,250	16
Estonia	0	0	0
Finland	0	0	0
France	15	11,700	200
Germany	47	20,272	489
Greece	0	0	0
Hungary	5	3,790	51
Ireland	1	198	3
Italy	10	13,918	152
Latvia	1	2,325	24
Lithuania	0	0	0
Luxembourg	0	0	0
Netherlands	4	2,600	180
Poland	6	1,650	32
Portugal	3	118	7
Romania	6	2,760	22

Nazione	Numero stoccaggi	Massimo volume di Working gas [milioni di m <sup>3</sup> ]	Portata di Punta [m <sup>3</sup> /giorno]**
Slovakia	5	2,750	34
Slovenia	0	0	0
Spain	2	1,659	13
Sweden	1	10	0
United kingdom	9	4,364	127
Eu-27	133	78,801	1,492
Switzerland	0	0	0
Turkey	0	0	0

## 2.4.6 Sistema Stoccaggi Nazionale

### 2.4.6.1 Situazione Attuale

In Italia gli stoccaggi operativi sono costituiti unicamente da ex giacimenti di coltivazione in fase di esaurimento, a differenza di altri Paesi dove sono anche utilizzate cavità saline o acquiferi. Gli operatori di stoccaggio in Italia con concessioni attualmente operative sono due: Stoccaggi Gas Italia – Stogit (Gruppo Eni) e Edison Stoccaggio.

Stogit dispone di 8 concessioni operative:

- Brugherio, Ripalta, Sergnano e Settala, in Regione Lombardia;
- Cortemaggiore, Minerbio e Sabbioncello, in Regione Emilia Romagna;
- Fiume Treste, in Regione Abruzzo.

Edison Stoccaggio dispone di 2 concessioni già operative :

- Cellino, in Regione Abruzzo;
- Collalto, in Regione Veneto.

L'ubicazione di tali stoccaggi è rappresentata in Figura 2.3.

Per l'anno termico 2009-2010 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. working gas) pari a circa 14.3 BCM, come indicato nella tabella sottostante (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), 2010). La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5.1 BCM, come stabilito dal Ministero dello Sviluppo Economico, sulla base dei programmi di importazione dai Paesi non appartenenti all'Unione Europea comunicati dagli utenti, della situazione delle infrastrutture di importazione, nonché dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti.

### Tabella 2.4: Disponibilità di Stoccaggio in Italia nell'Anno Termico 2009-2010

	M(GJ)	M(m <sup>3</sup> ) STANDARD <sup>(A)</sup>
Spazio per stoccaggio strategico	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	363,4	9.235
<b>TOTALE</b>	<b>564,3</b>	<b>14.336</b>
Disponibilità giornaliera di punta per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	6,0 M(GJ)/giorno	152,3 M(m <sup>3</sup> )/giorno

(A) Determinati secondo i valori del PCS di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 e 39,4 MJ/m<sup>3</sup>.

La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto è ammontata a 9.2 BCM. La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, è pari complessivamente a circa 153 milioni di Sm<sup>3</sup>.

I risultati del conferimento effettuato dalle imprese di stoccaggio per l'anno termico 2009-2010 sono riportati nella Tabella sottostante (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), 2010).

**Tabella 2.5: Conferimenti di Capacità di Spazio negli Stoccaggi**

IMPRESE DI STOCCAGGIO	ANNO TERMICO 2007-2008		ANNO TERMICO 2008-2009	
	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) <sup>(A)</sup>	NUMERO OPERATORI	CAPACITÀ (GJ) <sup>(A)</sup>
Stogit	43	332.615.000	54	350.345.000
Edison Stoccaggio	15	14.322.968	15	13.067.179

(A) Per il sistema Stogit il PCS di riferimento è 39,4 MJ/m<sup>3</sup> standard, mentre per il sistema Edison è 38,1 MJ/m<sup>3</sup> standard.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

In termini di spazio per riserva attiva, le capacità conferite da Stogit per l'anno termico 2009-2010 hanno raggiunto 13.9 BCM, equivalenti a circa 547,7 milioni di GJ, considerando un potere calorifico superiore (PCS) pari a 39.4 MJ/Sm<sup>3</sup>. Rispetto all'anno termico 2008-2009, tenuto conto degli incrementi di capacità intervenuti nel corso dello stesso anno, lo spazio reso disponibile è aumentato di circa 0.4 BCM. Dei 13.9 BCM messi a disposizione da Stogit, ne sono stati riservati:

- 8.8 (pari a circa 346 milioni di GJ) ai servizi di modulazione e minerario;
- 0.11 (pari a circa 4 milioni di GJ) al bilanciamento operativo della rete di trasporto;
- 5.0 alla riserva strategica.

Le capacità di spazio per riserva attiva messe a disposizione da Edison Stoccaggio nell'anno termico 2009-2010 sono ammontate a circa 0.4 BCM. In tutto gli utenti del sistema di stoccaggio Edison sono stati 15: 14 utenti del servizio di modulazione (di cui 1 anche del servizio di stoccaggio strategico) e 1 del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto.

#### 2.4.6.2 Istanze di Concessione per Nuovi Stoccaggi

Nella Tabella 2.6 è riportato lo stato attuale delle istanze di concessione, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, per nuovi siti di stoccaggio, tutti da realizzare in giacimenti di gas esauriti tranne che nel caso di Rivara, dove è prevista la costituzione di un sito acquifero in unità litologiche profonde (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), 2010).

Alla fine di Aprile 2009 si è concluso l'iter autorizzativo del progetto nell'area di San Potito – Cotignola, in Provincia di Ravenna, gestito al 90% da Edison Stoccaggio e al restante 10% da Blugas Infrastrutture. Con il conferimento della concessione dal Ministero dello Sviluppo Economico, sono partiti i lavori di riconversione dei due giacimenti; l'entrata in esercizio degli impianti, attesa per il 2013, consentirà di incrementare di circa 900 milioni di m<sup>3</sup> l'attuale capacità di stoccaggio nazionale per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto e di 8 milioni di m<sup>3</sup>/giorno la capacità di erogazione massima alla punta.

Rispetto al 2008, si registrano novità anche per i progetti di Cornegliano (LO), Cugno Le Macine – Serra Pizzuta (MT), Sinarca (CB), Bagnolo Mella (BS) e Rivara (MO).

Dopo l'ottenimento del decreto che ha sancito l'esito positivo della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) nel Gennaio 2009, per il progetto di Cornegliano sviluppato da Ital Gas Storage (società partecipata al 51% da Gestione Partecipazioni, al 17% da Ascopiave, al 10% da Speia e da altre 4 società per il restante 22%) sono stati avviati nel Luglio scorso i procedimenti istruttori per l'ottenimento della dichiarazione di pubblica utilità e per il conferimento della concessione.

Passi avanti si sono registrati anche per il progetto di Cugno Le Macine – Serra Pizzuta sviluppato da Geogastock (dall'inizio del 2010 controllata al 100% dalla società svizzera Avelar Energy, a sua volta controllata dalla russa Renova Industries) che a regime consentirebbe di incrementare lo spazio per stoccaggio di circa 700 milioni di m<sup>3</sup> e la capacità di erogazione alla punta di 6.6 milioni di m<sup>3</sup>/giorno. Approvata la VIA a Febbraio 2009, in Agosto è stato pubblicato l'avviso al pubblico di avvio del procedimento e a fine anno si è tenuta la Conferenza dei servizi.

Nel 2009, inoltre, il progetto di Bordolano ha ottenuto il decreto di VIA (con prescrizioni), mentre il progetto di Bagnolo Mella in esame nel presente documento, ha ottenuto parere favorevole dalla Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie.

Sono infine del Luglio 2009 l'avviso al pubblico di avvio del procedimento per il progetto di Sinarca e dell'Aprile 2011 quello per il progetto di Palazzo Moroni.

Per quanto riguarda il progetto di Rivara, l'unico in acquifero, è da registrare la permanenza di un'opposizione a livello locale, nonostante l'iniziativa sia giudicata di elevato interesse a livello nazionale.

**Tabella 2.6: Istanze di Concessione di Stoccaggio a Marzo 2010**

Progetto	Società	Working Gas (milioni di m <sup>3</sup> )	Portata di punta (milioni di m <sup>3</sup> /g)	Situazione
----------	---------	--	---	------------



Progetto	Società	Working Gas (milioni di m <sup>3</sup> )	Portata di punta (milioni di m <sup>3</sup> /g)	Situazione
Alfonsine (RA)	Stogit	1,550	10	Autorizzato; l'avvio presenta difficoltà tecniche e ambientali; si valuta l'opportunità di utilizzare il campo per riserva strategica; stesura di un nuovo programma di lavori in corso
Bordolano (CR-BG)	Stogit	1,440	20	Autorizzato; VIA positiva con prescrizioni (Novembre 2009); possibile operatività a partire dall'anno termico 2010-2011
Cornegliano (LO)	Ital Gas (Gestione Partecipazioni 51%, Ascopiave 17%, Speia 10%, Italian Utilities 9%, Aim Vendite 5%, Az. Energetica Trading 5%, Petren 3%)	1,010	16.5	In fase autorizzativa; VIA positiva con prescrizioni (Gennaio 2009); avviati a luglio 2009: procedimento esproprio, dichiarazione di pubblica utilità e conferimento della concessione; Conferenza dei servizi (Novembre 2009)
Cugno Le Macine/Serra Pizzuta (MT)	Geogastock (Avelar Energy 100%)	742	6.6	In fase autorizzativa; VIA positiva con prescrizioni (Febbraio 2009); avviso al pubblico di avvio del procedimento (agosto 2009); Conferenza dei servizi (Novembre 2009)
Sinarca (CB)	Gas Plus Storage (60%), Edison Stoccaggio (40%)	324	3.6	In fase autorizzativa; VIA positiva con prescrizioni (Novembre 2008); avviso al pubblico di avvio del procedimento (Luglio 2009); in attesa di convocazione della Conferenza dei servizi
Palazzo Moroni (FM)	Edison Stoccaggio	70	0.8	In istruttoria: parere favorevole Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (Dicembre 2009); avvenuta presentazione VIA (Aprile 2011).
Poggiofiorito (TE)	Gas Plus Italiana	160	1.7	In istruttoria; all'esame della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie
Voltino (CR)	Blugas infrastrutture	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (Giugno 2008)
Romanengo (CR)	Enel Trade	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (Giugno 2008); avvenuta presentazione VIA (Ottobre 2008)
San Benedetto (AP)	Gas Plus Storage (51%), Gaz de France/Acea (49%)	n.d.	n.d.	In istruttoria; parere favorevole della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (Giugno 2008)
Rivara (MO) (in acquifero profondo)	Erg Rivara Storage (85% Independent Gas Management, 15% Erg)	3,000	32	In istruttoria; nel 2007 ha ottenuto parere negativo alla VIA per indeterminazioni progettuali e carenze documentali; progetto avversato dai Comuni interessati; integrazione documentazione per rilascio VIA (Settembre 2009)

### 3 INQUADRAMENTO GEOMINERARIO E STORIA PRODUTTIVA DEL GIACIMENTO BAGNOLO MELLA

Nel presente Capitolo viene fornita una descrizione delle caratteristiche geominerarie del giacimento denominato “Bagnolo Mella” e una breve descrizione della sua storia produttiva (Edison Stoccaggio, 2011a).

Il giacimento di Bagnolo Mella ricade all'interno della Concessione di coltivazione “Bagnolo Mella” (titolarità 100% ENI) ricomprensente, oltre al giacimento di Bagnolo Mella, anche quello di Leno. Entrambi i giacimenti sono attualmente esauriti.

Il reservoir di Bagnolo Mella ha conformazione, meccanismo produttivo e caratteristiche petrofisiche che suggeriscono la trasformazione dello stesso giacimento a stoccaggio sotterraneo di gas naturale.

#### 3.1 CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE BAGNOLO MELLA

Il giacimento esaurito a gas naturale “Bagnolo Mella” ricade nella concessione di coltivazione “Bagnolo Mella”, di superficie pari a 60.43 km<sup>2</sup>. Questa concessione è stata conferita ad ENI S.p.A. nel 1997 e la scadenza del titolo minerario è fissata al 1 Gennaio 2017. Le coordinate geografiche dei vertici della concessione, espresse nel sistema di riferimento Roma 40 (Monte Mario) sono riportate nella seguente tabella (UNMIG, 2011).

**Tabella 3.1: Coordinate Geografiche dei Vertici della Concessione di Coltivazione “Bagnolo Mella” (UNMIG – Sito Web)**

Vertice	Longitudine	Latitudine
a	-2° 21'	45° 26'
b	-2° 16'	45° 26'
c	-2° 16'	45° 25'
d	-2° 13'	45° 25'
e	-2° 13'	45° 22'
f	-2° 19'	45° 22'
g	-2° 19'	45° 24'
h	-2° 21'	45° 24'
i	-2° 21'	45° 26'

La successiva tabella mostra l'andamento della produzione di gas dal titolo minerario nel corso degli anni, fino al suo esaurimento. La produzione media annuale per la concessione risulta essere stata pari a circa 2,580 migliaia di Sm<sup>3</sup>.

**Tabella 3.2: Produzione Annuale di Gas Naturale “Concessione di Coltivazione Bagnolo Mella” (UNMIG – Sito Web)**

Anno	Produzione [migliaia di Sm <sup>3</sup> ]
Precedente	1.327.800
1980	5.096
1981	2.471
1982	3.128
1983	4.672
1984	4.349

Anno	Produzione [migliaia di Sm <sup>3</sup> ]
1985	4.005
1986	2.645
1987	2.254
1988	3.151
1990	4.487
1991	3.197
1992	2.683
1993	2.337
1994	2.093
1995	1.940
1996	2.021
1997	1.420
1999	2.032
2000	3.706
2001	681
2002	448
2003	140
2004	391
Totale	1.387.147

Tale produzione è stata assicurata dallo sfruttamento del giacimento di Bagnolo Mella oggetto del presente progetto di conversione a stoccaggio e del giacimento di Leno.

## 3.2 GIACIMENTO DI BAGNOLO MELLA

### 3.2.1 Dati Generali di Campo

Il giacimento di Bagnolo Mella è costituito da una struttura anticlinale orientata NordOvest-SudEst in cui dal Messiniano al Pliocene inferiore si sono depositati depositi clastici di origine continentale, che prendono il nome di Ghiaie di Sergnano.

La discontinuità di tali depositi ha portato a diverse eteropie di facies con le soprastanti rocce di copertura delle Argille del Santerno costituendo così delle trappole stratigrafico-strutturale.

Le formazioni incontrate durante la perforazione dei pozzi del campo sono le seguenti:

- Alluvioni dell'Olocene, di deposito continentale, costituite da depositi ghiaiosi e sabbiosi;
- Formazione Sabbie di Asti, di età pleistocenica, depositasi in ambiente di piattaforma poco profonda durante la fase di riempimento del bacino padano. Lo spessore consistente è prevalentemente costituito da sabbie a grana variabile e qualche livelletto argilloso;
- Formazione Argille del Santerno, datate Pliocene inferiore, medio e superiore, poggia sulla discordanza del Messiniano. Essendo una formazione molto potente, formata in prevalenza da argille con qualche livelletto sabbioso soprattutto nella parte alta, costituisce una ottima roccia di copertura assicurando la formazione di accumuli di idrocarburi nelle formazioni sottostanti in tutta l'area del margine settentrionale della Pianura Padana;

- Formazione Ghiaie di Sergnano, di età Messiniana, di ambiente continentale rappresenta la roccia serbatoio del giacimento in esame. Essa è costituita da depositi grossolani soprattutto ghiaie e sabbie con rare intercalazioni argillose;
- Formazione Marne di Gallare, datate Miocene inferiore, costituite da marne talora siltose.

All'interno della Formazione Ghiaie di Sergnano è risultato mineralizzato a gas un livello suddiviso da un setto argilloso in due livelli, A e B.

Quella di Bagnolo Mella è una trappola di tipo misto "strutturale-stratigrafica". La copertura è garantita dal complesso delle "Argille del Santerno" (Pliocene inferiore, medio e superiore). Si tratta di una formazione di grande spessore, formata in prevalenza da argille con qualche livelletto sabbioso soprattutto nella parte alta. Il reservoir appartiene alla Formazione Ghiaie di Sergnano ed è costituito da 2 sottolivelli ("A", e "B") separati da un setto argilloso, che non isola idraulicamente i due corpi.

Si vedano nella figura seguente le mappe del top strutturale dei livelli A e B.

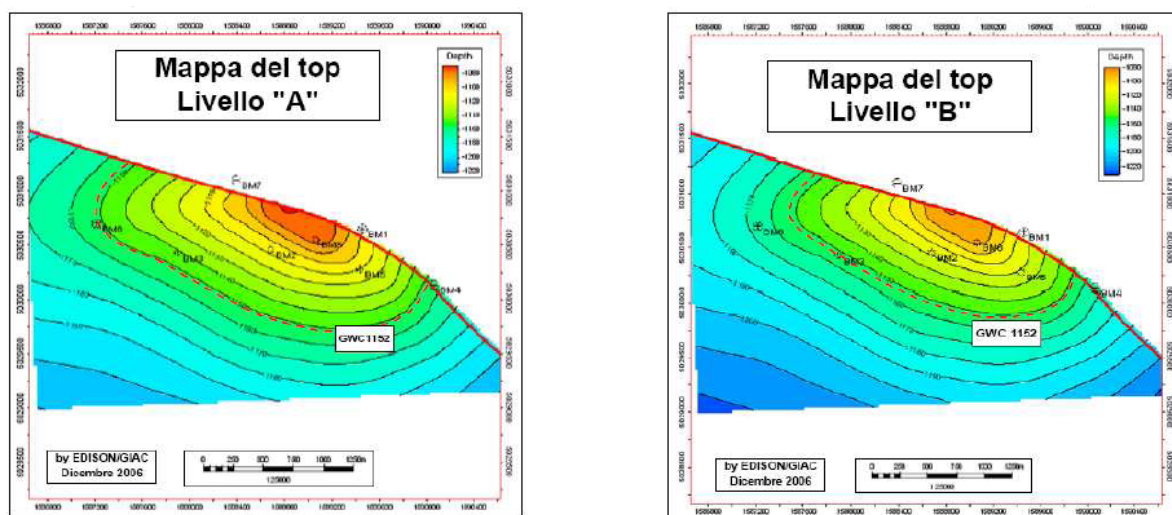


Figura 3.a: Mappe del Top Strutturale dei Livelli A e B

### 3.2.2 Storia del Giacimento Bagnolo Mella

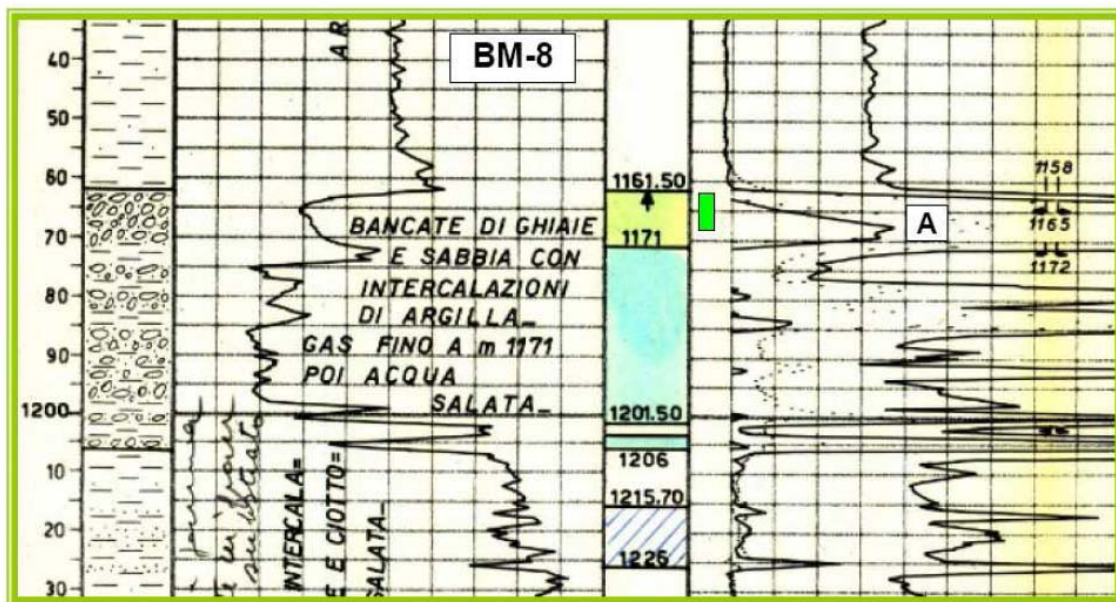
Il giacimento di Bagnolo Mella è stato coltivato con 4 pozzi (BM-2-3-5-8), completati in singolo convenzionale con tubing di produzione di diametro 2<sup>7/8</sup>". La produzione è iniziata nel Luglio 1956 con i pozzi BM-2-3-5; dall'Ottobre 1963 è entrato in produzione il pozzo BM-8.

La produzione cumulativa del campo è stata pari a circa 639 Milioni Sm<sup>3</sup>. La fine produttiva e la chiusura di tutti i pozzi (2001), è avvenuta progressivamente per arrivo di acqua di strato.

Il pozzo BM-8, ha prodotto fino all'Agosto 2000 alimentando un impianto di generazione elettrica.

La pressione di giacimento da 136.1 kg/cm<sup>2</sup>a (pressione originaria) per effetto della produzione è scesa fino a 88 kg/cm<sup>2</sup>a. In seguito la pressione è risalita per effetto dell'espansione dell'acquifero.

Il contatto gas - acqua originario è stato identificato ad una profondità di 1,152 m/s.l.m.. L'acquifero è unico per entrambi i livelli. Si stima che al 1 Gennaio 2007 esso sia risalito di oltre 73 metri rispetto alla posizione originaria, raggiungendo la quota di 1,078.7 m/s.l.m (si veda la figura seguente).



**Figura 3.b: Giacimento di Bagnolo Mella, Livello dell'Acquifero (Gennaio 2007)**

La stima volumetrica del gas in posto originario ricavata dallo studio del comportamento dinamico del giacimento risulta compatibile con la stima volumetrica statica. La cumulativa di gas (639 Milioni di Sm<sup>3</sup>) indica un Recovery Factor pari al 56.2% rispetto al Gas Originariamente in Posto (GOIP) dinamico.

Sono stati utilizzati parametri petrofisici medi derivati dalle analisi dei log e i risultati del calcolo volumetrico sono presentati nella tabella seguente.

**Tabella 3.3: Giacimento di Bagnolo Mella, Risultati del Calcolo Volumetrico**

Livello	GBV (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	$\phi$ (%)	Sw (%)	N/G (%)	Bgi (m <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	GOIP (MSm <sup>3</sup> )
"A"	17,677	24	20	90	0,00699	437
"B"	34,756	24	20	75		716
<b>Totale</b>	<b>52,433</b>					<b>1153</b>

Il meccanismo di produzione dominante in giacimento è la "forte spinta d'acqua". L'acquifero ha fatto sentire la sua presenza fin dall'inizio della produzione, tuttavia la massima influenza si è manifestata nel momento in cui la produzione ha cominciato a declinare (chiusura dei pozzi per acqua), fino alla chiusura.

I pozzi sono stati chiusi per alta produzione d'acqua di strato. Il progressivo "allagamento" è avvenuto in maniera abbastanza regolare, coerentemente con la situazione strutturale di ogni pozzo.

La permeabilità media del serbatoio, valutata rielaborando i dati delle prove di produzione, risulta pari a 33 mD e la porosità media è pari a circa il 24%.

E' stato costruito un modello analitico di simulazione (Pressure History Match) che ha fornito il GOIP dinamico, confermato dal bilancio di massa e dalle caratteristiche dell'acquifero (dimensioni, produttività, tempo di risposta alle sollecitazioni). Il match degli arrivi d'acqua ai pozzi è stato ottenuto sulla base della distribuzione del volume poroso in funzione dell'altezza dal contatto gas-acqua (GWC - Gas Water Contact) originario, e per Trial & Error sulla Saturazione in gas residuo (Sgr) dietro il fronte d'acqua. Quest'ultima a fine match risulta pari al 36%, valore piuttosto elevato che indica una bassa efficienza di spiazzamento (ASE - Areal Sweep Efficiency), con zone del giacimento probabilmente rimaste non drenate dietro il fronte d'acqua.

L'acquifero è particolarmente attivo. Il massimo declino della pressione di giacimento rispetto alla originaria (136 kg/cm<sup>2</sup>a) si è verificato dopo 10 anni di produzione, quando la pressione media raggiunse il valore minimo di 88 kg/cm<sup>2</sup>a. L'acquifero ha invaso successivamente il giacimento per circa il 95% raggiungendo praticamente il top strutturale. A fine produzione si è avuta una forte ripressurizzazione del giacimento, fino a circa 126 kg/cm<sup>2</sup>a.

### 3.2.3 Pressioni Registrate ai Pozzi

Il comportamento del campo è stato ben monitorato con frequenti controlli al fondo che hanno evidenziato il rapido declino dovuto al grande ritmo di produzione (pressione statica minima di circa 88 kg/cm<sup>2</sup>a misurata sul pozzo Bagnolo Mella 8 nel 1965); a seguito della chiusura dei pozzi per acqua e conseguente riduzione di produzione si assiste ad una ripressurizzazione dovuta all'espansione dell'acquifero.

Il comportamento delle pressioni storiche registrate ai pozzi (datum 1,140 m/s.l.m.) è presentato nella figura seguente.

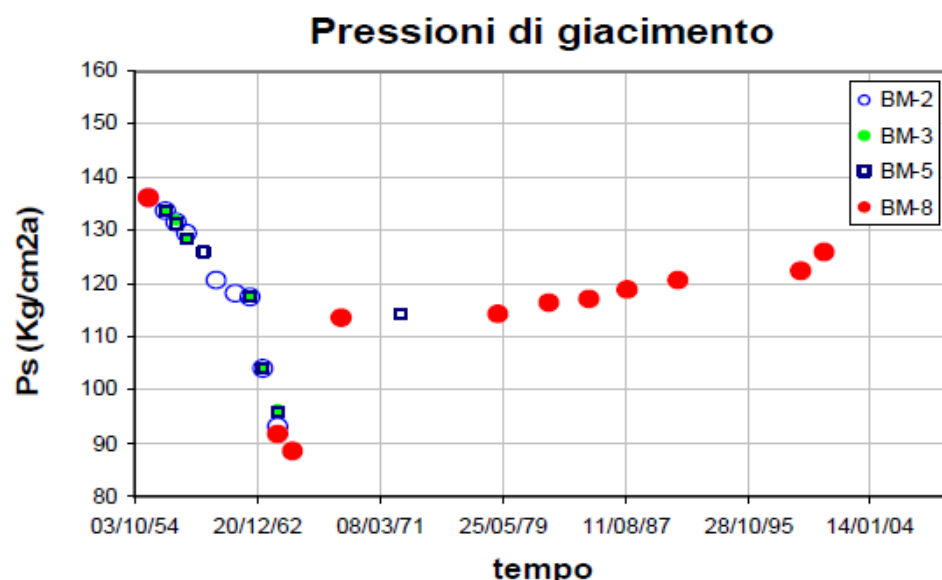


Figura 3.c: Andamento Pressioni di Giacimento

Il comportamento della pressione statica di fondo ha indicato un acquifero attivo che si manifesta con grande vigore dal momento in cui la produzione diminuisce fino alla chiusura del campo e oltre.

## **4 DESCRIZIONE DEL PROGETTO**

Il progetto Bagnolo Mella consiste nella realizzazione di uno stoccaggio gas in giacimento (Edison Stoccaggio, 2011b).

Si prevede di convertire il campo di produzione gas Bagnolo Mella in campo di stoccaggio, raggiungendo il 100% della pressione statica originaria del giacimento e capacità stimata di working gas pari a 88 MSm<sup>3</sup>, portata di punta in erogazione e in iniezione pari a 0.6 MSm<sup>3</sup>/g. Il cushion gas si stima pari a 18 MSm<sup>3</sup>.

L'obiettivo generale del progetto è il miglioramento della gestione della risorsa gas naturale al fine di garantire i servizi richiesti dall'utenza, su scala nazionale, e contribuire alla costituzione di un mercato competitivo su scala internazionale.

La riconversione a stoccaggio prevede:

- work-over del pozzo Bagnolo Mella 8;
- costruzione della Centrale di trattamento (capacità pari a 0.6Smc/g) e di compressione (potenza pari a 1.2MW). La Centrale sarà realizzata ampliando l'area attualmente occupata dal pozzo BM-8 e da altre apparecchiature a servizio delle attività di coltivazione;
- posa di un metanodotto (DN 200, 8") di lunghezza di circa 3.2 km per la connessione della Centrale alla Rete Nazionale Gasdotti (RNG) e la realizzazione di una stazione di misura nel punto di allaccio alla rete.

La localizzazione delle aree esistenti oggetto di interventi, del metanodotto di collegamento e della stazione di misura a progetto è riportata nella Figura 4.1.

Il gas, una volta trattato per essere idoneo alle specifiche di vendita, verrà inviato sotto controllo di portata e pressione alla rete di trasporto Snam Rete Gas (SRG), mentre durante il periodo di iniezione il gas proveniente dalla rete di trasporto SRG sarà compresso in Centrale e iniettato nel pozzo.

Il Capitolo, oltre alla presente introduzione relativa alla descrizione generale del progetto, risulta così strutturato:

- concessione di stoccaggio e prestazioni attese (Paragrafo 4.1);
- descrizione del processo per lo stoccaggio (Paragrafo 4.2);
- identificazione e descrizione di nuove opere e impianti (Paragrafo 4.3).

### **4.1 CONCESSIONE DI STOCCAGGIO E PRESTAZIONI ATTESE**

#### **4.1.1 Concessione di Stoccaggio Bagnolo Mella**

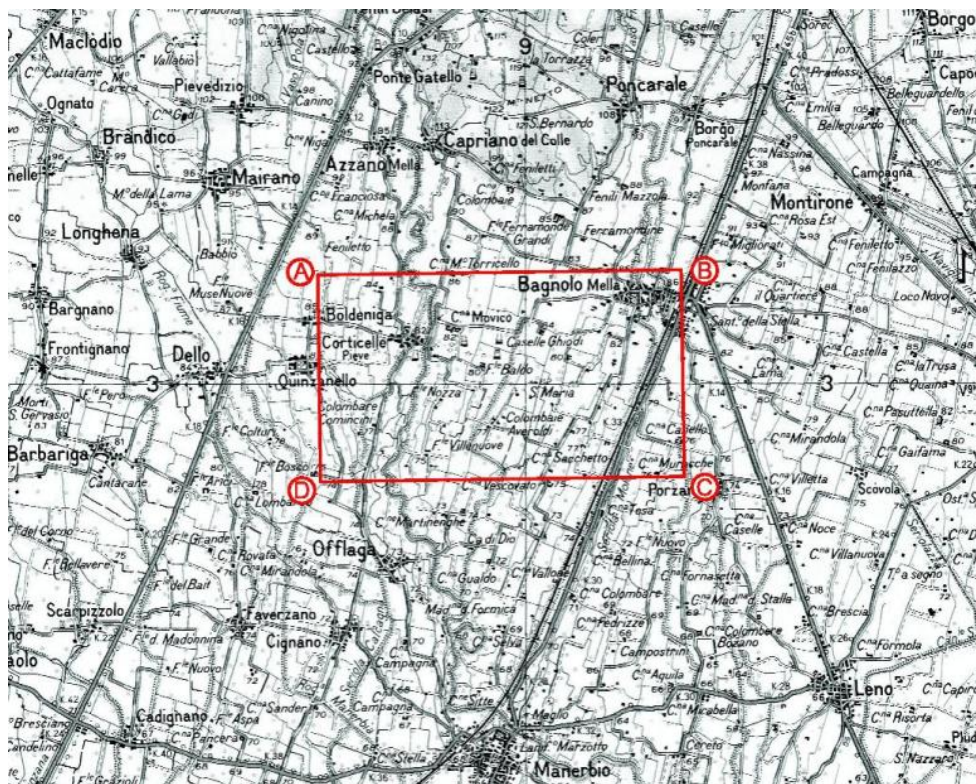
Il giacimento a gas naturale "Bagnolo Mella" ricade all'interno della Concessione di coltivazione "Bagnolo Mella" (titolarità 100% ENI) ricomprensiva, oltre al giacimento di Bagnolo Mella, anche quello di Leno.

In data 17 Settembre 2007 Edison Stoccaggio S.p.A. e Retragas S.r.l. (Gruppo ASM Brescia) hanno presentato istanza di concessione di stoccaggio denominata "Bagnolo Mella"



Stoccaggio, la quale ha avuto parere favorevole della commissione CIRM (Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie).

L'area richiesta per la concessione di stoccaggio corrisponde al poligono rappresentato nella figura seguente.



**Figura 4.a: Area Richiesta per la Concessione di Stoccaggio**

Le coordinate dei vertici della concessione in istanza sono riportati nella seguente tabella (UNMIG – Sito Web).

**Tabella 4.1: Limiti della Concessione di Stoccaggio “Bagnolo Mella” in Istanza (UNMIG – Sito Web)**

Vertici	Coordinate ( Roma 40 Monte Mario)	
	Longitudine W	Latitudine
A	-2°21'	45°26'
B	-2°16'	45°26'
C	-2°16'	45°25'
D	-2°13'	45°25'

#### 4.1.2 Previsione delle Prestazioni dello Stoccaggio

Il progetto prevede di convertire il campo di produzione gas naturale esaurito in campo di stoccaggio, raggiungendo il 100% della pressione originaria del giacimento (Edison Stoccaggio, 2011b).

Le portate e le pressioni del gas previste a testa pozzo sono riportate nella tabella seguente.

**Tabella 4.2 Prestazioni dello Stoccaggio, Portate e Pressioni del Gas a Testa Pozzo**

Tempo (mesi)	Iniezione			Erogazione		
	Portata (Sm <sup>3</sup> /g)	p TP (kg/cm <sup>2</sup> a) <sup>(1)</sup>	p TP (bar g)	Portata (Sm <sup>3</sup> /g)	p TP (kg/cm <sup>2</sup> a) <sup>(1)</sup>	p TP (bar g)
0 (inizio mese 1)	567,412	144.9	141	567,412	80.9	78.3
1	559,211	147.1	143.3	542,763	78.5	75.9
2	526,316	147.4	143.5	516,447	77.4	74.9
3	493,421	147.5	143.6	493,421	76.3	73.8
4	460,526	147.4	143.5	470,395	75.5	73
5	427,632	147.2	143.3	447,368	75.1	72.6
6	427,632	148.4	145.5	424,342	74.8	72.3
<b>MAX PORTATA<sup>2</sup></b>	<i>625,000</i>	<i>144.9</i>	<i>141</i>	<i>625,000</i>	<i>80.9</i>	<i>78.3</i>
<b>MIN PORTATA<sup>3</sup></b>	<i>384,000</i>	<i>148.4</i>	<i>145.5</i>	<i>380,000</i>	<i>74.8</i>	<i>72.3</i>

Note:

(1) Valori corrispondenti alla Pressione di Testa Pozzo ("Flowing Tube Head Pressure, FTHP")

(2) Arrotondamento per eccesso della massima portata (t = 0) + 10%

(3) Arrotondamento per difetto della minima portata (t = 6) - 10%

## 4.2 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROCESSO

La Centrale sarà principalmente costituita da due sezioni (Edison Stoccaggio, 2011b):

- la sezione di trattamento gas, che include separazione gas/liquido, disidratazione e misure, completa di tutti i sistemi di sicurezza e controllo necessari;
- la sezione di compressione, costituita da un elettrocompressore a servizio dello stoccaggio.

L'impianto nel suo complesso è concepito e progettato in modo da essere idoneo al funzionamento sia durante la campagna di "erogazione" sia durante la campagna di "iniezione (stoccaggio)". Il passaggio dal funzionamento in erogazione a quello in iniezione sarà completamente automatizzato in modo tale da consentire un utilizzo flessibile dell'impianto per soddisfare le richieste di punta del mercato del gas.

Durante il **periodo di erogazione** il gas estratto dal pozzo sarà trattato per essere idoneo alle specifiche di vendita, e quindi inviato sotto controllo di portata e pressione alla rete di trasporto SRG.

Durante il **periodo di iniezione** invece il gas proveniente dalla rete di trasporto SRG sarà compresso nell'area di Centrale e iniettato nel giacimento di stoccaggio attraverso il pozzo.

Il dettaglio relativo alla descrizione del processo nelle due fasi sopra citate è illustrato nei paragrafi seguenti.

#### 4.2.1 Fase di Erogazione

Durante l'assetto operativo di erogazione il gas, estratto dal pozzo viene trattato per essere idoneo all'immissione alla rete di trasporto SRG.

La modalità di erogazione sarà quella di erogazione spontanea. Il gas, con pressione superiore alla pressione del metanodotto SRG, verrà immesso in rete per pressione propria; si prevede che la pressione del giacimento sia sufficiente per tutti i 6 mesi di erogazione previsti.

Durante la campagna di erogazione, il gas in uscita dal pozzo sarà inviato, attraverso una linea dedicata, al *separator* di testa pozzo. Nel separatore la fase liquida, costituita da acqua di strato ed eventuali solidi trascinati, verrà separata per gravità dal gas. A valle del separatore, il gas viene misurato utilizzando una misura tecnica di testa pozzo.

Oltre al processo di separazione, in area pozzo, il gas subirà solamente un trattamento iniziale per l'inibizione della formazione d'idrati con immissione di modeste quantità di monoetilenglicole (MEG), a valle della misura tecnica e a monte della valvola di regolazione.

All'uscita dal separatore di testa pozzo il gas sarà inviato alla Centrale per poter essere trattato. Il trattamento vero e proprio del gas infatti sarà eseguito in area centrale, che nel caso in oggetto si trova a poche decine di metri dal pozzo stesso.

Nell'area pozzo l'iniezione di MEG sarà realizzata mediante uno skid composto da un serbatoio di accumulo, da filtri a cartuccia e da pompe dosatrici posizionato in Centrale.

L'acqua di strato scaricata dal separatore di testa pozzo sarà recuperata nel serbatoio raccolta drenaggi locato in centrale. L'acqua prodotta dal pozzo sarà conteggiata tramite apposito contatore implementato a DCS.

Considerata la contiguità tra pozzo e area centrale, per l'alimentazione delle utenze strumentali si utilizzerà l'aria compressa fornita dal relativo sistema di produzione installato in area centrale.

In Centrale il gas proveniente dal pozzo verrà inviato a un *separator di produzione* che separerà il glicole trascinato ed eventuali residui d'acqua. La fase liquida separata, costituita soprattutto da MEG, verrà convogliata verso un serbatoio di raccolta drenaggi MEG prima di essere smaltita tramite autobotte. In uscita dal separatore di produzione il gas verrà misurato (misura fiscale UNMIG).

In fase di erogazione, considerata la temperatura minima del gas a testa pozzo pari a 20°C, si prevede che non sia necessario riscaldare il gas erogato per aumentarne la temperatura in ingresso alla colonna di disidratazione al fine di garantirne un adeguato funzionamento ed efficienza.

In seguito alla misurazione (misura UNMIG) il gas sarà convogliato verso la sezione di disidratazione e quindi verso il punto di consegna di SRG che si trova a circa 3 km dalla centrale stessa.

La regolazione di pressione è effettuata dalla valvola a valle del sistema di disidratazione. Tale valvola regolerà la pressione di funzionamento della colonna di disidratazione ad un valore prossimo alla pressione di testa pozzo ridotto delle perdite di carico di linea e apparecchiature, mantenendo comunque un adeguato margine per consentire alla valvola FV installata a testa pozzo per poter regolare la portata richiesta.

Tale modalità di regolazione permette di ottenere i seguenti vantaggi:

- il sistema di disidratazione è esercito a condizioni di pressioni prossimi ai valori di testa pozzo (a meno delle perdite di carico);
- la temperatura del gas in ingresso al sistema di disidratazione è mantenuta superiore a 15°C in tutte le condizioni di esercizio;
- la laminazione nella valvola FV in uscita testa pozzo è minimizzata. La temperatura del gas si mantiene sempre al di sopra della temperatura di formazione degli idrati.

In erogazione spontanea non sarà possibile fornire gas a SRG con pressione pari alla massima di consegna ammissibile in tutti i mesi di erogazione. Sono stati quindi eseguiti i bilanci di materia significativi, sia per la fase di erogazione spontanea sia per la fase di iniezione, riportati in dettaglio nel progetto della Centrale. Si riporta a titolo di esempio la condizione simulata nel bilancio di materia “CASO C: Erogazione spontanea, sesto mese”; l'impianto sarà in grado di fornire la portata richiesta qualora la pressione al punto di consegna SNAM si mantenga inferiore a 63.4 bar g.

La sezione di trattamento gas è costituita da un filtro separatore che separa l'eventuale MEG ancora presente ed i residui d'acqua trascinati, da una colonna di disidratazione e da un filtro separatore a valle, che separa il TEG ed i residui d'acqua trascinati. La fase liquida separata nel filtro a monte della disidratazione verrà convogliata al serbatoio di raccolta drenaggi MEG, prima di essere smaltita attraverso autobotte.

L'unità di disidratazione sarà costituita da una colonna ad assorbimento che, grazie agli interni installati, favorisce il contatto in controcorrente tra il gas da trattare e il glicole trietilenico (TEG). Sfruttando l'affinità del TEG con il vapore d'acqua contenuto nel gas se ne renderà possibile l'assorbimento e la conseguente riduzione del contenuto di acqua di saturazione. Il glicole che uscirà dal fondo della colonna di disidratazione e dal filtro a valle sarà riconcentrato in un rigeneratore prima di essere riutilizzato per un nuovo ciclo di assorbimento.

Il gas anidro in uscita dalla disidratazione verrà inviato al metanodotto di lunghezza pari a circa 3.2 km che collegherà la Centrale con la rete nazionale gasdotti. Nella stazione di misura realizzata adiacente al punto di consegna SRG, a seguito di filtrazione e misura fiscale, il gas sarà consegnato alla rete di trasporto in accordo alle specifiche di vendita (punto di rugiada “*dew point*” in acqua -5 °C a 70 barg, punto di rugiada “*dew point*” in idrocarburi inferiore a 0 °C tra 1 e 70 barg).

#### 4.2.2 Fase di Iniezione

Durante l'assetto operativo di iniezione, il gas prelevato dalla rete di trasporto, subirà un processo di filtrazione e di misura fiscale (SRG) nei pressi del punto di prelievo dal metanodotto SRG; una volta arrivato in Centrale il gas verrà inviato al compressore.

L'unità di compressione della centrale sarà costituita da una sola unità dimensionata per il 100% della portata. Il controllo di portata in fase di iniezione sarà effettuata direttamente dal sistema di compressione.

In uscita dalla sezione di compressione il gas verrà misurato nella misura UNMIG. Mediante il piping interno di Centrale il gas attraverserà la misura tecnica, e sarà stoccato in giacimento by-passando il separatore di testa pozzo. Eventualmente il gas potrà transitare

dal separatore di testa pozzo per separare eventuale MEG depositato lungo il pipino durante la campagna di erogazione.

### 4.3 NUOVE OPERE E IMPIANTI

Nel presente paragrafo vengono illustrati gli impianti necessari per l'esercizio del campo di stoccaggio di Bagnolo Mella (Edison Stoccaggio, 2011b).

#### 4.3.1 Area di Centrale

La Centrale Stoccaggio Gas di Bagnolo Mella sarà realizzata su un terreno pianeggiante. L'area ha una estensione di 7,350 m<sup>2</sup>, con dimensioni massime dei lati di 110 m x 66.8 m come mostrato nella planimetria riportata in Figura 4.2.

L'area di Centrale è costituita da un'area pozzo e da un'area dedicata alla Centrale di Compressione e Trattamento del gas vera e propria.

##### 4.3.1.1 Area Pozzo

La postazione sarà caratterizzata dalla presenza di una testa pozzo con gabbie di protezione. Saranno presenti le seguenti apparecchiature/strumentazioni (Figura 4.2):

- un separatore gas/liquido protetto da una valvola di sicurezza di pressione (“*Pressure Security Valve – PSV*”) e da una valvola di scarico (“*Blow Down Valve - BDV*”), dall'altissimo livello di liquido e dalla valvola di depressurizzazione manuale per manutenzioni straordinarie;
- un sistema di regolazione di portata costituito da una valvola per il controllo del flusso “*FCV*” (“*Flow Control Valve*”), da un misuratore di portata gas, da un trasmettitore di pressione e uno di temperatura per la compensazione della misura di portata stessa.

##### 4.3.1.2 Centrale di Trattamento e Compressione

###### 4.3.1.2.1 Opere Civili

Tutti gli interventi di costruzione relativi alla Centrale Gas di Bagnolo Mella saranno realizzati in un'area contigua all'esistente pozzo BM-8, per gran parte aree attualmente ancora occupate da infrastrutture al servizio del giacimento Bagnolo Mella (si veda la Figura 4.2). L'area occupata dalla nuova Centrale è pari a circa 7,350 m<sup>2</sup>. Parte dell'area di cantiere occuperà una porzione di territorio esterna al perimetro della Centrale.

Le principali opere civili previste sono:

- pali di fondazione (da verificarne l'effettiva necessità);
- vasche;
- fondazioni per apparecchiature (torcia, candela, Pipe Rack, ecc);
- basamento per compressore gas e relativo edificio;
- fabbricato edificio elettrico/sala controllo, uffici e magazzino;
- muri tagliafiamma trasformatori;
- recinzione dell'area con pannelli grigliati, sottostante cordolo in calcestruzzo e sovrastanti fili spinati;

- viabilità e piazzali inghiaaiati;
- delimitazione impianti con cordoli;
- rete drenaggio acque meteoriche;
- rete di scarico acque sanitarie comprensiva di fossa settica;
- fondazioni pali luce e rete alimentazione elettrica con canalizzazioni e pozzetti;
- tettoia per olio in fusti.

Edificio uffici, elettrico/sala controllo, uffici e magazzino

L'edificio è strutturato su un piano, con dimensioni in pianta di 31 m x 11 m. L'altezza della costruzione, al canale di gronda, è di + 5 m, l'edificio è costituito da un unico piano a quota +0.00 m.

L'illuminazione naturale avviene lateralmente mediante aperture finestrate disposte lungo i due fronti principali dell'edificio.

Il fabbricato è diviso in quattro zone:

- zona edificio elettrico;
- zona sala controllo;
- zona uffici, servizi, spogliatoio e magazzino;
- zona cabina Enel.

I trasformatori sono sistemati all'esterno in apposite baie delimitate da muri tagliafuoco

La struttura portante è in telai di cemento armato con solaio di copertura in laterocemento, tetto piano provvisto di pannelli isolanti e di impermeabilizzazione in guaina bituminosa e protezione in ghiaia. Le pareti sono a cassa vuota intonacate e pitturate.

Il piano di calpestio è realizzato con pavimento flottante nella sala controllo e con piastrelle in monocottura per gli altri locali.

L'edificio è provvisto di impianto di condizionamento posizionato in copertura, costituito da unità terminali interne del tipo a cassetta idronica (fan-coil) a soffitto, con gruppo per produzione di acqua calda e refrigerata costituito da pompa di calore ad acqua condensata ad aria/acqua con controllo di condensazione, avente integrazione con caldaia murale alimentata a gas metano, necessaria anche per la produzione di acqua calda sanitaria. La regolazione della temperatura ambiente avviene a mezzo di termostato a parete. L'impianto di rinnovo aria ambiente sarà costituito da recuperatore di calore ad alta efficienza con distribuzione canalizzata e diffusione aria all'interno degli ambienti a mezzo di bocchette; il recuperatore sarà dotato di batteria di post-riscaldamento e di comando a parete per velocità e termostato ambiente.

Edificio Compressore Gas

L'edificio è strutturato su un piano, con dimensioni in pianta di 12.96 m x 9.96 m ed altezza al canale di gronda pari a 6.6 m.

La struttura principale è costituita da telai a travi-pilastrati realizzati mediante profili in carpenteria metallica prefabbricati e poi saldati o imbullonati in opera. La struttura secondaria è invece costituita dalle traversine e dai controventi in acciaio. La copertura è del

tipo a falde, mentre i montanti sono ancorati mediante piastre di base e tirafondi alle fondazioni in calcestruzzo armato.

La chiusura verticale e quella orizzontale di copertura sono realizzate mediante pannelli metallici preverniciati del tipo “sandwich”, con strato di isolamento termico incorporato all'interno, e costituito da un materassino di lana minerale.

#### 4.3.1.2.2 Unità di Processo e Apparecchiature Installate

La Centrale è composta dalle due seguenti sezioni principali sezione (Edison Stoccaggio, 2011b):

- sezione di compressione;
- sezione di trattamento gas e connessione al metanodotto di collegamento alla rete SRG.

Per quanto concerne la **sezione di compressione**, le principali apparecchiature installate sono:

- un sistema di compressione che ha lo scopo di comprimere il gas durante la fase di iniezione al fine di garantirne una pressione adeguata affinché possa essere immesso nel pozzo del campo gas di Bagnolo Mella;
- una serie di valvole SDV e di sfiato (*blow down valve* – BDV) che consentano di compartimentare e quindi sfiatare in automatico alla candela fredda il gas presente nella sezione in oggetto;
- una serie di valvole di sfiato manuali poste sulle apparecchiature che compongono la stazione di compressione finalizzate alla depressurizzazione delle stesse in caso di manutenzione straordinaria.

Per quanto concerne la **sezione di trattamento gas e connessione al metanodotto di collegamento alla rete SRG**, è prevista l'installazione di:

- un separatore di ingresso in centrale protetto da una PSV, depressurizzabile manualmente per manutenzione straordinaria ed in modo automatico in emergenza. Il sistema ha lo scopo di separare il trascinalimento di acqua di strato e MEG proveniente dal piping interno che collega l'area pozzo alla Centrale durante la fase di erogazione spontanea;
- un filtro separatore a protezione della colonna di disidratazione che ha lo scopo di separare l'eventuale MEG trascinato dalla fase gas dal separatore di Centrale;
- la colonna di disidratazione gas che ha lo scopo di rendere anidro il gas erogato secondo le specifiche SRG;
- il sistema di rigenerazione TEG che ha lo scopo di rigenerare il TEG umido affinché possa essere riutilizzato nella colonna di disidratazione stessa;
- un filtro di recupero TEG che ha lo scopo di trattenere l'eventuale TEG trascinato dal gas anidro in uscita dalla colonna di disidratazione;
- una valvola di regolazione di pressione che ha lo scopo di realizzare un funzionamento della colonna di disidratazione alla pressione di ottimo e limitare la pressione verso il metanodotto di connessione alla rete SRG come richiesto dal DM 17 Aprile 2008;

- tre valvole di *shut down* che hanno lo scopo di isolare la Centrale rispetto al metanodotto di collegamento con la rete SRG, di cui una utilizzata per la fase di iniezione, una per quella di erogazione e una comandata dal sistema HIPPS.

#### 4.3.2 Metanodotto e Stazione di Misura

Il progetto prevede la realizzazione di un nuovo metanodotto che collegherà l'area di Centrale con la rete nazionale dei gasdotti esistente, interessando i territori dei Comuni di Capriano del Colle, Dello e Bagnolo Mella, in Provincia di Brescia. In corrispondenza della connessione alla rete SRG prevista sul metanodotto 34" Zimella (VR) – Sergnano (CR) verrà realizzata anche una stazione di misura (Comune di Bagnolo Mella). Si veda il tracciato del metanodotto e l'ubicazione della stazione di misura in Figura 4.3.

Il presente paragrafo presenta un'analisi dei principali criteri generali di progettazione della linea e delle sue caratteristiche tecniche generali, oltre ad una breve descrizione del tracciato e della fascia di servitù (Edison Stoccaggio, 2011c).

##### 4.3.2.1 Criteri Generali di Progettazione

Il tracciato del metanodotto è stato definito applicando i seguenti criteri:

- la possibilità di ripristinare le aree attraversate, riportandole alle condizioni morfologiche e di uso del suolo preesistenti all'intervento, minimizzando l'impatto ambientale sulle aree attraversate;
- transitare il più possibile in aree a destinazione agricola evitando, ovvero limitando, l'attraversamento di aree in cui è previsto uno sviluppo futuro per edilizia residenziale o industriale;
- evitare le aree franose o soggette a dissesto idrogeologico, le aree di rispetto delle acque sorgive, le aree costituite da terreni paludosi e/o torbosi;
- ridurre al minimo i vincoli alle proprietà private, determinando servitù del metanodotto con un numero ristretto di soggetti;
- garantire al personale preposto all'esercizio e alla manutenzione degli impianti e della condotta di potervi accedere e operare in sicurezza.

La scelta dell'ubicazione della stazione di misura e del tracciato del metanodotto in oggetto è stata determinata rispettando in particolare le prescrizioni relative a:

- distanze da fabbricati e nuclei abitati;
- distanze da officine elettriche e sostegni di linee elettriche aeree;
- distanze da infrastrutture di trasporto gas naturale esistenti.

##### 4.3.2.2 Caratteristiche Tecniche Generali Metanodotto

La Tabella seguente riassume le principali caratteristiche tecniche del metanodotto a progetto.

**Tabella 4.3: Caratteristiche Tecniche del Metanodotto**

Caratteristiche Tecniche del Metanodotto	
Lunghezza totale del metanodotto	3,200 m circa



Caratteristiche Tecniche del Metanodotto	
Diametro esterno del tubo di linea	DN 200 - $\varnothing$ 8" (219.1 mm)
Classificazione del metanodotto	1 <sup>a</sup> specie
Pressione max di esercizio (MOP)	70 barg
Pressione minima di esercizio	50 barg
Pressione di progetto (DP)	75 barg
Pressione di calcolo dello spessore tubazione	(MOP x 1.25) 87.5 barg
Portata del metanodotto	$0.625 \times 10^6 \text{ Sm}^3/\text{g}$
Gas vettoriato	gas naturale
Spessore di calcolo	4.70 mm
Sovraspessore di corrosione	1.00 mm
Spessore commerciale adottato	7.04 mm
Qualità del materiale	UNI EN 10208-2 L360
Processo di fabbricazione del tubo	senza saldatura o saldato longitudinalmente
Caratteristiche meccaniche $R_{tmin}$	360 N/mm <sup>2</sup>
Grado di utilizzazione	(f) 0.57
Tensione ammissibile ( $\bar{\sigma}_{amm}$ )	205 N/mm <sup>2</sup>
Efficienza del giunto E	1
Pressione di collaudo idraulico (1,30 MOP)	91.0 bar

Il metanodotto sarà inoltre dotato di due sezionamenti, tramite una valvola di intercettazione posta in uscita della condotta dalla stazione di misura lato SRG ed una valvola posta in corrispondenza dell'arrivo della condotta in Centrale.

Inoltre, il metanodotto sarà dotato di un sistema di protezione passiva fornito da apposito rivestimento esterno in PE (polietilene) e da protezione attiva mediante stazioni a corrente impressa.

#### 4.3.2.3 Descrizione del Tracciato

Il tracciato del metanodotto si sviluppa nei Comuni di Bagnolo Mella e Capriano del Colle (BS) con un breve tratto intermedio in comune di Dello (BS).

La Stazione di Misura gas è ubicata nei pressi dell'esistente Punto di Intercettazione di Linea (P.I.L.) del metanodotto SRG 34" Zimella (Vr) – Sergnano (Cr) che verrà sfruttato per la derivazione verso il nuovo sistema di collegamento alla Centrale di Bagnolo Mella.

Immediatamente fuori dalla recinzione della Stazione di Misura il tracciato si dispone in direzione Ovest su terreno agricolo pianeggiante disponendosi parallelamente ad un fosso irriguo fino all'attraversamento di una strada sterrata di accesso alla cascina Sacchetto. In questo punto il tracciato compie un vertice di circa 30° verso Nord disponendosi in direttrice Nord-Ovest attraversando terreni agricoli solcati da fossi irrigui.

Alla progressiva 0+725, il tracciato attraversa la Strada Comunale Offlaga e subito dopo la roggia Mella. Il tracciato prosegue sempre secondo la stessa direttrice su terreni agricoli

solcati da diverse rogge irrigue, di cui una delle più consistenti è la roggia Renola attraversata alla progressiva 1+470.

A questo punto, il tracciato compie un'ulteriore deviazione verso Nord di circa 20°, transitando sempre su terreni agricoli attraversati da rogge e fossi, fino ad un ulteriore corso d'acqua di maggiore rilevanza, vale a dire la roggia Ravenola attraversata alla progressiva 2+280.

Prima dell'arrivo presso la centrale il tracciato devia di circa 40° verso Ovest, proseguendo sempre su terreni agricoli attraversati da fossi di minore rilevanza per giungere, dopo un doppio vertice a 90°, all'attraversamento alla progressiva 3+130 della roggia Movica e della strada sterrata che costeggia l'area della centrale stessa.

#### 4.3.2.4 Fascia di Asservimento

La costruzione ed il mantenimento di un metanodotto sui fondi di terzi sono legittimati da una servitù il cui esercizio, lasciate inalterate le possibilità di sfruttamento agricolo dei terreni, limita la realizzazione di manufatti nell'ambito di area con asse baricentrico sulla condotta denominata fascia di asservimento sulla quale vige una servitù "*non aedificandi*".

La definizione della fascia di servitù del nuovo metanodotto è stata eseguita in ottemperanza alle normative in vigore ad oggi, vedi DM 17 Aprile 2008 in considerazione della pressione della MOP di progetto pari a 70 barg, risultando pari a 25 m (12.5 m per parte dall'asse della condotta).

#### 4.3.2.5 Stazione di Misura

La Stazione di Misura fiscale sarà realizzata in corrispondenza del collegamento con il metanodotto SRG 34'' Zimella (Vr) – Sergnano (Cr).

In particolare, per il la stazione si prevedono le seguenti funzioni principali:

- separazione di eventuali liquidi o particelle solide presenti nel gas naturale prima della misura fiscale;
- misura fiscale del gas naturale sia in fase di prelievo da SRG sia in fase di consegna a SRG;
- lancio/ricezione di pigs per la pulizia o l'ispezione e controllo del metanodotto di collegamento alla centrale di Bagnolo Mella.

Più in particolare, la stazione di misura sarà composta dalle seguenti Unità Funzionali:

- trattamento/misura gas:
  - separazione liquidi e solidi con filtri separatori,
  - linea di misura fiscale e campionamento,
  - linea di lancio/ricezione pigs (scovoli);
- servizi ausiliari:
  - sistema di scarico condense,
  - sistema di sfiato gas in atmosfera.

L'area destinata all'installazione della stazione di misura è adatta per alloggiare gli apparati e permettere l'accesso del personale per le attività di manutenzione e/o per alloggiare il

materiale di emergenza; essa infatti è ubicata su un terreno perfettamente pianeggiante e facilmente accessibile dalla viabilità locale.

Si prevede un accesso principale all'impianto sia carraio che pedonale ed un accesso dedicato agli operatori SRG nell'area dove è prevista l'installazione dell'organo di intercettazione finale sulla linea di collegamento tra le due stazioni impiantistiche SRG ed Edison. E' prevista anche un'uscita aggiuntiva di emergenza.

La disposizione delle apparecchiature è tale da rispettare i criteri di sicurezza basilari e consentire le operazioni di manutenzione senza impedimenti. Si prevede un'area quadrata al massimo di circa 40 m x 40 m.

E' prevista la posa di un cavo in fibra ottica di collegamento con la centrale di Bagnolo Mella per la trasmissione di dati/segnali e l'installazione dei seguenti prefabbricati destinati all'alloggiamento in area sicura di apparecchiature a corredo degli impianti:

- cabinato area sicura 8 m x 4 m, destinato all'alloggiamento di apparecchiature sensibili agli eventi atmosferici esterni;
- tettoia per sistema di analisi ( 4 m x 2.5 m).

## 5 ANALISI DELLE ALTERNATIVE, MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI E UTILIZZO DELLE BAT

### 5.1 ANALISI DELL'OPZIONE ZERO

L'analisi dell'evoluzione dei sistemi antropici e ambientali in assenza della realizzazione del progetto (ossia la cosiddetta opzione zero) è analizzata nel presente paragrafo, con riferimento alle componenti ambientali considerate nel SIA.

Alla base di tale valutazione è la considerazione che, in relazione alla necessità strategica nazionale ed europea di rafforzare il sistema "gas naturale", nuove infrastrutture di stoccaggio di gas naturale devono comunque essere realizzate.

La mancata realizzazione di qualsiasi progetto alternativo atto a incrementare la capacità di stoccaggio, porta infatti delle ricadute negative in termini di poca flessibilità del sistema. A livello globale tali ricadute negative vanno comunque ad annullare i benefici associati alla mancata realizzazione del progetto (benefici intesi in termini di mancato impatto sulle componenti ambientali).

#### 5.1.1 Atmosfera

L'esercizio della nuova infrastruttura è caratterizzata dall'emissione di minime quantità di inquinanti in atmosfera (Centrale di Bagnolo Mella). Qualsiasi nuova infrastruttura di stoccaggio determina la necessità di realizzare nuove Centrali di Trattamento e Compressione o, quantomeno, di potenziare quelle esistenti.

A tale proposito si noti che il sistema di compressione è azionato da motori elettrici, in luogo di turbine a gas come invece avviene tipicamente nelle infrastrutture già presenti sul territorio nazionale. Tale scelta progettuale riduce considerevolmente le emissioni in atmosfera da parte della Centrale.

In linea più generale, inoltre, la realizzazione del progetto favorirebbe il miglioramento del sistema del gas naturale e la maggior diffusione dell'utilizzo di una fonte energetica meno inquinante rispetto agli altri combustibili fossili. Il gas naturale, infatti, per le sue caratteristiche chimico-fisiche e per la sua possibilità di essere impiegato in apparecchiature e tecnologie ad alto rendimento, offre un contributo importante alla riduzione delle emissioni inquinanti e al miglioramento della qualità dell'aria.

Nel seguito del paragrafo è riportata una valutazione specifica relativa ai vantaggi/svantaggi emissivi dell'utilizzo del gas naturale rispetto all'utilizzo di altri combustibili fossili, con particolare riferimento a:

- le emissioni di gas serra;
- le emissioni di altri inquinanti.

Per quanto riguarda le **emissioni di gas – serra**, a parità di energia utilizzata, si sottolinea che la CO<sub>2</sub> prodotta dalla combustione di gas naturale è:

- il 25 – 30% in meno rispetto ai prodotti petroliferi;
- il 40 – 50% in meno rispetto al carbone.

La riduzione delle emissioni per unità di energia prodotta è ulteriormente accentuata dalla possibilità di utilizzare il gas naturale in applicazioni e tecnologie ad alto rendimento quali caldaie a condensazione, impianti di cogenerazione e cicli combinati per la produzione di energia elettrica: un ciclo combinato a gas con rendimenti del 56 – 58% consente infatti di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> di (Snam Rete Gas – sito web):

- - 52% rispetto ad un impianto tradizionale alimentato ad olio combustibile;
- - 62% rispetto ad un impianto alimentato a carbone.

Anche analizzando le emissioni complessive di gas serra nell'intero ciclo di vita dei combustibili, comprendente la produzione, il trasporto e la combustione nelle centrali termoelettriche, si rileva una minore emissione da utilizzo di gas naturale: secondo studi della Stazione Sperimentale per i Combustibili (SSC), impiegando le migliori tecniche disponibili per la produzione di energia le emissioni complessive di gas serra ammonterebbero (APAT, documento non datato):

- gas naturale: a circa 670 gCO<sub>2, eq</sub>/kWh (caso peggiore: importazione dalla Russia con percentuale di CO<sub>2</sub> pari a 20% nel gas di giacimento);
- carbone: a circa 780 gCO<sub>2, eq</sub>/kWh (caso migliore: carbone da giacimenti superficiali).

Si evidenzia inoltre che:

- l'utilizzo di gas naturale in Italia al posto del carbone e dei prodotti petroliferi nelle centrali termoelettriche, negli impianti industriali, negli usi civili e nell'autotrazione ha permesso di evitare, nell'anno 2007 l'emissione in atmosfera di circa 116 milioni t di CO<sub>2</sub> (Snam Rete Gas – sito web). Inoltre, secondo dati EPA, l'utilizzo di veicoli a gas rispetto a quello di mezzi a benzina o diesel comporterebbe una riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> del 25 % (Natural Gas – sito web);
- secondo uno studio del Politecnico di Milano, l'integrale sostituzione del parco impianti di produzione termoelettrica 2003 con cicli combinati a gas naturale avrebbe portato, a pari produzione elettrica, ad una diminuzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> da 98 Mton/anno a 20 Mton/anno (Politecnico di Milano, 2004).

Relativamente alle **emissioni di inquinanti**, la combustione di gas naturale comporta rilasci in atmosfera di entità trascurabile per quanto riguarda composti solforati, polveri, idrocarburi aromatici e composti metallici nocivi. Anche le emissioni di ossidi di azoto sono generalmente inferiori rispetto a quelle prodotte dall'utilizzo degli altri combustibili fossili, carbone ed oli combustibili sono composti da molecole molto più complesse rispetto al gas naturale (composto principalmente da metano), con contenuti più alti di C, N e S: la loro combustione, pertanto, comporta il rilascio di maggiori emissioni pericolose in atmosfera (emissioni di CO, NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub>), oltre ad un più elevato rilascio di polveri (Natural Gas – sito web).

Con riferimento all'utilizzo di gas naturale nel settore trasporti, si evidenzia come possa determinare una significativa riduzione dell'inquinamento da traffico veicolare: secondo dati EPA, rispetto ai veicoli a benzina/diesel i mezzi alimentati a gas naturale comportano le seguenti riduzioni di emissioni (Natural Gas – sito web):

- dal 90 al 97% di CO;
- dal 35 al 60% di NO<sub>x</sub>.

Inoltre, in considerazione della meno complessa composizione del gas naturale rispetto a quella dei tradizionali carburanti si verificano minori emissioni e sostanzialmente nessuna emissione di particolato.

Complessivamente Snam Rete Gas (2010) ha stimato che l'utilizzo di gas naturale in Italia al posto del carbone e dei prodotti petroliferi nelle centrali termoelettriche, negli impianti industriali, negli usi civili e nell'autotrazione ha permesso di evitare nell'anno 2007 l'emissione in atmosfera di circa:

- 727,000 t di ossidi di zolfo;
- 123,000 t di ossidi di azoto;
- 51,000 t di polveri.

In conclusione, la mancata realizzazione del progetto, a livello generale:

- non favorisce la maggior diffusione dell'utilizzo di una fonte energetica meno inquinante rispetto alle fonti tradizionali,
- non contribuisce alla riduzione delle emissioni di inquinanti in atmosfera associata all'utilizzo di gas naturale in luogo di combustibili fossili nel settore industriale, civile e nell'autotrazione.

#### **5.1.2 Suolo e Sottosuolo**

Gli impatti sulla componente suolo e sottosuolo sono sostanzialmente associati alla realizzazione della Centrale, comprensiva dell'area pozzo.

La Centrale sarà realizzata ampliando leggermente l'area mineraria esistente, occupata dal pozzo BM-8 e da altre apparecchiature a servizio delle attività di coltivazione. In fase di esercizio il consumo incrementale di suolo è pari a circa 2,900 m<sup>2</sup>.

Tale consumo di suolo associato alla realizzazione del progetto non è rilevante, essendo il nuovo impianto localizzato in gran parte in aree ancora attualmente occupate da infrastrutture a servizio del giacimento Bagnolo Mella ed in minima parte in aree agricole ad essa adiacenti.

Maggiori consumi di suolo sarebbero invece associati alla realizzazione di nuove infrastrutture.

Si evidenzia inoltre che non si può parlare di perdita di uso del suolo lungo il metanodotto, in quanto il vincolo imposto nella fascia di asservimento non pregiudica l'utilizzo agricolo del terreno. L'occupazione di suolo in fase di esercizio per quanto riguarda la stazione di misura è pari a circa 1,600 m<sup>2</sup>.

#### **5.1.3 Ambiente Idrico**

In fase di esercizio non sono prevedibili impatti significativi su tale componente.

#### **5.1.4 Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi**

La natura degli impatti sulla componente sono sostanzialmente analoghi alle componenti precedenti, alle cui considerazioni conclusive si rimanda.

### 5.1.5 Paesaggio

Per quanto riguarda la componente paesaggio la mancata realizzazione del progetto di Bagnolo Mella:

- elimina gli impatti associati alla realizzazione dei nuovi impianti, essenzialmente riconducibili alla Centrale di Trattamento e Compressione. Peraltro, l'area di prevista ubicazione degli impianti è già attualmente occupata da infrastrutture a servizio del giacimento Bagnolo Mella ed in minima parte in aree agricole ad essa adiacenti;
- non esclude la possibilità che altri impianti siano comunque realizzati, anche maggiormente impattanti per dimensioni e localizzazione.

### 5.1.6 Rumore

L'esercizio della Centrale determina un impatto acustico estremamente contenuto.

Restano naturalmente valide le considerazioni relative al fatto che la mancata realizzazione del progetto determina, in ogni caso, la necessità di realizzare nuove infrastrutture di stoccaggio.

### 5.1.7 Aspetti Socio-Economici

La realizzazione dello stoccaggio Bagnolo Mella avrebbe impatti positivi sia a scala locale sia a scala nazionale.

Per quanto riguarda **gli aspetti più generali associati alla realizzazione di una nuova struttura per lo stoccaggio di gas naturale in Italia**, si può evidenziare che la realizzazione del progetto:

- contribuirebbe in maniera positiva al processo di liberalizzazione del mercato energetico, con conseguenti favorevoli ripercussioni sugli utenti finali, anche in termini di potenziale riduzione delle tariffe per effetto dei meccanismi di concorrenza;
- favorirebbe la diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetiche, a tutto vantaggio della disponibilità dei prezzi e della garanzia della fornitura di gas;
- garantirebbe una maggiore sicurezza del sistema gas naturale, sempre più importante in una situazione di domanda mondiale crescente e in un futuro caratterizzato da forti incertezze.

In caso di mancata realizzazione del progetto, pertanto, è ragionevole ipotizzare che si avrebbe, quantomeno, un consistente ritardo nel raggiungimento dei benefici più generali associati alla realizzazione di una nuova struttura per lo stoccaggio di gas naturale in Italia, in considerazione delle notevolissime incertezze che caratterizzano altre iniziative del settore.

### 5.1.8 Salute Pubblica

In fase di esercizio dello stoccaggio gli unici impatti sulla salute pubblica sono associati allo stato di qualità dell'aria e alle emissioni sonore relative alla Centrale di Trattamento e Compressione. Si rimanda alle considerazioni riportate nei paragrafi precedenti per le valutazioni relative alla componente salute pubblica in assenza di tale infrastruttura.

## 5.2 ANALISI DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE

### 5.2.1 Area di Centrale

#### 5.2.1.1 Area Pozzo

La soluzione di progetto prevede di realizzare la perforazione dall'attuale area pozzo BM-8, prima produttivo, che verrà convertito in pozzo per lo stoccaggio tramite attività di work – over. Gli studi di giacimento hanno infatti verificato l'adeguatezza di tale postazione.

L'unica alternativa progettuale è rappresentata dalla possibilità di individuare al di fuori dell'area mineraria esistente una nuova ubicazione da cui effettuare la perforazione. Tale postazione dovrebbe comunque essere ubicata entro alcune centinaia di metri dall'area pozzo esistente per poter raggiungere l'obiettivo minerario (giacimento per lo stoccaggio), in un'area in cui sono presenti diversi vincoli territoriali (abitazioni, strade, ecc..).

Di conseguenza, **la soluzione di progetto prescelta**, che prevede di utilizzare il pozzo BM-8 esistente, **permette di minimizzare l'impatto sul territorio non determinando la sottrazione di nuove aree agli usi agricoli.**

#### 5.2.1.2 Centrale di Trattamento e Compressione

Il sito in cui realizzare la Centrale di Trattamento e Compressione è stato individuato contiguo al pozzo esistente BM-8. La Centrale sarà realizzata ampliando leggermente l'area mineraria esistente, occupata dal pozzo BM-8 e da altre apparecchiature a servizio delle attività di coltivazione.

Definito il sito di progetto sono state esaminate diverse localizzazioni alternative del nuovo impianto. Le soluzioni esaminate sono riportate in Figura 5.1 allegata. Le considerazioni relative alle diverse aree di progetto sono riportate nel seguito:

- l'alternativa 1 e l'alternativa 2 prevedono l'interessamento di aree contigue all'attuale pertinenza mineraria. La soluzione non interessa l'area del pozzo BM-8, evitando interferenze con gli impianti esistenti. Tuttavia tali soluzioni determinano un consumo di suolo aggiuntivo con l'occupazione di aree agricole;
- la soluzione di progetto interessa in gran parte aree attualmente occupate da infrastrutture a servizio del giacimento Bagnolo Mella ed in minima parte aree agricole ad esse adiacenti, determinando così solamente minime nuove occupazioni di suolo. **Tale soluzione minimizza l'impatto sul territorio prevedendo una minima sottrazione di nuove aree agli usi agricoli.**

### 5.2.2 Metanodotto e Stazione di Misura

Nella scelta del tracciato del metanodotto sono stati applicati i seguenti criteri di buona progettazione:

- la possibilità di ripristinare le aree attraversate, riportandole alle condizioni morfologiche e di uso del suolo preesistenti all'intervento, minimizzando l'impatto ambientale sulle aree attraversate;
- transitare il più possibile in aree a destinazione agricola evitando ovvero limitando l'attraversamento di aree in cui è previsto uno sviluppo futuro per edilizia residenziale o industriale;



- evitare le aree franose o soggette a dissesto idrogeologico, le aree di rispetto delle acque sorgive, le aree costituite da terreni paludosi e/o torbosi;
- ridurre al minimo i vincoli alle proprietà private, determinando servitù del metanodotto e utilizzando, per quanto possibile, i corridoi di servitù già costituiti da altre infrastrutture esistenti;
- garantire al personale preposto all'esercizio e alla manutenzione della condotta di potervi accedere e operare in sicurezza.

I criteri sopra citati hanno consentito di minimizzare l'impatto dell'opera sul territorio collocando il tracciato in zone esclusivamente agricole.

Per quanto riguarda la stazione di misura il sito di realizzazione è stato scelto in prossimità del punto di allaccio alla rete SRG, che necessiterà di un breve tratto di collegamento alla rete.

### 5.3 UTILIZZO DELLE BAT

Nel seguente paragrafo è evidenziato l'utilizzo delle *Best Available Technologies* (BAT) e gli accorgimenti adottati per minimizzare le emissioni di inquinanti sia durante la fase di costruzione sia durante la fase di esercizio dell'impianto.

In via generale è possibile affermare che la realizzazione e l'esercizio della Centrale di Trattamento e Compressione sono caratterizzati da un basso livello di impatto ambientale grazie alle tecnologie applicate ed alle buone tecniche di gestione dell'impianto, unitamente alle misure di mitigazione che si prevede di adottare in fase di cantiere.

Non essendo state predisposte linee guida di riferimento a livello nazionale, per l'individuazione delle migliori tecniche disponibili applicabili alla tipologia di impianto in esame, per effettuare la valutazione dell'utilizzo delle BAT e per la stima del grado di impatto ambientale si è fatto di seguito riferimento direttamente alle indicazioni riportate nel Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152 e successive modifiche e integrazioni, ivi compreso il Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, N. 128, "*Modifiche ed integrazioni al Dlgs 3 Aprile 2006, n. 152 - cd. "Correttivo Aria-Via-Ippc"*".

In base al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152 e s.m.i. (Parte Seconda, Allegato XI) le considerazioni da tenere presenti in generale o in un caso particolare nella determinazione delle migliori tecniche disponibili, tenuto conto dei costi e dei benefici che possono risultare da un'azione e del principio di precauzione e prevenzione sono le seguenti:

- impiego di tecniche a scarsa produzione di rifiuti;
- impiego di sostanze meno pericolose;
- sviluppo di tecniche per il recupero e il riciclo delle sostanze emesse e usate nel processo, e, ove opportuno, dei rifiuti;
- processi, sistemi o metodi operativi comparabili, sperimentati con successo su scala industriale;
- progressi in campo tecnico ed evoluzione, delle conoscenze in campo scientifico;
- natura, effetti e volume delle emissioni in questione;
- date di messa in funzione degli impianti nuovi o esistenti;

- tempo necessario per utilizzare una migliore tecnica disponibile;
- consumo e natura delle materie prime ivi compresa l'acqua usata nel processo e efficienza energetica;
- necessità di prevenire o di ridurre al minimo l'impatto globale sull'ambiente delle emissioni e dei rischi;
- necessità di prevenire gli incidenti e di ridurre le conseguenze per l'ambiente;
- informazioni pubblicate dalla Commissione europea ai sensi dell'Art. 16, Paragrafo 2, della Direttiva 96/61/CE, o da organizzazioni internazionali.

Di seguito si riporta in dettaglio l'analisi dei principali fattori ambientali legati all'impianto e individuati come significativi dalla norma per la determinazione delle migliori tecniche disponibili.

### **5.3.1 Produzione Rifiuti**

Nel corso delle attività di cantiere si prevede che possano essere generati, in funzione delle lavorazioni effettuate, quantità comunque modeste di materiale di scarto (legno da imballaggio, residui plastici o ferrosi, oli, etc.) e di materiali derivanti dallo smantellamento dei cantieri (platee, muretti, prefabbricati, etc.) che verranno gestiti e smaltiti sempre nel rispetto delle normativa vigente.

In fase di perforazione del pozzo per le operazioni di work-over, oltre a modeste quantità di rifiuti di tipo urbano ed assimilabili, sono prodotti rifiuti derivanti da perforazione (prevalentemente fanghi esausti, ma anche acque di lavaggio/dilavamento impianto) da avviare a discarica autorizzata tramite autobotte. I reflui di tipo civile, derivanti dai servizi dei cantieri, verranno trattati in fossa biologica a "perdere", la quale sarà periodicamente svuotata tramite autobotti.

Per ridurre al minimo gli impatti saranno adottati comunque una serie di interventi perseguendo le migliori tecniche di gestione controllata dei reflui finalizzate al contenimento della loro produzione ove possibile ad un loro riutilizzo (recupero spinto della fase acquosa attraverso "closed loop system"), ad uno stoccaggio controllato e diviso per tipologia di rifiuto il ricorso a idonei sistemi di trattamento e smaltimento.

In particolare, il "closed loop system" adottato nella perforazione per il fango ad acqua permette una notevole riduzione della produzione di fango e quindi di reflui oltre che un utilizzo ridotto di materie prime. Grazie a questo sistema il fango viene continuamente recuperato e reimpiegato, evitando così il confezionamento di nuovo fango, fino a quando deve essere smaltito nelle discariche autorizzate perché ormai esausto.

In fase di esercizio dell'impianto il rifiuto quantitativamente più importante è costituito dalle acque di strato e da quelle provenienti dai processi della Centrale di trattamento. Tali acque, dopo essere state raccolte in appositi serbatoi, saranno smaltite tramite autobotte.

Inoltre, la Centrale in esercizio produrrà rifiuti derivanti dalle attività di normale manutenzione (oli esausti, filtri, stracci, coibentazioni, etc.).

### **5.3.2 Emissioni in Atmosfera**

In fase di cantiere le emissioni in atmosfera saranno circoscritte allo sviluppo di polveri da movimentazione terra e alle emissioni di inquinanti da combustione dovute all'utilizzo dei

mezzi di cantiere, che saranno comunque trascurabili in ragione dell'entità limitata e del carattere temporaneo di tali emissioni. Saranno inoltre presenti, in fase di perforazione del pozzo per le operazioni di work-over, le emissioni di inquinanti da combustione dei generatori di potenza.

In fase di esercizio le emissioni continue sono esclusivamente riconducibili alla Centrale di Trattamento e Compressione (termodistruttore).

In Centrale vi è inoltre una sorgente di emissione in atmosfera discontinua costituita dal bruciatore rigenerazione TEG, impiegato unicamente in fase di erogazione.

La Centrale possiede inoltre alcuni scarichi, prevalentemente di manutenzione ed emergenza<sup>3</sup>, costituiti da candela e torcia.

### **5.3.3 Scarichi Idrici**

In fase di cantiere non sono previsti scarichi idrici se non quelli connessi alle acque per uso civile (dopo trattamento in fossa biologica) e al collaudo idraulico del metanodotto. Per quanto riguarda la fase di perforazione tutti i reflui provenienti dalle attività di perforazione (fanghi, detriti e acque oleose) verranno raccolti in vasconi per il successivo smaltimento in impianti autorizzati.

In fase di esercizio gli scarichi idrici connessi all'esercizio della Centrale sono riconducibili unicamente allo scarico delle acque meteoriche e agli scarichi civili. Le acque di prima pioggia saranno trattate con disoleatore, le acque reflue civili verranno convogliate in fossa Imhoff, con sistema di dispersione a perdere.

### **5.3.4 Emissioni Sonore**

In fase di cantiere le emissioni sonore sono da collegarsi principalmente al funzionamento dei mezzi di cantiere utilizzati per il trasporto, la movimentazione e la costruzione. Inoltre nella fase di perforazione le sorgenti di rumore presenti nell'area pozzo saranno le seguenti:

- motori per la generazione di energia elettrica;
- top drive/tavola rotary;
- vibrovagli e pompe.

Per quanto riguarda la fase di esercizio tutte le apparecchiature di impianto sono progettate per emissione di rumore a norma di legge e per il rispetto dei limiti acustici di riferimento. Laddove l'apparecchiatura non potesse rispettare questo valore verranno presi gli opportuni provvedimenti per rientrare nella norma (coibentazioni acustiche o cabina di protezione).

Le principali sorgenti di rumore presenti durante l'esercizio della Centrale sono le seguenti:

- compressori del gas;
- air cooler;

---

<sup>3</sup> Non si esclude la possibilità che in caso di fermata del compressore possa essere necessario inviare gas naturale in candela/torcia. Tale eventualità sarà definita con i potenziali fornitori in fase di acquisizione delle macchine.

- termodistruttore;
- pompe;
- valvole di regolazione;
- impianto rigenerazione TEG.

### **5.3.5 Consumi e Materie Prime**

In fase di cantiere saranno riscontrabili prelievi idrici collegati essenzialmente all'umidificazione delle aree di cantiere, al fine di limitare le emissioni di polveri, e agli usi civili. Per quanto riguarda la fase di perforazione e durante le operazioni di work-over sono necessari prelievi idrici per la produzione di fanghi di perforazione.

Per quanto riguarda il consumo di materie prime durante la fase di perforazione saranno impiegate le seguenti materie prime:

- fanghi di perforazione;
- additivi chimici.

In fase di esercizio il consumo di materie prime è legato alle attività di trattamento del gas (TEG e MEG) oltre che alle attività di compressione con un consumo di olio lubrificante. Si prevede un minimo consumo di acqua riconducibile al solo reintegro discontinuo per alcune parti dell'impianto tra cui le acque di raffreddamento compressori, oltre che ai modesti quantitativi per uso civile legato alla presenza del personale addetto.

In fase di esercizio si prevedono modesti consumi di materie prime.

Non saranno presenti in Centrale sostanze e materiali nocivi per l'ambiente e la salute, PCB (trasformatori), gas halon (dispositivi antincendio), materiali radioattivi (dispositivi rilevazione incendi), amianto e materiali contenenti amianto.

### **5.3.6 Gestione Ambientale**

In tutte le fasi di realizzazione e di esercizio dell'opera verranno adottate tutte le necessarie misure, anche a carattere gestionale, volte a limitare oltre che i consumi di risorse anche le emissioni di inquinanti nell'ambiente.

Per quanto riguarda la gestione dei rifiuti, essa sarà regolata in tutte le fasi del processo di produzione, stoccaggio, trasporto e smaltimento in conformità alla normativa vigente e da apposite procedure interne. Ove possibile sarà preferito il recupero e trattamento piuttosto che lo smaltimento in discarica.

All'interno della Centrale saranno individuate delle aree per lo stoccaggio differenziato dei rifiuti suddivisi per tipologia con appositi contenitori e protetti dagli agenti atmosferici. Il trasporto e lo smaltimento di tutti i rifiuti, pericolosi e non pericolosi, sarà effettuato tramite società iscritte all'Albo dei trasportatori e smaltitori. Gli imballaggi, costituiti essenzialmente dai contenitori degli oli ed altre sostanze, saranno gestiti secondo le norme vigenti.

### **5.3.7 Conclusioni**

In considerazione di quanto esposto nei paragrafi precedenti si ritiene che l'impianto, sia nella fase di realizzazione sia di esercizio, rispetti i criteri individuati dalla Parte Seconda, Allegato XI del Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152 e s.m.i. (Parte Seconda, Allegato XI) e successive modifiche e integrazioni, ivi compreso il Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, N. 128, "*Modifiche ed integrazioni al Dlgs 3 aprile 2006, n. 152 - cd. "Correttivo Aria-Via-Ippc"*".

## 6 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI CANTIERE E DI PERFORAZIONE

Nel seguente Capitolo sono descritte le attività di cantiere necessarie alla realizzazione del progetto. In particolare:

- il Paragrafo 6.1 riporta il cronoprogramma delle attività;
- il Paragrafo 6.2 descrive le attività di cantiere che verranno svolte presso l'area di Centrale, comprendenti le attività di cantiere e perforazione presso l'area pozzo e le attività di costruzione della Centrale di Trattamento e Compressione;
- il Paragrafo 6.3 analizza la costruzione del metanodotto e della stazione di misura..

### 6.1 CRONOPROGRAMMA, AREE DI CANTIERE E FASI DI LAVORO

Il cronoprogramma complessivo delle attività è riportato in Figura 6.1. La durata totale del cantiere è pari a circa 420 giorni lavorativi, corrispondenti a poco più di 18 mesi.

Le principali caratteristiche dei due cantieri sono riepilogate nella seguente tabella.

**Tabella 6.1: Aree di Cantiere e Fasi di Lavoro**

Cantiere	Area di Cantiere	Fase di Lavoro	Orario di lavoro	Durata [gg lavor.]	Durata Totale [gg lavor.]
Centrale	11,100 m <sup>2</sup>	cantierizzazione, opere civili e scavi	Diurno	~165	~420
		Work-over del pozzo	Diurno/Notturno <sup>(1)</sup>	~70 <sup>(1)</sup>	
		montaggi meccanici ed elettrostrumentali	Diurno	~175	
		commissioning, avviamento e ripristini	Diurno	~85	
Metanodotto e Stazione di Misura	Pista di lavoro di larghezza 11 m  Lunghezza metanodotto 3,200 m  Stazione di Misura 1,600 m <sup>2</sup>	installazione cantiere, preparazione dell'area e apertura della pista	Diurno	~25	~220
		sfilaggio e saldatura delle tubazioni	Diurno	~50	
		scavo, posa e reinterro	Diurno	~50	
		montaggi meccanici ed elettrostrumentali stazione di misura	Diurno	~70	
		collaudo e ripristino	Diurno	~50	

Nota:

- <sup>(1)</sup> Le attività di trivellazione avverranno in continuo (24 h) per circa 20 giorni, le altre attività relative al work-over del pozzo saranno condotte solamente nel periodo diurno.

## **6.2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI CANTIERE PRESSO L'AREA DI CENTRALE**

Il cantiere dell'area di Centrale, raggiungibile tramite la viabilità esistente Cascina Migliorati, può essere idealmente diviso in due aree distinte, caratterizzate dalle diverse lavorazioni che vengono eseguite al loro interno in fase di realizzazione dell'impianto: l'area pozzo e l'area della Centrale di Trattamento e Compressione vera e propria.

Il presente paragrafo riporta sinteticamente il programma di realizzazione e le fasi di cantiere che porteranno alla costruzione della Centrale Bagnolo Mella, particolareggiando le diverse lavorazioni separatamente per l'area pozzo e l'area della Centrale di Trattamento e Compressione vera e propria. In Figura 6.1 è riportato un cronoprogramma delle attività.

La realizzazione dell'opera comporterà essenzialmente lo sviluppo delle seguenti attività (vedere la Tabella 6.1 per la schematizzazione delle fasi e dei relativi tempi):

- preparazione dell'area;
- attività di workover del pozzo Bagnolo Mella;
- messa in esercizio del pozzo;
- costruzione della Centrale di trattamento (capacità pari a 0.6MSmc/g) e di compressione (potenza pari a 1.2MW);
- commissioning ed avviamento della Centrale;
- smobilitazione cantiere e sistemazione a verde.

Si evidenzia che per esigenze operative le lavorazioni relative al work-over del pozzo sono state programmate in modo tale da essere effettuate senza sovrapporsi alle lavorazioni relative alla Centrale (Edison Stoccaggio, 2011d)

La fase di cantiere avrà una durata complessiva indicativamente pari a 420 giorni lavorativi, comprensiva delle attività di commissioning ed avviamento.

L'area di cantiere sarà attrezzata opportunamente per svolgere le attività di immagazzinamento del materiale, dei mezzi operativi e delle apparecchiature da installare successivamente. Inoltre, l'area ospiterà gli uffici prefabbricati e gli spogliatoi per il personale addetto alla costruzione e per le maestranze coinvolte. Come mostrato in Figura 6.2, le aree di cantiere si estenderanno, oltre all'area occupata dalla Centrale in fase di esercizio, per un'area di circa 3,750 m<sup>2</sup> in aree agricole a Nord dell'area di Centrale, per un totale di 11,100 m<sup>2</sup>.

### **6.2.1 Preparazione dell'Area**

L'attuale morfologia del terreno su cui verrà realizzata la Centrale Bagnolo Mella è sostanzialmente pianeggiante. La Centrale sarà realizzata ampliando leggermente l'area mineraria esistente, occupata dal pozzo BM-8 e da altre apparecchiature a servizio delle attività di coltivazione.

Verranno effettuati interventi preparatori quali l'eliminazione della copertura vegetale ed il livellamento del terreno.

Le fasi operative di preparazione dell'area possono quindi essere suddivise come segue:

- mobilitazione del cantiere;
- movimenti terra di preparazione dell'area e opere civili di sistemazione dell'area di cantiere.

Le attività di preparazione dell'area avranno una durata complessiva di circa 1 mese.

### **6.2.2 Descrizione delle Attività di Cantiere per il Work-Over del Pozzo BM-8**

Il progetto di conversione a stoccaggio del giacimento Bagnolo Mella prevede il work-over del pozzo esistente Bagnolo Mella 8.

Presso la postazione esistente dovranno quindi essere effettuati:

- una serie di interventi preliminari, necessari per preparare la piazzola alle successive attività di perforazione;
- la perforazione, comprensiva di montaggio e smontaggio dell'impianto di perforazione;
- le attività di cantiere necessarie alla messa in esercizio del pozzo.

Nella Figura 6.3 è riportata la planimetria della postazione in fase di perforazione, con l'indicazione delle principali zone in cui essa è suddivisa.

#### **6.2.2.1 Allestimento dell'Area Pozzo per la Perforazione**

Il progetto di adeguamento del piazzale esistente è stato predisposto per le capacità operative dell'impianto Massarenti MR4000 della ditta Hydro Drilling. Si sottolinea comunque che la scelta dell'impianto potrebbe subire delle variazioni in funzione dei tempi autorizzativi e della disponibilità degli impianti al momento della realizzazione delle attività a progetto.

Come si può notare in Figura 6.4 all'interno dell'area della postazione possono essere individuate le seguenti zone principali:

- **area impianto**, destinata a contenere l'impianto di perforazione vero e proprio e le relative strutture di supporto;
- **area reflui**, destinata allo stoccaggio, recupero, trattamento e smaltimento dei fluidi prodotti dalle attività di perforazione.

A completamento della postazione verranno inoltre realizzate/predisposte le seguenti opere/aree:

- opere civili, impermeabilizzazioni e solette in c.a.;
- recinzione e cancelli;
- canalette di scolo delle acque meteoriche.

Normalmente, presso postazioni già realizzate, alla massiciata esistente, viene aggiunto uno strato di materiale aggregante (circa 2 o 3 cm), che poi viene bagnato e livellato con rullo compressore.

Per quanto concerne i lavori di scavo, si eseguiranno:

- scavi per la realizzazione delle opere in calcestruzzo atte a sostenere l'impianto di perforazione e le attrezzature accessorie;



- scavi a sezione obbligata per il posizionamento di pozzetti disoleatori e per il passaggio dei cavi;
- scavi a sezione obbligata per la formazione di canalette in terra per l'evacuazione dell'acqua piovana dal piazzale;
- scavi a sezione obbligata per canalette in cls, ubicate perimetralmente alla platea sottostruttura dell'impianto di perforazione e alla zona motori, per l'evacuazione del fango di perforazione o delle acque potenzialmente contaminate, verso i pozzetti di raccolta e da qui alla vasca fango.

All'interno del piazzale verranno inoltre realizzati i seguenti manufatti in cemento armato (Figura 6.3 allegata) (Edison Stoccaggio, 2011e):

- platea sottostruttura, di dimensioni pari a circa 170 m<sup>2</sup> (circa 18.5 m x 9 m), con spessore di 40 cm;
- platea motori e pompe di dimensioni circa 270 m<sup>2</sup> (circa 20 m x 13 m);
- platea bacino gasolio di dimensioni 60 m<sup>2</sup> (circa 10 m x 6 m), con spessore di 30-40 cm, completa di muretto di contenimento in c.a.;
- platea per il silos barite di dimensioni 55 m<sup>2</sup> (circa 8.5 m x 6.5 m);
- vasca recupero fanghi e vasca acque reflue ("*dumping pit*" e "*water pit*"), aventi una superficie complessiva pari a circa 250 m<sup>2</sup>, interrata di 3 m.

Attorno alla soletta impianto ed attorno e tra le varie zone della soletta pompe-area vasche fanghi verranno realizzate delle canalette in calcestruzzo prefabbricato, protette da griglie di sicurezza, per la raccolta delle acque di lavaggio impianto ed il loro convogliamento nella vasca c.a. di contenimento fanghi liquidi.

Per quanto concerne la cantina di perforazione, verrà sfruttata l'attuale cantina. Essa risulta completamente interrata con fondo e pareti in c.a. e a protezione del vano cantina vengono normalmente installati dei parapetti metallici di sicurezza mantenuti fino alla fase di montaggio dell'impianto di perforazione.

A livello generale si evidenzia che tutte le strutture facenti parte della postazione saranno realizzate o sottoposte ad adeguamenti secondo la normativa e gli standard vigenti.

Al termine dell'esercizio del pozzo per le attività di reiniezione, si appronteranno le opere di chiusura mineraria e di ripristino territoriale, con le modalità descritte al Capitolo 7.

#### 6.2.2.2 Generalità sulle Attività di Perforazione

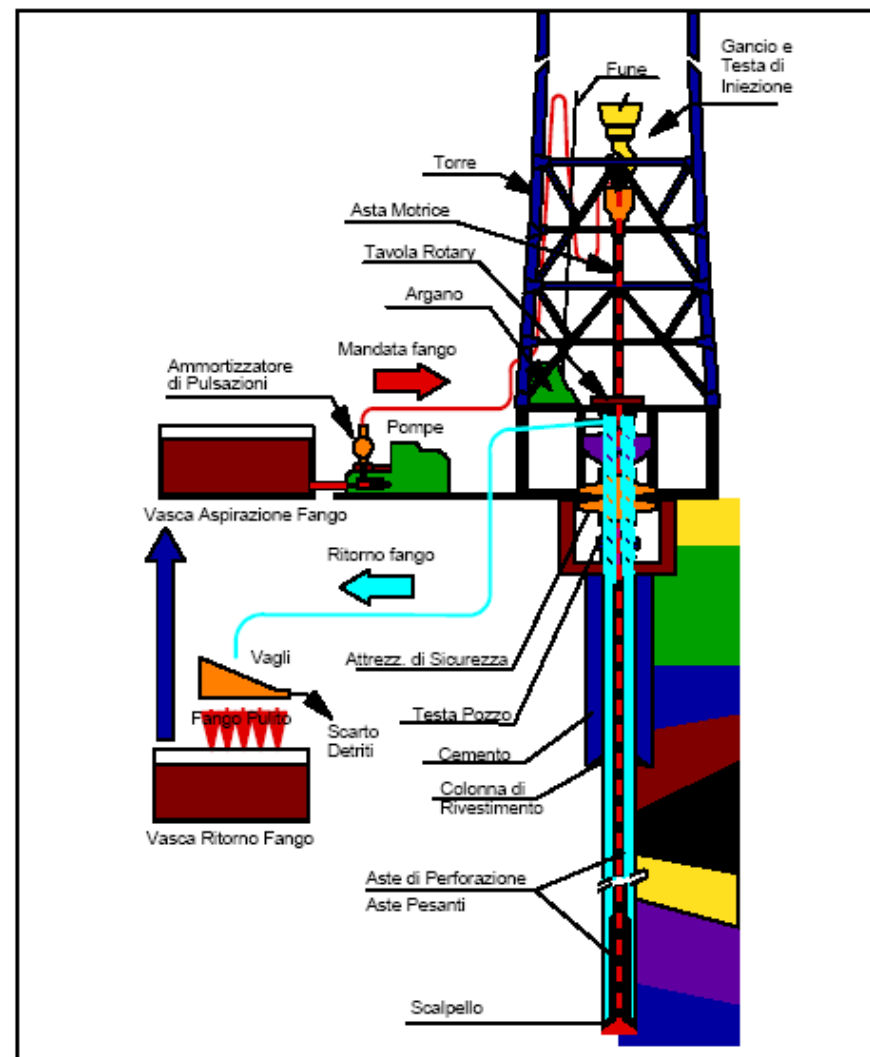
Nella perforazione di un pozzo, come in ogni altra operazione di scavo, si presenta la necessità di realizzare due azioni principali:

- vincere la resistenza del materiale roccioso in cui si opera in modo da staccare parti di esso dalla formazione (mediante l'utilizzo di opportune attrezzature);
- rimuovere queste parti per continuare ad agire su nuovo materiale ottenendo così un avanzamento della perforazione stessa.

La tecnica utilizzata nell'industria petrolifera è a rotazione (*rotary*) o con motore di fondo/turbina e si basa sull'impiego di uno scalpello che posto in rotazione esercita una azione di scavo.

Lo scalpello si trova all'estremità di una batteria di aste tubolari o BHA (*Bottom Hole Assembly*) a sezione circolare, unite tra loro da apposite giunzioni, per mezzo delle quali è possibile calare in pozzo lo scalpello, recuperarlo e trasmettergli il moto di rotazione originato in superficie da un apposito organo (la tavola *rotary*) oppure attraverso un motore di fondo/turbina. La batteria permette la circolazione all'interno delle aste e nel pozzo del fluido di perforazione (fango) e nello stesso tempo scarica sullo scalpello il peso, necessario ad ottenere l'azione di perforazione e quindi l'avanzamento.

Nell'immagine seguente è presentato uno schema dell'impianto di perforazione (Valente, 2003).



**Figura 6.a: Schema dell'Impianto di Perforazione**

Nella perforazione petrolifera l'impianto deve assolvere essenzialmente a tre funzioni:

- sollevamento, o più esattamente manovra, degli organi di scavo (batteria e scalpello);
- rotazione degli organi di scavo;

- circolazione del fango di perforazione.

Queste funzioni sono svolte da sistemi indipendenti (sistema di sollevamento, sistema rotativo e circuito fanghi) che costituiscono i componenti principali dell'impianto di perforazione. La Figura 6.4 riporta lo schema tipo di una piazzola di perforazione e una rappresentazione fotografica dei principali elementi che lo costituiscono.

La batteria ricopre un ruolo fondamentale anche nella geometria e nella traiettoria del foro, infatti, variando la sua rigidità e/o la sua composizione, può essere deviata dalla verticale o fatta rientrare sulla verticale dopo aver perforato un tratto di foro deviato.

La rigidità e la stabilità di una batteria di perforazione sono fornite da particolari attrezzature di fondo quali *drill collars* (o aste pesanti) e stabilizzatori. I *drill collars*, essendo assemblati nella parte inferiore della batteria, oltre a conferire rigidità scaricano sullo scalpello il peso necessario alla perforazione. Gli stabilizzatori sono costituiti da una camicia di diametro leggermente inferiore a quello dello scalpello e vengono disposti lungo la batteria di perforazione, intervallati dai *drill collars*. Il numero di stabilizzatori e la loro disposizione determinano quindi la rigidità e la stabilità della batteria.

L'avanzamento della perforazione avviene per fasi successive, perforando tratti di foro di diametro gradualmente decrescente: una volta eseguito un tratto di foro si estrae la batteria di aste e lo si riveste con tubazioni metalliche (*casing*) unite tra loro da apposite giunzioni le cui spalle sono subito cementate con le pareti del foro. Ciò consente di isolare gli strati rocciosi attraversati, evitando comunicazione fra le formazioni attraversate, i fluidi in esse contenuti, ed i fluidi di perforazione, oltre a sostenere le pareti del foro e permettere di utilizzare in condizioni di sicurezza fanghi di densità anche molto elevata.

All'interno dei *casing* vengono poi introdotti in pozzo scalpelli (ovviamente di diametro inferiore ai precedenti) per la perforazione di un successivo tratto di foro, che a sua volta viene protetto con le medesime modalità. Il raggiungimento dell'obiettivo minerario avviene pertanto attraverso la perforazione di fori di diametro via via inferiore, protetti dai *casing*. I principali parametri che condizionano la scelta delle fasi sono:

- profondità del pozzo;
- caratteristiche degli strati rocciosi da attraversare;
- andamento del gradiente dei pori;
- numero degli obiettivi minerari.

#### 6.2.2.3 Caratteristiche dell'Impianto di Perforazione

Per quanto concerne la perforazione del pozzo in esame BM-8 è stato ipotizzato l'utilizzo di un impianto di perforazione tipo Massarenti MR 4000, della società Hydro Drilling, le cui principali caratteristiche sono riassunte nella Tabella che segue (Edison Stocaggio, 2011a).

**Tabella 6.2: Principali Caratteristiche Impianto di Perforazione  
Massarenti MR 4000**

Caratteristiche	Unità di misura	Descrizione / Quantitativi
Contrattista Impianto	-	Hydro Drilling Int'l S.p.A.
Nome Impianto	-	Massarenti MR 4000

Caratteristiche	Unità di misura	Descrizione / Quantitativi	
Tipo	-	Land Rig – 450 HP - Meccanico	
Elevazione Tavola Rotary	-	5.5 (sul piano campagna).	
Consumo medio giornaliero di carburante	m <sup>3</sup> /giorno	1.3	
Mast (Tipo & Capacità GN)	t	Massarenti - 90 t (static hook load capacity)	
Altezza Torre da p.c.	m	35	
Profondità di perforazione con 5" dp's	m	1,829 m	
Top Drive		N/A	
Argano	HP	HP Massarenti, 450 HP	
Tavola Rotary	Inch-t	Massarenti 18" – 90 t	
Pompe fango		Geostra Mass. 1,000	Geostra Mass. 1,000
Max pressione pompe fango	psi	5,000	5,000
Capacità totale vasche fango	m <sup>3</sup>	No. 3 x 105 m <sup>3</sup> capacità totale	
13 5/8" BOP anulare	-	Hydril GK 5,000 psi	
13 5/8" BOP a ganasce	-	Cameron U	Cameron U
13 5/8" BOP a ganasce N. & W.P.	-	Singolo-5000	Doppio-5000

La scelta finale dell'impianto sarà essere comunque effettuata in considerazione della disponibilità nel periodo in cui è prevista la perforazione e dovrà essere comunicata ed autorizzata dall'ufficio minerario competente. L'utilizzo di un impianto diverso da quello qui assunto comporterà variazioni marginali al programma illustrato qui di seguito.

#### 6.2.2.4 Programma delle Operazioni e Impianto di Perforazione per l'Area Pozzo interna alla Centrale Bagnolo Mella

Si riportano nel seguito del paragrafo i principali contenuti del programma per il pozzo a progetto (Edison Stocaggio, 2011a).

Il pozzo BM-8 sarà oggetto di un intervento di work-over per il ricompletamento in Gravel Pack open Hole con tubing da 4" ½.

Se non altrimenti specificato tutte le profondità indicate in questo programma si intendono misurate (MD) e riferite al Piano Tavola Rotary (PTR o RKB), la cui elevazione sul piano campagna è ipotizzata di 5.5 m.

In genere, la perforazione di un pozzo avviene per tratti di foro con un diametro via via decrescente (sistema telescopico) e include:

- perforazione con circolazione di fluidi;
- rivestimento del foro con il *casing*;
- cementazione.

In funzione delle caratteristiche specifiche del pozzo viene stilato un programma geologico e di perforazione di dettaglio per ogni attività di perforazione che include la successione delle

operazioni di perforazione, i diametri da utilizzare, i *casing* utilizzati alle diverse profondità, i direzionamenti e le profondità di intervento e manovra.

Il pozzo BM-8 presenta le seguenti caratteristiche:

- profondità verticale: circa 1,150 – 1,250 m (RKB);
- profondità misurata: circa 1,400 – 1,500 m (RKB);
- profilo: Slant;
- inclinazione max: 50°;
- DLS max: 3.5°/30 m;
- tipo completamento: Singolo, Tubing 4 ½" Open Hole Gravel Pack;
- durata totale: 21 giorni.

Il pozzo BM-8 è attualmente aperto sul livello "A" nell'intervallo 1162-1168 m T.V.D.. In prova era stato aperto e testato anche nel Livello "B", che nel frattempo però era stato raggiunto dalla risalita della tavola d'acqua. Quando è stato perforato il pozzo BM-8, nel 1963, il giacimento aveva già prodotto quasi il 90% delle sue riserve totali.

Il work-over al BM-8 sarà eseguito secondo il seguente programma:

- preparativi intervento;
- estrazione del tubing di produzione da 2" 7/8;
- fresaggio del Casing da 7" al top del reservoir per un tratto di circa 15-20 metri;
- under reaming del tratto fresato fino a 12" ¼;
- esecuzione di Open Hole Gravel Pack;
- completamento in singolo con tubing da 4" ½;
- spurgo e rilascio impianto;
- eventuale spurgo.

#### Fluidi di Perforazione e Completamento

La selezione dei fluidi da utilizzare per il work-over del pozzo BM-8 è stata fatta sulla base dell'esperienza maturata nella perforazione di precedenti pozzi in zona e/o di pozzi realizzati attraverso simili formazioni.

**In questa fase dello studio del work-over del pozzo si è ipotizzato l'impiego di fango a base acqua tipo DIF (Dril In Fluid), per limitare il danneggiamento al reservoir già depletato. La scelta del fango sarà comunque proposta in sede di ingegneria di dettaglio.**

Tutti i prodotti necessari al confezionamento dei fluidi di perforazione e completamento e dei cuscini di intervento dovranno essere accompagnati dalle relative schede di sicurezza. La seguente tabella mostrano i fluidi di perforazione che si prevede di utilizzare per il pozzo BM-8. Prima dello spud-in andrà confezionato e tenuto a disposizione un quantitativo di circa 40 m<sup>3</sup> di kill mud acon densità pari a 1.10 kg/l.

**Tabella 6.3: Fluidi per il Pozzo BM-8**

Fase	Profondità	Densità	Tipo Fango	Note
	(m MD)	(S.G.)	(m)	
Killing & Scompletamento	1,420	1.03 -1.10	Fw Ge	
Perforazione ST Fase 6"	1,420-1,450 (1,144 TVD)	1.15 – 1.35	DIF	La densità del fango sarà da adeguare alle necessità derivanti dai problemi di stabilità del foro ed allo stesso tempo a prevenire problemi di prese differenziali a causa dei livelli depletati. Possibili perdite parziali; Inclinazione.
Completamento		1.05	Brine - KCl	Aggiunta di Inhibitor

Nelle tabelle seguenti sono riportate rispettivamente le caratteristiche reologiche del fango e dei volumi previsti di fango e reflui.

**Tabella 6.4: Caratteristiche del Fango**

Caratteristiche	Fase 6"-12" OH
	Tipo di fango "DIF (Dril In Fluid)"
Densità kg/l	1.200-1.350
Viscosità Marsh sec/l	50-55
Viscosità Plastica cP	16-18
Yield Point gr/100cm <sup>2</sup>	10-12
Gel 10" gr/100cm <sup>2</sup>	4-6
Gel 10' gr/100cm <sup>2</sup>	10-12
Filtrato API (cc/30')	3-4
pH	12-12.5
Excess Lime, kg/m <sup>3</sup>	4-5
Solidi % vol.	15-18
MBT kg/m <sup>3</sup>	40-50
Lubricant (Glycol), %	2

**Tabella 6.5: Volumi Previsti per Fanghi e Reflui**

Volumi (m <sup>3</sup> )	Fase 6"-12" OH
	Tipo di fango "DIF (Dril In Fluid)"
Open Hole	27
Casing	18
Xss OH	5
Surface Syst.	100
Diluizione	150
Recuperato	100
Kill mud	0
<b>Totale Fango Miscelato</b>	<b>200</b>
Roccia perforata	30
<b>Stima Reflui Prodotti</b>	<b>150</b>

La seguente tabella indica le quantità totali dei prodotti fango impiegati per il confezionamento del fango mediamente previsti per la perforazione del pozzo BM-8.

Tutti gli invii di prodotti chimici in cantiere saranno accompagnati dalle relative schede di sicurezza a cura del Fornitore.

**Tabella 6.6: Quantitativi dei Principali Prodotti Fango**

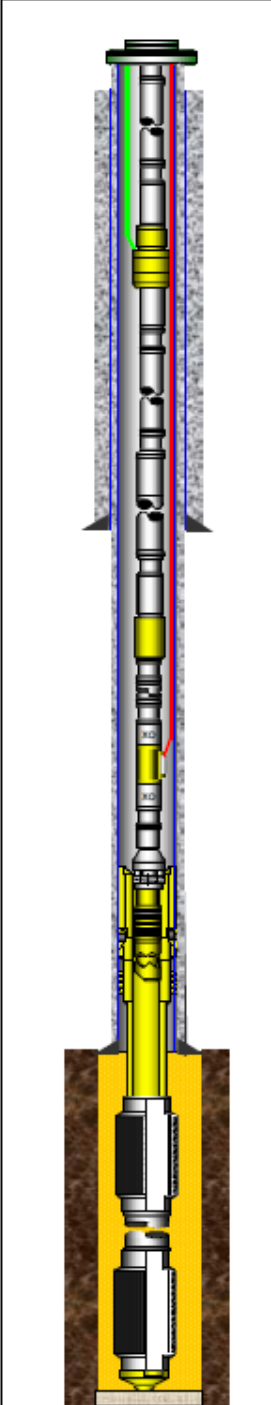
Prodotto	Unità	Concentrazione [kg/m <sup>3</sup> ]	Volume [m <sup>3</sup> ]	Quantità [ton/fusti]
Potassium Chloride	MT	178	131	23.29
N-VIS P Plus	MT	3	131	0.39
DEXTRID LTE	MT	10	131	1.31
Calcium Carbonate	MT	87.5	131	11.45
BARABUF	MT	3	131	0.39
STARCID	MT	0.3	131	1.57
TORQ TRIM II Plus / DRIL-N SLIDE	MT	20	131	2.62

Schema di Completamento Previsto

La proposta preliminare di completamento “in singolo” è riportata nella seguente figura.

Tale tipo di completamento dovrebbe consentire un controllo più efficiente nella fase di iniezione e nella fase di estrazione, al fine di monitorare e isolare le possibili venute di acqua di strato.

Inoltre verrà installata una linea a fibra ottica per il controllo della pressione e della temperatura di fondo.



DEPTH m	DESCRIPTION	LENGTH m	OD in	ID in
	TBG HANGER w/ 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box Down L-80		11,000	4,000
	PUP JOINT - w/ 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box x Pin - L-80		4,902	4,000
	Production Tubing w/ 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box x Pin - L-80		4,902	4,000
	PUP JOINT - w/ 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box x Pin - L-80		4,902	4,000
	X-OVER FLOW CPLG 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box x 4 1/2" 11.6#/FT NEW VAM PIN - L-80		4,902	4,000
	TBG RETRIEVABLE SAFETY VALVE - SIZE 4 1/2" x 3.812" 4-1/2" 11.6 #/FT NEW VAM BOX x PIN - 3.812" 'BX' PROFILE - 9 CR 1 Mo		6,886	3,813
	X-OVER FLOW CPLG 4 1/2" 11.6#/FT NEW VAM BOX x 4 1/2" 11.6# VAM TOP PIN - L-80			
	PUP JOINT - w/ 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box x Pin - L-80			
	Production Tubing w/ 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box x Pin - L-80		4,902	4,000
	PUP JOINT - w/ 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box x Pin - L-80			
	FLOW CPLG 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box x Pin - L-80		4,902	4,000
	'KN' BOTTOM NO-GO SEATING NIPPLE - SIZE 4 1/2" x 3.81" - w/ 4 1/2" 11.6# VAM TOP BOX x PIN - P-110		4,882	3,750
	PUP JOINT - w/ 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box x Pin - L-80			
	Production Tubing w/ 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box x Pin - L-80		4,902	4,000
	PUP JOINT - w/ 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box x Pin - L-80			
	Gauge Mandrel for Optical Gauge 4-1/2" w/ 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box x Pin		6,860	4,000
	PUP JOINT - w/ 4 1/2" 11.6# VAM TOP Box x Pin - L-80			
	SNAP LATCH Locator w/4 1/2" 11.6# L-80 VAM TOP Box x HMS down		5,350	3,000
	Size 7" Gravel Pack Sealbore Packer GP EXTENSION W/SLIDING SLEEVE		6,000	4,000
			5,560	0,169
	SHEAR OUT SAFETY JOINT 72KLbs		5,560	3,550
	SIZE 4" BLANK PIPE MAT.N-80		4,750	3,550
	SIZE 4" X 110 MICRON - Premium Screen		4,800	3,540
	SIZE 4" X 110 MICRON - Premium Screen		4,800	3,540
	4" Bull Plug		4,750	

**Figura 6.b: Attività di Perforazione, Schema di Completamento Previsto**

Testa Pozzo e Croce di Produzione

Gli elementi della testa pozzo dovranno assicurare l'integrità del pozzo sia in perforazione sia durante la sua vita produttiva, in particolare durante la fase di completamento verrà



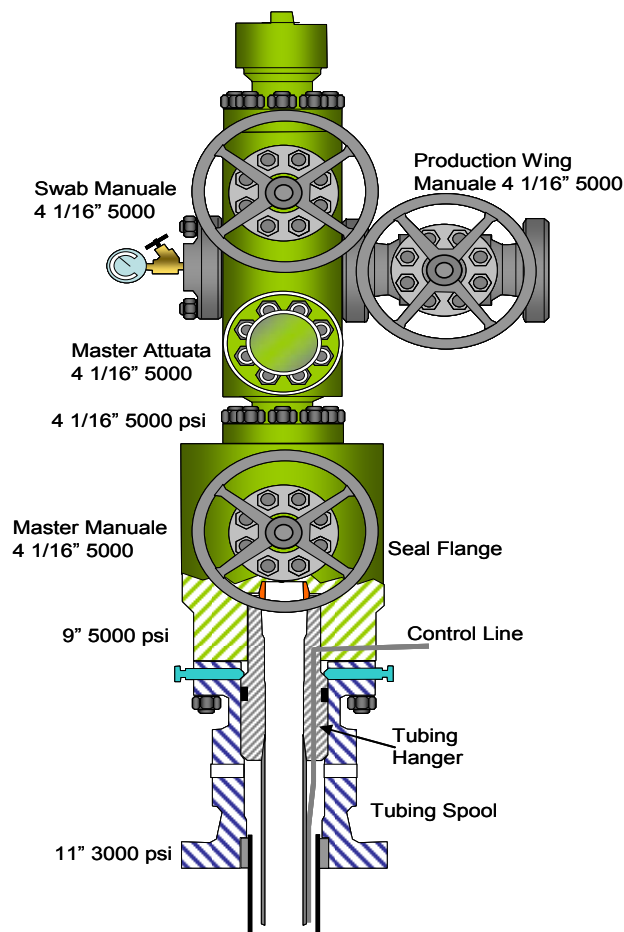
sostituito il seguente elemento: Elemento Superiore (Tubing Spool): 11" x 3000 psi x 9" 5000 psi.

Per i tubing spool si è scelto un valore di pressione nominale superiore al necessario per ragioni di standardizzazione. Questa scelta potrà essere rivista in fase di programmazione di dettaglio.

La croce di produzione dovrà assicurare la funzionalità del pozzo sia in fase di produzione sia di iniezione, assicurando in ogni momento il contenimento delle pressioni massime in superficie e consentendo la chiusura del pozzo in caso di emergenza.

La croce di produzione sarà costituita da (si veda la figura seguente):

- Seal flange (tubing head adapter), installata sul tubing spool, con connessione inferiore 9" 5000 psi; preparazione interna per il tubing hanger da 4 1/2";
- Master valve inferiore manuale da 4 1/16" 5000 psi;
- Master valve attuata da 4 1/16" 5000 psi;
- Swab valve superiore manuale da 4 1/16" 5000 psi;
- Wing valve manuale da 4 1/16" 5000 psi.



**Figura 6.c: Testa Pozzo, Croce di Produzione**

#### 6.2.2.5 Tecniche di Prevenzione dei Rischi Ambientali e Gestione dei Rifiuti

##### 6.2.2.5.1 Tecnologie di Prevenzione e Riduzione dei Rischi di Incidenti

Durante la fase di perforazione verranno messi in atto una serie di accorgimenti progettuali per ridurre l'eventualità di tutti quegli eventi incidentali che possono comportare rischi per l'ambiente. In particolare, tra gli accorgimenti più importanti per proteggere i terreni e le falde da possibili spillamenti e spandimenti si possono citare:

- la realizzazione di solette in cemento armato per l'appoggio dell'impianto di perforazione, dei motori, delle pompe;
- la realizzazione di canalette per la raccolta delle acque di lavaggio impianto e di canalette perimetrali al piazzale di perforazione;
- la realizzazione di vasche di contenimento per i serbatoi di gasolio dei motori dell'impianto di perforazione e per lo stoccaggio di oli e chemicals.

Inoltre, per prevenire il rischio di *blow-out* del pozzo, si utilizza la filosofia della doppia barriera il fango di perforazione ed una barriera di emergenza costituita dai *Blow Out Preventers* (B.O.P.). Lo scopo dei BOP è quello di bloccare fuoriuscite incontrollate di fluidi di strato; queste apparecchiature vengono montate in numero e tipo tali da garantire la tenuta idraulica e la chiusura del pozzo, contrastando la pressione esercitata dai fluidi di strato, sia in caso di pozzo libero sia nel caso in cui al momento dell'eruzione sia presente attrezzatura in pozzo. Il numero e la sequenza di montaggio dei BOP sono tali da consentire in caso di malfunzionamento di una di queste apparecchiature, l'impiego di quella montata in successione. Il tipo di BOP installato durante le singole fasi è illustrato nella figura seguente ne è riportato un esempio.



**Figura 6.d: Attività di Perforazione, Blow-Out Preventer (BOP)**

Tipicamente il collaudo dell'equipaggiamento di sicurezza è richiesto nelle seguenti situazioni:

- ogni 14 giorni;
- durante la fase di montaggio, dopo un sollevamento effettuato per consentire il montaggio di nuovi elementi della testa pozzo, e ad ogni riparazione e/o sostituzione di sue parti;
- prima di attraversare zone in sovrappressione;
- ogni qualvolta richiesto dalle procedure Edison S.p.A..

#### 6.2.2.5.2 Tecniche di Trattamento e Discarica di Reflui e Rifiuti

Durante le operazioni di perforazione vengono inevitabilmente prodotti reflui e rifiuti.

I reflui ed i rifiuti prodotti in cantiere, di qualsiasi natura essi siano e qualunque sia il sistema di smaltimento adottato, seppur temporaneamente, sono stoccati in adeguate strutture di cantiere per poter poi essere riutilizzati o trattati e successivamente smaltiti in idoneo recapito.

I criteri guida utilizzati per la gestione dei reflui/rifiuti prodotti sono principalmente:

- contenimento della loro produzione;
- stoccaggio per tipologia;
- recupero spinto della fase acquosa;
- utilizzo di idonei sistemi di trattamento e smaltimento.

#### Contenimento della Produzione

La produzione di refluo è proporzionale al volume di fango di perforazione confezionato, che a sua volta dipende principalmente dalla profondità e dal tempo di esecuzione del pozzo. Il volume del fango di perforazione necessario all'esecuzione del pozzo tende a crescere per gli scarti dovuti al suo invecchiamento e per le continue diluizioni che sono necessarie a contenere la quantità di detriti inglobati durante la perforazione.

Al fine di limitare questi aumenti di volume a causa delle diluizioni si ricorre ad un'azione spinta di separazione meccanica dei detriti perforati dal fango, attraverso l'adozione di un'idonea e complessa attrezzatura di controllo solidi costituita da vibrovagli a cascata, *mud cleaners* e centrifughe. Inoltre, per quanto possibile, il fango in esubero viene riutilizzato nel prosieguo delle operazioni di perforazione, finché le sue caratteristiche geologiche lo consentono.

Come viene descritto nel seguito il “*closed loop system*” per il fango ad acqua e un eventuale sistema di stoccaggio per il fango ad olio permettono una notevole riduzione della produzione di fango e quindi di reflui, con una conseguente riduzione degli impatti potenziali legati al loro trasporto.

In questo modo il fango viene continuamente recuperato e reimpiegato, evitando il confezionamento di nuovo fango, fino a quando deve essere smaltito nelle discariche autorizzate perché ormai esausto.

### Stoccaggio per Tipologia

Tutti i reflui prodotti vengono temporaneamente depositati in appositi bacini impermeabilizzati evitando che si mescolino tra loro per favorire un eventuale riutilizzo in cantiere con un trattamento selettivo ed il successivo smaltimento.

Sono approntati bacini e/o cassonetti per:

- detriti perforati, fanghi di perforazione esausti, acque di lavaggio impianto;
- fluidi di intervento esausti;
- rifiuti solidi urbani e/o assimilabili.

### Recupero Spinto della Fase Acquosa

Il sistema di recupero spinto della fase acquosa viene chiamato “*close-loop*” e consiste nel recuperare il più possibile la fase liquida del detrito di perforazione e del fango refluo utilizzando dei prodotti chimici che, dosati in maniera adeguata, consentono il riutilizzo dell’acqua di risulta per usi di confezionamento fango e lavaggio impianto. Ne consegue un utilizzo ridotto di materie prime e una riduzione dei volumi di refluo da smaltire (si veda la Figura 6.6). Questo sistema viene solitamente attivato nelle fasi in cui viene utilizzato il fango a base acqua.

### Processi di Trattamento/Smaltimento ed Attrezzatura Impiegata

Sui rifiuti prodotti in fase di perforazione vengono effettuati dei processi di trattamento al fine di renderli smaltibili presso opportuni recapiti (depuratori, discariche autorizzate, industrie per produzione laterizi, cementifici).

In un cantiere si possono impiegare due sistemi di trattamento e smaltimento reflui a seconda delle esigenze, denominati “Tal Quale” e “Convenzionale”.

Il “Sistema Tal Quale” consiste nel prelievo di fanghi esausti tal quali (come vengono fuori dal pozzo) dai rispettivi bacini di contenimento e nel loro immediato trasporto in appositi Centri di Trattamento e successivo smaltimento in discariche autorizzate oppure in Centri di Riutilizzo.

Il “Sistema Convenzionale” consiste nel trattamento dei fanghi esausti in cantiere con le seguenti metodologie:

- disidratazione dei fanghi esausti (tramite filtropressa o centrifuga) ottenendo acqua di risulta e solido disidratato;
- trasporto e smaltimento dell’acqua di risulta in un apposito depuratore;
- trasporto e smaltimento del detrito disidratato in discarica autorizzata o in un centro di riutilizzo.

In ambedue i sistemi:

- le acque di lavaggio vengono chiarificate e riciclate per un loro ulteriore riutilizzo in cantiere; alla fine tali acque vengono trasportate e smaltite in appositi depuratori;
- i detriti di perforazione vengono inertizzati (consolidandoli con cemento) e trasportati e smaltiti in discariche autorizzate o centri di riutilizzo.

**Per il pozzo Bagnolo Mella 8 si prevede di utilizzare il “Sistema Tal Quale”.**

I detriti prodotti saranno regolarmente prelevati dal cantiere durante la perforazione, trattati ed inertizzati e messi a dimora in discariche autorizzate. Tutto il processo di prelievo e smaltimento sarà eseguito da un Contrattista specializzato e controllato da Edison Stoccaggio.

Si evidenzia che tutti i rifiuti (solidi e liquidi), dopo verifica analitica, verranno smaltiti ai sensi della normativa vigente. Le analisi chimico-fisiche, i formulari di identificazione dei rifiuti, il registro di carico e scarico ed il certificato di avvenuto smaltimento, costituiscono la catena documentale attestante lo svolgimento dei lavori nei termini previsti dalla normativa vigente in materia di smaltimento rifiuti.

#### 6.2.2.6 Opere Civili e Montaggio Impianti

La fase di adeguamento dell'area pozzo dopo la perforazione sarà caratterizzata da attività di tipo civile per preparare la postazione e successivamente dall'installazione degli impianti necessari per la successiva fase di esercizio.

I principali interventi per il ripristino parziale e la messa in sicurezza prevedono:

- pulizia dei vasconi fango e delle canalette;
- reinterro del vascone acqua;
- ripristino dell'area vasconi fango (e loro tombamento con materiale inerte ovvero loro smaltimento, nel rispetto della vigente normativa);
- demolizione delle opere in calcestruzzo non più necessarie, ad eccezione della cantina ed area sottostruttura, con smaltimento del materiale di risulta.

Le principali opere civili previste all'interno della postazione esistente per permettere lo stoccaggio sono:

- fondazioni per le varie apparecchiature (trappole, supporti tubazioni, ecc.);
- realizzazione di un cunicolo in cemento armato per alloggio tubazioni presso la testa pozzo.

Le principali apparecchiature che verranno montate presso l'area pozzo, interna all'area di Centrale di Trattamento e Compressione Bagnolo Mella, sono mostrate in Figura 4.2 allegata e di seguito elencate:

- No. 1 separatore di testa pozzo, per la separazione liquido/gas;
- No. 1 skid per la regolazione e misura del pozzo.

Inoltre, saranno presenti valvole di blocco di emergenza, automatiche di sfiato e di sicurezza, oltre una valvola di intercettazione.

Le misure di gestione e di controllo dell'area pozzo in fase di esercizio sono riportate al Capitolo 10.

#### **6.2.3 Descrizione delle Attività di Costruzione della Centrale di Trattamento e Compressione**

Con riferimento alle lavorazioni da effettuarsi per la realizzazione della Centrale di Trattamento e Compressione le attrezzature a disposizione del cantiere nelle fasi operative saranno sostanzialmente:

- mezzi per movimento terra;

- mezzi per sollevamento;
- mezzi di trasporto leggero a pesante;
- attrezzature ausiliarie (generatori, pompe, saldatrici).

I mezzi per il movimento terra verranno utilizzati nella fase di sbancamento, riempimento e livellamento dell'area destinata all'impianto (escavatori, bulldozer, grader) oppure per scavi di fondazione e/o per la posa di tubazioni interrate (escavatori).

I mezzi di sollevamento (autogrù, muletti) verranno utilizzati per il sollevamento e la movimentazione dei materiali edili, di carpenteria e meccanici.

La movimentazione sarà coadiuvata dall'utilizzo di mezzi di trasporto (autocarri).

Le attrezzature ausiliarie presteranno servizio a svariate attività, quali la generazione di energia elettrica, la saldatura di metalli, il pompaggio di liquidi o gas. Tra questi si prevede l'utilizzo sia di unità con alimentazione di tipo elettrico da quadro di cantiere sia di mezzi con motori a combustione interna.

Le attività di cantiere non prevedono l'effettuazione di stoccaggi anche temporanei di materiali pericolosi che comportino rischi particolari. L'organizzazione del cantiere e le attività connesse saranno sviluppate secondo quanto definito nel Documento di Sicurezza e Salute Coordinato (DSSC), che secondo quanto previsto dalla normativa vigente, sarà portato a conoscenza di tutti gli operatori presenti in cantiere.

#### 6.2.3.1 Costruzione della Centrale

Le principali fasi di cantiere necessarie per la realizzazione della Centrale sono:

- realizzazione delle fondazioni di linee e apparecchiature;
- realizzazione degli edifici e delle opere civili;
- realizzazione dei principali sistemi impiantistici;
- realizzazione dei sistemi ausiliari;
- montaggi meccanici (carpenterie, piping, ecc);
- montaggi elettromeccanici.

La durata complessiva delle attività è stimata in circa 15 mesi, comprensiva della fase di realizzazione delle opere civili e della fase dei montaggi elettromeccanici delle varie componenti dell'impianto.

#### 6.2.3.2 Commissioning, Avviamento

Le attività di commissioning ad avviamento prevedono:

- la pulizia delle linee di Centrale;
- la prova in bianco di tutte le apparecchiature;
- la prova di isolamento di tutte le linee elettriche;
- la taratura di tutti gli strumenti e delle valvole di sicurezza.

Le attività di commissioning ed avviamento avranno una durata complessiva di circa 3 mesi e mezzo.

#### **6.2.4 Smobilitazione Cantiere e Sistemazione a Verde**

Al termine delle attività di avviamento della Centrale si procederà alla smobilitazione del cantiere e alla sistemazione a verde delle aree.

### **6.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI COSTRUZIONE DEL METANODOTTO**

Nel presente paragrafo sono esaminati gli aspetti relativi a (Edison Stoccaggio, 2011c):

- descrizione delle attività di costruzione, con riferimento a:
  - realizzazione della linea,
  - realizzazione degli attraversamenti,
  - realizzazione della stazione di misura;
- collaudo in opera della condotta;
- ripristini.

I mezzi e le attrezzature a disposizione del cantiere nelle fasi operative saranno sostanzialmente:

- mezzi per movimento terra;
- mezzi per sollevamento (sidebooms, autogrù);
- mezzi di trasporto leggero a pesante;
- attrezzature ausiliarie (generatori, pompe, saldatrici);
- attrezzature speciali (piegatubi).

I mezzi per il movimento terra verranno utilizzati nella fase di apertura della pista (bulldozer) oppure per gli scavi della trincea di posa e nel successivo rinterro oltre che durante la realizzazione dei ripristini ambientali (escavatori).

Per quanto riguarda il metanodotto i mezzi di sollevamento (autogrù, sidebooms) verranno utilizzati principalmente durante lo sfilamento e la piegatura dei tubi in linea, per la saldatura e per la posa in trincea delle stringhe. La movimentazione dei tubi e degli accessori di linea (curve, giunti isolanti) sarà coadiuvata dall'utilizzo di mezzi di trasporto (autocarri). Le attrezzature ausiliarie serviranno al compimento di svariate attività quali la piegatura a freddo delle barre di tubo, l'eventuale generazione di energia elettrica in cantiere, la saldatura dei giunti, il pompaggio di acqua per collaudi, la compressione di aria per lo spiazzamento dell'acqua di collaudo tramite lancio di pigs. Tra questi si prevede l'utilizzo di unità con alimentazione principalmente con motori a combustione interna (diesel).

Per quanto riguarda la stazione di misura i mezzi di sollevamento (autogrù, muletti) verranno utilizzati per il sollevamento e la movimentazione dei materiali edili, di carpenteria e meccanici oltre alle apparecchiature da installare all'interno del cantiere. La movimentazione sarà coadiuvata dall'utilizzo di mezzi di trasporto (autocarri). Le attrezzature ausiliarie serviranno al compimento di svariate attività quali la generazione di energia elettrica, la saldatura di metalli, il pompaggio di liquidi o gas. Tra questi si prevede l'utilizzo di unità con alimentazione sia di tipo elettrico da quadro di cantiere sia di motori a combustione interna.

Il cantiere verrà presumibilmente predisposto all'interno dell'area della Centrale di Bagnolo Mella o, alternativamente, presso l'area della Stazione di Misura, lato SRG. La possibilità di utilizzo delle aree di Centrale dovrà essere verificata in fase esecutiva, risulterà fattibile in caso di compatibilità tra le tempistiche di realizzazione dei terminali impiantistici e della condotta.

L'area verrà predisposta per consentire le attività di immagazzinamento del materiale e delle apparecchiature successivamente installate, oltre a servire da ricovero per i mezzi operativi e ad ospitare i prefabbricati ufficio e spogliatoio del personale addetto alla costruzione ed alle maestranze coinvolte.

L'area sarà eventualmente recintata e dotata di guardiola.

Il cantiere sarà del tutto indipendente per quanto riguarda alimentazioni elettriche ed idriche e sarà dotato di servizi igienici temporanei a disposizione del personale addetto.

Si prevede all'interno dell'area cantiere lo svolgimento delle seguenti attività:

- stoccaggio di inerti e rifiuti;
- stoccaggio materiale per costruzione condotta (in parte);
- eventuali prefabbricazioni;
- ricovero mezzi d'opera e attrezzature.

Oltre alle aree necessarie allo svolgimento delle attività di cui sopra, si prevede anche la presenza all'interno dell'area di baracche ufficio per Direzione Lavori e Imprese, servizi igienici, guardiola e pronto soccorso, officina pre-costruzione, magazzini.

Per quanto riguarda lo stoccaggio delle tubazioni, considerando il numero totale di tubi da accatastare e salvo impedimenti generati dalle infrastrutture viabilistiche esistenti (attraversamento con mezzi operativi di strade a moderata/alta percorrenza), si conviene, per l'allestimento di N. 1 piazzola con 280 tubi accatastati in totale presso l'area di cantiere della centrale (circa 30 m x 30 m).

### **6.3.1 Realizzazione della Linea**

La realizzazione dell'opera prevede l'esecuzione di fasi sequenziali di lavoro che permettono di contenere le operazioni in un tratto limitato della linea di progetto, avanzando progressivamente nel territorio. Le attività di costruzione della condotta si svolgeranno come indicato nel seguito con riferimento alle principali fasi di lavoro:

- installazione del cantiere e apertura della pista di lavoro;
- sfilaggio e saldatura delle tubazioni;
- realizzazione dello scavo, posa della tubazione e copertura della trincea.

#### **6.3.1.1 Installazione del Cantiere e Apertura della Pista**

La fase iniziale del lavoro di costruzione del metanodotto prevede "l'apertura della pista" ossia dell'area di passaggio entro la quale si svolgeranno tutte le operazioni. Tale pista dovrà essere la più continua possibile ed avere una larghezza tale da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio e di soccorso.

La pista normale avrà una larghezza di 11 m e, con riferimento all'asse picchettato, sul lato sinistro avrà un'area sufficiente al deposito del materiale di risulta proveniente dallo scavo



della trincea e sul lato destro un'area per l'assemblaggio della condotta ed il passaggio dei mezzi. La sezione tipica della pista è indicata in Figura 6.7.

Prima dell'apertura della fascia di lavoro sarà eseguito, ove opportuno, l'accantonamento dello strato humico superficiale a margine della fascia di lavoro per riutilizzarlo in fase di ripristino. I mezzi utilizzati saranno in prevalenza cingolati consistenti (ruspe, escavatori e pale cariatrici).

L'accessibilità all'area di passaggio è assicurata dalla viabilità ordinaria, che, durante l'esecuzione dell'opera, subirà unicamente un aumento del traffico dovuto ai soli mezzi dei servizi logistici. I mezzi adibiti alla costruzione invece utilizzeranno l'area di passaggio messa a disposizione per la realizzazione dell'opera.



**Figura 6.e: Cantiere Metanodotto, Esempio di Apertura della Pista**

#### 6.3.1.2 Sfilaggio e Saldatura delle Tubazioni

Completata la fase di apertura della pista si procederà allo sfilaggio ed assiemaggio dei tubi e alla saldatura dei tubi e delle curve. Durante l'operazione di assiemaggio i tubi verranno posizionati lungo la pista e predisposti testa a testa per la successiva saldatura. Per queste operazioni saranno utilizzati trattori posatubi (sideboom) e mezzi cingolati adibiti al trasporto delle tubazioni (vedere figura di seguito riportata).

I tubi saranno collegati mediante saldatura ad arco elettrico (saldatura ad arco sommerso) impiegando motosaldatrici a filo continuo. L'accoppiamento sarà eseguito mediante accostamento di testa di due tubi, in modo da formare, ripetendo l'operazione più volte, un tratto di condotta. I tratti di tubazioni saldati saranno temporaneamente disposti

parallelamente alla traccia dello scavo, appoggiandoli su appositi sostegni in legno per evitare il danneggiamento del rivestimento esterno.



**Figura 6.f: Cantiere Metanodotto, Esempio di Sfilamento Tubi**

La condotta verrà rivestita in polietilene e i giunti verranno rivestiti con apposite fasce termorestringenti. Il rivestimento della condotta sarà controllato con idonea apparecchiatura a scintillio (*holiday detector*). Le saldature saranno tutte sottoposte a controlli non distruttivi mediante l'utilizzo di tecniche radiografiche. Le saldature verranno radiografate mediante sorgenti radiogene di tipo X o  $\gamma$  posizionate all'interno della tubazione all'altezza del giunto.

I mezzi utilizzati in questa fase saranno essenzialmente trattori posatubi, motosaldatrici e compressori ad aria.

#### 6.3.1.3 Scavo, Posa e Copertura della Trincea

Terminata tale fase verrà effettuato lo scavo con l'utilizzo di macchine escavatrici. La profondità di scavo sarà tale da garantire una copertura minima di 1.5 m (si veda la Figura 6.8). Il materiale di risulta dello scavo sarà depositato lateralmente allo scavo stesso, lungo la fascia di lavoro, per essere riutilizzato in fase di rinterro della condotta. Tale operazione sarà eseguita in modo da evitare la miscelazione del materiale di risulta con lo strato humico accantonato, nella fase di apertura dell'area di passaggio.

Ultimato il rivestimento dei giunti e verificata la perfetta integrità del rivestimento, la colonna saldata sarà sollevata e posata nello scavo con l'impiego di trattori posatubi (sideboom).

Per preservare il rivestimento dei tubi dalle asperità presenti sul fondo dello scavo, sul fondo dello scavo sarà posato uno strato di 10 cm ca. di sabbia (letto di posa).

La condotta posata sarà ricoperta utilizzando totalmente il materiale di risulta accantonato lungo la fascia di lavoro all'atto dello scavo della trincea. Qualora tale materiale presentasse trovanti o sassi, si procederà alla posa di un ulteriore strato di sabbia fino ad un'altezza di 10 cm ca. dalla generatrice superiore del tubo e successivamente per circa 1.40 m si completerà il riinterro con materiale di risulta.

A conclusione delle operazioni di riinterro si provvederà, altresì, a ridistribuire sulla superficie il terreno vegetale accantonato.



**Figura 6.g: Cantiere Metanodotto, Esempio di Copertura della Trincea**

### 6.3.2 Realizzazione degli Attraversamenti

Il tracciato prevede l'attraversamento di due strade e quattro fossi, elencati nella seguente tabella, unitamente alla modalità di posa previste.

**Tabella 6.7: Attraversamenti del Metanodotto**

Progressiva (km)	Comune	Descrizione	Tipologia
0+725	Bagnolo Mella	Strada Comunale Offlaga	Trivella spingitubo
0+730	Bagnolo Mella	Roggia Mella	Trivella spingitubo

Progressiva (km)	Comune	Descrizione	Tipologia
1+470	Bagnolo Mella	Roggia Renola	Trivella spingitubo
2+280	Bagnolo Mella	Roggia Ravenola	Trivella spingitubo
3+130	Capriano del Colle	Roggia Movica e Strada sterrata	Trivella spingitubo

Gli attraversamenti saranno realizzati con tecnica spingitubo, sostanzialmente per ovviare a problemi di regimazione dei corsi d'acqua che potrebbero verificarsi in certi periodi dell'anno.

Come visibile nell'esempio riportato nella seguente figura, la metodologia con trivella/spingitubo consiste nello "spingere" il tubo al di sotto dell'infrastruttura da attraversare. Per l'attraversamento della stessa verrà utilizzato un tubo di protezione nel quale sarà inserita la condotta. La messa in opera del tubo di protezione comporta le seguenti operazioni:

- scavo del pozzo di spinta;
- impostazione dei macchinari e verifiche topografiche;
- esecuzione della trivellazione mediante l'avanzamento del tubo di protezione, spinto da martinetti idraulici, al cui interno agisce solidale la trivella dotata di coclee per lo smarino del materiale di scavo.



**Figura 6.h: Cantiere Metanodotto, Esempio di Trivella Spingitubo**

Contemporaneamente alla messa in opera del tubo di protezione si procede, fuori opera, alla preparazione del cosiddetto "sigaro". Questo è costituito dal tubo di linea a spessore maggiorato, cui si applicano alcuni collari distanziatori che facilitano le operazioni di inserimento e garantiscono nel tempo un adeguato isolamento elettrico della condotta.

Le Figure dalla 6.9 alla 6.12 in allegato riportano le sezioni degli attraversamenti del metanodotto in progetto.

### **6.3.3 Realizzazione della Stazione di Misura**

Per la realizzazione della stazione di misura si prevedono le seguenti fasi operative:

- mobilitazione del cantiere;
- lavori di movimento terra per livellamento area;
- lavori civili per costruzione fabbricati e basamenti;
- lavori di carpenteria per strutture di supporto apparecchiature;
- lavori meccanici di installazione delle apparecchiature;
- lavori meccanici per la posa della tubazioni di interconnessione tra le apparecchiature;
- lavori elettrostrumentali;
- lavori civili di finitura esterna;
- pre-commissioning, commissioning e start-up;
- ripristini ed opera di mitigazione;
- demobilitazione cantiere.

### **6.3.4 Collaudo in Opera della Condotta**

A condotta completamente posata e collegata si procede al collaudo idraulico che è eseguito riempiendo la tubazione di acqua e pressurizzandola ad almeno 1.3 volte la pressione massima di esercizio, per una durata di 48 ore. Le fasi di riempimento e svuotamento dell'acqua del collaudo idraulico sono eseguite utilizzando idonei dispositivi, comunemente denominati PIG.

L'acqua necessaria alla prova sarà reperita in loco da corsi d'acqua esistenti o portata con autobotti e non subirà alcun trattamento; pertanto, al termine del collaudo, sarà nuovamente scaricata nel corso d'acqua più vicino, previa verifica di compatibilità delle caratteristiche chimico-fisiche.

Le attrezzature necessarie per le prove sono: manometri, apparecchiatura per mettere in pressione la linea, strumenti per la taratura dei manometri, pigs di calibrazione, flange cieche, fondelli da saldare, trappole provvisorie per i pigs. Tali apparecchiature saranno localizzate alle estremità del tratto di linea in collaudo.

### **6.3.5 Ripristini**

Completato il rinterro per tutta la larghezza della fascia di lavoro interessata verrà eseguita un'opera di ripristino del terreno allo stato originario "*ante operam*".

L'opera di ricomposizione finale tenderà a ripristinare condizioni simili o migliori a quelle preesistenti all'attività di cantiere o comunque coerenti con lo stato ambientale nelle aree circostanti.

In base alle informazioni in possesso ad oggi, si prevede che tutto il terreno di risulta dallo scavo della trincea di posa venga successivamente riutilizzato nella fase di rinterro e ripristino.

Per il metanodotto in oggetto non si prevedono preliminarmente particolari opere accessorie al ripristino geomorfologico grazie anche all'adozione di tecniche non invasive ("trenchless") negli attraversamenti dei corsi d'acqua.

Potrà capitare, eventualmente, l'utilizzo di particolari opere accessorie nel ripristino delle sponde delle rogge minori attraversate:

- sostegni del terreno mediante realizzazione di palizzate (si veda la Figura 6.13a);
- sostegni del terreno mediante realizzazione di coperture (si veda la Figura 6.13b);
- sostegni del terreno mediante realizzazione di scogliere rinverdite (si veda la Figura 6.13c);
- sostegni del terreno mediante realizzazione di scogliere fascinate (si veda la Figura 6.13d);
- sostegni del terreno mediante realizzazione di fascinate (si veda la Figura 6.13e).

Gli interventi di ripristino vegetazionale sono sempre preceduti da una serie di operazioni finalizzate al recupero delle condizioni originarie del terreno:

- il terreno agrario, precedentemente accantonato ai margini della fascia di lavoro, sarà ridistribuito al termine dei lavori;
- il livello del suolo sarà lasciato di qualche centimetro al di sopra del livello dei terreni circostanti, in considerazione del naturale assestamento causato dalle piogge;
- eventuali opere accessorie fondiarie, come impianti fissi di irrigazione, fossi di drenaggio, ecc, provvisoriamente danneggiate durante le fasi di lavoro, verranno completamente ripristinati.

Quindi, gli interventi di ripristino della componente vegetale, unici applicabili al sito in oggetto, si possono raggruppare nelle seguenti fasi:

- scotico ed accantonamento del terreno vegetale;
- inerbimenti;
- messa a dimora di alberi e arbusti (eventuale);
- attività ed opere accessorie.

La prima fase di ripristino della copertura vegetale naturale si colloca all'inizio dei lavori scotico ed accantonamento del terreno vegetale, cioè nella fase di apertura della pista di lavoro, quando verrà messo in pratica uno scotico ed accantonamento dello strato superficiale del suolo (circa 20 cm), ricco di sostanza organica. Questa operazione permette di mantenere le potenzialità e le caratteristiche vegetazionali di un determinato ambito e normalmente, sarà eseguita con l'ausilio di una pala meccanica. Il materiale risultante da questa operazione sarà sistemato accantonato ai bordi della fascia di lavoro e

opportunamente protetto con teli traforati per evitarne l'erosione del vento ed il dilavamento da pioggia. In fase di ripristino dell'area, tale materiale sarà rimesso a posto cercando, se possibile, di mantenere lo stesso profilo e l'originaria stratificazione.

L'inerbimento in generale, sarà eseguito nel caso in cui i terreni interessati giaceranno su una zona caratterizzata dalla presenza di vegetazione arborea, arbustiva ed erbacea a carattere naturale o seminaturale. Il ripristino della copertura erbacea viene eseguito per le seguenti ragioni:

- ripristinare le caratteristiche paesaggistiche ed estetiche;
- ricostituire le condizioni di fertilità precedenti;
- proteggere il terreno dall'azione erosiva delle piogge e del vento;
- ottenere un consolidamento del terreno grazie alle radici delle nuove vegetazioni.

L'inerbimento avverrà con l'adozione di miscugli di sementi ben studiate sulla base delle specie preesistenti. Il quantitativo di miscuglio impiegato nelle semine sarà non inferiore a 20 g/m<sup>2</sup>. Oltre alla semina verrà anche distribuito in dosi opportune del fertilizzante a lenta cessione, in modo da garantire le necessarie sostanze nutrienti. L'inerbimento avverrà con l'impiego della tecnica di "idrosemina" per ottenere uniformità di distribuzione e rapidità di esecuzione dei lavori, oltre ad un maggiore controllo delle quantità distribuite.

La messa a dimora di alberi ed arbusti consiste nella ricostituzione, a lavori ultimati, di alberi, siepi, ecc., eventualmente presenti e di cui sia necessario l'abbattimento durante il cantiere. Il fine, oltre alla sostituzione delle piante abbattute, ha anche una valenza alternativa di ambito ecologico e paesaggistico, come opera di miglioramento ed, eventualmente di mitigazione, delle condizioni generali di insediamento territoriale dell'opera in oggetto. Nel caso in oggetto, si rileva una presenza isolata di alberi e arbusti coinvolti dalla fascia di lavoro.

## 6.4 ELENCO PRELIMINARE MEZZI E MACCHINE DI CANTIERE

Nel presente paragrafo vengono elencate le tipologie e le potenze dei mezzi che si prevede verranno impiegati durante le diverse fasi di cantiere e di perforazione.

**Tabella 6.8: Mezzi/Macchine di Cantiere e Potenze**

ID	Tipologia	Fissi / Mobili	Potenza[kW]
1	Escavatori	Mobili	120
2	Bulldozer	Mobili	180
3	Autogru/carrello elevatore/piattaforma aerea	Mobili	200
4	Sideboom	Mobili	110
5	Autocarri	Mobili	120
6	Rulli vibranti	Mobili	30
7	Autobetoniere	Mobili	200
8	Pompe	Fissi	20
9	Motosaldatrici	Fissi	15

ID	Tipologia	Fissi / Mobili	Potenza[kW]
10	Gruppi elettrogeni	Fissi	20
11	Motocompressori	Fissi	30
12	Martelli pneumatici	Mobili	50
13	Battipali	Fissi	120
14	Impianto di Perforazione (Generatori, Compressori, Pompe)	Fissi	3,650

Nella seguente tabella è dettagliato il numero massimo dei mezzi che si prevede di utilizzare in ciascuna fase del cantiere **Centrale**, unitamente alla stima del loro fattore di utilizzo rispetto all'intera durata della fase. Si noti che il fattore di utilizzo è riferito alle ore lavorative, che per tutte le fasi è relativa al solo periodo diurno, ad eccezione della fase di perforazione che ha carattere continuo (diurno e notturno).

**Tabella 6.9: Cantiere Centrale, Numero Mezzi e Fattore di Utilizzo**

Tipologia Mezzi/Impianti	No. Mezzi [No.] e Fattore di Utilizzo [ $\eta$ ]							
	Scavi e Opere Civili		Work-over pozzo		Montaggi		Avviamento e Ripristini	
	No.	$\eta$	No.	$\eta$	No.	$\eta$	No.	$\eta$
Escavatori	4	0.25	0	-	0	-	0	-
Bulldozer	1	0.25	0	-	0	-	1	0.25
Autogru/carrello elevatore/piattaforma aerea	1	0.1	1	0.1	4	0.25	1	0.25
Autocarri	7	0.1	1	0.1	1	0.5	1	0.25
Rulli vibranti	1	0.25	0	-	0	-	0	-
Autobetoniere	1	0.25	1	0.1	0	-	0	-
Pompe	1	0.25	0	-	0	-	1	0.25
Motosaldatrici	0	-	0	-	5	0.25	1	0.25
Gruppi elettrogeni	0	-	0	-	1	0.25	1	0.25
Motocompressori	0	-	0	-	0	-	1	0.25
Battipali	1	0.1	0	-	0	-	0	-
Impianto di Perforazione (Generatori, Compressori, Pompe)	0	-	1	0.5 <sup>(1)</sup>	0	-	0	-

Nota: (1) L'impianto di perforazione sarà utilizzato in modo continuo (24 ore su 24), ma ad una potenza ridotta. Quindi si assumerà un coefficiente di utilizzo pari a 0.5.

Nella seguente tabella sono riportate le valutazioni effettuate per il cantiere del **metanodotto**.



**Tabella 6.10: Cantiere Metanodotto, Numero Mezzi e Fattore di Utilizzo**

Tipologia Mezzi/ /Impianti	No. Mezzi [No.] e Fattore di Utilizzo [ $\eta$ ]									
	Installazione Cantiere, Preparazione Area Apertura della Pista		Sfilaggio e Saldatura delle Tubazioni		Scavo, Posa e Reinterro		Montaggi Stazione di Misura		Collaudi e Ripristino	
	No.	$\eta$	No.	$\eta$	No.	$\eta$	No.	$\eta$	No.	$\eta$
Escavatori	0	-	0	-	3	0.75	-	-	1	0.25
Bulldozer	2	0.75	0	-	1	0.75	-	-	1	0.25
Sideboom	0	-	3	0.5	0	-	-	-	0	-
Autocarri	1	0.75	3	0.5	1	0.75	-	-	1	0.25
Pompe	0	-	0	-	0	-	-	-	2	0.25
Motosaldatrici	0	-	2	0.5	0	-	2	0.25	0	-
Autogru/carrello elevatore/piattaforma aerea	0	-	0	-	0	-	1	0.25	0	-
Gruppi Elettrogeni	0	-	0	-	0	-	1	0.25	0	-

## **7 DISMISSIONE DELL'OPERA E RIPRISTINO AMBIENTALE A FINE ESERCIZIO**

A fine esercizio sarà attuato il piano di dismissione e ripristino ambientale (“decommissioning”), secondo le modalità descritte nel seguito. In generale il programma di dismissione e ripristino ambientale a fine esercizio prevede la rimozione della strutture fuori terra ed il recupero delle aree interessate con l’obiettivo di creare le condizioni che permettano, in un tempo ragionevole, il ripristino delle condizioni antecedenti all’installazione dell’opera.

### **7.1 AREA DI CENTRALE**

Nel presente paragrafo sono riportate alcune indicazioni preliminari relative alle operazioni da effettuare per le dismissione e il ripristino delle aree d’impianto interne al perimetro di Centrale, sviluppate sulla base delle attuali conoscenze e in riferimento alla normativa vigente. La durata delle attività di dismissione è stimabile in circa 12 mesi (Edison Stoccaggio, 2011b).

Il progetto definitivo di dismissione e ripristino verrà predisposto all’approssimarsi del termine di vita utile degli impianti.

La fase preliminare delle attività di dismissione dovrà consistere nella rimozione degli eventuali contaminanti ambientali presenti nell’area e delle apparecchiature (rifiuti e residui).

Nel corso di questa fase si dovrà provvedere a:

- scollegare elettricamente ed idraulicamente le apparecchiature;
- smaltire i rifiuti ed i prodotti ancora presenti;
- svuotare e bonificare ove necessario i serbatoi, le tubazioni, le apparecchiature raccogliendo i residui in opportuni contenitori che andranno classificati e quindi smaltiti adeguatamente;
- bonificare le linee fognarie e le fosse settiche;
- mettere in sicurezza le strutture e gli impianti, aprendo le valvole e i passi d’uomo, fissando le strutture in quota e impedendo l’accesso all’area ad estranei.

Al termine di questa fase l’area di centrale deve presentarsi come un insieme di strutture ed impianti puliti, scollegati e non pericolosi. Uno dei problemi maggiori nel corso delle demolizioni è la reperibilità delle aree di lavoro nelle quali poter operare agevolmente e in sicurezza. Fin dalle prime fasi delle attività si creeranno quindi aree di lavoro prossime alle zone in cui la dismissione avverrà, per limitare gli spostamenti interni, sufficientemente distanti per eliminare ogni intralcio reciproco.

Successivamente alle attività preliminari, sulla base dei criteri sopra descritti, si eseguirà la sequenza di operazioni descritta nel seguito:

- svuotamento edifici;
- rimozione delle apparecchiature meccaniche (ad esclusione delle interfacce);
- rimozione delle tubazioni fuori terra;

- dismissione sistema elettrico (ad esclusione delle interfacce);
- demolizione opere civili fuori terra ad eccezione degli edifici.

Le apparecchiature, le strutture e i materiali rimossi saranno portati in idonee aree di stoccaggio ed infine destinate a smaltimento, in conformità alle disposizioni di legge in materia vigenti al momento della dismissione. Le aree di stoccaggio saranno realizzate in conformità alle disposizioni di legge in materia di stoccaggio provvisorio di rifiuti vigenti al momento della dismissione e in particolare saranno dotate di bacino di contenimento o impermeabilizzazione del fondo e di controllo dell'accesso.

Infine verrà eseguito il ripristino dell'area con finalità industriale, mantenendo quindi gli edifici e le interfacce elettriche e meccaniche, disponibili per un futuro utilizzo.

Le indicazioni di massima sopra riportate potranno subire modifiche al termine della vita operativa degli impianti in quanto esse fanno riferimento al contesto legislativo attuale e non possono ovviamente tenere conto dell'evoluzione (tecnologica, legislativa e di mercato) che si svilupperà nei prossimi decenni e che sarà effettivamente disponibile al momento della dismissione.

## **7.2 METANODOTTO E STAZIONE DI MISURA**

La dismissione della tubazione prevede una generalizzata effettiva rimozione della tubazione esistente ad eccezione di alcuni segmenti in cui detta operazione risulta, se non del tutto impraticabile, estremamente impattante in termini di effetti sull'ambiente socio-economico e naturale del territorio attraversato. In tali segmenti, la tubazione lasciata nel sottosuolo sarà inertizzata, procedendo all'intasamento del cavo per mezzo di opportuni conglomerati cementizi a bassa resistenza meccanica o con miscele bentoniche, previa saldatura di appositi fondelli alle estremità degli stessi.

La dismissione di una condotta, analogamente alla messa in opera di una nuova tubazione, prevede l'esecuzione di fasi sequenziali di lavoro che permettono di contenere le operazioni in un tratto limitato della linea di progetto, avanzando progressivamente nel territorio; tali operazioni si articolano in una serie di attività simili a quelle necessarie alla messa in opera di una nuova tubazione.

Per quanto riguarda la stazione di misura, in linea generale il piano di ripristino ambientale a fine esercizio, prevede la rimozione delle strutture della stazione ed il recupero della zona, con l'obiettivo di creare le condizioni che permettano, in un tempo ragionevole, il ripristino delle condizioni antecedenti l'installazione.

Le operazioni necessarie per il ripristino dell'area interessata dall'opera sono in sintesi:

- sospensione dell'esercizio della stazione;
- rimozione dei prodotti chimici eventualmente presenti, delle tubazioni e dei serbatoi;
- smantellamento degli impianti e delle strutture presenti;
- demolizione degli edifici e delle strutture presenti;
- rimozione dei materiali di risulta, che verranno smaltiti in accordo alla normativa vigente;
- ripristino dell'area.

## 8 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE IN FASE DI CANTIERE E DI PERFORAZIONE

Con il termine “Interazioni con l’Ambiente” si intende includere sia l’utilizzo di materie prime e risorse sia le emissioni di materia in forma solida, liquida e gassosa, le emissioni acustiche e i flussi termici che possono essere rilasciati verso l’ambiente esterno, nonché il traffico terrestre. Le valutazioni sono state condotte con riferimento alle fasi di costruzione (Capitolo 8) e di esercizio (Capitolo 9).

Queste interazioni possono rappresentare una sorgente di impatto e la loro quantificazione costituisce, quindi, un aspetto fondamentale dello Studio di Impatto Ambientale. A tali elementi, in particolare, è fatto riferimento per la valutazione degli impatti riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale.

### 8.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

#### 8.1.1 Stima delle Emissioni in Atmosfera in Fase di Cantiere

Durante la realizzazione del progetto si avranno sostanzialmente due tipi di emissioni in atmosfera:

- emissioni di inquinanti da combustione, dovute sostanzialmente a fumi di scarico delle macchine e dei mezzi pesanti utilizzati in cantiere (autocarri, gru, ecc.);
- sviluppo di polveri, principalmente durante le operazioni che comportano il movimento di terra per la preparazione dell’area di lavoro, per la realizzazione delle fondazioni, ecc..

Nel presente paragrafo è descritta la metodologia per la stima delle emissioni ed è riportata la loro stima, nelle diverse fasi di lavoro.

##### 8.1.1.1 Aspetti Metodologici

###### *Stima delle Emissioni da Motori dei Mezzi di Cantiere*

La valutazione delle emissioni in atmosfera dagli scarichi dei mezzi di cantiere viene effettuata a partire da fattori di emissione standard desunti da letteratura; tali fattori indicano l’emissione specifica di inquinanti (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, PTS) per singolo mezzo, in funzione della sua tipologia.

I fattori di emissione utilizzati sono stati desunti dallo studio AQMD - “Air qualità Analysis Guidance Handbook, Off-road mobile source emission factors” svolto dalla CEQA (California Environmental Quality Act) per gli scenari dal 2007 al 2025.

**Tabella 8.1: Stima Emissioni da Mezzi Terrestri, Fattori di Emissione AQMD**

Fattori di Emissione Mezzi Terrestri (AQMD - Anno 2010)			
Tipologia	NO <sub>x</sub> [kg/h]	SO <sub>x</sub> [kg/h]	PTS [kg/h]
Escavatori	0.5661	0.0006	0.0337
Bulldozer	0.7587	0.0009	0.0264
Autogru/carrello elevatore/piattaforma aerea	0.8204	0.0010	0.0292
Sideboom	0.5661	0.0006	0.0337
Autocarri	0.8974	0.0007	0.0515
Rulli vibranti	0.1399	0.0002	0.0148

Fattori di Emissione Mezzi Terrestri (AQMD - Anno 2010)			
Tipologia	NOx [kg/h]	SOx [kg/h]	PTS [kg/h]
Autobetoniere	0.7870	0.0010	0.0266
Pompe	0.0957	0.0001	0.0067
Motosaldatrici	0.0554	0.0001	0.0039
Gruppi elettrogeni	0.0866	0.0001	0.0054
Motocompressori	0.1212	0.0001	0.0134
Martelli pneumatici	0.3036	0.0003	0.0277
Battipali	0.4647	0.0008	0.0245

Le emissioni di inquinanti in atmosfera in fase di costruzione sono imputabili essenzialmente ai fumi di scarico delle macchine e dei mezzi pesanti impegnati in cantiere, quali autocarri per il trasporto materiali, escavatori, autobetoniere, gru, ecc..

#### *Stima delle Emissioni dovute alla Movimentazione del Terreno*

Per quanto riguarda la stima della quantità di particolato fine (PM<sub>10</sub>) sollevato in atmosfera durante le attività di cantiere si fa riferimento alla metodologia "AP 42 Fifth Edition, Volume I, Charter 13.2.2; Miscellaneous Sources – Aggregate Handling And Storage Piles" (US-EPA 2006).

In particolare, con riferimento al maggior contributo alle emissioni di polveri derivante dalla movimentazione del materiale dai cumuli, è stata utilizzata l'equazione empirica suggerita nella sezione "Material handling factor", che permette di definire i fattori di emissione per tonnellata di materiali di scavo rimossi:

$$E = k \cdot (0.0016) \cdot \frac{\left(\frac{U}{2.2}\right)^{1.3}}{\left(\frac{M}{2}\right)^{1.4}}$$

dove:

- E = fattore di emissione di PM<sub>10</sub> (kg polveri/tonnellata materiale rimosso);
- U = velocità del vento (85° percentile delle velocità, pari a 4.3 m/s);
- M = contenuto di umidità del suolo nei cumuli (assunto, molto cautelativamente, pari a 1.5%);
- k = fattore moltiplicatore per i diversi valori di dimensione del particolato; per il PM<sub>10</sub> (diametro inferiore ai 10 µm) si adotta pari a 0.35.

Tale formula permette di stimare il contributo delle attività di gran lunga più gravose per la dispersione di polveri sottili, connesse a:

- carico del terreno/inerti su mezzi pesanti;
- scarico di terreno/inerti e deposito in cumuli;
- dispersione della parte fine per azione del vento dai cumuli.

### *Stima delle Emissioni dovute alla Movimentazione dei Mezzi*

Per quanto riguarda l'emissione di particolato fine (PM<sub>10</sub>) dovuta alla circolazione degli automezzi su strade non pavimentate si fa riferimento al documento "AP 42 Fifth Edition, Volume I, Charter 13.2.2: Miscellaneous Source – Unpaved Roads" (USEPA 2006).

La quantità di Polveri Sottili emesse in seguito al transito di veicoli commerciali (mezzi di trasporto leggeri per personale addetto) su un tratto di strada non asfaltata (e asciutta) dipende dalle caratteristiche della strada (tipo di terreno), dalla tipologia dei veicoli e dal flusso di traffico.

La metodologia AP-42 propone la seguente equazione:

$$E = k \cdot \left(\frac{s}{12}\right)^a \cdot \left(\frac{W}{3}\right)^b$$

dove

- $E$  = fattore di emissione (in libbre di polveri per miglia percorse dal mezzo);
- $k$  = fattore moltiplicatore per i diversi valori di dimensione del particolato. Per il PM<sub>10</sub>, (diametro inferiore a 10 µm) si adotta pari a 1.5;
- $s$  = contenuto in silt (%); si è ipotizzato un terreno di tipo argilloso con 8.3% di silt (valore di letteratura);
- $W$  = peso medio del veicolo, assunto pari a 2 tonnellate per i mezzi leggeri e pari a 30 tonnellate per i mezzi pesanti;
- $a$  = esponente del termine (s/12), funzione della dimensione del particolato, per il PM<sub>10</sub> (diametro inferiore ai 10 µm) sia adotta pari a 0.9;
- $b$  = esponente del termine (W/3), funzione della dimensione del particolato, per il PM<sub>10</sub> (diametro inferiore ai 10 µm) si adotta pari a 0.45.

La conversione da lb/VMT a g/km percorso, si ottiene utilizzando un fattore di conversione pari a: 1 lb/VMT = 281,9 g/km.

#### 8.1.1.2 Stima delle Emissioni

##### Emissioni da Motori dei Mezzi di Cantiere

Sulla base della metodologia riportata in precedenza e con riferimento alla tipologia e numero di mezzi e alla relativa lunghezza delle fasi specificati al Capitolo 6 (Tabelle 6.1 e 6.9), nella seguente tabella è riportata, per i diversi cantieri, la stima delle emissioni di inquinanti dai mezzi di cantiere, con riferimento a:

- le emissioni orarie massime, calcolate ipotizzando il funzionamento contemporaneo di tutti i mezzi presenti nella fase di lavoro maggiormente impattante;
- le emissioni totali complessivamente emesse da ciascun cantiere, considerando i fattori di utilizzo dei singoli mezzi stimati al precedente Capitolo 6.

**Tabella 8.2: Stima delle Emissioni di Polveri e Inquinanti dai Mezzi di Cantiere**

Cantiere		Emissioni Max. [kg/ora]			Emissioni Totali [kg]		
		NOx	SOx	PTS	NOx	SOx	PTS
Centrale	cantierizzazione, opere civili e scavi	11.6	<0.05	0.6	2,334	2.4	120.5
	Work-over pozzo <sup>(1)</sup>	2.5	<0.05	0.1	140	0.2	6.0
	montaggi meccanici ed elettrostrumentali	4.5	<0.05	0.2	1,904	2.0	85.6
	commissioning, avviamento e ripristini	2.8	<0.05	0.1	482.0	0.5	23.2
	<b>Totale</b>				<b>4,860.2</b>	<b>5.1</b>	<b>235.4</b>
Metanodotto e Stazione di Misura	Installazione cantiere, preparazione dell'area e apertura della pista	2.4	<0.05	0.1	362.2	0.4	15.6
	sfilaggio e saldatura delle tubazioni	4.5	<0.05	0.3	900.2	0.9	52.7
	scavo e reinterro	3.4	<0.05	0.2	1006.3	1.1	53.7
	Montaggi meccanici ed elettrostrumentali stazione di misura	1.0	<0.05	<0.05	142.5	0.2	5.9
	collaudo e ripristino	2.4	<0.05	0.1	331.1	0.3	17.7
	<b>Totale</b>				<b>2,742.3</b>	<b>2.8</b>	

Nota: 1) Le emissioni in fase di perforazione si riferiscono al funzionamento di alcuni mezzi a supporto delle attività di perforazione (un autogru, un autocarro e un'autobetoniera, come riportato in Tabella 6.10). Le emissioni generate dall'impianto di perforazione sono stimate al successivo Paragrafo 8.1.2.

Emissioni di Polveri Sottili dovute alla Movimentazione del Terreno e dei Mezzi di Cantiere

Il fattore di emissione E, stimato secondo la metodologia esposta al precedente Paragrafo 8.1.1.1, è risultato pari a 0.002 kg di PM<sub>10</sub> per tonnellata di materiale movimentato.

Il progetto stima i seguenti movimenti terra:

- circa 15,000 m<sup>3</sup> per il metanodotto (in funzione dell'area e della lunghezza della trincea) e circa 800 m<sup>3</sup> per la stazione di misura;
- circa 8,700 m<sup>3</sup> per la Centrale (di cui circa 1,000 m<sup>3</sup> riutilizzati per reinterro e ripristini, circa 7,700 m<sup>3</sup> non riutilizzati in loco, di cui 2,000 m<sup>3</sup> di terreno vegetale destinati a recupero e 5,700 m<sup>3</sup> destinati a smaltimento) (Edison Stoccaggio, 2011d).

Ipotizzando una densità del terreno pari a 1.8 t/m<sup>3</sup> si ottengono i seguenti valori di emissione di particolato:

- 54.1 kg di PM<sub>10</sub> per il metanodotto;
- 2.9 kg di PM<sub>10</sub> e la stazione di misura;
- 31.4 kg di PM<sub>10</sub> per la Centrale.

Per quanto concerne la polvere sollevata dalla movimentazione dei mezzi in fase di cantiere essa è riconducibile ai transiti dei mezzi per il trasposto di personale addetto lungo la pista di lavoro del metanodotto e degli autocarri per il trasporto materiale e lo smaltimento rifiuti. Si ipotizza la presenza di due pulmini e di un autocarro che percorrono ogni giorno la pista 2 volte (per un totale di circa 6.4 km per ciascun mezzo).

Secondo la metodologia esposta al precedente Paragrafo 8.1.1.1 si stima l'emissione di circa 8.71 kg di PM<sub>10</sub>/giorno.

### 8.1.2 Stima delle Emissioni in Fase di Perforazione

La principale fonte di emissione in atmosfera durante le operazioni di perforazione del pozzo è rappresentata dai generatori di potenza necessari alle attività di perforazione.

L'impianto Massarenti 7000, il cui utilizzo è stato conservativamente ipotizzato per le valutazioni contenute nel presente SIA, è dotato delle seguenti macchine operatrici:

- un generatore AC;
- due motori argano;
- tre centrifughe fango;
- un motore top drive;
- due motori pompa.

Il profilo di funzionamento orario delle macchine operatrici che costituiscono tale impianto di perforazione è riportato nella seguente tabella.

**Tabella 8.3 Profilo di Funzionamento Macchine Operatrici Impianto MR 7000**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Tot h/gg
Generatore AC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
Motore Argano 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1										15
Motore Argano 2							1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	17
Centrifuga Fango 1							1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					14
Centrifuga Fango 2												1	1												2
Centrifuga Fango 3									1	1															2
Motore top drive										1	1	1	1	1	1	1									7
Motore Pompa 1							1	1	1	1	1	1	1	1											8
Motore Pompa 2													1	1	1	1	1	1	1	1					8

Nella tabella seguente sono sintetizzate le emissioni orarie delle singole tipologie di motore e le emissioni generate complessivamente dall'impianto di perforazione con riferimento alla relativa lunghezza della fase specificata al Capitolo 6 (Tabella 6.1).

**Tabella 8.4: Stima delle Emissioni di Inquinanti dall'Impianto di Perforazione**

Sorgente	Quantità Motori	Emissioni Max. [kg/h ]			Emissioni Totali [kg]		
		NOx	CO	PTS	NOx	CO	PTS
Top Drive	1	0.21	0.09	0.01	29.4	12.6	1.4
Motori Pompa	2	2.33	0.47	0.05	745.6	150.4	16
Motori Argano	2	0.63	0.46	0.02	403.2	294.4	12.8
Centrifughe Fango	3	0.12	0.03	0.01	43.2	10.8	3.6
Generatore AC	1	0.46	0.10	0.01	220.8	48	4.8
<b>Totale</b>	<b>9</b>				<b>1442.2</b>	<b>516.2</b>	<b>38.6</b>

## 8.2 PRELIEVI IDRICI

Durante le fasi di cantiere saranno riscontrabili prelievi idrici collegati essenzialmente a:

- umidificazione delle aree di cantiere al fine di limitare le emissioni di polveri;



- confezionamenti dei fanghi di perforazione;
- uso civile, per soddisfare le esigenze del personale di cantiere.

L'approvvigionamento idrico verrà effettuato attraverso la rete acquedottistica per quanto concerne la Centrale (o tramite autobotte), mentre il cantiere presso il metanodotto e la stazione di misura verrà rifornito tramite autobotti. Non sono previsti prelievi diretti da acque superficiali o da pozzi per le attività di realizzazione delle opere.

Nella seguente tabella sono riportate le tipologie, le modalità di approvvigionamento e le quantità relative ai prelievi idrici prevedibili nelle fasi di cantiere. Nella determinazione dei consumi per l'umidificazione delle aree di cantiere si è ipotizzata una bagnatura del 10-20% della superficie di cantiere (aree di accumulo terra e strade) con una frequenza saltuaria (ogni 2 giorni). Il calcolo dei consumi idrici per uso civile è stato calcolato sulla base di un consumo medio per addetto di circa 60 l/g, considerando un numero di addetti e una durata delle fasi come riportato nelle Tabelle 8.9 e 6.1.

**Tabella 8.5: Prelievi Idrici in Fase di Cantiere**

Cantiere	Tipologia	Approvvigionamenti	Stima Consumi	
			Max [m <sup>3</sup> /g]	Totali [m <sup>3</sup> ]
Centrale	umidificazione aree	acquedotto/autobotte	~4.4	~330 <sup>(1)</sup>
	perforazione e completamento pozzo	acquedotto/autobotte	~30	~800 <sup>(2)</sup>
	uso civile	acquedotto/autobotte	~2.4	~504
Metanodotto e Stazione di Misura	umidificazione aree	autobotte	~14.5	~544 <sup>(1)</sup>
	uso civile	autobotte	~1.8	~200
	collaudo	acquedotto/corpo idrico superficiale/autobotte	-	104

Note:

- 1) Valori stimati considerando i seguenti periodi di riferimento per la durata massima delle fasi di cantiere con movimentazione terra: Centrale 150g e Metanodotto e Stazione di Misura 75 g;
- 2) Circa 200 m<sup>3</sup> del quantitativo totale saranno utilizzati per il confezionamento dei fanghi di perforazione.

### 8.3 SCARICHI IDRICI

Gli scarichi idrici in fase di cantiere saranno unicamente reflui di tipo civile dopo trattamento in fossa biologica, ove realizzata.

Il materiale trattenuto nella fossa sarà infatti gestito e smaltito come rifiuti. In ogni caso è escluso lo scarico in corpo idrico superficiale.

In fase di collaudo del metanodotto saranno presenti le sole acque di scarico del test idraulico della condotta. La seguente tabella riassume le stime relative agli scarichi idrici previsti per i cantieri del progetto.

**Tabella 8.6: Scarichi Idrici in Fase di Cantiere**

Cantiere	Tipologia	Modalità di Trattamento	Scarico	Stima Quantità	
				Max. [m <sup>3</sup> /g]	Totali [m <sup>3</sup> ]
Tutti	reflui civili	Fossa Imhoff	1)	2)	2)
<b>Metanodotto e Stazione di Misura</b>	collaudo	nessuna (previste analisi chimico-fisiche per verifica di qualità)	in corpo idrico superficiale da definire	-	104

Note:

- 1) Le acque per gli usi civili saranno convogliate in vasca Imhoff, con sistema di dispersione "a perdere";
- 2) Per i quantitativi convogliati in fognatura sanitaria a "perdere", si rimanda a quanto stimato in Tabella 8.5 in relazione ai consumi idrici per uso civile.

#### 8.4 TERRE E ROCCE DA SCAVO E PRODUZIONE DI RIFIUTI

La realizzazione del progetto porterà ad una movimentazione di terra in relazione alle seguenti tipologie di attività:

- operazioni di scavo per la realizzazione di basamenti, vasche, platee di fondazioni, canalette e per la posa delle nuove condotte di collegamento all'interno della Centrale;
- scavo della trincea destinata alla posa della condotta e delle fondazioni della stazione di misura.

I volumi di terre e rocce da scavo previsti, le aree di deposito temporaneo, la destinazione finale e le eventuali modalità di trasporto sono definiti nella seguente tabella.

**Tabella 8.7: Terre e Rocce da Scavo**

Cantiere	Provenienza (Fase di Lavoro)	Volume [m <sup>3</sup> ]	Area Provvisoria di Deposito	Destinazione Finale (Riutilizzo/Smaltimento)	Modalità di Trasporto
Centrale	scavi per opere civili <sup>(1)</sup>	8,700	interna alla Centrale	1,000 m <sup>3</sup> riutilizzo per ripristini 2,000 m <sup>3</sup> a recupero 5,700 m <sup>3</sup> a smaltimento	-
<b>Metanodotto e Stazione di Misura</b>	Scavo, posa e reinterro	15,000 m <sup>3</sup> per metanodotto 800 m <sup>3</sup> per stazione di misura	a lato della trincea e interna all'area della stazione di misura	riutilizzo per il reinterro e ripristini	-

Nota: 1) Per quanto riguarda i cuttings e le rocce di scarto della perforazione, essi risultano gestiti come rifiuti e quindi conteggiati nella Tabella successiva.

Nel corso tutte le attività di cantiere si prevede che possano essere generati, in funzione delle lavorazioni effettuate, i seguenti tipi di rifiuti la cui quantità può essere stimata comunque modesta:

- legno proveniente dagli imballaggi delle apparecchiature, ecc.;

- residui plastici;
- scarti di cavi, ecc.;
- residui ferrosi;
- olio proveniente dalle apparecchiature nel corso dei montaggi e/o avviamenti e vernici.

Si evidenzia che tutti i rifiuti prodotti verranno gestiti e smaltiti sempre nel rispetto delle normativa vigente. Il materiale trattenuto nella fossa biologica verrà gestito come rifiuto e periodicamente trasportato ad idoneo impianto di trattamento.

Durante la fase di perforazione, oltre alle tipologie di rifiuti sopra elencati, saranno prodotti:

- rifiuti derivanti dall'attività di perforazione (fango in eccesso e detriti di perforazione a base acqua e olio, detriti innocuizzati);
- acque meteoriche incidenti su aree cementate e cordolate (es: piazzale sonda, solette pompe, ecc.), che verranno raccolte mediante apposite canalette perimetrali e inviate ad un'apposita vasca di raccolta, per successivo smaltimento/recupero in impianti autorizzati.

La fase di adeguamento dell'area pozzo per l'esercizio determinerà la produzione di rifiuti provenienti dalla demolizione delle opere civili a fine pozzo (platee, muretti, prefabbricati, ecc.). Eventuali rifiuti saranno generati in fase di collaudo (pulizia del metanodotto mediante pig a spazzola per l'eliminazione di residui di acqua o di materiali estranei).

La tabella seguente mostra il dettaglio delle fasi di cantiere che produrranno quantitativi maggiori di rifiuti.

**Tabella 8.8: Stima Altri Rifiuti Prodotti in Fase di Cantiere e di Perforazione**

Area	Fase	Tipologia	Quantità
Centrale	perforazione	reflui	150 m <sup>3</sup>
		acque meteoriche da aree cementate e cordolate	1)
	cantierizzazione, scavi e opere civili	terre e rocce da scavo	5,700 m <sup>3</sup>

Nota:

1) Quantità funzione del regime pluviometrico

## 8.5 UTILIZZO DI MATERIE / RISORSE E CONSUMO DI SUOLO

Nel presente paragrafo sono valutati, con riferimento alle attività di cantiere, gli aspetti relativi a:

- manodopera impiegata nelle attività e materie utilizzate;
- occupazione di aree.

### 8.5.1 Utilizzo di Materie / Risorse

Nella seguente tabella sono riportate le stime effettuate in merito all'impiego di risorse umane, intese come numero di addetti impiegati per le diverse fasi, e di materiali.

**Tabella 8.9: Utilizzo di Materie Prime/Risorse**

Area	Tipologia		Stima Quantità
Centrale	fanghi a base acquosa (totale fango miscelato)		200 m <sup>3</sup>
	additivi chimici	Potassium Chloride	23.29 ton/fusti
		N-VIS P Plus	0.39 ton/fusti
		DEXTRID LTE	1.31 ton/fusti
		Calcium Carbonate	11.45 ton/fusti
		BARABUF	0.39 ton/fusti
		STARCIDE	1.57 ton/fusti
		TORQ TRIM II Plus / DRIL-N SLIDE	2.62 ton/fusti
	No. addetti		40 (max) 20 (medio)
	calcestruzzi		~12,000 t
materiale di cava		~4,800 m <sup>3</sup>	
Metanodotto e Stazione di Misura	No. addetti		30 (max) 15 (medio)
	tubazioni		132 t di acciaio
	materiale di cava		~260 t (solo per stazione di misura)

### 8.5.2 Occupazione/Limitazioni Temporanee e Permanenti di Suolo in Fase di Cantiere e in Fase di Perforazione

Il dettaglio delle aree occupate per il progetto in esame in fase di cantiere è riportato nella seguente tabella.

**Tabella 8.10: Occupazione/Limitazioni Temporanee e Permanenti di Suolo**

Area	Dimensioni [m <sup>2</sup> ]	Durata [gg lavor.]	Uso Attuale	Note
Centrale	~ 7,350	~ 420	4,450 m <sup>2</sup> area a pertinenza mineraria esistente  2,900 m <sup>2</sup> area agricola	-
	~ 3,750	~ 420	area agricola	Area contigua alla Centrale. Tale area una volta ultimati i lavori sarà ripristinata e riconsegnata agli usi pregressi.
Metanodotto e Stazione di Misura	Lunghezza circa 3,200 m larghezza 11 m (pista normale)  Stazione di misura 1,600 m <sup>2</sup>	~ 220	area agricola	-

## 8.6 EMISSIONI SONORE

### 8.6.1 Caratteristiche di Rumorosità dei Mezzi Utilizzati

#### 8.6.1.1 Mezzi e Macchine di Cantiere

Durante le attività di costruzione la generazione di emissioni acustiche è imputabile al funzionamento di macchinari di varia natura, impiegati per le varie lavorazioni di cantiere e per il trasporto dei materiali. La definizione del rumore emesso nel corso dei lavori di costruzione non è facilmente quantificabile in quanto condizionata da una serie di variabili, fra cui:

- intermittenza e temporaneità dei lavori;
- uso di mezzi mobili dal percorso difficilmente definibile;
- mobilità del cantiere.

Per effettuare una stima della rumorosità dei mezzi di cantiere per ciascun macchinario è stato indicato un valore di potenza sonora LWA, con riferimento a:

- i valori di LWA ammessi secondo quanto indicato dall'Art. 1 del Decreto 24 Luglio 2006 "Modifiche dell'allegato I - Parte b, del Decreto Legislativo 4 Settembre 2002, No. 262, relativo all'emissione acustica ambientale delle macchine ed attrezzature destinate al funzionamento all'esterno" (tale Decreto recepisce quanto indicato dalla Direttiva 2005/88/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 Dicembre 2005, che modifica la Direttiva 2000/14/CE, sul riavvicinamento delle legislazioni degli Stati membri concernenti l'emissione acustica ambientale delle macchine ed attrezzature destinate a funzionare all'aperto);
- quanto indicato dalla scheda tecnica del produttore dei mezzi di cantiere (dove sia possibile identificare il mezzo impiegato);
- quanto indicato nelle tabelle del rumore per l'industria edilizia redatte dall'Istituto Nazionale Svizzero Assicurazione Infortuni (INSAI, 2009);
- dati tipici per mezzi di cantiere impiegati in analoghe tipologie di opere.

Nella seguente tabella sono presentate le caratteristiche di rumorosità considerate per le varie macchine presenti.

**Tabella 8.11: Caratteristiche di Rumorosità dei Mezzi**

Tipologia Mezzi/Impianti	Tipologia (Fissi o Mobili)	Potenza [kW]	Lw [dB(A)]
Escavatori	Mobili	120	105.9
Bulldozer	Mobili	180	107.8
Autogru/carrello elevatore/piattaforma aerea	Mobili	200	108.3
Sideboom	Mobili	100	105.5
Autocarri	Mobili	120	105.9
Rulli vibranti	Mobili	30	99.2
Autobetoniere	Mobili	100	108.3
Pompe	Fissi	50	97.3

Tipologia Mezzi/Impianti	Tipologia (Fissi o Mobili)	Potenza [kW]	Lw [dB(A)]
Motosaldatrici	Fissi	15	95.9
Gruppi elettrogeni	Fissi	20	97.3
Motocompressori	Fissi	30	99.2
Martelli pneumatici	Mobili	50	101.7
Battipali	Mobili	120	105.9

#### 8.6.1.2 Impianto di Perforazione

Durante la fase di perforazione le sorgenti di rumore fisse sono principalmente le seguenti:

- motori per la generazione di energia elettrica;
- top drive/tavola rotary;
- vibrovagli e pompe.

Nella tabella seguente vengono sinteticamente presentati i valori di rumorosità di tutte le sorgenti fisse operanti durante la perforazione.

**Tabella 8.12: Emissioni Sonore Impianto di Perforazione**

SORGENTI SONORE IMPIANTO MR 4000		
Sorgente	Lp@1m	LwA
Top Drive	90	107
Argano	85	104
Pompe Fango	85	105.5
Pompe Traferimento	78	94.9
Pompe Miscelazione	78	97.2
E. Generatori	80	102.3
Compressori	76	97.4
Vibrovagli	75	92
Agitatori	80	91

#### 8.6.2 **Stima della Rumorosità dei Cantieri**

Nella seguente tabella si riporta la stima della potenza sonora emessa nei cantieri nelle diverse fasi di lavoro. La valutazione è ampiamente conservativa in quanto ipotizza:

- il contemporaneo funzionamento del numero massimo di mezzi che si prevede possa essere presente durante le singole fasi di lavoro;
- l'esercizio dei singoli mezzi alla massima potenza.

Per quanto concerne l'impianto di perforazione, nella seguente tabella, al fine di effettuare un confronto con la rumorosità degli alti cantieri (stimata in maniera assai conservativa), si considera la potenza sonora associata a un impianto poco performante..

**Tabella 8.13: Stima della Rumorosità dei Cantieri**

Cantiere	Fase di lavoro	Numero Totale Mezzi	Lw [dB(A)]
<b>Centrale</b>	cantierizzazione, opere civili e scavi	17	116.8
	work over pozzo	4	124.3 <sup>(1)</sup>
	montaggi meccanici ed elettrostrumentali	11	115.2
	commissioning, avviamento e ripristini	7	112.8
<b>Metanodotto e Stazione di Misura</b>	installazione cantiere, preparazione dell'area e apertura della pista	3	112.0
	sfilaggio e saldatura delle tubazioni	8	113.6
	scavo, posa e reinterro	5	113.3
	montaggi meccanici ed elettrostrumentali stazione di misura	4	109.1
	collaudo e ripristino	5	111.7

Nota: 1) La rumorosità in fase di perforazione è stata calcolata considerando il funzionamento dell'impianto di perforazione e di alcuni mezzi a supporto delle attività di perforazione (un autogru, un autocarro e un autobetoniera), come riportato in Tabella 6.10.

## 8.7 TRAFFICO MEZZI

Durante la realizzazione delle opere civili e nel corso del montaggio dei vari impianti il traffico mezzi su strada sarà legato al trasporto del materiale da costruzione e delle componenti dell'impianto di perforazione.

I mezzi dedicati al trasporto del personale saranno in numero variabile in funzione del numero di persone addette alla realizzazione delle opere in ciascuna fase.

Con riferimento al progetto nella tabella seguente si riporta la stima complessiva dei transiti necessari di mezzi pesanti. Per il trasporto addetti si è ipotizzato che la metà degli operatori si sposti con macchine private e il resto con pulmini dedicati (autocarri leggeri).

**Tabella 8.14: Traffico Mezzi in Fase di Cantiere**

Cantiere	Motivazione	Stima No. Max. Mezzi		Stima No. Max. Transiti	
		Pesanti	Trasp. Eccez.	Pesanti	Trasp. Eccez.
<b>Tutti</b>	trasporto materiale da costruzione e componenti impianti	8 <sup>1)</sup>	2	6 trans./g	6 transiti
<b>Centrale</b>	trasporto impianto di perforazione	2	6	80 transiti	36 transiti
<b>Tutti</b>	smaltimento rifiuti	2-3	-	200 <sup>1)</sup> transiti	-

Nota: 1) il numero di automezzi è stato stimato con riferimento a cantieri di simili caratteristiche.

## 9 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE IN FASE DI ESERCIZIO

Con il termine "Interazioni con l'Ambiente" si intende includere sia l'utilizzo di materie prime e risorse sia le emissioni di materia in forma solida, liquida e gassosa, le emissioni acustiche e i flussi termici che possono essere rilasciati verso l'ambiente esterno, nonché il traffico terrestre. Le valutazioni sono state condotte con riferimento alle fasi di costruzione (Capitolo 8) e di esercizio (Capitolo 9).

Queste interazioni possono rappresentare una sorgente di impatto e la loro quantificazione costituisce, quindi, un aspetto fondamentale dello Studio di Impatto Ambientale. A tali elementi, in particolare, è fatto riferimento per la valutazione degli impatti riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale.

### 9.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

Durante l'esercizio della Centrale è possibile distinguere tre distinte tipologie di sorgente di emissione in atmosfera:

- sorgenti continue;
- sorgenti discontinue;
- sorgenti di manutenzione ed emergenza.

All'interno della stazione di misura in corrispondenza della connessione alla rete SRG in fase di esercizio l'unica sorgente di emissione in atmosfera prevista è rappresentata da un vent, utilizzata solamente in caso di manutenzione.

Si evidenzia che le emissioni delle sorgenti sono state stimate a seguito di un'indagine preliminare sulle macchine attualmente disponibili sul mercato ed in base alle relative specifiche tecniche dei fornitori (Edison Stoccaggio, 2011f).

#### 9.1.1 Sorgenti Continue

Il termodistruttore riceve e tratta i seguenti scarichi:

- gli *off-gas* (metano + vapore acqueo + glicole in tracce) dall'impianto di rigenerazione TEG;
- i gas di polmonazione dei vari serbatoi di raccolta drenaggi MEG, TEG e acque di processo in Centrale e raccolta acque oleose;
- i trafiletti dalle tenute dei compressori gas.

Le caratteristiche emissive e di funzionamento del termodistruttore sono riassunte nella tabella seguente (Edison Stoccaggio, 2011f).

**Tabella 9.1: Caratteristiche Emissive Termodistruttore e Composizione Fumi**

CARATTERISTICHE EMISSIVE TERMODISTRUTTORE	Unità di Misura	Valore
Numero Unità in Esercizio	No.	1
Portata fumi secchi <sup>1)</sup>	Nm <sup>3</sup> /h	2,700
Portata fumi umidi	Nm <sup>3</sup> /h	2,900
Temperatura fumi	°C	900
Velocità massima uscita camino	m/s	20
<b>Composizione fumi<sup>(1)</sup></b>		
NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	350



CO	mg/Nm <sup>3</sup>	100
COV	mg/Nm <sup>3</sup>	20
Polveri	mg/Nm <sup>3</sup>	10
<b>Dimensioni Camino</b>		
Diametro	mm	640
Altezza	m	10.8

Nota: 1) Volume di Ossigeno pari al 6%

### 9.1.2 Sorgenti Discontinue

L'unica sorgente discontinua di emissione in atmosfera presente in Centrale è rappresentata dal bruciatore rigenerazione TEG.

Il bruciatore per la rigenerazione del TEG viene impiegato in fase di erogazione. Le caratteristiche emissive del bruciatore sono presentate nella tabella seguente.

**Tabella 9.2: Caratteristiche Emissive Bruciatore Rigenerazione e Composizione Fumi**

CARATTERISTICHE EMISSIVE RIGENERAZIONE TEG	Unità di Misura	Valore
Numero Unità in Esercizio	No.	1
Modalità funzionamento	mesi	Circa 6 (fase di erogazione)
Portata fumi secchi <sup>(1)</sup>	Nm <sup>3</sup> /h	300
Portata fumi umidi	Nm <sup>3</sup> /h	360
Temperatura fumi	°C	300
Velocità massima uscita camino	m/s	10
<b>Composizione fumi<sup>(1)</sup></b>		
NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	350
CO	mg/Nm <sup>3</sup>	100
<b>Dimensioni Camino</b>		
Diametro	mm	356
Altezza	m	6.0

Nota: 1) volume di ossigeno pari al 3%

### 9.1.3 Sorgenti di Manutenzione ed Emergenza

Gli scarichi di manutenzione ed emergenza della Centrale sono collettati a una candela e una torcia, utilizzati unicamente in caso di manutenzione o emergenza<sup>4</sup>.

## 9.2 PRELIEVI IDRICI

L'esercizio della Centrale determinerà il consumo di:

- acque di raffreddamento (per i motori e gli accessori dei compressori);
- acque per uso civile.

La Centrale Bagnolo Mella non verrà presidiata 24h su 24, ma si prevede che durante l'orario lavorativo saranno presenti addetti secondo i normali turni.

<sup>4</sup> In realtà non si esclude la possibilità che anche in caso di fermata del compressore possa essere necessario inviare gas naturale in candela/torcia. Tale eventualità sarà definita con i potenziali fornitori in fase di acquisizione delle macchine.

Nella seguente tabella sono sintetizzati i fabbisogni idrici della Centrale.

**Tabella 9.3: Centrale Bagnolo Mella, Prelievi Idrici in Fase di Esercizio**

Tipologia	Modalità di Approvvigionamento	Quantità
reintegri acque di raffreddamento	acquedotto	1 m <sup>3</sup> /h
usi civili	acquedotto	3 m <sup>3</sup> /g <sup>1)</sup>

Nota: 1) Valore stimato considerando il No. massimo di addetti che si ipotizza potranno essere presenti in Centrale riportato in Tabella 9.6.

Per quanto riguarda il metanodotto e la stazione di misura non si prevedono prelievi idrici in fase di esercizio.

### 9.3 SCARICHI IDRICI

Per quanto riguarda la Centrale, saranno presenti scarichi connessi agli usi civili (la Centrale non sarà presidiata 24h su 24 ore, ma si prevede la presenza di personale secondo i normali turni) e acque meteoriche.

In Centrale verrà predisposta una idonea rete di drenaggio e raccolta delle acque meteoriche di prima pioggia (primi 5 mm). Tali acque saranno convogliate in una vasca da 10 m<sup>3</sup> e trattate nel disoleatore.

Le acque trattate vengono poi mandate alla vasca di raccolta acque meteoriche e successivamente scaricate nell'adiacente Roggia Movica. In caso di fuori servizio o mal funzionamento del disoleatore tutte le acque di prima pioggia verranno smaltite mediante autobotte per il successivo conferimento a norma di legge.

Per quanto riguarda le acque di strato che accompagnano il gas uscente dai pozzi saranno raccolte in un apposito serbatoio e successivamente smaltite tramite autobotte e verranno quindi trattate come rifiuto (si veda il seguente Paragrafo 9.4).

Nella seguente tabella sono sintetizzati gli scarichi idrici della Centrale.

**Tabella 9.4: Centrale Bagnolo Mella, Scarichi Idrici in Fase di Esercizio**

Tipologia	Modalità di Trattamento	Corpo Recettore	Quantità
acque meteoriche	disoleatore <sup>1)</sup>	Roggia Movica	<sup>2)</sup>
reflui civili	vasca Imhoff	<sup>3)</sup>	3 m <sup>3</sup> /g <sup>4)</sup>

Note:

- 1) Le acque di prima pioggia (primi 5 mm) verranno trattate con disoleatore. in caso di fuori servizio del disoleatore tutte le acque di prima pioggia verranno smaltite mediante autobotte a discarica autorizzata;
- 2) Quantità funzione del regime pluviometrico;
- 3) Le acque per uso civile saranno convogliate in vasca Imhoff, con sistema di dispersione a "perdere";
- 4) Valore stimato considerando il No. massimo di addetti che si ipotizza potranno essere presenti in Centrale riportato in Tabella 9.6.

Per quanto riguarda il metanodotto e la stazione di misura non si prevedono scarichi idrici in fase di esercizio.

## 9.4 PRODUZIONE DI RIFIUTI

I rifiuti prodotti dalla Centrale con continuità e trasportati tramite autobotte ad idoneo impianto sono i seguenti:

- oli esausti;
- i residui provenienti dalla pulizia periodica del sistema di filtrazione degli oli;
- rifiuti provenienti dalla normale attività di pulizia e manutenzione, come stracci, coibentazioni, etc..

La gestione dei rifiuti sarà regolata in tutte le fasi del processo di produzione, stoccaggio, trasporto e smaltimento in conformità alla normativa vigente e da apposite procedure interne. Ove possibile sarà preferito il recupero e trattamento piuttosto che lo smaltimento in discarica.

All'interno della Centrale saranno individuate delle aree per lo stoccaggio differenziato dei rifiuti suddivisi per tipologia con appositi contenitori e protetti dagli agenti atmosferici. Il trasporto e lo smaltimento di tutti i rifiuti, pericolosi e non pericolosi, sarà effettuato tramite società iscritte all'Albo dei trasportatori e smaltitori. Gli imballaggi, costituiti essenzialmente dai contenitori degli oli ed altre sostanze, saranno gestiti secondo le norme vigenti.

I rifiuti prodotti in fase di esercizio in Centrale in maniera non continuativa sono riportati nella tabella seguente.

**Tabella 9.5: Centrale Bagnolo Mella, Produzione di Rifiuti in Fase di Esercizio**

Descrizione	Modalità di Smaltimento	Quantità
acque di processo	conferimento ad impianto autorizzato tramite autobotte	5 m <sup>3</sup> /g
drenaggi oleosi (da compressori)	conferimento ad impianto autorizzato tramite autobotte	0.024 m <sup>3</sup> /g
drenaggi MEG	conferimento ad impianto autorizzato tramite autobotte	1 m <sup>3</sup> /g
drenaggi TEG	conferimento ad impianto autorizzato tramite autobotte	2.4 m <sup>3</sup> /g
acque industriali	conferimento ad impianto autorizzato tramite autobotte	0.5 m <sup>3</sup> /g
oli esausti	conferimento ad impianto autorizzato tramite autobotte	0.8 t/mese

La portata globale massima delle acque di strato è di 5 m<sup>3</sup>/giorno; tali acque sono raccolte in un serbatoio di raccolta drenaggi in Centrale da 15 m<sup>3</sup>. Nel medesimo serbatoio confluiscono gli scarichi liquidi dell'unità di termodistruzione, dell'unità di compressione, dell'unità di produzione fuel gas, della sezione di accumulo della candela e della torcia, tutti essenzialmente costituiti da condense di acqua idrocarburica, raccolti mediante una rete idonea. La portata globale massima di questi scarichi è stimabile in 0.5 m<sup>3</sup>/giorno. Il serbatoio da 15 m<sup>3</sup> sarà svuotato periodicamente tramite autobotte e le acque trattate e smaltite presso terzi.

Nel serbatoio di raccolta drenaggi MEG sono raccolti (mediante una rete idonea) e stoccati gli scarichi liquidi automatici e manuali del separatore di produzione, del filtro separatore

installato a monte delle colonne di disidratazione e i drenaggi manuali delle misure UNMIG, reintegro acque raffreddamento compressore, tutti essenzialmente costituiti da MEG e acqua idrocarburica condensata. La portata globale massima è stimabile in 1 m<sup>3</sup>/giorno. Il serbatoio da 5 m<sup>3</sup> sarà svuotato periodicamente tramite autobotte e le acque trattate e smaltite presso terzi.

Dovendo drenare, per interventi di manutenzione, apparecchiature appartenenti all'unità di disidratazione e rigenerazione TEG, gli scarichi liquidi costituiti essenzialmente da TEG esausto sono raccolti mediante una rete idonea e stoccati in un serbatoio di raccolta da 20 m<sup>3</sup>. Il serbatoio sarà svuotato per mezzo della pompa e i drenaggi saranno inviati al flash tank del sistema di rigenerazione TEG per un nuovo ciclo di rigenerazione, una volta ripristinato il servizio dell'unità. Qualora perdurasse il disservizio il serbatoio può essere svuotato tramite l'intervento di un'autobotte. La portata globale massima di drenaggi TEG è stimabile in 2.4 m<sup>3</sup>/giorno.

Gli scarichi liquidi automatici e manuali dei KO Drum installati sulle linee di mandata dell'unità di compressione, costituiti sostanzialmente da olio lubrificante e acqua idrocarburica condensata, sono raccolti mediante una rete idonea e stoccati nel serbatoio di raccolta drenaggi oleosi da 1 m<sup>3</sup>. La portata globale massima è stimabile in 0.024 m<sup>3</sup>/giorno. Il serbatoio sarà svuotato periodicamente tramite autobotte e le acque trattate e smaltite presso terzi.

Per i trasformatori di Centrale, è prevista una raccolta delle eventuali perdite di olio o, in caso di emergenza, per rottura e svuotamento, di tutto l'olio di un trasformatore, in una vasca interrata in cemento armato di dimensioni adeguate, ovvero in grado di contenere il 100% del volume di olio del trasformatore più grande.

Non saranno presenti in Centrale sostanze e materiali nocivi per l'ambiente e la salute, PCB (trasformatori), gas halon (dispositivi antincendio), materiali radioattivi (dispositivi rilevazione incendi), amianto e materiali contenenti amianto.

Per quanto riguarda il metanodotto in fase di esercizio potranno essere prodotte ridotte quantità di rifiuti dalle attività di manutenzione e pulizia periodica della linea, mentre per la stazione di misura dalle attività di manutenzione che verranno svolte al suo interno.

## 9.5 UTILIZZO DI MATERIE/RISORSE, CONSUMO DI SUOLO

### 9.5.1 Utilizzo di Materie/Risorse

Per quanto concerne la Centrale, come indicato nei paragrafi precedenti, non sarà presente presidio 24h su 24, ma saranno comunque presenti No. 6 addetti secondo i normali turni. Si prevedono i seguenti consumi di materie prime:

**Tabella 9.6: Centrale Bagnolo Mella, Utilizzo di Materie Prime/Risorse in Fase di Esercizio**

Risorsa	Quantità
Moni-etilen Glicol (MEG)	max 75 kg/g
No. addetti	6
Energia Elettrica	max 3.5 MWe

Risorsa	Quantità
Tri-etilen Glicol (TEG)	Max make up 20 kg/g <sup>1)</sup>
Chimici per disidratazione	15 kg/giorno (erogazione)
Olio lubrificante	circa 1 t/mese

Nota: 1) Il sistema di rigenerazione TEG è un circuito chiuso, il quantitativo si riferisce al TEG di eventuale reintegro del sistema.

Durante l'esercizio della Centrale non ci saranno consumi di gasolio se non in situazioni di emergenza (serbatoio di capacità stimata pari 6 m<sup>3</sup>).

Inoltre, non saranno presenti sostanze e materiali nocivi per l'ambiente e la salute, PCB (trasformatori), gas halon (dispositivi antincendio), materiali radioattivi (dispositivi rilevazione incendi), amianto e materiali contenenti amianto.

Per quanto riguarda il metanodotto e la stazione di misura si prevede l'utilizzo di materie prime solamente per le attività di manutenzione.

#### 9.5.1.1 Occupazione/Limitazioni Permanente di Suolo in Fase di Esercizio

La Centrale interesserà in gran parte un'area già attualmente dedicata ad attività minerarie e solo in minima parte aree agricole adiacenti.

Il metanodotto sarà totalmente interrato e quindi non porterà consumi di suolo in esercizio. L'unico vincolo è relativo al divieto di non edificazione nella fascia di servitù.

Per quanto riguarda la stazione di misura questa occuperà un'area di circa 1,600 m<sup>2</sup> attualmente destinata ad uso agricolo.

**Tabella 9.7: Occupazione/Limitazioni di Suolo in Fase di Esercizio**

Area	Dimensioni [m <sup>2</sup> ]	Uso Attuale	Note
<b>Centrale</b>	7,350	4,450 m <sup>2</sup> area a pertinenza mineraria esistente  2,900 m <sup>2</sup> area agricola	In esercizio si avrà occupazione di aree già attualmente di pertinenza mineraria (area a servizio del giacimento di Bagnolo Mella) ed in minima parte di aree agricole adiacenti
<b>Metanodotto e Stazione di Misura</b>	Fascia di servitù Larg. 12.5 m+12.5 m  1,600 m <sup>2</sup>	aree agricole	Il metanodotto non porta ad occupazione permanente di aree (le aree saranno riconsegnate agli usi pregressi). L'unico vincolo è relativo al divieto di edificazione nella fascia di servitù. La stazione di misura occuperà un'area attualmente ad uso agricolo.

## 9.6 EMISSIONI SONORE

Nell'ambito della Centrale sono individuabili due tipologie di sorgenti acustiche:

- sorgenti di rumore continue;

- sorgenti di rumore discontinue.

Le principali sorgenti di rumore continuo durante l'esercizio della Centrale sono le seguenti (Edison Stoccaggio, 2011g):

- compressore del gas e relativo refrigerante ad aria;
- termodistruttore;
- valvola di regolazione portata;
- impianto rigenerazione TEG;
- pompe iniezione MEG (una in esercizio ed una in riserva);
- sistema produzione fuel gas;
- trasformatori;
- valvola di regolazione gas.

I compressori ad aria compressa (uno in esercizio e uno di riserva) e le altre pompe presenti in Centrale avranno un funzionamento discontinuo.

Le sorgenti di rumore della Centrale di Trattamento e Compressione in fase di esercizio sono riportate nella seguente tabella.

**Tabella 9.8: Centrale Bagnolo Mella, Elenco Sorgenti di Rumore in Fase di Esercizio**

Sorgente	Funzionamento	
	Erogazione Spontanea	Iniezione
Valvola regolazione portata	Continuo	Continuo
Pompa iniezione MEG	Continuo	Continuo
Termodistruttore	Continuo	Continuo
Compressori aria compressa ed essicatori	Discontinuo	Discontinuo
Sistema produzione fuel gas	Continuo	Continuo
Compressore gas	-	Continuo
Refrigerante ad aria	-	Continuo
Impianto di Rigenerazione TEG	Continuo	-
Trasformatore MT/MT	Continuo	Continuo
Trasformatore MT/BT	Continuo	Continuo
Valvola di regolazione gas	Continuo	-

La potenza acustica complessivamente immessa nell'ambiente da tali sorgenti è pari a 96.0 dBA per la fase di Erogazione spontanea e di 95.9 dBA per la fase di Iniezione.

In condizioni di normale esercizio il metanodotto e la stazione di misura non producono alcuna emissione sonora.

## 9.7 TRAFFICO MEZZI

In fase di esercizio degli impianti saranno presenti i soli traffici associati alla presenza del personale e quelli relativi all'approvvigionamento di sostanze/prodotti per il funzionamento della Centrale e per il trasporto dei rifiuti.

Si possono complessivamente stimare i seguenti traffici in fase di esercizio.

**Tabella 9.9: Centrale Bagnolo Mella, Traffico Mezzi in Fase di Esercizio**

Motivazione	Tipologia Mezzo	Transiti
smaltimento rifiuti	autobotte	~1 transito ogni 3 gg
trasporto personale	autovetture	20 transiti/gg
approvvigionamento materiali e smaltimento rifiuti	camion/autobotte	15-20 trasporti/anno

Per quanto riguarda il traffico in fase di esercizio per il metanodotto e la stazione di misura questo è essenzialmente trascurabile in quanto ricollegabile allo spostamento degli addetti per le attività di manutenzione ed ispezione.

## **10 MISURE DI GESTIONE E CONTROLLO IN FASE DI ESERCIZIO**

L'impianto, costituito da un'area pozzo e da un'area per la Centrale di Trattamento e Compressione vera e propria, sarà in grado di gestire le richieste di punta del mercato del gas. Pertanto il passaggio tra la fase di erogazione e quella di iniezione non avverrà stagionalmente, ma su richiesta dell'operatore da DCS in base alle richieste del mercato.

Allo scopo sono state automatizzate le valvole che consentono il passaggio da un assetto all'altro con l'intervento dell'operatore da DCS con interventi limitati dell'operatore in manuale in loco.

### **10.1 GESTIONE DELL'AREA POZZO**

L'impianto non sarà presidiato. L'area pozzo verrà dotata di propri sistemi di controllo e di blocco di processo. Tali sistemi saranno automatici ed interverranno nel caso in cui i limiti prefissati dovessero essere superati per motivi di processo, per errori di manovra da parte di un operatore o per emergenza.

Il pozzo può essere intercettato da sala controllo mediante l'attuazione di pulsanti che vanno ad agire rispettivamente sulle valvole pneumatiche utilizzate anche per il cambio di assetto e collegate anche a ESD, e sulla SDV del collettore di consegna in caso di blocco del pozzo.

#### **10.1.1 Fase di Erogazione**

L'erogazione del pozzo è subordinata alla restrizione di mantenere la pressione di testa pozzo (FHTP) al di sopra di una soglia di minimo (FHTP limite corrispondente alla portata massima erogabile dal pozzo). Il set del loop che regola la portata di testa pozzo, è impostato dal DCS.

La portata di inibitore alla formazione di idrati iniettato nelle stringhe di produzione verrà regolata manualmente in locale sulla base dei parametri operativi a testa pozzo (temperatura, pressione e portata). La separazione dell'acqua ed il relativo scarico dal separatore saranno effettuati completamente in automatico.

#### **10.1.2 Fase di Iniezione**

La stoccabilità del pozzo verrà calcolata dal sistema di controllo in modo analogo a quanto fatto per l'erogabilità.

### **10.2 GESTIONE DEGLI IMPIANTI DELLA CENTRALE**

Come già riportato precedentemente la Centrale non sarà presidiata. Il concetto base della gestione degli impianti della Centrale di Trattamento e Compressione sarà quello di centralizzare la supervisione, la sicurezza, l'acquisizione delle misure e il controllo delle area pozzo, dell'area di trattamento e compressione e delle unità ausiliarie di servizio nella sala controllo della Centrale.

La Centrale sarà dotata dei propri sistemi di controllo e di blocco di processo. Tali sistemi saranno automatici ed interverranno nel caso in cui i limiti prefissati dovessero essere superati per motivi di processo, per errori di manovra da parte di un operatore o per emergenza.



La gestione della Centrale di Trattamento e Compressione dovrà essere garantita dal sistema DCS di centrale e dal sistema ESD/F&G che governeranno rispettivamente le regolazioni/controlli di processo ed i sistemi di sicurezza.

Dalla sala controllo della Centrale sarà possibile riconoscere allarmi, modificare i set dei controllori (a tal proposito i loops di controllo che richiedono variazioni di set saranno implementati nel DCS), intervenire sulle azioni di processo per evitare blocchi indesiderati ed effettuare, attraverso pulsante dedicato, il blocco generale della produzione (ESD).

I possibili assetti di funzionamento con i quali può essere esercita la Centrale di trattamento e compressione sono:

- assetto di erogazione;
- assetto di iniezione.

### **10.2.1 Assetto di Erogazione Spontanea**

La portata globale di produzione impianto verrà impostata dall'operatore a DCS.

Il sistema di rigenerazione TEG sarà attivo praticamente in continuo. Il TEG umido scaricato dalle colonne di rigenerazione viene stoccato in un serbatoio di accumulo. Previo riscaldamento il glicole stoccato viene alimentato, sotto controllo di livello, alla colonna di rigenerazione per favorire l'allontanamento del vapor d'acqua trattenuto. Il TEG rigenerato viene prima accumulato in un serbatoio dedicato e poi alimentato alle colonne di disidratazione per un nuovo ciclo di assorbimento. L'alimentazione alle colonne verrà effettuata sotto controllo di portata in funzione delle condizioni del gas in ingresso (portata, temperatura, pressione, etc.).

L'unità di termodistruzione verrà gestita da un pannello di controllo locale interfacciato con il DCS. Il pannello di controllo garantirà, agendo sulla portata di fuel gas in ingresso, che la temperatura del processo di termocombustione si mantenga intorno al valore di legge.

La torcia installata in Centrale verrà avviata solamente in caso di operazioni di manutenzione programmata che richiedono la depressurizzazione di unità di processo o in caso di malfunzionamento del termodistruttore.<sup>5</sup>

### **10.2.2 Iniezione**

Durante la fase di stoccaggio, la portata globale verrà impostata a DCS dall'operatore in base alla potenzialità massima del pozzo.

Le unità di servizio interessate durante l'assetto di erogazione spontanea della Centrale (aria strumenti, termodistruzione, torcia e fuel gas) saranno interessate anche durante l'assetto di iniezione e gestite con le stesse modalità definite in precedenza.

---

<sup>5</sup> Non si esclude la possibilità che anche in caso di fermata del compressore possa essere necessario inviare gas naturale in candela/torcia. Tale eventualità sarà definita con i potenziali fornitori in fase di acquisizione delle macchine.

## **11 ELEMENTI PER IL PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE**

Nel presente paragrafo vengono descritte le misure previste per il monitoraggio, con particolare riferimento a:

- fase di perforazione del pozzo;
- regimazione e gestione del resevoir;
- esercizio della Centrale.

### **11.1 FASE DI PERFORAZIONE DEL POZZO**

Nella fase di avviamento delle attività di perforazione si prevede di effettuare una campagna di monitoraggio volta ad un controllo del clima acustico. Le misure in campo consentiranno la definizione degli interventi di mitigazione delle sorgenti più rumorose; l'organizzazione dell'attività di cantiere sarà quindi definita in modo da limitare la durata delle attività più rumorose e consentire la richiesta della deroga ai Sindaci dei comuni interessati come previsto dall'art. 6.1.h della Legge 447/95.

Nel caso in cui si riscontrasse un superamento dei limiti, individuate le cause, si potrà procedere ad interventi di tipo organizzativo e/o all'allestimento di barriere antirumore.

### **11.2 REGIMAZIONE E GESTIONE DEL RESEVOIR**

#### **11.2.1 Analisi e Verifiche in Fase di Regimazione e Gestione del Reservoir**

##### 11.2.1.1 Considerazioni Generali

Le operazioni di stoccaggio sono svolte nel rispetto delle norme vigenti e nel rispetto di ogni altra prescrizione imposta dalle altre amministrazioni dello Stato interessate, ciascuna nell'ambito delle rispettive competenze.

Le funzioni di vigilanza sull'applicazione delle norme sono esercitate dall'Ufficio Nazionale per gli Idrocarburi e la Geotermia del Ministero dello Sviluppo Economico.

Il concessionario di stoccaggio fornisce al Ministero dello Sviluppo Economico ed all'UNMIG competente per territorio, entro il 30 Aprile di ciascun anno, una Relazione Tecnica dettagliata sullo stato del giacimento per un aggiornamento sulle condizioni dello stesso, sul programma lavori previsti per il ciclo di stoccaggio successivo, sul programma delle eventuali manutenzioni e degli interventi rilevanti.

La suddetta relazione tecnica comprende i dati tecnici caratteristici del giacimento di stoccaggio, con riferimento a:

- volumi di “*cushion gas*”, “*working gas*” e riserve residue;
- andamento delle pressioni statiche di fondo iniziali e finali durante il ciclo effettuato;
- rivalutazione del “*cushion gas*” e del “*working gas*”;
- disponibilità di punta giornaliera e relativo andamento in funzione dell'erogazione (curva di svaso);

- andamento delle portate di iniezione in funzione del riempimento (curva di invaso);
- funzionalità, caratteristiche tecniche e situazione degli impianti di stoccaggio.

La relazione tecnica comprende, inoltre, i dati previsionali sulle prestazioni attese per il successivo ciclo di stoccaggio con riferimento a:

- per la fase di iniezione:
  - numero di pozzi che si prevede di utilizzare per l'iniezione,
  - potenza nominale ed effettiva della centrale di compressione,
  - andamento delle portate di iniezione in funzione del riempimento (curva di invaso),
  - interventi di manutenzione programmata,
  - eventuali vincoli per l'iniezione derivanti dai sistemi di trasporto e dagli impianti,
  - periodi previsti per il ciclo di iniezione;
- per la fase di erogazione:
  - numero di pozzi che si prevede di utilizzare per l'erogazione,
  - portata nominale ed effettiva in erogazione della centrale di trattamento,
  - disponibilità di punta giornaliera e relativo andamento in funzione dell'erogazione (curva di svaso),
  - interventi di manutenzione programmata,
  - eventuali vincoli per l'erogazione derivanti dai sistemi di trasporto e dagli impianti,
  - periodi previsti per il ciclo di erogazione.

Il titolare delle concessioni di stoccaggio trasmette al Ministero ed all'UNMIG competente, entro il mese successivo all'esercizio, una comunicazione mensile sui volumi di gas movimentati ed i loro relativi equivalenti energetici.

Il titolare fornisce altresì, entro il 30 Giugno di ciascun anno, i dati a consuntivo del gas naturale effettivamente movimentato nel precedente ciclo di stoccaggio, indicando i valori di punta massima in iniezione e in erogazione registrati in ogni giacimento, con l'indicazione del giorno in cui si sono verificati ed i valori di pressione statica di fondo al termine delle fasi di iniezione e di erogazione.

Attraverso il controllo svolto dal personale di esercizio che gestisce lo stoccaggio, giornalmente sono registrati i seguenti parametri:

- rilievo delle pressioni dinamiche di testa pozzo dei pozzi dedicati allo stoccaggio;
- rilievo delle pressioni dinamiche di testa pozzo dei pozzi dedicati al monitoraggio (se esistenti);
- rilievo dell'eventuale produzione di acqua di strato;
- misura delle portate giornaliere di gas immesso/estratto nello/dallo stoccaggio.

Tali misure sono raccolte in un rapporto che viene trasmesso agli specialisti del Servizio Giacimenti di Edison a Milano.

Il Servizio Giacimenti controlla giornalmente che tutte le misure raccolte ricadono all'interno dei range previsionali e verificano che tali misure siano in accordo con le previsioni del modello di simulazione.

Il modello di simulazione è lo strumento con il quale viene riprodotto il comportamento dinamico del giacimento sia in termini di pressione, sia in termini di movimentazione del gas e del contatto del gas con l'acquifero di fondo. Tale modello di simulazione è stato in precedenza tarato con un procedimento di "history match" basato sulla corretta riproduzione del comportamento dinamico manifestato in precedenza dal giacimento. La taratura assicura che se il modello è in grado di ben rappresentare il comportamento passato, esso sarà in grado di prevedere con buona approssimazione anche il comportamento futuro dello stesso giacimento.

Il confronto continuo tra le prestazioni dello stoccaggio e le previsioni del modello di simulazione è il principale strumento di controllo della corretta distribuzione del gas in giacimento, sia nella fase di regimazione, sia in quella di gestione ordinaria dello stoccaggio.

#### 11.2.1.2 Analisi e Verifiche Previste

Il monitoraggio durante la fase di regimazione ha la funzione di verificare la distribuzione del gas in giacimento e lo spiazzamento della tavola d'acqua mettendo in evidenza eventuali anomalie e consentendo in tal modo di pianificare gli interventi necessari per una corretta regimazione. Dopo la regimazione, il monitoraggio ha invece la funzione di controllare la corretta gestione del reservoir, in modo da evitare innalzamenti incontrollati della tavola d'acqua.

Il monitoraggio del livello A+B verrà eseguito in modo da testare un'ampia parte del reservoir sia durante la fase di iniezione sia durante la fase di erogazione. Il monitoraggio consisterà in:

- rilievi di pressione statica di fondo pozzo;
- campionamento dell'acqua eventualmente prodotta, al fine di verificarne la provenienza (acqua di strato o acqua di condensa);
- esecuzione di logs elettrici (TDT) per il controllo dei movimenti della tavola d'acqua ecc..

Il pozzo Bagnolo Mella 8 verrà inoltre dotato di sensori di pressione e temperatura al fondo per il monitoraggio in tempo reale del livello A+B con trasmissione via cavo elettrico, alla centrale di stoccaggio, dei valori di pressione e temperatura sia durante la fase di iniezione sia durante la fase di erogazione.

#### 11.2.2 **Caratterizzazione Chimico – Fisica delle Acque di Strato**

Nel corso della vita produttiva il pozzo Bagnolo Mella # 8 è stato caratterizzato da un meccanismo di produzione in giacimento a "forte spinta d'acqua", con minima produzione di acqua di strato. Durante l'esercizio dello stoccaggio sono previste minime produzioni di acqua di strato.

##### 11.2.2.1 Procedura di Analisi e Caratterizzazione delle Acque di Strato

La produzione del pozzo transita attraverso un separatore bifase dedicato per la separazione gas/acqua. Il separatore è ubicato in prossimità della testa pozzo. L'acqua separata viene

immagazzinata in un serbatoio di raccolta. Con opportuna frequenza l'acqua prodotta è quindi avviata a smaltimento presso impianto autorizzato.

La qualità dell'acqua separata è tenuta sotto controllo mediante campionamenti periodici nel serbatoio di raccolta, che vengono poi sottoposti ad analisi chimico – fisiche. Tali analisi sono eseguite da un laboratorio esterno indipendente il quale certifica e qualifica il prodotto sottoposto alle determinazioni analitiche di laboratorio.

Per lo smaltimento Edison Stoccaggio si avvale delle prestazioni di società contrattiste qualificate ed attrezzate per il prelievo ed il trasporto presso impianto di smaltimento autorizzato. Lo smaltitore a sua volta, quando riceve il prodotto, controlla che esso abbia caratteristiche compatibili con quelle dichiarate nelle proprie autorizzazioni.

Per quanto riguarda il monitoraggio finalizzato al controllo del giacimento, il prelievo dei campioni di acqua viene eseguito direttamente al separatore del pozzo.

L'analisi del campione prelevato riguarda essenzialmente la salinità dell'acqua. Solitamente i volumi di acqua prodotta sono assai limitati e sono costituiti da acqua di condensa caratterizzata da salinità molto bassa. L'aumento della salinità nei campioni di acqua prodotta dal pozzo è indicativa della produzione di acqua di strato. Per limitare questo fenomeno si interviene sui parametri erogativi del pozzo. In tali fasi, che si verificano prevalentemente a fine periodo di svasso, le analisi di salinità possono essere infittite al fine di verificare che gli interventi sulla portata del pozzo abbiano avuto efficacia.

#### 11.2.2.2 Procedure di Reiniezione delle Acque di Strato nelle Unità Geologiche di Provenienza

Considerati i limitatissimi quantitativi di acqua di strato che si prevede siano raccolti nell'esercizio dello stoccaggio durante la fase di erogazione, non è prevista dal progetto la reiniezione dell'acqua nelle unità geologiche di provenienza ma il loro smaltimento tramite autobotte.

### **11.3 ESERCIZIO DELLA CENTRALE DI COMPRESSIONE E TRATTAMENTO**

Nel presente paragrafo sono esplicitati gli elementi per il piano di monitoraggio relativi alla Centrale.

Edison Stoccaggio S.p.A. è dotata di un sistema multisito certificato secondo le norme UNI EN ISO 14001 e OHSAS 18001 nonché, a seguito dell'applicazione del D.Lgs 334/99, integrato con il DM 09/08/2000.

Coerentemente con la politica di attenzione e impegno allo sviluppo di attività compatibili con la salvaguardia dell'ambiente anche il sito in questione sarà dotato di tale sistema di gestione.

#### **11.3.1 Emissioni in Atmosfera**

L'analisi ed il controllo degli effluenti fa parte delle normali verifiche del funzionamento della Centrale. Il controllo analitico dei parametri monitorati rappresenta una verifica del buon funzionamento della stessa; infatti le deviazioni o superamenti dai valori standard possono essere connessi a funzionamenti anomali/guasti dei macchinari o da modificazioni di parametri attesi come input.

Con cadenza periodica si prevede di effettuare le seguenti analisi:

- termocombustore: polveri totali, ossidi di zolfo, ossidi di azoto, sostanze organiche volatili, glicoli etilenici, ossido di carbonio, umidità ossigeno;
- rigeneratore glicole: polveri totali, ossidi di zolfo, ossidi di azoto, sostanze organiche volatili, ossido di carbonio.

### **11.3.2 Monitoraggio Consumi**

Nella Centrale saranno oggetto di monitoraggio i consumi delle materie prime e i consumi di energia elettrica e di acqua. Per quanto riguarda il consumo di materie prime saranno effettuate:

- la registrazione del consumo di olio con frequenza mensile ed annualmente trascrizione ed inserimento nel sistema di gestione dati;
- la registrazione del consumo del gas combustibile per i generatori di calore con frequenza mensile ed inserimento nel sistema di gestione dati.

Per il monitoraggio dei consumi di energia elettrica prelevata dalla rete esterna è prevista la registrazione dei consumi con frequenza mensile ed inserimento nel sistema di gestione dati. La misurazione dei consumi sarà effettuata attraverso un contatore di kWh.

I prelievi di risorsa idrica da acquedotto sono monitorati attraverso registrazione delle misurazioni effettuata dai contatori di volume con frequenza mensile ed inserimento nel sistema di gestione dati.

### **11.3.3 Rumore**

Per il rumore generato dalla Centrale, sono previsti monitoraggi triennali al di fuori della recinzione dell'impianto (non saranno effettuate misure direttamente sulle sorgenti).

### **11.3.4 Produzione Rifiuti**

La gestione dei rifiuti sarà effettuata in ottemperanza alla normativa vigente utilizzando il sistema Sistri. Sono previsti audit periodici, controlli visivi e, se necessario, analisi per identificare la tipologia di rifiuti prodotti.

Non sono previsti rifiuti in entrata nell'impianto.

### **11.3.5 Scarichi Idrici**

L'unico scarico idrico della Centrale sarà costituito dalle acque in uscita dall'impianto di trattamento (disoleatore). Tale impianto riceve e tratta le acque meteoriche di prima pioggia. Tali acque saranno scaricate nella Roggia Movica tramite tubazione di adeguata lunghezza.

Tali acque verranno monitorate con cadenza annuale in corrispondenza della tubazione di rilascio, a monte del punto di scarico dell'acqua, sui parametri rilevanti tra quelli previsti dal D.Lgs 152/2006, da parte di un laboratorio accreditato.

Non sono presenti processi che utilizzano sostanze pericolose di cui all'Allegato 5 del D.Lgs 152/06 o sostanze prioritarie di cui all'Allegato 10 della Direttiva 2000/60/CE.

## **12 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA**

La Centrale Bagnolo Mella rientra nelle attività a rischio di incidenti rilevanti per le quali è richiesto il Rapporto di Sicurezza secondo il D.Lgs 334/99 (Art. 8) e successive modifiche ed integrazioni. Edison Stoccaggio S.p.A. ha quindi previsto la predisposizione del Rapporto Preliminare di Sicurezza a supporto del procedimento per il rilascio del Nulla Osta di Fattibilità (NOF).

Premesso quanto sopra, nel presente Capitolo:

- sono riportate alcune valutazioni in merito al rischio di eventi incidentali in fase di perforazione;
- è descritta la pianificazione delle emergenze durante la fase di perforazione;
- è descritta la gestione delle emergenze durante l'esercizio dello stoccaggio.

### **12.1 RISCHIO DI EVENTI INCIDENTALI IN FASE DI PERFORAZIONE**

Nel presente paragrafo vengono riportate alcune considerazioni relative al rischio. Gli eventi incidentali presi in considerazione sono:

- incidenti ambientali minori;
- blow-out del pozzo.

#### **12.1.1 Incidenti Ambientali Minori**

La struttura dell'impianto, la disposizione delle apparecchiature e la realizzazione del piazzale sono tali da evitare qualunque possibilità di contaminazione dell'ambiente.

Gli incidenti minori ipotizzabili sono legati essenzialmente alla presenza di idrocarburi: gasolio per i motori delle pompe ed i generatori.

Gli idrocarburi utilizzati, possono essere assimilati per le loro caratteristiche ad oli combustibili, cioè sostanze infiammabili di categoria "C": ciò significa che nelle condizioni di lavoro risulta estremamente improbabile, anche in caso di sversamento e di contatto con fonti di innesco, il verificarsi di un incendio.

Gli eventi ipotizzabili sono:

- perdita di gasolio da manichetta durante il travaso da autobotte;
- perdita di fanghi dal flessibile collegato alla batteria di perforazione;
- perdita di fanghi dalle vasche impianto per tracimazione o manovre errate;
- trafilamento di fluidi da accoppiamenti;
- perdita di fluidi durante lo spurgo;
- sversamenti di prodotti chimici additivi al fango.

Dato che tutte le operazioni sono presidiate in modo costante ed attento e tutta l'area è sotto la sorveglianza di più operatori, viene garantita la tempestività di individuazione dell'anomalia e del conseguente intervento.

In qualsiasi caso le sostanze eventualmente rilasciate si trovano allo stato liquido e sono contenute all'interno dei piazzali e, quindi, convogliate e raccolte nelle apposite vasche.

Per le esigue quantità che possono fuoriuscire, la rapidità degli interventi ed il completo isolamento del suolo, non si ritiene che tale tipologia di eventi possa avere effetti significativi sull'ambiente.

Durante la fase di spurgo il sottotorcia viene protetto da tre strati alternati di sabbia e teli impermeabili per un raggio di almeno 3 metri.

Il deposito delle sostanze chimiche, che possono essere anche pulverulente avviene in appositi spazi dotati di bacini / teloni di raccolta.

### 12.1.2 Blow-Out del Pozzo

Con il termine blow-out, nell'industria petrolifera si intende generalmente una risalita accidentale e incontrollata in superficie di fluidi di strato (olio, gas o acqua), durante l'attività di perforazione di un pozzo.

L'evenienza di un *blow-out* è comunemente considerata estremamente remota in quanto è contrastata da due barriere fisiche: il fango di perforazione ed i Blow-Out Preventer (BOP, apparecchiature di sicurezza appositamente installate per intercettare la risalita incontrollata dei fluidi di formazione), alle quali va associato un sistema di sicurezza che prevede:

- l'adozione di elevati standard tecnici e procedurali;
- l'impiego di un sistema di controllo ed allarme ridondato;
- l'addestramento del personale a gestire prontamente eventuali situazioni di emergenza.

## 12.2 ANALISI STORICA DEGLI INCIDENTI DURANTE LA FASE DI PERFORAZIONE

Dal 1978 al 2002 sono stati perforati in Italia 2,137 pozzi (Assomineraria, 2003). Gli eventi occorsi durante tali attività di perforazione che sono stati classificati come "blow-out" sono stati 4, anche se di questi uno solo ha avuto conseguenze ambientali significative (Trecate 24, 1996). Da questa statistica si deduce una frequenza di accadimento storica di 1.87 blow-out ogni 1,000 pozzi nei 24 anni analizzati (si veda la Figura 12.1).

Negli ultimi anni, anche in seguito all'esperienza relativa a Trecate 24, gli standard di sicurezza, così come la formazione ed addestramento degli operatori, sono state incrementate in modo significativo. Come prova dei risultati ottenuti si sottolinea che negli ultimi 7 anni non si è verificato alcun evento di blow-out negli oltre 400 pozzi perforati in Italia.

Lo studio approfondito dell'incidente al pozzo Trecate 24 ha infatti permesso di individuare alcuni possibili margini di miglioramento nel sistema di prevenzione e di controllo del blow-out. Pertanto nell'ultimo decennio è stato introdotto ed implementato un sistema integrato di sicurezza intrinseca con l'introduzione a testa pozzo di ganasce cieche-trancianti, capaci di tagliare le aste di perforazione e chiudere il pozzo in meno di 2 minuti, in sostituzione delle semplici ganasce cieche presenti a Trecate 24 (in cui la fuoriuscita del fluido è avvenuta attraverso la rottura di un'asta di perforazione al di sopra dei BOP).

Oltre che nel campo dei BOP, negli ultimi dieci anni sono stati compiuti continui miglioramenti anche nell'ambito delle procedure operative, del sistema allarmi della cabina



surface logging, della formazione ed addestramento del personale al Controllo Pozzo; fermo restando che il progresso tecnologico rende ogni aspetto dell'esecuzione di un pozzo petrolifero sempre più sicuro.

Le considerazioni precedenti sono supportate anche dall'evidenza che da quando, dopo l'incidente di Trecate 24, sono state adottate le suddette misure di prevenzioni non si è verificato alcun evento indesiderato riconducibile ad un blow-out. Di conseguenza la frequenza sopra riportata, che fa riferimento ad un lungo periodo di tempo, ed include anche pozzi perforati con tecniche meno all'avanguardia di quelle odierne, è destinata a ridursi in modo drastico.

### 12.3 PIANIFICAZIONE DELLE EMERGENZE DURANTE LE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE

Negli ultimi anni si è posta sempre maggiore attenzione nella pianificazione degli interventi per la gestione di eventuali situazioni di emergenza e conformemente a quanto richiesto dall'Art. 83 del D.Lgs No. 624/96 "Attuazione della Direttiva 92/91/CEE relativa alla Sicurezza e Salute dei Lavoratori nelle Industrie Estrattive per Trivellazione e della Direttiva 92/104/CEE relativa alla Sicurezza e Salute dei Lavoratori nelle Industrie Estrattive a Cielo Aperto o Sotterranee" prima dell'inizio dell'attività di cantiere viene predisposto un Piano di Emergenza Interno, contenuto del D.S.S. (Documento di Sicurezza e Salute) e consegnato all'UNMIG (Ufficio Nazionale Minerario Idrocarburi Geotermia).

Esistono inoltre una serie di procedure dettagliate che definiscono le modalità di intervento in caso di emergenza nell'area pozzo. A titolo esemplificativo si citano:

- Manuale di addestramento per controllo pozzo;
- Procedure di emergenza pozzo in occorrenza di blow-out.

Nel caso del Pozzo Bagnolo Mella 8 si farà inoltre riferimento al documento "Piano d'Emergenza Generale", messo a punto da Edison Stoccaggio S.p.A..

Nei paragrafi successivi vengono sintetizzati:

- i contenuti generali del Piano di Emergenza Interno (Paragrafo 11.3.1);
- i contenuti del Piano di Emergenza Generale predisposto da Edison Stoccaggio S.p.A. (Paragrafo 11.3.2).

#### 12.3.1 Piano di Emergenza Interno

Il Piano di Emergenza Interno individua per ciascuna tipologia di emergenza le conseguenti azioni/comportamenti che si devono mettere in atto. In funzione dell'organizzazione del Cantiere vengono codificate le azioni che il capo cantiere, i capi squadra, il Sorvegliante, i componenti della squadra di emergenza e tutto il rimanente personale eventualmente presente devono adottare in funzione delle diverse emergenze pianificate.

Esercitazioni di emergenza vengono effettuate periodicamente per affinare le sinergie e l'affiatamento del personale addetto.

In caso di emergenza il Responsabile Installazione deve mettere in atto le prime misure per la risoluzione dell'emergenza e comunque quelle necessarie a contenere e/o a ridurre al

minimo le possibili conseguenze. Può coinvolgere, se ritenuto necessario, l'assistenza pubblica quale, per esempio: Pronto Soccorso, VVF e le Forze dell'Ordine.

Procedure specifiche per le singole attività, che sono integrate nella struttura generale del piano di emergenza, regolamentano in maggior dettaglio le linee guida che sono previste nel piano stesso.

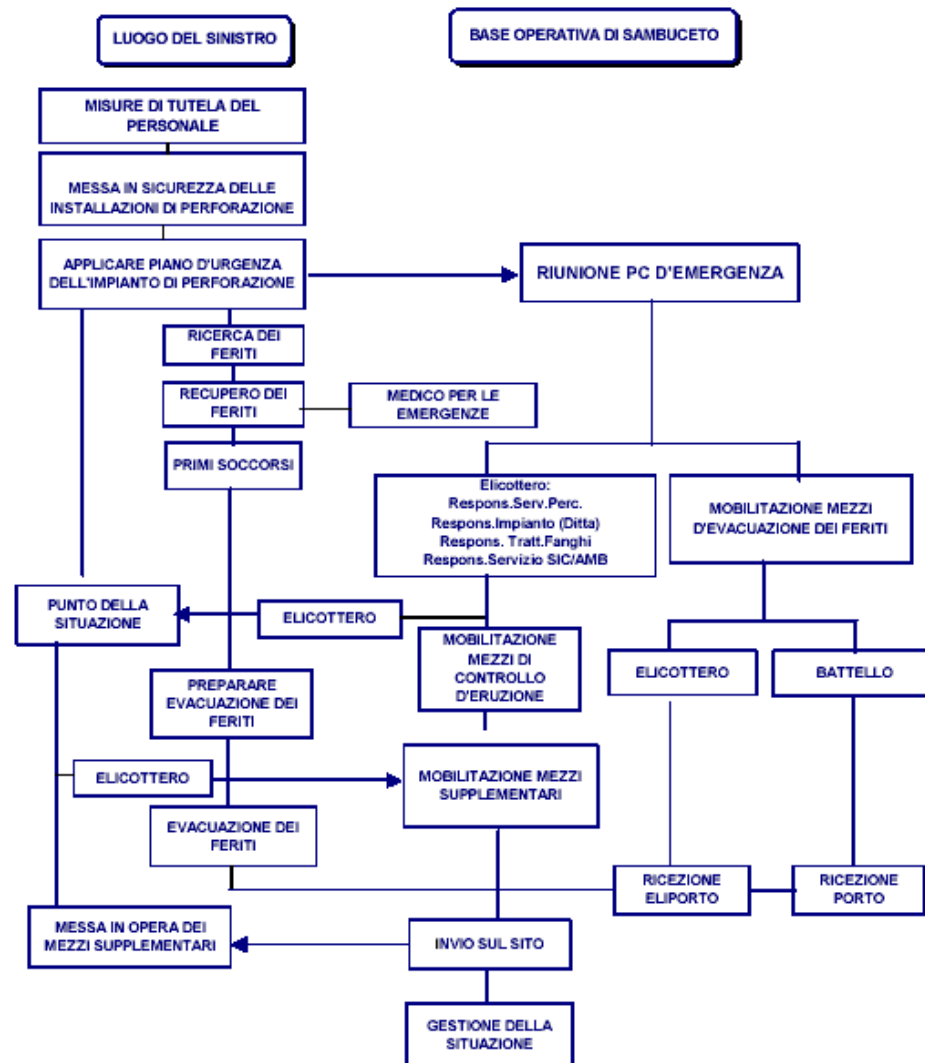
Le informazioni sopra riportate predisposte, conformemente a quanto richiesto dal D.Lgs 624/96, prima dell'inizio dell'attività, costituiscono il Piano di Emergenza Interno, e sono contenute nel D.S.S. (Documento di Sicurezza e Salute).

### **12.3.2 Piano di Emergenza Generale Edison Stoccaggio**

Il Piano di Emergenza Generale messo a punto da Edison Stoccaggio S.p.A. è suddiviso in tre parti:

- prima parte, in cui sono sintetizzati i principi di base dell'organizzazione della sicurezza aziendale, i mezzi a disposizione ed il funzionamento dei vari organi;
- seconda parte, costituita da schede che hanno il compito di guidare le azioni da intraprendere, nei casi in cui si dovrà esercitare una funzione in un momento d'emergenza;
- terza parte, costituita da schede "scenario" riportanti le azioni da eseguire, nel caso di uno specifico incidente, che necessiti di un intervento immediato. Tali schede sono suddivise in tre parti:
  - schede di allarme, che permettono ai responsabili dei centri interessati dall'evento eccezionale, di trasmettere un messaggio completo alla "Cellula di Crisi" del Distretto Operativo di Sambuceto (CH), in modo che quest'ultima possa avere un'immagine generale la più completa possibile della situazione verificatasi,
  - schede di riflessione, che riassumono le azioni principali da realizzare durante l'evento eccezionale verificatosi. Si tratta di una guida che indica in maniera generale le azioni da eseguire stabilendone le priorità,
  - schede relative alle persone da contattare, costituite da un elenco di Nomi e Società serve al responsabile del centro interessato al sinistro ed ai responsabili della "Cellula di crisi" per contattare i rappresentanti delle Amministrazioni ed Autorità locali, Società di servizio e vari collaboratori.

Il seguente schema rappresenta la scheda di riflessione nel caso di eruzione incontrollata di un pozzo.



**Figura 12.a: Pianificazione delle Emergenze, Scheda di Riflessione**

Quando sarà evidente che le operazioni di controllo dell'eruzione si protrarranno per più giorni, il Posto di Comando d'Emergenza assumerà un'importanza particolare:

- nell'organizzazione del Centro di Raggruppamento dei Mezzi (CRM);
- nei cambi di personale che saranno più frequenti per le condizioni di lavoro faticose;
- nell'accoglienza e nell'informazione degli agenti che interverranno sul sito (pericoli incorsi, accesso regolamentato alle differenti zone, missione, protezioni individuali necessarie);
- nel controllo dell'accesso che dovrà essere rigoroso (utilizzo di badges o altro sistema equivalente).

Al momento degli interventi, saranno costituite due squadre:

- la squadra d'intervento propriamente detta, che realizza le operazioni;

- la squadra d'assistenza che ha ricevuto le stesse informazioni della squadra d'intervento e che si tiene pronta ad intervenire per prestare soccorso alla squadra che opera all'istante.

Se l'eruzione incontrollata presenta dei rischi d'H<sub>2</sub>S, sarà applicata la consegna.

Si ricorda infine che Edison S.p.A. è iscritta presso il SInGER (Sistema Informativo Gestione Emergenze Rilevanti), sistema informatico realizzato congiuntamente da Assomineraria ed IBM SEMEA, che permette la gestione computerizzata su scala geografica di tutte quelle problematiche che si verificano in caso di incidenti.

Questo sistema mette a disposizione dei mezzi sotto forma di personale e materiale, che possono essere messi a disposizione per far fronte alle emergenze rilevanti.

Edison S.p.A. ha installato presso la propria sede di Milano una stazione di lavoro, che periodicamente (ogni 24 ore) si collega, aggiornandosi, sul computer centrale, che funge da server di dati, collocato presso la sede centrale dell'Assomineraria a Roma.

Ogni singolo utente del Distretto Operativo di Sambuceto (Servizio Produzione e Servizio Sicurezza) può, tuttavia, replicare i dati sulla propria stazione di lavoro evitando il ripetuto collegamento con il sistema centrale. Gli utenti possono essere collegati direttamente in rete locale o in remoto da qualsiasi parte, utilizzando un desktop o portatile dotato di modem.

## **12.4 GESTIONE DELLE EMERGENZE DURANTE L'ESERCIZIO**

La gestione degli scenari di emergenza relativi al sistema di conversione a stoccaggio della Centrale Bagnolo Mella si può analizzare per ciascuno dei seguenti sottosistemi.

- Area Pozzo (interna alla Centrale);
- Centrale Bagnolo Mella;
- Metanodotto di interconnessione della Centrale con la rete SRG.

### **12.4.1 Area Pozzo**

In caso di emergenza, da sala controllo, l'operatore può intercettare la testa pozzo. Tali valvole sono azionate mediante aria strumenti. In mancanza d'aria ciascuna delle valvole si posiziona in condizione di sicurezza. Le suddette valvole di intercetto sono inoltre inserite nel sistema ESD (emergency shut down) e pertanto in caso di emergenza sono azionate da tale sistema in modo automatico da DCS/ESD.

L'area pozzo è dotata di un quadro blocchi pneumo-idraulico che comanda l'intervento di tutte le valvole SDV installate sulla testa pozzo in caso di emergenza.

L'area pozzo risulta intrinsecamente protetta per sovrappressione poiché la pressione di design delle apparecchiature e delle linee di quest'area è pari a 165 bar g, congruentemente con quanto previsto per il piping interno che collega l'area pozzo alla Centrale.

### **12.4.2 Centrale Bagnolo Mella**

Si definisce la seguente gerarchia dei livelli di emergenza:

- Livello di Emergenza 1A: arresto di emergenza di centrale con depressurizzazione;
- Livello di Emergenza 1B: arresto di emergenza di centrale senza depressurizzazione;

- Livello di Emergenza 2A: arresto di emergenza di unità con depressurizzazione;
- Livello di Emergenza 2B: arresto di emergenza di unità senza depressurizzazione.

Oltre a queste condizioni di emergenza, il presente paragrafo riporta una descrizione degli scenari di “Mancanza di energia dalla rete elettrica nazionale” e “condizione temporanea di fuori servizio per l’impianto di rigenerazione TEG”.

Livelli di Emergenza 2B/2A: Arresto di emergenza di unità senza depressurizzazione /con depressurizzazione

Ogni unità funzionale della Centrale Bagnolo Mella può essere intercettata e depressurizzata individualmente (operando da locale o da remoto). Le unità funzionali nelle quali l’impianto può essere suddiviso dipendono dal dimensionamento della candela fredda e determinato tra l’altro dal volume imbottigliato nella singola unità funzionale. La depressurizzazione di emergenza, se necessaria, viene gestita in automatico da DCS/ESD.

L’impianto dispone di una candela fredda alla quale sono collettate le linee di depressurizzazione per emergenza. Nel caso in cui sia necessaria la depressurizzazione di un insieme costituito da più unità, questa avverrà depressurizzando le singole unità in sequenza.

Livello di Emergenza 1B: Arresto di emergenza di centrale senza depressurizzazione

La centrale di Bagnolo Mella può essere isolata con l’esterno, intercettando (con controllo locale o remoto) la connessione del piping interno di interconnessione area pozzo – centrale e l’interconnessione centrale - metanodotto SRG.

Uno scenario possibile riguarda la temporanea indisponibilità della rete a ricevere il gas. In tale caso, i sistemi di protezione del metanodotto entrano in funzione, i sistemi di limitazione della pressione si attivano per evitare l’intervento dei blocchi di emergenza.

Livello di Emergenza 1A: Arresto di emergenza di centrale con depressurizzazione

La depressurizzazione dell’intero impianto può essere effettuata azionando da DCS (e singolarmente) i dispositivi di scarico posti in corrispondenza dei punti di intercettazione della Centrale. Ogni tratto intercettabile è infatti dotato di valvole di blow down per consentire lo scarico. Sia i dispositivi di intercettazione sia quelli di scarico (blow down valve – BDV) sono azionabili da remoto.

Le valvole di blow down sono collettati alla candela fredda.

Mancanza di Energia dalla Rete Elettrica Nazionale

In caso di mancanza di energia elettrica, in centrale, sono presenti i seguenti dispositivi di continuità:

- sistema UPS;
- Generatore Diesel di emergenza.

Il Generatore Diesel di emergenza alimenta le utenze vitali dell’impianto:

- Strumentazione;
- Telecomunicazioni;
- HVAC;
- luci di emergenza;

- Pompa caricamento Fuel Diesel;
- Aria Strumenti;
- Fuel gas;
- Utenze per lo shut-down del compressore.

Inoltre, il generatore, consente, in fase di erogazione spontanea, di mantenere la produzione anche in mancanza di energia dalla rete nazionale.

A tale scopo, vengono alimentati i seguenti sistemi:

- deidratazione del gas;
- rigenerazione TEG;
- pompe iniezione MEG.

Il generatore è dotato di un serbatoio di stoccaggio di carburante con capacità stimata di 6 m<sup>3</sup>.

#### Condizione temporanea di “Fuori Servizio” per il sistema di rigenerazione TEG

Il sistema di disidratazione del gas di processo, viene garantito, anche in caso di temporanea indisponibilità del sistema di rigenerazione del Glicol Trietilenico (TEG). A tale scopo sono previsti due serbatoi di Stoccaggio. Il primo dei suddetti serbatoi costituisce anche il serbatoio di make-up del sistema e contiene glicol anidro.

In caso di indisponibilità del sistema di rigenerazione, è prevista la possibilità di inviare alla colonna di disidratazione il TEG anidro direttamente dal serbatoio di make up mentre il glicol umido verrà inviato al secondo serbatoio di stoccaggio.

#### Protezione linee per Sovrappressione

Le linee in Centrale sono dimensionate con tre pressioni di progetto diverse:

- 165 bar g per tutte le linee in mandata compressori, piping di interconnessione area pozzo-Centrale ;
- 85 bar g per tutte le linee in aspirazione compressori, separatore di ingresso Centrale, riscaldatori e sistema di disidratazione;
- 75 bar g, per il metanodotto di collegamento alla rete SRG.

Il passaggio tra una classe di linea e l'altra è protetto dal sistema certificato HIPPS.

#### **12.4.3 Metanodotto**

In caso di emergenza, il metanodotto è isolabile mediante una valvola di intercetto posta in corrispondenza dell'area di Centrale e tramite una seconda valvola di intercetto posta in uscita della condotta dalla Stazione di Misura lato SRG.

MRP/FRT/CHV/CSM/PAR/RC:mcs

## RIFERIMENTI

Assomineraria, 2003, Convegno Annuale Settore Idrocarburi e Geotermia, Tirrenia, 17 – 18 Ottobre 2003.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) 2010, Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività Svolta.

Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici (ex APAT ora ISPRA), documento non datato, Utilizzazione Energetica del Gas Naturale ed Effetto Serra. Aspetti di Sicurezza e Programmi di Riduzione dell'Inquinamento Atmosferico in Ambito Cittadino Connessi all'Uso del Gas Naturale.

California Environmental Quality Act (CEQA), 2007, Air qualità Analysis Guidance Handbook, Off-Road Mobile Source Emission Factors, svolto per AQMD – Air Quality Management District.

Edison Stoccaggio, 2011a, Concessione Bagnolo Mella, Programma Preliminare di Perforazione & Completamento, Trasformazione in Campo di Stoccaggio, Pozzo: Bagnolo Mella # 8, Doc No. WO-HQ-BM-S-001-0, Rev. 0, 9 Maggio 2011.

Edison Stoccaggio, 2011b, Progetto di Trasformazione a Stoccaggio di Gas Naturale del Giacimento di Bagnolo Mella, Descrizione Generale per Progetto Definitivo, Doc. No. P630RGKM002, Rev.0, 27 Luglio 2011.

Edison Stoccaggio, 2011c, Gasdotto di Collegamento Centrale di Trattamento e Compressione di Bagnolo Mella, Relazione Tecnica, Doc. No. P630RGDP101, Rev. 0, 8 Luglio 2011.

Edison Stoccaggio, 2011d, Documentazione trasmessa via e-mail in data 23 Giugno 2011.

Edison Stoccaggio, 2011e, Documentazione trasmessa via e-mail in data 26 Luglio 2011.

Edison Stoccaggio, 2011f, Stoccaggio Gas Naturale di Bagnolo Mella, Elenco Sorgenti di Emissione per la Centrale e la Stazione Gas, Doc. No. P630ETKM002, Rev. 0, 26 Giugno 2011.

Edison Stoccaggio, 2011g, Stoccaggio Gas Naturale di Bagnolo Mella, Elenco Sorgenti di Rumore per Centrale, Doc. No. P630ETKM001, Rev. 0, 15 Giugno 2011.

Eni, 2002, Glossario dell'Industria Petroliera.

Eurogas, 2010a, comunicato stampa “Natural Gas Consumption in EU27, Turkey and Switzerland in 2009”, Marzo 2010.

Eurogas, 2010b, Rapporto, Long term outlook for gas demand and supply 2007-2030, Maggio 2010.

Eurogas, 2010c, comunicato stampa “Gas demand in 2010 could return to pre-crisis levels” emesso nel mese di Settembre 2010.

Eurogas, 2010d, Annual Report 2008-2009, Gennaio 2010.

Eurogas, 2011, Activity Report, Marzo 2011.

**RIFERIMENTI**  
**(Continuazione)**

Hydro Drilling International, 1999, “*Impianto IDECO M1200, Analisi Emissione Fumi e Polveri in Atmosfera dei Motori Diesel*”, certificati di laboratorio predisposti a cura di Sereco S.c.r.l. e Labor S.r.l., 30 Giugno 1999.

Istituto Nazionale Svizzero di Assicurazione contro gli Infortuni (INSAI), 2009, Tabella del Rumore (Industria Edilizia), Carichi Fonici Caratteristici Associati a Fonti di Rumore, Zone e Attività.

International Energy Agency (IEA), 2003, Emission Reductions in the Natural Gas Sector through Project-based Mechanisms, Information Paper.

Politecnico di Milano, 2004, Impatto Ambientale dei Cicli Combinati Alimentati a Gas Naturale, con Particolare Riferimento alle Emissioni di Polveri Sottili – Estratto di una ricerca condotta dal Politecnico di Milano commissionata da Assoelettrica, 18 Novembre 2004.

United States Environmental Protection Agency (US-EPA), 2006, AP 42 Fifth Edition, Volume I, Charter 13.2.2: Miscellaneous Source – Unpaved Road.

Valente, 2003, Tecniche della Perforazione, da Workshop Tecnico “Upstream e Territorio”, Assomineraria, Convegno Annuale Settore Idrocarburi e Geotermia, Tirrenia 17-18 Ottobre 2003.

**SITI WEB**

Natural Gas: <http://www.naturalgas.org/>

Snam Rete Gas: [http://www.snamretegas.it/it/homepage\\_homepage.shtml](http://www.snamretegas.it/it/homepage_homepage.shtml)

UNMIG (Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse) :  
<http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/dgrme/dgrme.asp>