

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

INDICE

	<u>Pagina</u>
LISTA DELLE TABELLE	III
LISTA DELLE FIGURE	IV
LISTA DELLE FIGURE ALLEGATE	IV
1 INTRODUZIONE	1
2 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO E MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	3
2.1 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO	3
2.1.1 Mercato degli Idrocarburi – Situazione Mondiale	3
2.1.2 Mercato degli Idrocarburi – Situazione Nazionale	6
2.1.3 Attività Offshore nel Settore Idrocarburi in Italia	10
2.2 LA ZONA MARINA E	13
2.3 FINALITÀ ED OBIETTIVI DEL PROGETTO	15
3 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	17
3.1 PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE	17
3.2 AREA DI INDAGINE	19
3.3 OBIETTIVI MINERARI	20
3.4 ESPLORAZIONE DELL'AREA E POTENZIALE MINERARIO	22
3.5 METODOLOGIA DI INDAGINE E DURATA DELL'ATTIVITÀ	24
4 ANALISI DELLE ALTERNATIVE E MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI	29
4.1 OPZIONE ZERO	29
4.2 SCELTA DELLE AREE DI INDAGINE	32
4.3 SCELTE PROGETTUALI	33
4.3.1 Tecnica Impiegata	33
4.3.2 Tipologia di Sorgente	34
4.3.3 Sistema di Ricezione	36
4.3.4 Tipologia di Streamer	36
5 NORMATIVA E STANDARDS DI RIFERIMENTO	38
6 DESCRIZIONE DELLA TECNICA PRESCELTA PER I RILIEVI GEOFISICI	41
6.1 METODOLOGIA DI INDAGINE	41
6.2 SORGENTE DI ENERGIA	43
6.3 SISTEMA DI RICEZIONE	45
6.4 ELABORAZIONE DEI DATI	46
6.5 TIPOLOGIA DI UNITÀ NAVALI	47
7 PROGRAMMA DELLE ATTIVITÀ E CARATTERISTICHE DI MEZZI ED ATTREZZATURE PREVISTE	49
7.1 FASI OPERATIVE E PROGRAMMA DELLE ATTIVITÀ	49
7.2 AREE DI INDAGINE	51
7.3 CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI ENERGIZZAZIONE	51
7.4 CARATTERISTICHE DEL SISTEMA RICEVENTE	57
7.5 MEZZI NAVALI PREVISTI	58
7.6 ASPETTI OPERATIVI PER L'ESECUZIONE DEI RILIEVI GEOFISICI	60

8	INTERAZIONI CON L'AMBIENTE	62
8.1	EMISSIONI IN ATMOSFERA	62
8.1.1	Stima delle Emissioni da Traffico Marittimo	62
8.1.2	Altre Emissioni	64
8.2	PRELIEVI IDRICI	64
8.3	SCARICHI IDRICI	65
8.4	CONSUMO DI RISORSE	67
8.5	RIFIUTI PRODOTTI	67
8.6	EMISSIONI SONORE	68
8.6.1	Stima delle Emissioni da Traffico Marittimo	68
8.6.2	Stima delle Emissioni dalle Sorgenti di Energizzazione Air Gun	68
8.7	OCCUPAZIONE DI SPECCHIO ACQUEO	69
8.8	TRAFFICO MARINO CONNESSO	70
9	MISURE PROGETTUALI DI PREVENZIONE E TECNICHE DI RIDUZIONE DEGLI IMPATTI	71
9.1	LINEE GUIDA PER LA TUTELA DEI MAMMIFERI MARINI	71
9.2	MISURE DI MITIGAZIONE A TUTELA DEI MAMMIFERI MARINI E DI ALTRE SPECIE MARINE	73
9.3	MISURE ATTE A IMPEDIRE L'INTRAPPOLAMENTO DI RETTILI MARINI	75
9.4	MITIGAZIONE DELLE INTERFERENZE CON ALTRE ATTIVITÀ MARINE	76
10	ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA	77
10.1	SISTEMA DI GESTIONE HSE	77
10.2	DOTAZIONI DI SICUREZZA	77
10.3	GESTIONE DELLE EMERGENZE	78

RIFERIMENTI

Si noti che nel presente documento i valori numerici sono riportati utilizzando la formulazione seguente: separatore delle migliaia = virgola (,); separatore decimale = punto (.)

LISTA DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 2.1: Andamento dei Consumi Nazionali di Energia in MTep (UP, 2016)	7
Tabella 2.2: Produzione di Idrocarburi nel Territorio Italiano dal 1995 al 2015 (DGRME, 2016)	8
Tabella 2.3: Attività di Esplorazione a Mare nel Periodo dal 1995 al 2015 (DGRME, 2016)	11
Tabella 2.4: Decreto 9 Agosto 2013 – Coordinate Vertici Zona Marina E – Settore Ovest (sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)	15
Tabella 3.1: Coordinate dei Vertici delle Linee Sismiche (Sistema di Riferimento/Datum WGS84)	26
Tabella 7.1: Fasi Operative e Durata delle Attività (TGS-NOPEC, 2016)	49
Tabella 7.2: Caratteristiche del Sistema di Energizzazione (TGS-NOPEC,2016)	51
Tabella 7.3: Caratteristiche degli Air Gun	52
Tabella 7.4: Caratteristiche dello Streamer (TGS-NOPEC,2016)	58
Tabella 7.5: Caratteristiche della Nave Sismica (TGS-NOPEC,2016)	59
Tabella 7.6: Caratteristiche del Mezzo Navale di Supporto (TGS-NOPEC, 2016)	60
Tabella 8.1: Fattori di Emissione (Trozzi, 2010)	63
Tabella 8.2: Stima delle Emissioni di Inquinanti da Traffico Navale	64
Tabella 8.3: Prelievi Idrici Principali	65
Tabella 8.4: Scarichi Idrici Principali	66
Tabella 8.5: Traffico Marittimo Connesso	70

LISTA DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Pagina</u>
Figura 2.1: Consumi Energetici Mondiali (UP, 2016)	3
Figura 2.2: Domanda e Offerta Petrolifera nel Mondo	5
Figura 2.3: Consumi di Energia Storici e Previsioni a Livello Mondiale (EIA, 2016)	5
Figura 2.4: Consumo di Energia nel Mondo per Tipologia di Fonte Energetica (Btu) - 1990-2040 (EIA, 2016)	6
Figura 2.5: Andamento della Produzione Nazionale di Gas Naturale dal 1995 al 2015 (DGRME, 2016)	9
Figura 2.6: Andamento della Produzione Nazionale di Olio Greggio dal 1995 al 2015 (DGRME, 2016)	10
Figura 2.7: Numero di Permessi di Ricerca in Mare negli anni 2001-2014	12
Figura 2.8: Decreto 9 Agosto 2013 - Zona Marina E (sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)	14
Figura 3.1: Principali Sedi Operative nel Mondo	17
Figura 3.2: Library TGS dei Dati Disponibili nel Mondo	18
Figura 3.3: Area di Indagine Sistema di Riferimento / Datum WGS84 (TGS-NOPEC 2016)	20
Figura 3.4: Schema Generale dell'Assetto Geologico dell'Offshore Occidentale Sardo	22
Figura 3.5: Rilievo TGS WMR-01 RE13 (Acquisizione 2001/ Riprocessati 2013)	23
Figura 3.6: Progetto ViDEPI - Linee Sismiche OffShore Sardegna	24
Figura 3.7: Sequenza delle Linee Sismiche del Grid di Acquisizione 2D	25
Figura 4.1: Area di Studio	30
Figura 4.2: Ubicazione delle Linee Sismiche Analizzate	31
Figura 4.3: Confronto Potenza/Frequenza per Diverse Tipologie di Sorgenti	35
Figura 4.4: Tipologie di Ricevitori utilizzati nelle Indagini Geofisiche a Mare	36
Figura 6.1: Tipico Layout per Indagine Sismica	42
Figura 6.2: Layout Tipici per Rilievi Sismici 2D e 3D (OGP, 2011)	43
Figura 6.3: Principio di Funzionamento dell' <i>Air Gun</i>	44
Figura 6.4: Configurazione Tipica di un <i>Air Gun Array</i>	45
Figura 6.5: Esempio di Cavo Sismico o <i>Streamer</i> (OGP, 2011)	46
Figura 6.6: Esempi di Unità Navali Impiegate per le Indagini Geofisiche	48
Figura 7.1: Cronoprogramma Preliminare	50
Figura 7.2: Configurazione del Sistema di Energizzazione (TGS-NOPEC, 2016)	52
Figura 7.3: Spettro della Pressione Sonora Generata dalla Sorgente (TGS-NOPEC, 2016)	55
Figura 7.4: Spettro della Pressione Sonora Generata dalla Sorgente (TGS-NOPEC, 2016)	56
Figura 7.5: Esempio di <i>Air Gun Array</i>	56
Figura 7.6: Esempio di <i>Air Gun</i> e Cluster Parallelo	57
Figura 9.1: Esempi di Boa di Coda (Sito web: www.ketosecology.co.uk)	75
Figura 9.2: Esempi di "Turtle Guards" (Sito web: www.ketosecology.co.uk)	76

LISTA DELLE FIGURE ALLEGATE

Figura 6.1: Area di Indagine e Linee di Acquisizione Rilievo Geofisico 2D

**STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
AGGIORNAMENTO A SEGUITO DI MODIFICHE PROGETTUALI
SEZIONE II
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE**

**PROSPEZIONE GEOFISICA
AL LARGO DELLA COSTA NORD-OCCIDENTALE DELLA SARDEGNA
ZONA MARINA E**

1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale** dello Studio di Impatto Ambientale (SIA), predisposto ai sensi dell'Articolo 3 del D.P.C.M. 27 Dicembre 1988 e dell'Articolo 22 e Allegato VII del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. e descrive gli aspetti progettuali di rilievo per la successiva valutazione degli impatti.

L'analisi del Quadro di Riferimento Progettuale è condotta al fine di definire le caratteristiche delle attività in progetto nel loro complesso, con riferimento alle finalità e agli obiettivi prefissati.

Nel presente documento vengono illustrate le motivazioni che hanno condotto a sviluppare il progetto considerando l'insieme dei condizionamenti e dei vincoli di cui si è dovuto tenere conto; vengono, altresì, descritte le motivazioni tecniche delle scelte progettuali e delle principali alternative localizzative e tecnologiche.

Nell'ambito del progetto sono individuate le principali fasi operative e sono quantificate le risorse in ingresso e le emissioni in uscita (bilanci di materia).

La descrizione del progetto comprende, inoltre, le eventuali misure di carattere gestionale che si ritiene opportuno adottare per contenere gli impatti e gli interventi tesi a riequilibrare eventuali scompensi indotti sull'ambiente.

Il presente documento è così strutturato:

- Capitolo 2: fornisce un inquadramento del mercato energetico ed illustra gli obiettivi e le finalità del progetto;
- Capitolo 3: contiene una descrizione generale delle attività in progetto, dei possibili obiettivi minerari ricercati, delle indagini effettuate in passato nell'area e del suo potenziale minerario, della metodologia di indagine e della durata delle attività;
- Capitolo 4: illustra le motivazioni delle scelte progettuali e le alternative prese in considerazione, inclusa l'"opzione zero";
- Capitolo 5: riporta la normativa e gli standard di riferimento;
- Capitolo 6: illustra la tecnica prescelta per l'esecuzione dei rilievi geofisici e la tipologia di mezzi ed attrezzature generalmente impiegati;
- Capitolo 7: descrive le fasi operative, le aree di indagine, le caratteristiche dei mezzi e delle attrezzature previste per l'esecuzione delle attività in progetto e gli aspetti operativi;

- Capitolo 8: descrive il quadro delle possibili interazioni delle attività in progetto con l'ambiente;
- Capitolo 9: descrive le misure di prevenzione e riduzione degli impatti;
- Capitolo 10: illustra i principali aspetti riguardanti la sicurezza del progetto e la gestione delle emergenze.

Si evidenzia che il presente documento è stato aggiornato rispetto a quanto presentato con istanza del 2 Febbraio 2015 sia per quanto riguarda le informazioni disponibili sul mercato energetico internazionale e nazionale sia per quanto riguarda le intercorse modifiche di carattere progettuale proposte da TGS e riferite ai seguenti principali aspetti:

- esecuzione della sola campagna di indagine geofisica riguardante l'acquisizione dei dati sismici 2D con esclusione della fase di rilievo sismico 3D, come inizialmente previsto dal progetto originario;
- conseguente riduzione della durata delle attività a 80 giorni invece di 200 giorni;
- utilizzo di una nuova tipologia di air gun (array di air gun), modellizzata tramite il software Gundalf, e configurata in maniera da ottimizzare la disposizione dei singoli air gun con il risultato di limitare le propagazioni orizzontali del rumore e ottenere un segnale acustico maggiormente focalizzato verso l'obiettivo di indagine;
- utilizzo di un nuovo sistema di ricezione che prevede l'impiego di uno streamer a matrice solida, che, rispetto agli streamer tradizionali a gel o a olio, è caratterizzato da una maggiore compatibilità ambientale (in caso di eventuali rotture del cavo sismico durante le attività non si avranno rilasci di sostanze nell'ambiente marino);
- impiego di un ulteriore sistema di monitoraggio acustico passivo PAM del tipo Wave Glider per il monitoraggio della presenza di mammiferi marini nelle aree di intervento.

2 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO E MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Nel presente capitolo sono riportati:

- un inquadramento del mercato energetico a livello mondiale e nazionale ed una descrizione delle attività offshore nel settore idrocarburi in Italia nell'ultimo decennio (Paragrafo 2.1);
- la descrizione della Zona Marina E (Paragrafo 2.2);
- gli obiettivi e le finalità del progetto (Paragrafo 2.3).

2.1 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO

2.1.1 Mercato degli Idrocarburi – Situazione Mondiale

Secondo quanto riportato nella “*Relazione Annuale 2016*” dell’Unione Petrolifera (UP) che fornisce un quadro completo del mercato degli idrocarburi a livello internazionale, il 2015 è stato un anno ancora molto incerto per l’economia mondiale che, nel complesso, ha tuttavia mostrato segnali di miglioramento soprattutto nelle economie avanzate, cui ha fatto da contraltare un indebolimento, per il quinto anno consecutivo, di quelle emergenti e in via di sviluppo.

Il petrolio resta la principale fonte di energia a livello mondiale con una quota superiore al 30% e le fonti fossili in generale hanno soddisfatto circa l’80% della domanda di energia primaria. Complessivamente i consumi hanno superato i 13 miliardi di tep¹ (si veda la seguente Figura 2.1).

Mondo I consumi energetici
(Milioni di tep)

	1990	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014 ⁽¹⁾
Combustibili solidi	2.221	2.342	2.950	3.506	3.672	3.741	3.928	3.974
Gas naturale	1.663	2.067	2.352	2.736	2.788	2.838	2.902	2.909
Petrolio	3.231	3.658	4.005	4.130	4.137	4.207	4.217	4.241
Nucleare	526	676	722	719	674	642	646	662
Idroelettrico	184	225	252	296	301	316	326	333
Geotermica, Eolica e Solare	36	60	70	112	127	142	161	169
Biomasse e rifiuti	905	1.025	1.127	1.287	1.311	1.340	1.377	1.398
TOTALE	8.766	10.053	11.478	12.786	13.010	13.226	13.557	13.686

⁽¹⁾ Stime.

Fonte: Elaborazioni ENI

Figura 2.1: Consumi Energetici Mondiali (UP, 2016*)

Il 2015 ha fatto registrare un deciso aumento della produzione mondiale di petrolio, crescita di circa 2.7 milioni di barili/giorno rispetto al 2014, il 63% in più rispetto alla media degli ultimi quattro anni. **Complessivamente, nel 2015 l’offerta petrolifera è stata pari a 96,4**

* L’elenco dei riferimenti è riportato in fondo al testo.

¹ Tep: tonnellata equivalente di petrolio, rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio greggio e vale circa 42 miliardi di joule.

milioni barili/giorno, di cui il 40% coperta dai Paesi OPEC² che, con un incremento di 1.25 milioni barili/giorno (+3.3%), hanno continuato nella loro politica di difesa delle quote anziché dei prezzi. L'Arabia Saudita, primo produttore in ambito OPEC con un peso del 26%, si è nuovamente posizionata sopra i 10 milioni barili/giorno, seguita subito dopo dall'Iraq con circa 4 milioni barili/giorno. Diverso il discorso per l'Iran che, solo dopo l'eliminazione delle sanzioni, ha fatto registrare un consistente aumento della produzione, superando nel primo trimestre del 2016 i 3 milioni barili/giorno.

Analoga dinamica si è avuta negli altri principali Paesi produttori non-OPEC, a partire dagli Stati Uniti e dalla Russia, che ancora una volta si sono confermati primo e secondo produttore mondiale, rispettivamente con 12.9 e 11.1 milioni barili/giorno. In particolare, per gli Stati Uniti, grazie al vero e proprio boom dello *shale oil*, il progresso è stato di circa 1 milione barili/giorno rispetto al 2014, mentre per la Russia, alle prese con una grave crisi economica, di soli 150 mila barili.

Ciò ha prodotto un persistente surplus produttivo che, dopo avere superato i 2 milioni barili/giorno nel secondo trimestre del 2015, si è poi attestato in media annua a 1.7 milioni, un valore che comunque rappresenta il record storico degli ultimi 40 anni. Nell'ultimo decennio l'offerta dei Paesi non Opec complessivamente è aumentata di 7.7 milioni barili/giorno, quasi il doppio di quella dei Paesi Opec (+3,9 milioni). Tuttavia, le ultime stime dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) per il 2016 restituiscono uno scenario in cui tale surplus è destinato a ridursi.

Quanto alla domanda petrolifera mondiale, nel 2015 è stata pari a 94.7 milioni barili/giorno (oltre 1.8 milioni in più rispetto al 2014, +2%), di cui il 51% richiesto dai Paesi non-OCSE. Si tratta della crescita più sostenuta degli ultimi 10 anni, seconda solamente a quella del 2010, e ciò nonostante il rallentamento dell'economia mondiale che, peraltro, è proseguito nei primi mesi del 2016.

La domanda è tornata ad essere positiva anche nei Paesi OCSE³, Europa compresa, con un aumento complessivo di 450 mila barili/giorno, che ha più che compensato il calo osservato nell'anno ancora precedente.

Nell'ultimo decennio la domanda petrolifera mondiale nei Paesi OCSE è diminuita di 4.2 milioni barili/giorno, mentre in quelli non-OCSE è aumentata di 14.3 milioni.

Per il 2016, stando sempre alle stime dell'AIE, la domanda dovrebbe mostrare una crescita di 1.2 milioni barili/giorno, più contenuta di quanto stimato a fine 2015, comunque ancora molto sensibile alla possibile evoluzione dei prezzi e della situazione economica cinese, secondo mercato petrolifero mondiale.

Nella seguente figura è mostrato l'andamento della domanda e dell'offerta petrolifera a livello mondiale.

² OPEC: Organisation of the Petroleum Exporting Countries

³ OCSE: Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (nel seguito anche OECD - Organisation for Economic Cooperation and Development).

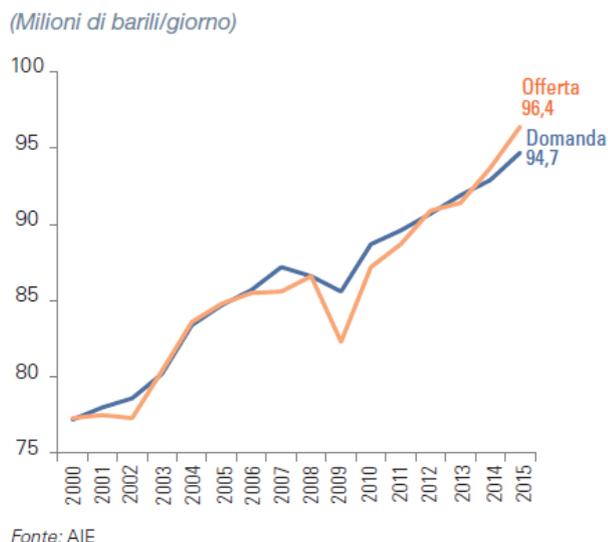


Figura 2.2: Domanda e Offerta Petrolifera nel Mondo

L’*“International Energy Outlook 2016”* dell’Energy Information Administration (EIA), descrive gli scenari futuri riguardo ai consumi energetici e alle principali fonti energetiche utilizzate.

Come mostrato nella figura seguente, nonostante la situazione attuale di crisi economica, il consumo energetico è destinato ad aumentare del 48% dal 2012 fino al 2040. Il maggior consumo di energia nelle previsioni 2012 – 2040 è riconducibile ai paesi al di fuori dell’OCSE (OECD in figura).

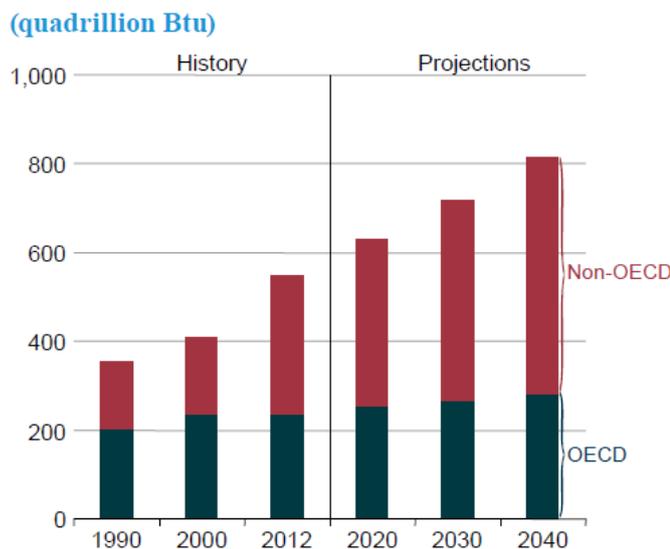


Figura 2.3: Consumi di Energia Storici e Previsioni a Livello Mondiale (EIA, 2016)

Come mostrato in Figura 2.3, si prevede un aumento di circa 260×10^{15} Btu⁴ tra il 2012 e il 2040.

Nella figura successiva, si mostrano i consumi mondiali per tipologia di fonte energetica dal 1990 al 2012 e la proiezione al 2040.

Dalla figura, in particolare, si nota che i consumi di energia da combustibili fossili costituiscono e continueranno a costituire la quota parte maggiore (circa il 78% del consumo di energia mondiale al 2040) e che le fonti rinnovabili presentano il tasso di crescita maggiore (incremento di circa il 2.6% all'anno).

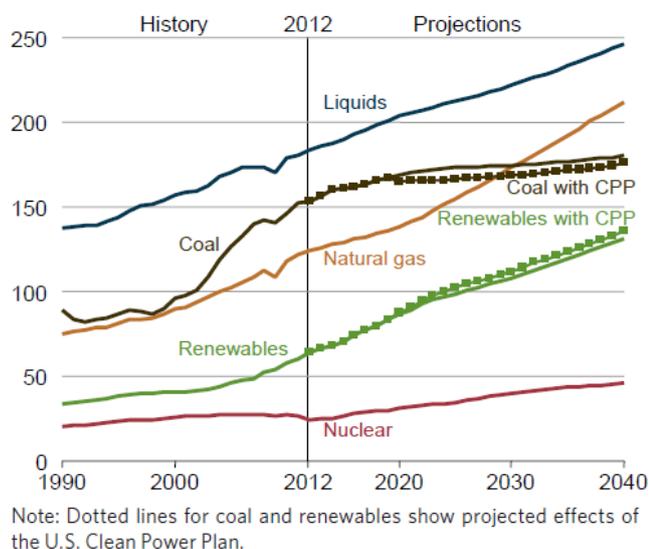


Figura 2.4: Consumo di Energia nel Mondo per Tipologia di Fonte Energetica (Btu) - 1990-2040 (EIA, 2016)

2.1.2 Mercato degli Idrocarburi – Situazione Nazionale

Secondo quanto riportato nella “*Relazione Annuale 2016*” dell’Unione Petrolifera (UP), nel 2015 è proseguita la ripresa ciclica dell’economia italiana, anche se con un progressivo indebolimento nel corso dell’anno, spinta dal consolidamento dei consumi e da un recupero degli investimenti.

Dopo tre anni di recessione è tornato ad aumentare il Pil, che ha segnato un recupero medio annuo del +0.8% che, sebbene di modesta entità (praticamente la metà della crescita dei Paesi dell’Area Euro e ancora inferiore di oltre l’8% rispetto ai suoi valori ante crisi del 2007) è comunque l’auspicio di una inversione di tendenza.

Segnali positivi sono giunti, oltre che dalle importazioni di beni e servizi (+4.3%) dai consumi delle famiglie (+0.9%) e dagli investimenti fissi lordi (+0.8%).

⁴ Btu (British Thermal Unit): unità di misura dell’energia utilizzata nel sistema tecnico anglosassone, pari a 1,055.56 joule (“Btu internazionale”). Multipli della Btu sono il therm (10^5 Btu), e il quad (10^{15} Btu, “quadrillion in figura). Un milione di barili di olio al giorno equivalgono a due quad all’anno.

Dopo 9 anni di decrescita nel 2015 la domanda di energia in Italia ha rilevato un incremento di 5.3 Mtep, passando da 166 a 171.3 Mtep (+3.2%): un valore vicino a quello di metà anni '90, ma con un assetto industriale ed economico profondamente diverso.

Nel 2015 (si veda successiva tabella) sono risultati in aumento i consumi delle principali fonti fossili (gas +9.0% e petrolio +3.4%) e le importazioni nette di energia elettrica (+6.0%), mentre si ridimensiona il contributo dei combustibili solidi (-1.7%) e, soprattutto, in controtendenza, quello delle fonti rinnovabili (-4.5%), che hanno scontato il ritorno della produzione idroelettrica su valori medi storici (44 TWh circa), il 25% in meno rispetto al 2014, anno in cui aveva toccato la produzione record di 58,5 TWh.

La produzione nazionale di energia, compresa quella di greggio e gas naturale in flessione, ha portato al 75% la nostra dipendenza energetica dall'estero nel 2015, contro il 73% del 2014.

Tabella 2.1: Andamento dei Consumi Nazionali di Energia in Mtep (UP, 2016)

Fonte Energia	2000	2005	2008	2009	2010	2012	2013	2014	2015 ⁽¹⁾	% 2015 vs 2014	Peso sul Totale 2015
Combustibili solidi	12.8	17	16.7	13	14.9	16.6	14.2	13.7	13.5	-1.7%	7.9%
Gas naturale ⁽²⁾	57.9	70.7	69.5	63.9	68.1	61.4	57.4	50.7	55.3	+9.0%	32.3%
Energia elettrica	9.8	10.8	8.8	9.9	9.7	9.5	9.3	9.6	10.2	+6.0%	5.9%
Petrolio ⁽³⁾	92	85.2	79.3	73.3	72.2	62.2	58.3	57.3	59.2	+3.4%	34.6%
Fonti rinnovabili	12.9	13.6	17	20.2	22.9	26.6	33.8	34.7	33.1	-4.5%	19.3%
Totale	185.4	197.3	191.3	180.3	187.8	176.3	171.0	166.0	171.3	+3.2%	100.0%

Note:

- (1) Dati provvisori. Variazioni calcolate su tre decimali.
- (2) Serie storica ricostituita in base al coefficiente di 8,190 usato per la trasformazione in tep e adottato a partire dal 2008 dal Ministero dello Sviluppo Economico per uniformità con le statistiche internazionali (Eurostat, AIE)
- (3) I valori successivi al 1997 includono l'Orimulsion impiegato per produzione di elettricità. Dal 1998 è cambiata metodologia di rilevazione delle importazioni di coke di petrolio

Il calo delle quotazioni del petrolio nel 2015 (-46.7%) ha determinato per l'economia italiana un consistente ridimensionamento della fattura energetica, nonostante l'aumento dei consumi di energia (+3.2%) e l'indebolimento del cambio euro/dollaro.

La spesa nazionale per l'approvvigionamento di energia dall'estero (costituita dal saldo fra l'esborso per le importazioni e gli introiti derivanti dalle esportazioni) è scesa, infatti, a 34,482 miliardi di euro, contro i 44,637 del 2014 (-22.7%), con un risparmio di oltre 10 miliardi di euro. Il peso della fattura energetica sul Pil nel 2015 è stato pari al 2.1% rispetto al 2.8% del 2014 e al 4% del 2012, contro una media dell'1.4% negli anni '90 (le incidenze più elevate sono state registrate nel periodo 1980-85, mediamente pari al 5.2%).

Nel 2015 la fattura petrolifera si è notevolmente ridimensionata (determinando l'84% del risparmio sulla fattura energetica), passando da 24,912 miliardi del 2014 a 16,912 miliardi di euro, con un risparmio di oltre 8.5 miliardi, pari al -34% in meno.

Fra le fonti che hanno rilevato i maggiori decrementi rispetto all'anno precedente, c'è anche la spesa netta per l'approvvigionamento del gas, passata da 15.5 a poco più di 14.2 miliardi di euro (-8.6%), con oltre 1.3 miliardi di euro di risparmio sulla spesa energetica.

Il costo medio annuo di una tonnellata di greggio è stato pari a 345.6 euro contro i 548.1 del 2014, con un decremento del 36.9%, che è la risultante di un minore costo all'origine (-47.5% in dollari) erosa però da un deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-16.8%).

Il peso sul Pil della fattura petrolifera pur essendo sceso al 1% rispetto all'1.5% del 2014 e al 2.1% del 2011-2012, rappresentando quindi il valore più basso dal 2000. Nel periodo di picco (1980 – 83) era stato invece mediamente del 4.6%.

Dopo cinque anni di crescita consecutiva, nel 2015 la produzione di greggio in Italia ha rilevato una battuta d'arresto, registrando un calo del 5.1% e toccando quota 5.5 milioni di tonnellate; ulteriore flessione anche per il gas naturale che si è attestato a meno di 6.9 miliardi di metri cubi (-5.6%). Attualmente, la produzione di greggio nazionale rappresenta il 9.4% dei consumi nazionali, mentre quella di gas contribuisce al 10.2%.

Considerando le quotazioni del greggio e del gas naturale, la produzione nazionale complessivamente nel 2015, pari a 11.1 Mtep, ha consentito il risparmio di 3.2 miliardi di euro nella fattura energetica nazionale.

La tendenza nella produzione di cui sopra è sostanzialmente confermata dai dati riportati nel "Rapporto Annuale 2016" del Dipartimento per l'Energia – Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche (DGRME) del Ministero dello Sviluppo Economico. In base alle stime riportate nel suddetto documento, nel 2015 la produzione del gas è stata di 6.88 miliardi di Sm³ (-5.8%), mentre per quanto riguarda l'olio è stata di 5.45 milioni di tonnellate (-5.1%).

La produzione di idrocarburi nel territorio nazionale nel periodo 1995-2015 è riportata nella tabella seguente.

Tabella 2.2: Produzione di Idrocarburi nel Territorio Italiano dal 1995 al 2015 (DGRME, 2016)

Anno	Gas Naturale (Sm ³ x 10 ⁹)			Olio Greggio (t x 10 ⁶)		
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale
1995	4.29	16.09	20.38	4.09	1.12	5.21
1996	4.09	16.13	20.22	4.39	1.04	5.43
1997	3.92	15.54	19.46	4.87	1.07	5.94
1998	3.64	15.53	19.17	4.08	1.52	5.60
1999	3.33	14.29	17.62	3.40	1.59	4.99
2000	3.66	13.11	16.77	3.20	1.36	4.56
2001	2.94	12.61	15.55	3.11	0.96	4.07
2002	2.79	12.15	14.94	4.47	1.03	5.50
2003	2.68	11.32	14.00	4.54	1.00	5.54
2004	2.38	10.54	12.92	4.46	0.95	5.41
2005	2.41	9.55	11.96	5.32	0.77	6.09
2006	2.33	8.51	10.84	5.06	0.70	5.76
2007	2.35	7.28	9.63	5.08	0.76	5.84
2008	2.26	6.81	9.07	4.69	0.53	5.22
2009	2.00	5.90	7.90	4.00	0.50	4.50
2010	2.10	5.80	7.90	4.40	0.70	5.10
2011	2.30	6.00	8.30	4.60	0.64	5.24
2012	2.47	6.07	8.54	4.90	0.47	5.37
2013	2.43	5.28	7.71	4.76	0.72	5.48
2014	2.42	4.86	7.28	4.99	0.76	5.75
2015	2.35	4.53	6.88	4.70	0.75	5.45

I dati riportati nella Tabella 2.2 evidenziano che l'ultimo decennio è stato caratterizzato da una prima fase di costante calo della produzione di gas naturale e olio greggio, con i valori minimi registrati nell'anno 2009. Nello specifico:

- per quanto riguarda l'olio greggio recente dopo una fase di crescita dal 2010 al 2014, si registra una inflessione nel 2015 con una riduzione della produzione che si attesta a 5.45 miliardi di tonnellate;
- per il gas naturale, dopo una iniziale ripresa cominciata nel 2011 e proseguita nel 2012, la produzione dal 2013 al 2015 è di nuovo iniziata a calare registrando il minimo storico di 6.88 miliardi di Sm³.

Le Figure seguenti confermano quanto riportato nella Tabella 2.2 ed illustrano l'andamento delle produzioni nazionali di gas naturale e olio greggio.

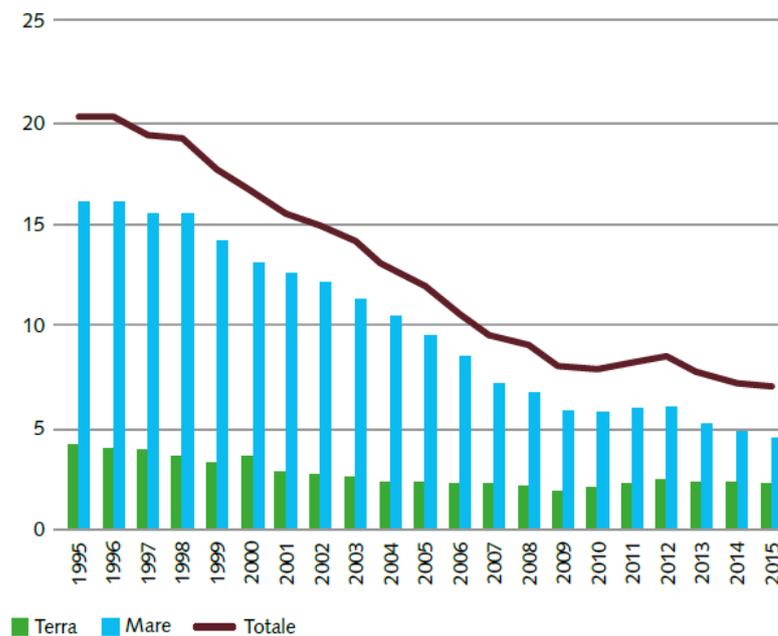


Figura 2.5: Andamento della Produzione Nazionale di Gas Naturale dal 1995 al 2015 (DGRME, 2016)

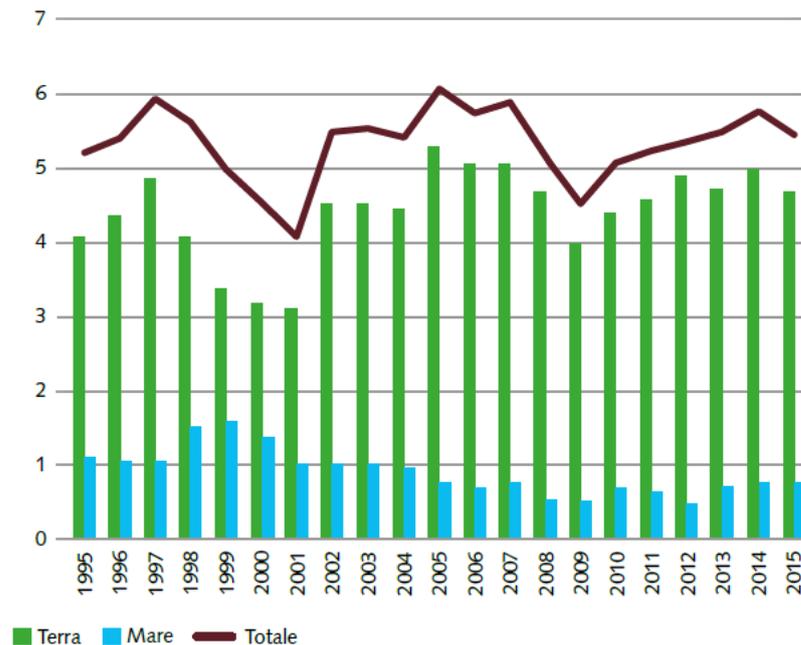


Figura 2.6: Andamento della Produzione Nazionale di Olio Grezzo dal 1995 al 2015 (DGRME, 2016)

Dall'analisi dei dati riportati in Tabella 2.2 si evince, inoltre, che il contributo delle attività offshore nel 2015, in termini di produzione nazionale di idrocarburi, è stato:

- circa il 66% della produzione di gas naturale;
- circa il 14% della produzione di olio.

2.1.3 Attività Offshore nel Settore Idrocarburi in Italia

L'insieme delle attività di esplorazione e produzione idrocarburi è comunemente indicato con il termine *upstream*. L'esplorazione è effettuata tramite rilievi geofisici, finalizzati a definire le caratteristiche del sottosuolo, e indagini e perforazioni finalizzate ad accertare la presenza degli idrocarburi e valutare, tramite prove di produzione, le caratteristiche qualitative e quantitative del giacimento individuato. In caso di esito positivo della ricerca si procede poi con la messa in produzione del giacimento tramite la realizzazione delle strutture e delle opere necessarie per lo sfruttamento della risorsa.

Le attività dell'*upstream* sono effettuate previo rilascio, da parte del MSE, di un titolo minerario, secondo quanto previsto dal Decreto Direttoriale 15 Luglio 2015 (si rimanda a tal riguardo al Quadro di Riferimento Programmatico del presente studio). I titoli minerari sono suddivisi in:

- Permesso di Prospezione: consente di effettuare rilievi geografici, geologici, geochimici e geofisici (escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi di ogni specie), al fine di accertare la natura del sottosuolo e del sottofondo marino;
- Permesso di Ricerca: consente lo svolgimento delle attività volte all'accertamento dell'esistenza di idrocarburi liquidi e gassosi, comprendenti le indagini geologiche, geochimiche e geofisiche, nonché la perforazione di pozzi esplorativi;

- Concessione di Coltivazione: consente la produzione di idrocarburi liquidi e gassosi.

Il *Rapporto Annuale 2016* redatto dal DGRME fornisce i dati relativi alle attività di ricerca e produzione idrocarburi a mare e in terraferma in Italia.

Nella tabella seguente si riporta il numero dei Permessi di Ricerca a mare rilasciati e dei pozzi esplorativi realizzati offshore durante il periodo 1995 – 2015.

Tabella 2.3: Attività di Esplorazione a Mare nel Periodo dal 1995 al 2015 (DGRME, 2016)

Anno	Permessi di Ricerca a Mare	Attività di Esplorazione a Mare	
		No. pozzi	Metri perforati
1995	64	8	14,793
1996	53	10	27,550
1997	55	11	30,266
1998	56	9	18,794
1999	55	6	12,374
2000	48	6	19,065
2001	45	2	2,325
2002	40	5	11,200
2003	34	5	8,658
2004	27	0	0
2005	30	0	0
2006	29	3	9,139
2007	32	1	3,517
2008	27	3	6,673
2009	25	0	0
2010	25	0	0
2011	25	0	0
2012	21	0	0
2013	21	0	0
2014	22	0	0
2015	24	0	0

Nel seguito, sono inoltre riportati, per il periodo 2001-2014, i Permessi di Ricerca in mare distinti per Zona Marina (DGRME, 2015).

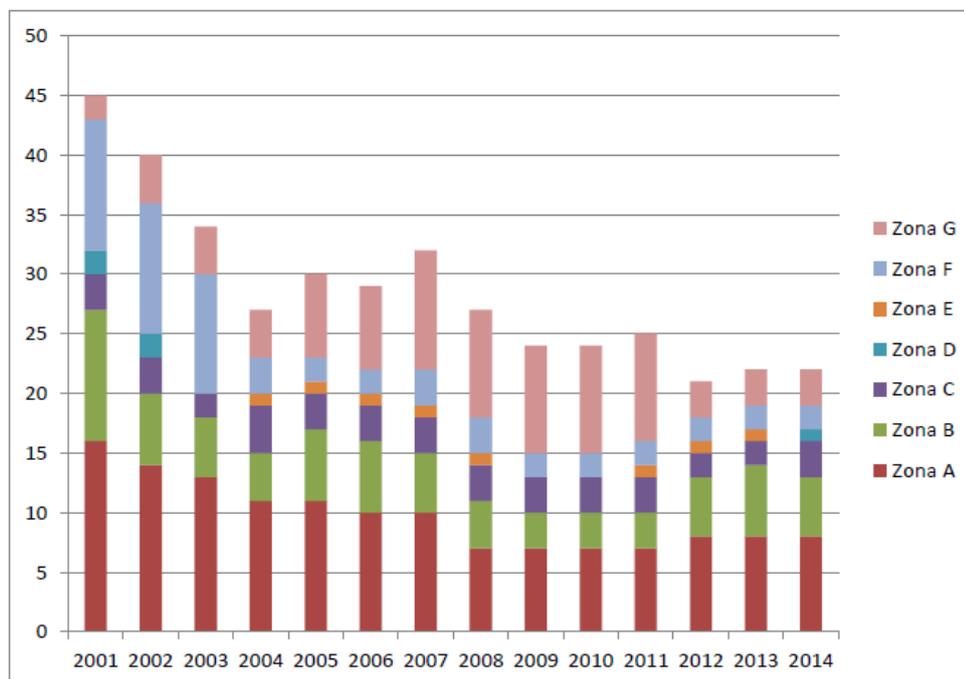


Figura 2.7: Numero di Permessi di Ricerca in Mare negli anni 2001-2014 distinti per Zona Marina (DGRME, 2015)

Dall'analisi dei dati sopra riportati si evince in particolare che:

- il numero di Permessi di Ricerca dagli anni '90 è in costante diminuzione e si è pressoché assestato nel periodo 2009-2015 (il maggior numero di Permessi riguarda le Zone Marine A e B, mentre non vi sono Permessi nella Zona Marina E);
- negli ultimi dieci anni, le attività di perforazione in mare ai soli fini esplorativi sono radicalmente diminuite in numero fino ad annullarsi nell'ultimo periodo. Questo è accaduto principalmente perché gli Operatori del settore, date le incertezze normative, hanno preferito investire sul perfezionamento delle attività di coltivazione in atto piuttosto che in nuove attività di ricerca in mare.

Dal punto di vista dei ritrovamenti in mare, il periodo 2003-2014 è stato caratterizzato da 7 pozzi esplorativi con esito positivo a gas ed un pozzo esplorativo con esito positivo a olio. I pozzi hanno interessato le zone A, B e G.

Considerando il costo sempre maggiore delle importazioni delle fonti energetiche dall'estero, con particolare riferimento al petrolio che risulta ancora oggi la risorsa più utilizzata nel panorama energetico nazionale, si profila sempre di più l'importanza e l'urgenza di perseguire la strada dell'indipendenza energetica attraverso, come riportato nella Strategia Energetica Nazionale, lo sfruttamento delle risorse di idrocarburi nazionali.

In relazione a quanto evidenziato, il progetto in esame si configura nell'ottica di:

- permettere l'individuazione di strutture geologiche idonee ad ospitare idrocarburi;
- fornire le necessarie informazioni per successive fasi di esplorazione, in grado di contribuire ad un incremento delle riserve di idrocarburi note a livello nazionale ed alla ripresa della produzione nazionale di idrocarburi, in caso di sviluppo di nuovi giacimenti.

2.2 LA ZONA MARINA E

I titoli minerari per la ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare sono conferiti dal Ministero dello Sviluppo Economico in aree della piattaforma continentale italiana istituite con leggi e decreti ministeriali, denominate “Zone Marine”, e identificate con lettere dell’alfabeto.

La Zona Marina E è stata istituita inizialmente con Legge 21 Luglio 1967, No. 613. Negli ultimi anni sono state introdotte limitazioni alle aree dove possono essere svolte attività minerarie, ai fini della salvaguardia delle coste e della tutela dell’ambiente, che hanno di fatto ridotto le aree in cui è possibile presentare istanze per il conferimento di titoli minerari. In particolare, il Decreto Legislativo 3 Aprile 2006 No. 152, “*Norme in materia ambientale*” e s.m.i. (in particolare il D.Lgs. 128/2010, D.L. 83/2012 e L. 134/2012) ha stabilito il divieto di nuove attività di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi in mare nelle zone poste entro 12 miglia dalle linee di costa lungo l’intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette.

Con il Decreto Ministeriale 9 Agosto 2013, considerando il potenziale interesse alla ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree di sottosuolo marino lontane dalla costa e dalle aree marine e costiere protette e che le nuove tecnologie consentono l’esplorazione e lo sviluppo di giacimenti in acque profonde, si è provveduto, in particolare, alla rimodulazione della Zona Marina “E” aperta alla presentazione delle nuove istanze (settore ovest).

Nelle Figura 2.8 è riportata la Zona Marina E nella vecchia (azzurro) e nuova (blu) configurazione.

La Zona Marina “E” si estende fino alla linea di delimitazione della piattaforma continentale italiana stabilita dall’accordo Italia-Spagna (a Ovest) ed alla linea mediana Italia-Francia (a Nord) per una superficie complessiva di 20,890 km², ad una distanza minima di 45-75 km dalla costa Nord-Ovest della Sardegna (sito web: <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it>), con fondali caratterizzati da profondità comprese tra circa 2,000 e 3,000 m dal livello del mare.

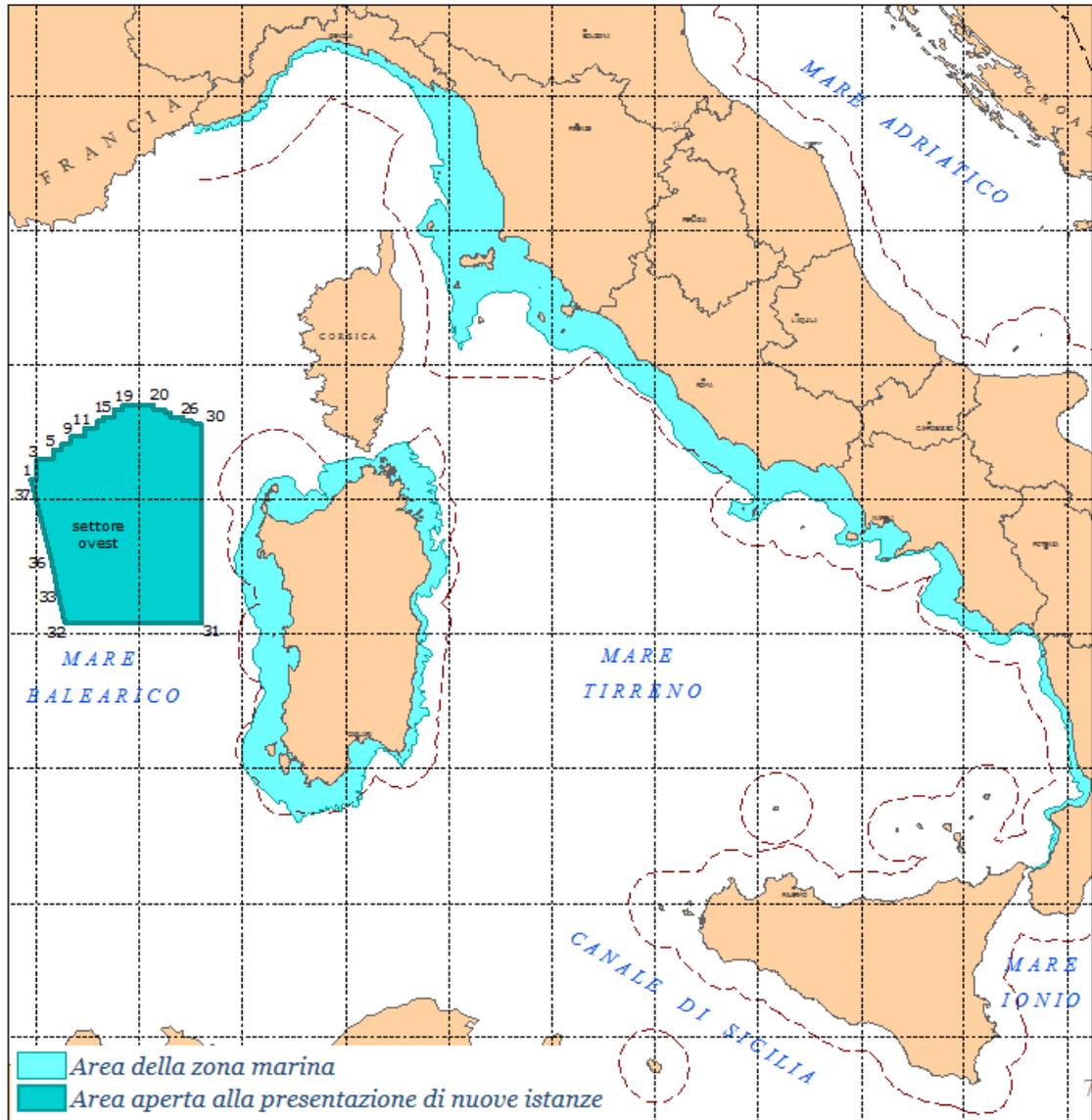


Figura 2.8: Decreto 9 Agosto 2013 - Zona Marina E
(sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)

Nella seguente tabella sono riportate le coordinate dei vertici della Zona Marina E rimodulata.

Tabella 2.4: Decreto 9 Agosto 2013 – Coordinate Vertici Zona Marina E – Settore Ovest (sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)

Vertice	Longitudine Est Greenwich	Latitudine Nord	Note
1	5°56',6	41°09'	Intersezione tra la linea Italia-Spagna, tra il vertice A e il vertice B, ed il parallelo 41°09'
2	6°00'	41°09'	
3	6°00'	41°18',	
4	6°10'	41°18'	
5	6°10'	41°22'	
6	6°15'	41°22'	
7	6°15'	41°25'	
8	6°20'	41°25'	
9	6°20'	41°28'	
10	6°28'	41°28'	
11	6°28'	41°32'	
12	6°35'	41°32'	
13	6°35'	41°35'	
14	6°39'	41°35'	
15	6°39'	41°37'	
16	6°45'	41°37'	
17	6°45'	41°40'	
18	6°50'	41°40'	
19	6°50'	41°42'	
20	7°08'	41°42'	
21	7°08'	41°40'	
22	7°15'	41°40'	
23	7°15'	41°39'	
24	7°18'	41°39'	
25	7°18'	41°37'	
26	7°25'	41°37'	
27	7°25'	41°35',	
28	7°31'	41°35'	
29	7°31'	41°34'	
30	7°36'	41°34'	
31	7°36'	40°05'	
32	6°16',68	40°05'	Intersezione tra il parallelo 40°05' e la linea Italia-Spagna, tra il vertice G e il vertice F
33	6°11',9	40°21',5	Vertice F della linea Italia-Spagna
34	6°10',1	40°27',3	Vertice E della linea Italia-Spagna
35	6°08',9	40°31',7	Vertice D della linea Italia-Spagna
36	6°07',8	40°35',7	Vertice C della linea Italia-Spagna
37	5°57',6	41°06',5	Vertice B della linea Italia-Spagna

2.3 FINALITÀ ED OBIETTIVI DEL PROGETTO

TGS-NOPEC, nell'ambito dello sviluppo di attività connesse con l'acquisizione di dati geofisici, ha identificato diverse aree offshore ubicate ad Ovest della Sardegna che sono di potenziale interesse per future attività di esplorazione per la ricerca di olio e gas. Una di

queste aree è costituita dal Settore Ovest della “Zona Marina E”, per la quale è stata decretata dal Ministero dello Sviluppo Economico la possibilità di presentare nuove istanze per la prospezione e ricerca di idrocarburi da parte degli Operatori del settore oil&gas.

Nello specifico gli Operatori necessitano di dati geofisici aggiornati, di elevata qualità e su ampia banda di acquisizione, che consentano loro di definire e presentare programmi di esplorazione adeguati ed accurati.

TGS-NOPEC, principale Società a livello mondiale specializzata in acquisizioni di dati geofisici multi-client, avendo già acquisito esperienza sui bacini salini del Mediterraneo occidentale, intende procedere all'esecuzione di una campagna di acquisizione di dati geofisici multi-client mediante la tecnica della sismica a riflessione. Tali dati verranno acquisiti e processati da TGS-NOPEC e resi disponibili agli Operatori del settore oil&gas al fine di permettere la valutazione su successive fasi di ricerca (TGS-NOPEC, 2016).

Per l'esecuzione delle indagini geofisiche in progetto TGS-NOPEC ha presentato nel Febbraio 2015 istanza al MATTM per l'avvio della procedura di VIA del progetto “Prospezione Geofisica al Largo della Costa Nord-Occidentale della Sardegna – Zona Marina E”, corredata del Programma Tecnico dei lavori e relativo Studio di Impatto Ambientale. Il progetto prevedeva lo svolgimento di indagini 2D e 3D intervallate da una fase di elaborazione dati.

In relazione alle considerazioni emerse durante l'iter autorizzativo in corso e tenendo conto del modificato scenario riferito alla Zona Marina E, TGS-NOPEC ha provveduto ad un aggiornamento/approfondimento del progetto, con riferimento ai seguenti principali aspetti:

- esecuzione della sola campagna di indagine geofisica riguardante l'acquisizione dei dati sismici 2D con esclusione della fase di rilievo sismico 3D, come inizialmente previsto dal progetto originario;
- conseguente riduzione della durata delle attività a 80 giorni invece di 200 giorni;
- utilizzo di una nuova tipologia di air gun (array di air gun), modellizzata tramite il software Gundalf, e configurata in maniera da ottimizzare la disposizione dei singoli air gun con il risultato di limitare le propagazioni orizzontali del rumore e ottenere un segnale acustico maggiormente focalizzato verso l'obiettivo di indagine;
- utilizzo di un nuovo sistema di ricezione che prevede l'impiego di uno streamer a matrice solida che rispetto agli streamer tradizionali a gel o a olio è caratterizzato da una maggiore compatibilità ambientale (in caso di eventuali rottura del cavo sismico durante le attività non si avranno rilasci di sostanze nell'ambiente marino);
- impiego di un ulteriore sistema di monitoraggio acustico passivo PAM del tipo Wave Glider per il monitoraggio della presenza di mammiferi marini nelle aree di intervento.

3 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

Nel presente capitolo è riportato un aggiornamento della descrizione generale del progetto, con particolare riferimento a:

- presentazione del proponente (Paragrafo 3.1);
- estensione dell'area di indagine (Paragrafo 3.2);
- obiettivi minerari di interesse (Paragrafo 3.3);
- indagini svolte in passato nell'area e potenziale minerario (Paragrafo 3.4);
- metodologia di indagine prevista e durata delle attività (Paragrafo 3.5).

Si rimanda ai successivi Capitoli 6 e 7 per una descrizione di dettaglio della tecnica di rilievo prescelta e delle attività in progetto.

3.1 PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE

TGS-NOPEC Geophysical Company ASA (TGS.OL) è una società quotata in borsa con sede finanziaria a Asker, Norvegia ed è quotata alla Borsa di Oslo con il simbolo TGS.

La società si avvale di circa 636 dipendenti e ha sede principale presso gli uffici di Houston, Texas e personale dislocato in varie parti del mondo, incluse le sedi di Asker, Houston, Londra, Rio de Janeiro e Perth.

TGS sorge negli Stati Uniti nel 1981 e si fonde nel 1998 con NOPEC, società norvegese, costituendo una fonte globale di dati sismici multi-client per il Nord America, Europa e Africa. Successivamente TGS ha acquisito ulteriori competenze incorporando aziende specializzate in altri settori quali i servizi di *processing* e *imaging*, l'interpretazione dati multi-client e di pozzo, i sistemi di monitoraggio e controllo di giacimento e la gestione di dati geotecnici.



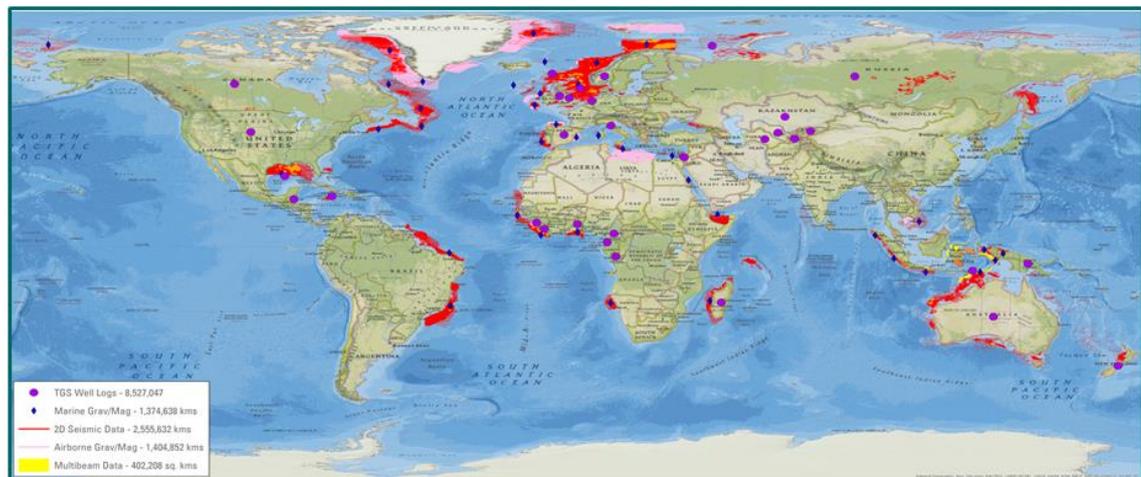
Figura 3.1: Principali Sedi Operative nel Mondo

TGS ha effettuato rilievi sismici multi-client 2D e 3D in Nord e Sud America, Europa, Africa, Asia e nell'Artico. La Società è in grado di fornire prodotti e servizi di interpretazione dei dati grazie al proprio gruppo specializzato in attività di *imaging* ed interpretazione e all'impiego di strumenti informatici proprietari.

TGS fornisce dati geoscientifici globali e servizi dedicati all'industria del oil&gas, finalizzati all'ottenimento di titoli minerari e alla definizione di programmi di indagini a scala regionale. A tal fine TGS investe a livello mondiale in progetti di acquisizione di dati multi-client in mercati consolidati, emergenti e di frontiera in maniera da ampliare la propria raccolta di dati di imaging geofisico, di pozzo e dei servizi di interpretazione offerti.

Nel 2015 TGS ha processato più di 400,000 km di linee 2D e 70,000 km² di 3D ubicate in tutto il mondo, incrementando il proprio database di informazioni e mantenendo la sua posizione di primaria società di servizi multi-client a livello globale.

Di seguito si ripota l'estensione della *library* di TGS nel mondo.



- 2,600,000 km 2D
- 446,000 km² 3D
- 49,000 km² WAZ & M-WAZ
- 10,000 km² CSEM
- 402,000 km² Multi-beam
- 1,400,000 km and 96,000 km² gravity
- 1,400,000 km aerograv/mag
- 8,500,000 Digital Well Logs
- 105 Interpretation studies
- 290,000 km² Seabed/Seep studies

Figura 3.2: Library TGS dei Dati Disponibili nel Mondo

La politica ambientale TGS è improntata al rispetto e protezione dell'ambiente in cui opera e all'approccio "ecologicamente responsabile" delle attività svolte. L'impegno è volto anche a guidare il settore a ridurre al minimo l'impatto delle attività sull'ambiente, anche attraverso il miglioramento continuo dei programmi e standard ambientali per tutte le operazioni.

Per raggiungere questo obiettivo TGS:

- adotta dei piani per ridurre al minimo gli impatti ambientali delle attività;
- monitora costantemente le proprie prestazioni rispetto ai piani di gestione ambientale approvati;
- effettua regolari audit ambientali, ispezioni e visite in loco durante le operazioni svolte da TGS e dai suoi fornitori;
- ottempera alle leggi, regolamenti e linee guida vigenti;
- monitora le prestazioni ambientali dei suoi fornitori;
- educa i propri dipendenti e collaboratori alla gestione responsabile dell'ambiente, attraverso canali formativi/informativi dedicati;

- attua un miglioramento continuo delle prestazioni e implementa soluzioni ambientalmente sostenibili;
- rivede annualmente la sua politica ambientale e i piani per verificarne l'adeguatezza e l'efficacia;
- stanziare adeguate risorse finanziarie per garantirne la conformità.

Le strategie chiave di TGS sono:

- valutazioni del rischio ambientale delle attività e valutazione dell'impatto sull'ambiente;
- minimizzazione e riduzione dei rifiuti prodotti;
- adozione di programmi di riduzione, riutilizzo e riciclo ed efficientamento;
- adozione di tecniche di sostituzione/riduzione nella gestione, uso e stoccaggio di sostanze pericolose;
- minimizzazione delle emissioni di carbonio attraverso minimizzazione dei tempi di fermo tecnico e non tecnico;
- sorveglianza contro fenomeni di inquinamento accidentale e operativo;
- sviluppo di programmi e piani di risposta alle emergenze e agli incidenti ambientali.

3.2 AREA DI INDAGINE

L'aggiornamento progettuale prevede l'esecuzione di una campagna di indagini geofisiche per l'acquisizione sismica di dati di tipo 2D all'interno della Zona Marina E, quest'ultima rimodulata con Decreto Ministeriale 9 Agosto 2013.

In particolare l'area di indagine è stata studiata e definita in modo tale che, rispetto al margine meridionale Ovest dell'Area Marina Protetta "Santuario Pelagos", le linee della griglia di acquisizione siano incluse all'interno di un'area posta entro una linea di rispetto di 15 miglia nautiche da quest'ultimo. È stata quindi definita da TGS una *Buffer Zone* compresa tra le 12 e le 15 miglia nautiche dal margine meridionale Ovest del "Santuario Pelagos".

Al fine di mantenere un adeguato margine di sicurezza durante le operazioni e nell'ottica di eliminare potenziali impatti all'interno dell'Area Marina Protetta "Santuario Pelagos", oltre il limite delle 12 miglia nautiche saranno svolte, se necessario, le sole manovre del mezzo navale e sospese tutte le attività di rilievo sismico (airgun spenti e nessuna energizzazione).

In relazione alla prevista *Buffer Zone* e alla modalità con cui sono state studiate le linee sismiche, non si prevede pertanto di entrare all'interno del "Santuario Pelagos". All'interno della *Buffer Zone* (12-15 miglia nautiche dal Santuario Pelagos), si prevede invece di svolgere gran parte delle operazioni di manovra e le sole operazioni di soft start in fase di run-in, ossia durante l'allineamento della rotta della nave con la linea sismica (TGS-NOPEC, 2016).

Nella Figura 6.1 allegata è illustrata l'area di indagine e la griglia di acquisizione che sarà disponibile al termine delle attività previste per la campagna 2D, per la quale si prevede di acquisire un totale di No. 68 linee che si estenderanno per una lunghezza complessiva di circa 7,817.7 km (TGS-NOPEC, 2016).

La pianificazione dei tracciati di acquisizione previsti è stata effettuata tramite software per minimizzare i costi e facilitare al massimo le manovre da effettuare all'atto dell'acquisizione

dei dati. Tale approccio permette inoltre di valutare in anticipo le tempistiche di acquisizione e gestire al meglio eventuali stand-by meteo o criticità durante la fase di acquisizione dei dati. Nella seguente figura si illustra l'area di indagine e le coordinate dei vertici estremi del poligono rappresentativo dell'area.

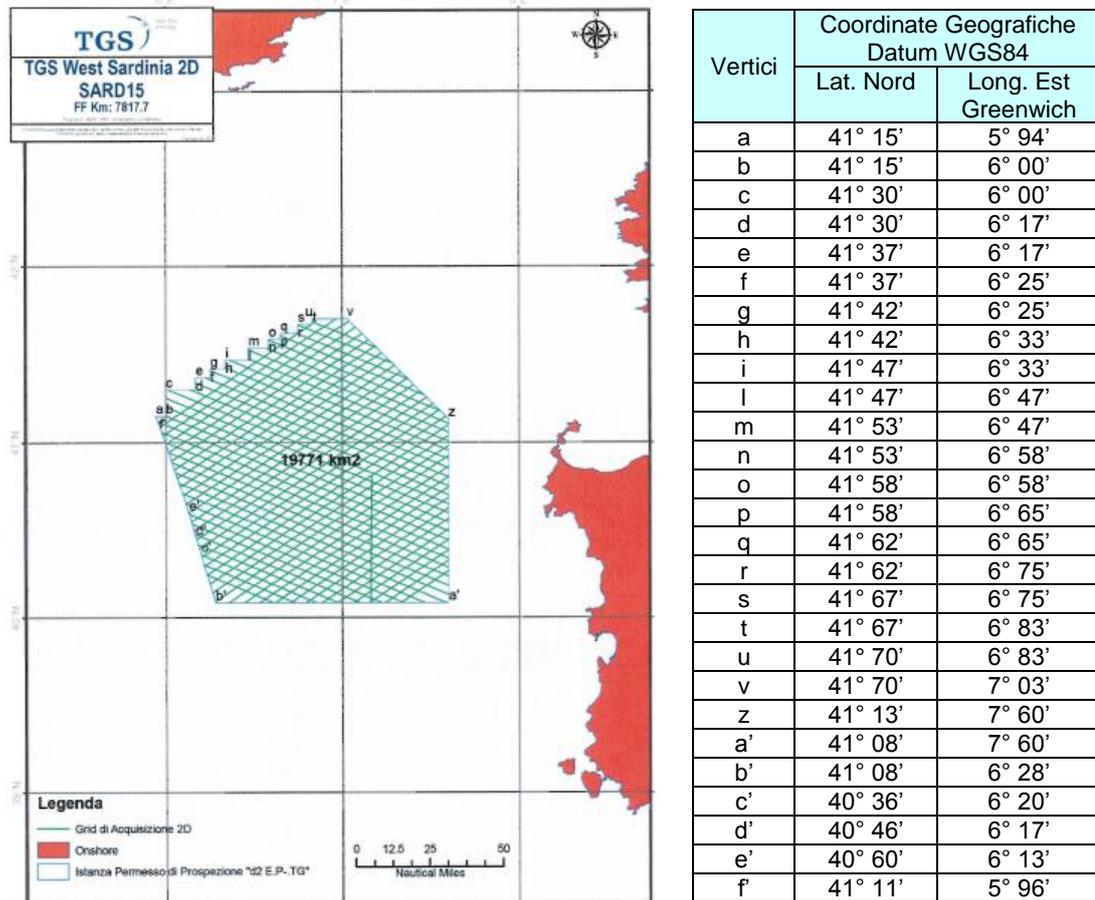


Figura 3.3: Area di Indagine Sistema di Riferimento / Datum WGS84 (TGS-NOPEC 2016)

3.3 OBIETTIVI MINERARI

Gli obiettivi di interesse dell'attività di prospezione sono costituiti dalle formazioni e strutture correlate alla potenziale presenza di idrocarburi, quali (TGS-NOPEC, 2016):

- sedimenti “post-salt”⁵ da Plio-Pleistocenici a recenti;
- unità clastiche e carbonatiche “pre-salt” e “post-salt” del Messiniano Superiore e Inferiore;

⁵ “Post-Salt” e “Pre-Salt”: strati posti al di sopra e al di sotto di una formazione salina autoctona, ovvero la superficie deposizionale. Da differenziare da “Sub-Salt” che identifica invece strati al di sotto di una formazione salina alloctona.

- descrizione accurata dei contatti stratigrafici fra la superficie deposizionale del sale, base, e le formazioni geologiche sottostanti, nonché dei corpi salini alloctoni;
- unità clastiche “serbatoio” e roccia madre “pre salt” dell’Oligo-Miocene;
- carbonati e basamento fratturato del Mesozoico;
- transizioni tra crosta oceanica e continentale, laddove identificabili, qualora presenti (“COB”)⁶;
- discontinuità di Mohorovicic (“Moho”)⁷.

Nella seguente figura si mostra lo schema generale dell’assetto geologico dell’offshore occidentale sardo.

⁶ Continent-Ocean Boundary (COB) è il confine tra crosta continentale ed oceanica lungo un margine di tipo passivo.

⁷ Individuata attraverso metodi geofisici, rappresenta una variazione composizionale (velocità e densità) alla base della crosta terrestre, viene considerata come superficie transizionale fra crosta terrestre (continentale o oceanica) e mantello superiore.

Schema Generale dell'Assetto Geologico dell'Offshore Occidentale Sardo

Generalized Geological Setting of the West-Sardinia Offshore

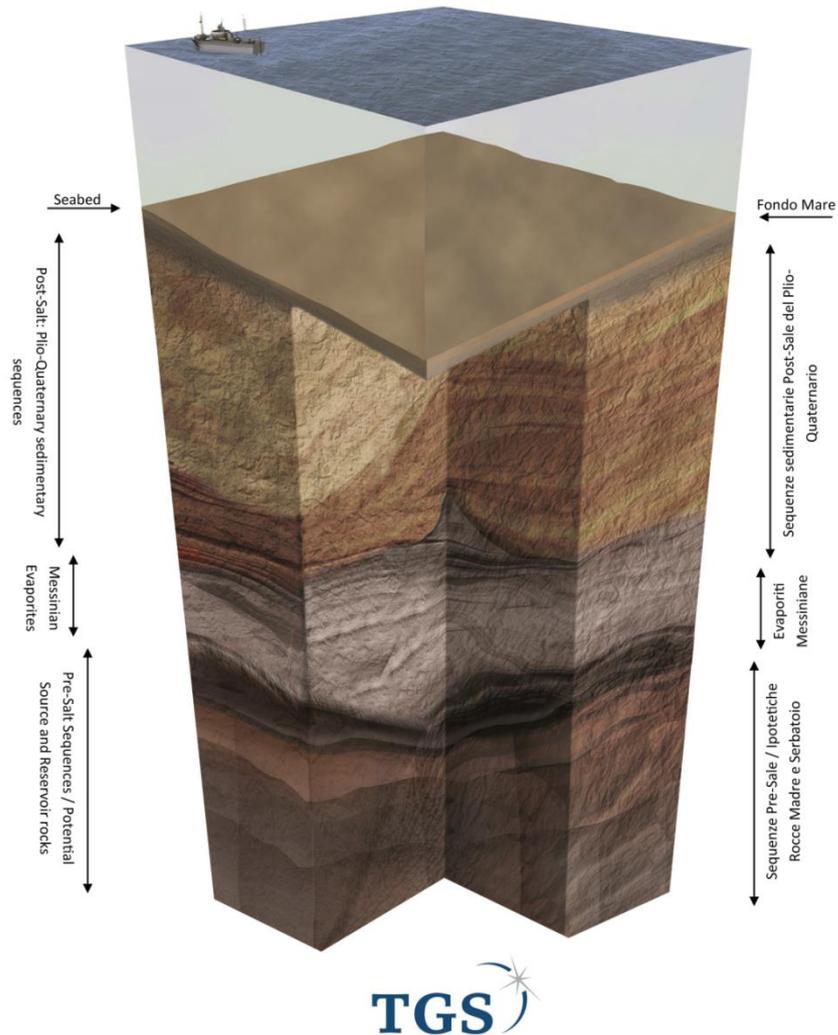


Figura 3.4: Schema Generale dell'Assetto Geologico dell'Offshore Occidentale Sardo

3.4 ESPLORAZIONE DELL'AREA E POTENZIALE MINERARIO

TGS-NOPEC nel 2001 ha condotto una campagna regionale di acquisizione di dati geofisici di tipo 2D e gravimetrici denominata "WMR-01". I tracciati delle rotte di acquisizione dei dati sono illustrati nella seguente Figura 3.5.

I dati rilevati sono stati recentemente rielaborati utilizzando la nuova tecnologia proprietaria, Clari-Fi™, come prodotto multi-client PSTM e PSDM⁸. Ulteriori specifiche tecniche relative al re-processing dei dati sopra citati sono consultabili alla pagina http://www.tgs.com/specsheets/WMR01RE13_SpecSheet.pdf

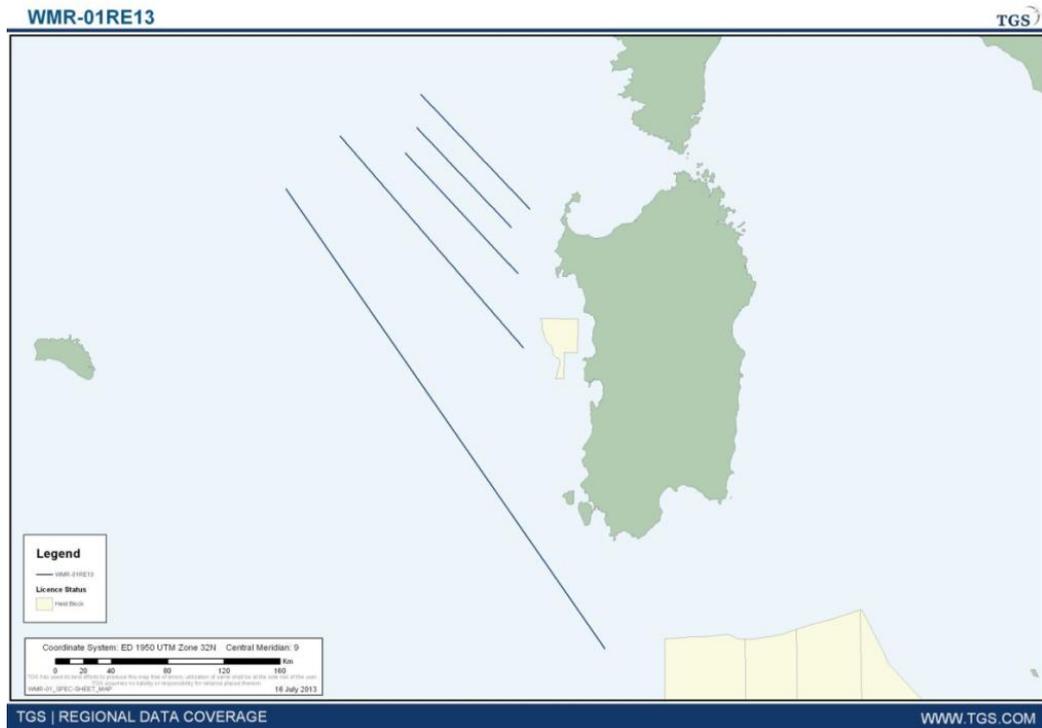
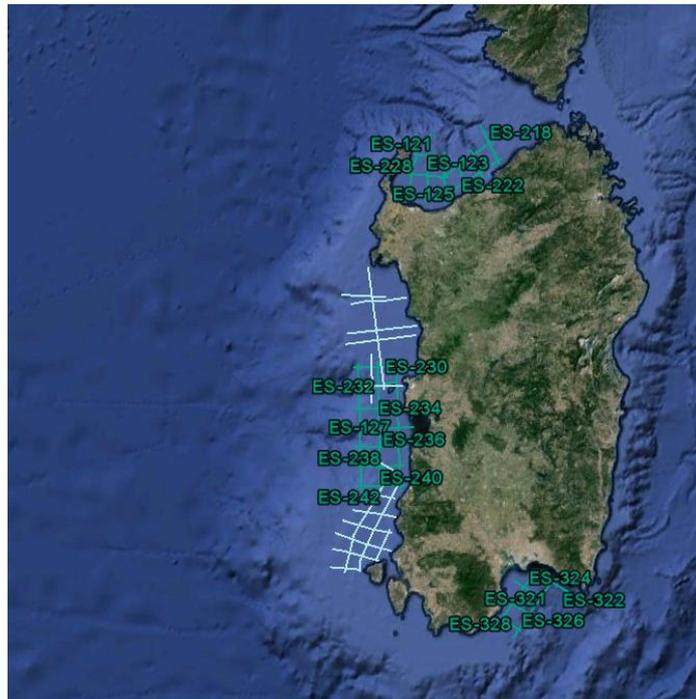


Figura 3.5: Rilievo TGS WMR-01 RE13 (Acquisizione 2001/ Riprocessati 2013)
Linee Sismiche e Gravimetriche
(sito web: http://www.tgs.com/TGS/specsheets/WMR01RE13_SpecSheet.pdf)

TGS-NOPEC ha, inoltre, collaborato con l'Università di Trieste e l'Istituto Nazionale di Oceanografia e di Geofisica Sperimentale (OGS) nell'ambito di un progetto di laurea magistrale in collaborazione con il Dipartimento di Matematica e Geoscienze dell'Università degli Studi di Trieste riguardante l'integrazione di dati pre-esistenti in un'area antistante la Zona Marina E, attraverso l'analisi ed integrazione di alcune porzioni di dati sismici 2D con le informazioni geologiche regionali e di dettaglio disponibili pubblicamente (si veda Paragrafo 4.1).

TGS ha, altresì, provveduto ad una verifica dei dati disponibili dal progetto ViDEPI dell'UNMIG per le aree al largo della Sardegna, illustrati nella successiva Figura 3.6.

⁸ Pre-Stack Time Migration e Pre-Stack Depth Migration: sistemi di elaborazione dei dati basati sulle variazioni delle velocità di propagazione delle onde elastiche nelle indagini sismiche a riflessione.



**Figura 3.6: Progetto ViDEPI - Linee Sismiche OffShore Sardegna
(sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it)**

I dati confermano la presenza di importanti fenomeni di deformazione e diapirismo salino.

L'analisi effettuata ha portato a ritenere che sarà necessaria l'acquisizione di dati di tipo 2D sull'intera area con una griglia con spaziatura tra le linee di circa 5 km (TGS-NOPEC, 2016).

Occorre evidenziare che l'orientamento della griglia prevista per l'acquisizione 2D ed il volume complessivo dei dati da acquisire sono stati definiti e limitati grazie all'analisi di dettaglio condotta sui dati disponibili ed alla loro rielaborazione (TGS-NOPEC, 2016).

3.5 METODOLOGIA DI INDAGINE E DURATA DELL'ATTIVITÀ

La campagna di rilievi geofisici in progetto prevede l'impiego della tecnica di indagine che sfrutta i principi della sismica a riflessione, comunemente adottata nel settore dell'esplorazione, sviluppo e produzione di giacimenti di idrocarburi offshore.

La tecnica permette di individuare le strutture geologiche presenti nel sottosuolo definendone le principali caratteristiche e proprietà (es: giacitura degli strati, limiti di sequenza, variazioni legate alle caratteristiche fisiche di differenti litotipi, lineamenti tettonici).

Nella seguente figura si mostrano le linee della griglia di acquisizione 2D e nella successiva tabella sono riportate le coordinate dei relativi vertici estremi di ciascuna linea.

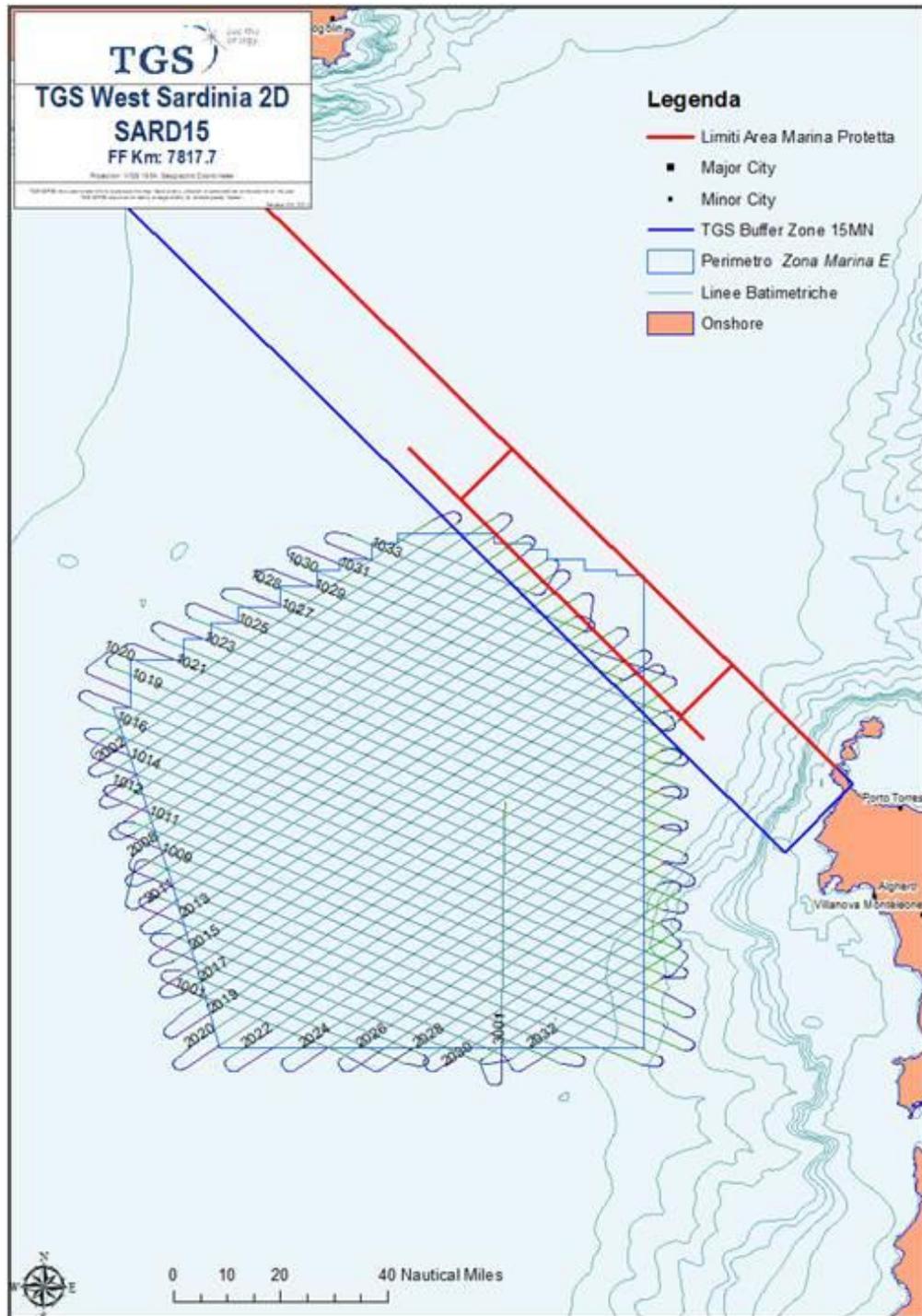


Figura 3.7: Sequenza delle Linee Sismiche del Grid di Acquisizione 2D (TGS-NOPEC, 2016)

**Tabella 3.1: Coordinate dei Vertici delle Linee Sismiche
(Sistema di Riferimento/Datum WGS84)**

	Numero Linea	Vertice 1 ●		Vertice 2 ●	
		Latitudine Nord	Longitudine Est Greenwich	Latitudine Nord	Longitudine Est Greenwich
1	1001	40° 24'	6° 23'	40° 09'	6° 61'
2	1002	40° 3'	6° 22'	40° 09'	6° 73'
3	1003	40° 36'	6° 2'	40° 09'	6° 85'
4	1004	40° 42'	6° 18'	40° 09'	6° 98'
5	1005	40° 47'	6° 16'	40° 09'	7° 1'
6	1006	40° 53'	6° 15'	40° 09'	7° 22'
7	1007	40° 59'	6° 13'	40° 09'	7° 34'
8	1008	40° 65'	6° 11'	40° 08'	7° 46'
9	1009	40° 71'	6° 09'	40° 08'	7° 59'
10	1010	40° 77'	6° 07'	40° 13'	7° 6'
11	1011	40° 82'	6° 05'	40° 18'	7° 6'
12	1012	40° 88'	6° 03'	40° 23'	7° 6'
13	1013	40° 94'	6° 02'	40° 28'	7° 6'
14	1014	41° 00'	6° 00'	40° 34'	7° 6'
15	1015	41° 06'	5° 98'	40° 39'	7° 6'
16	1016	41° 12'	5° 96'	40° 44'	7° 6'
17	1017	41° 15'	6° 00'	40° 49'	7° 6'
18	1018	41° 2'	6° 00'	40° 54'	7° 6'
19	1019	41° 25'	6° 00'	40° 59'	7° 6'
20	1020	41° 3'	6° 01'	40° 65'	7° 6'
21	1021	41° 3'	6° 14'	40° 7'	7° 6'
22	1022	41° 34'	6° 17'	40° 75'	7° 6'
23	1023	41° 37'	6° 23'	40° 8'	7° 6'
24	1024	41° 41'	6° 25'	40° 85'	7° 6'
25	1025	41° 43'	6° 33'	40° 9'	7° 6'
26	1026	41° 47'	6° 36'	40° 95'	7° 6'
27	1027	41° 47'	6° 47'	41° 01'	7° 6'
28	1028	41° 53'	6° 47'	41° 06'	7° 6'
29	1029	41° 53'	6° 57'	41° 11'	7° 6'
30	1030	41° 58'	6° 58'	41° 18'	7° 55'
31	1031	41° 6'	6° 65'	41° 27'	7° 46'
32	1032	41° 62'	6° 74'	41° 36'	7° 37'
33	1033	41° 67'	6° 75'	41° 45'	7° 28'
34	1034	41° 68'	6° 83'	41° 54'	7° 2'
35	2001	41° 09'	5° 97'	41° 67'	6° 83'
36	2002	41° 04'	5° 98'	41° 7'	6° 97'
37	2003	40° 99'	6° 00'	41° 69'	7° 04'
38	2004	40° 94'	6° 02'	41° 65'	7° 08'
39	2005	40° 89'	6° 03'	41° 62'	7° 11'
40	2006	40° 84'	6° 05'	41° 58'	7° 15'
41	2007	40° 79'	6° 06'	41° 54'	7° 19'
42	2008	40° 74'	6° 08'	41° 51'	7° 22'
43	2009	40° 69'	6° 1'	41° 47'	7° 26'

	Numero Linea	Vertice 1 ●		Vertice 2 ●	
		Latitudine Nord	Longitudine Est Greenwich	Latitudine Nord	Longitudine Est Greenwich
44	2010	40° 64'	6° 11'	41° 44'	7° 29'
45	2011	40° 6'	6° 13'	41° 4'	7° 33'
46	2012	40° 54'	6° 14'	41° 36'	7° 37'
47	2013	40° 49'	6° 16'	41° 33'	7° 4'
48	2014	40° 44'	6° 17'	41° 29'	7° 44'
49	2015	40° 39'	6° 19'	41° 26'	7° 48'
50	2016	40° 34'	6° 2'	41° 22'	7° 51'
51	2017	40° 29'	6° 22'	41° 18'	7° 55'
52	2018	40° 24'	6° 23'	41° 15'	7° 58'
53	2019	40° 19'	6° 25'	41° 1'	7° 6'
54	2020	40° 14'	6° 26'	41° 04'	7° 6'
55	2021	40° 09'	6° 28'	40° 98'	7° 6'
56	2022	40° 08'	6° 35'	40° 92'	7° 6'
57	2023	40° 08'	6° 44'	40° 86'	7° 6'
58	2024	40° 09'	6° 53'	40° 8'	7° 6'
59	2025	40° 09'	6° 62'	40° 74'	7° 6'
60	2026	40° 09'	6° 71'	40° 68'	7° 6'
61	2027	40° 09'	6° 8'	40° 62'	7° 6'
62	2028	40° 09'	6° 89'	40° 56'	7° 6'
63	2029	40° 09'	6° 97'	40° 5'	7° 6'
64	2030	40° 09'	7° 06'	40° 44'	7° 6'
65	2031	40° 09'	7° 15'	40° 38'	7° 6'
66	2032	40° 09'	7° 24'	40° 32'	7° 6'
67	2033	40° 09'	7° 33'	40° 27'	7° 6'
68	3001	40° 09'	7° 16'	40° 81'	7° 17'

La campagna di rilievo sarà svolta in modo sequenziale: la nave sismica procederà lungo le linee prestabilite (una alla volta nell'ordine indicato nella tabella precedente) in modo tale da ricostruire, al termine delle attività, l'intera maglia a copertura dell'area di interesse.

Ciò permetterà di:

- procedere in maniera ordinata;
- ottimizzare il processo di acquisizione (doppi passaggi su aree già indagate);
- evitare acquisizione di più linee simultaneamente;
- avere più navi sismiche presenti nell'area;
- non avere porzioni di mare “chiuse” a seguito della presenza di più acquisizioni simultanee;
- lasciare sempre “aperto” lo specchio acqueo su entrambi i lati della nave (lato di dritta e lato sinistro) per permettere il passaggio/allontanamento di specie marine.

Si evidenzia che la sequenza di acquisizione potrebbe variare per motivi di sicurezza delle operazioni in mare. In tal caso, le attività saranno avviate previa autorizzazione delle Autorità Portuali e comunicazione alle Autorità competenti.

La stima della durata delle attività in progetto è di circa 3 mesi (TGS-NOPEC, 2016); durante lo svolgimento della campagna, se ritenuto utile e necessario, potrà essere inoltrato un rapporto giornaliero delle attività svolte in mare agli indirizzi che le Autorità riterranno pertinenti.

4 ANALISI DELLE ALTERNATIVE E MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI

Nel presente capitolo è riportata l'analisi delle alternative di progetto, con particolare riferimento all'opzione zero, nonché le motivazioni delle scelte progettuali. In particolare sono illustrati:

- l'opzione zero (Paragrafo 4.1);
- la scelta dell'area di progetto (Paragrafo 4.2);
- le tecnologie normalmente impiegate in attività di rilievo geofisico e quella prescelta per le attività in progetto (Paragrafo 4.3).

4.1 OPZIONE ZERO

Con "Opzione Zero" si intende lo scenario che ipotizza la non realizzazione del progetto ovvero l'alternativa che manterrebbe invariato lo stato ambientale presente, non permettendo di:

- individuare la presenza nella Zona Marina E (Settore Ovest) di strutture geologiche idonee ad ospitare idrocarburi;
- fornire le informazioni necessarie per successive fasi di esplorazione in grado di contribuire ad un incremento delle riserve di idrocarburi note a livello nazionale ed alla ripresa della produzione nazionale di idrocarburi, in caso di sviluppo di nuovi giacimenti.

Tali ipotesi non risulterebbero in linea con gli obiettivi espressi dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) (si veda a tal proposito il Quadro di Riferimento Programmatico del presente Studio).

Va inoltre sottolineato come il Decreto 9 Agosto 2013, con il quale si è provveduto alla rimodulazione della Zona Marina "E" e all'apertura del Settore Ovest, evidenzia proprio:

- il potenziale interesse alla ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree di sottosuolo marino lontane dalla costa e dalle aree marine e costiere protette;
- che le nuove tecnologie consentono l'esplorazione e lo sviluppo di giacimenti in acque profonde.

Lo stesso Decreto prevede la possibilità da parte di soggetti interessati di presentare nuove istanze di permesso di esplorazione e di ricerca a partire da tre mesi dalla data di pubblicazione del decreto medesimo sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, per cui l'opzione zero non permetterebbe di sviluppare tale possibilità.

Si evidenzia inoltre che, con riferimento alla mancata identificazione di strutture geologiche idonee ad ospitare idrocarburi, anche i risultati del progetto condotto dall'Università di Trieste, in collaborazione con il Dipartimento di Matematica e Geoscienze (DMG) dell'Università di Trieste e l'Istituto Nazionale di Oceanografia e Geofisica Sperimentale (OGS) e la Società TGS-NOPEC, indicano la presenza di importanti fenomeni di deformazione e diapirismo salino.

Il progetto ha riguardato l'integrazione di dati pre-esistenti in un'area antistante la Zona Marina E, attraverso l'analisi ed integrazione di alcune porzioni di dati sismici 2D con le informazioni geologiche regionali e di dettaglio disponibili pubblicamente.

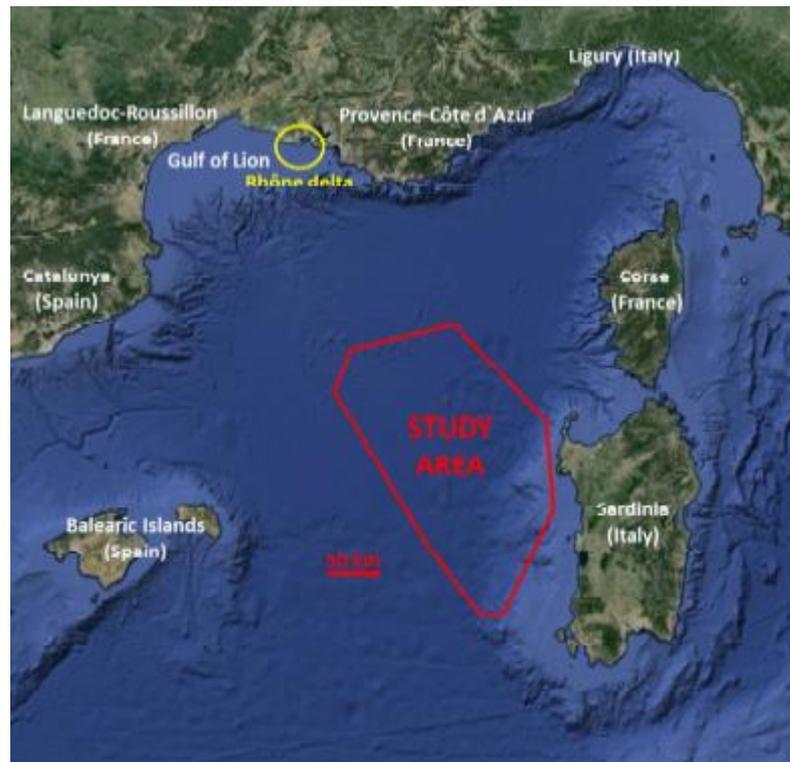


Figura 4.1: Area di Studio

Il dataset di studio è stato condotto su dieci profili sismici a riflessione (sismica 2D multicanale) ubicati nel bacino Sardo-Provenzale orientale (Mediterraneo Occidentale) per una lunghezza totale di 1,545 km. La loro disposizione geografica forma una maglia che copre una superficie complessiva di circa 35,000 km². Tale area è in parte ubicata in corrispondenza del dominio morfologico di bacino profondo, in parte coincide con il margine occidentale continentale Sardo. Le linee sismiche sono relative a tre diverse campagne di indagine (WMR, WS, CROP), ognuna delle quali ha utilizzato specifici parametri di acquisizione che si traducono in diverse capacità di risoluzione del sottosuolo indagato.

I cinque profili WMR (West MediteRanean) interpretati sono stati messi a disposizione dalla Compagnia proprietaria TGS. I profili WS (West Sardinia) sono tre e sono stati forniti dall'Istituto OGS, che ne è il proprietario. I profili CROP (CROsta Profonda) sono due, sono stati acquisiti da AGIP-ENI, CNR & ENEL e sono stati concessi per l'analisi dal dipartimento DMG.

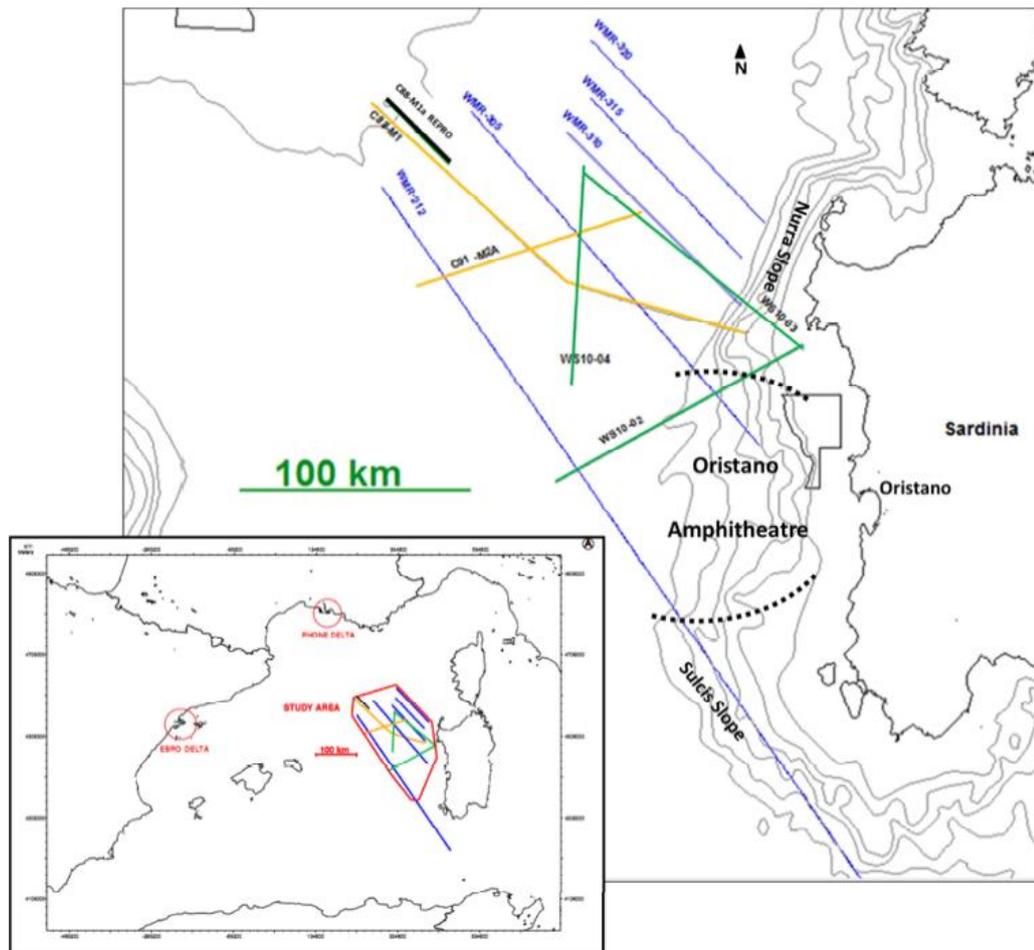


Figura 4.2: Ubicazione delle Linee Sismiche Analizzate

L'integrazione dei tre dataset ha fornito la possibilità di migliorare la copertura dell'area di studio, di ottenere informazioni complementari in virtù delle diverse capacità di risoluzione e di sviluppare una esperienza di integrazione delle diverse fasi di elaborazione ed interpretazione del segnale, condotti presso tutte e tre le sedi degli enti/compagnie coinvolti durante il lavoro.

L'analisi dei dati disponibili è stata focalizzata sulla risposta sismica relativa alla sequenza sedimentaria Oligocenica-Quaternaria deposta nel bacino e caratterizzata dalla presenza di uno spesso intervallo di sale precipitato durante la Crisi di Salinità del Messiniano (MSC) associata alla chiusura del collegamento tra acque Mediterranee ed Atlantiche ed al conseguente abbassamento del livello mare.

Nonostante cause e cronologia dell'evento siano ancora nel dettaglio molto dibattute dalla comunità scientifica, alcuni dati sono emersi ed accettati in letteratura fin dalle prime esplorazioni del Mediterraneo: in particolare, alla crisi di salinità si associano dei markers geologici che nel bacino profondo sono stati riconosciuti su sezioni sismiche e identificati col nome di "Messinian Trilogy" (Trilogia del Messiniano). Questa comprende tre unità evaporitiche, ciascuna con la sua peculiare risposta sismica, che hanno rappresentato il principale obiettivo del lavoro svolto.

In particolare sono state applicate delle analisi di velocità che hanno tenuto conto delle importanti disomogeneità laterali prodotte dai diapiri salini. Si è quindi proceduto alla migrazione in profondità dei tratti di linea rielaborati al fine di poter valutare in maniera meno approssimata le profondità in metri dei riflettori, generalmente espresse in tempi di percorso (TWT) dell'onda sismica.

Questa esperienza di elaborazione del dato sismico ha permesso non solo di ottenere dei tratti di profilo migliorati nella loro interpretabilità, ma anche di valutare i diversi problemi associati alla peculiare condizione litologico/stratigrafica presente all'interno del bacino.

L'interpretazione integrata dei dati presenti nel bacino profondo ha permesso di seguire lungo tutti i profili gli orizzonti interpretati con una copertura adeguata per la comprensione della storia geologica che ha interessato l'area a partire dal Messiniano.

L'interpretazione integrata dei diversi dataset ha permesso quindi di ricostruire le mappe tempo-strutturali dei principali riflettori interpretati (sommità e base dello spessore salino MU) e le mappe tempo-isocrone dello stesso MU e della sequenza Plio-Quaternaria. L'analisi dei profili interpretati e delle mappe prodotte ha confermato l'ipotesi di un inizio dell'attività aloclinetica a partire dal tardo Messiniano, attività molto intensa nel Pliocene Inferiore, via via decrescente nel Pliocene Superiore/Quaternario, benché alcuni affioramenti nel fondo mare testimonino che il processo rimane ancora parzialmente attivo.

Pertanto una fase di acquisizione 2D permetterà di integrare le informazioni a disposizione di TGS-NOPEC e confermare la presenza nell'area di formazioni correlabili alla potenziale presenza di idrocarburi nel sottosuolo marino.

4.2 SCELTA DELLE AREE DI INDAGINE

Come anticipato nei precedenti Paragrafi, le informazioni a disposizione di TGS-NOPEC confermano la presenza nell'area di formazioni correlabili alla potenziale presenza di idrocarburi nel sottosuolo marino. Sulla base delle analisi effettuate si è quindi prevista l'acquisizione di dati di tipo 2D sull'intero Settore Ovest della Zona Marina E con una griglia con spaziatura tra le linee di circa 5 km (TGS-NOPEC, 2016).

Tale campagna di indagine consentirà di disporre dei dati necessari per una prima definizione delle caratteristiche del sottosuolo. I dati 2D acquisiti saranno quindi sottoposti ad una fase di elaborazione e interpretazione per definire in dettaglio le successive indagini esplorative da effettuare.

Occorre considerare al riguardo quanto segue:

- lo svolgimento dell'attività di rilievo geofisico 2D sarà pianificato in maniera tale da ottimizzare i tempi e l'impiego di mezzi e risorse necessari per l'acquisizione dei dati;
- lo svolgimento di una campagna di rilievo 2D estesa all'interno dell'area marina aperta alla presentazione di nuove istanze permette una ulteriore ottimizzazione dei mezzi e delle risorse necessarie rispetto allo svolgimento di più campagne (contemporanee o successive) su aree di minore dimensione, garantendo al contempo una copertura dati dell'area;
- l'esecuzione delle indagini tramite una singola unità navale consente di limitare i potenziali disturbi arrecati all'ambiente nell'area circostante il mezzo navale che svolge le operazioni;

- l'elaborazione dei dati 2D acquisiti permetterà la definizione di dettaglio di programmi esplorativi mirati, permettendo una ulteriore ottimizzazione delle risorse da utilizzare.

4.3 SCELTE PROGETTUALI

4.3.1 Tecnica Impiegata

Nell'esplorazione petrolifera i rilievi geofisici vengono utilizzati per individuare le strutture geologiche correlate alla potenziale presenza di idrocarburi, mediante misure indirette di caratteristiche fisiche del sottosuolo. Tali indagini prevedono la misurazione di variazioni di forze naturali o indotte nel sottosuolo.

La misura delle forze naturali viene effettuata principalmente mediante:

- rilievi magnetici: basati sulla misura dell'intensità del campo magnetico terrestre. L'acquisizione viene effettuata mediante magnetometri che effettuano rilevamenti a intervalli regolari. La tecnica permette di definire estensione e posizione di materiali con particolari caratteristiche magnetiche ed è impiegata nella ricerca mineraria, in prospezioni archeologiche e nell'esplorazione di giacimenti di idrocarburi; tuttavia i rilievi magnetici non sono di per sé sufficienti all'individuazione di strutture geologiche ad elevata profondità. Tali misurazioni inoltre, quando utilizzate per valutare strutture "profonde", potrebbero essere affette da interferenze generate da corpi o orizzonti geologici che ne riducono la capacità di risoluzione e quindi i dettagli. Per tali motivi i metodi magnetici sono parte integrante di una metodologia di indagine che prevede un approccio multidisciplinare e l'integrazione delle informazioni provenienti dalle diverse misurazioni;
- rilievi gravimetrici: basati sulla misura del campo gravimetrico terrestre. L'acquisizione, effettuata mediante gravimetri su una maglia regolare permette di ricostruire mappe del sottosuolo che possono fornire indicazioni sulla presenza ed estensione di strutture nel sottosuolo di interesse geologico e petrolifero. Risultano particolarmente adatti per investigazioni su grandi scale.

La misura delle forze indotte viene principalmente effettuata con rilievi di tipo sismico.

La tecnica utilizzata per le attività in progetto è costituita dalla **sismica a riflessione**. Tale tecnica costituisce il sistema più efficace di indagine della geologia del sottosuolo di aree offshore (TGS-NOPEC, 2016).

Si rimanda ai successivi Capitoli 6 e 7 per una descrizione di dettaglio della tecnica e delle caratteristiche dei mezzi e delle attrezzature previsti per lo svolgimento delle attività in progetto.

TGS-NOPEC inoltre, nell'ambito della campagna di acquisizione di dati geofisici di tipo 2D, contemporaneamente alla stessa e attraverso il medesimo mezzo navale, procederà nuovamente all'acquisizione di dati magnetici e gravimetrici all'interno della Zona marina E. I tracciati delle rotte di acquisizione dei dati saranno pertanto gli stessi della campagna 2D (si veda la Figura 6.1 in allegato).

I rilievi magnetici saranno effettuati tramite il traino, a poppa della nave sismica, di un magnetometro marino omnidirezionale, in grado di misurare il campo magnetico attraverso una branca specialistica della tecnologia di risonanza magnetica nucleare (RMN), applicato in particolari ai nuclei di idrogeno.

I rilievi gravimetrici saranno effettuati tramite un gravimetro mobile trasportato sulla nave sismica, composto da una singola unità costituita da un sensore di gravità basato su un sistema elastico a doppio quarzo, con convertitore ottico-elettronico CCD, montato sullo stabilizzatore giroscopico, con giroscopi e servo drive digitale.

4.3.2 Tipologia di Sorgente

In tutte le varianti della tecnica della sismica a riflessione è previsto l'impiego di una sorgente di energia che emette onde elastiche e di una serie di sensori che ricevono le onde riflesse.

Le tecnologie normalmente impiegate fanno uso delle seguenti tipologie di sorgente (ISPRA, 2012):

- ad acqua (“*water gun*”, frequenza utilizzata 20-1,500 Hz), costituita da un cannone ad aria compressa che espelle ad alta velocità un getto d’acqua che per inerzia crea una cavità che implode e genera un segnale acustico;
- ad aria compressa (“*air gun*”, frequenza utilizzata 100-1,500 Hz), costituita da due camere cilindriche chiuse da due pistoni (pistone di innesco e di scoppio) rigidamente connessi ad un cilindro provvisto di orifizio assiale che libera in mare, istantaneamente, aria ad una pressione elevata, compresa tra 150 e 400 atmosfere (ad oggi il sistema maggiormente utilizzato);
- a dischi vibranti (“*marine vibroseis*”, frequenza utilizzata 10-250 Hz), in cui alcuni dischi metallici vibranti immettono energia azionati secondo una forma d’onda prefissata, senza dar luogo all’effetto bolla (sistema complesso non ancora pienamente sviluppato);
- elettriche (“*sparker*”, frequenza utilizzata 50-4,000 Hz e “*boomer*”, con frequenza utilizzata 300-3,000 Hz), in cui un piatto metallico con avvolgimento in rame viene fatto allontanare da una piastra a seguito di un impulso elettrico. L’acqua che irrompe genera un segnale acustico ad alta frequenza con scarsa penetrazione (adatto per rilievi ad alte definizioni).

La scelta della tecnica è legata alla tipologia di formazione geologica da indagare: alte frequenze di funzionamento forniscono la massima risoluzione, ma sono limitati in quantità di penetrazione sotto il fondo del mare, mentre le frequenze più basse garantiscono un maggiore grado di penetrazione, ma forniscono una minore risoluzione.

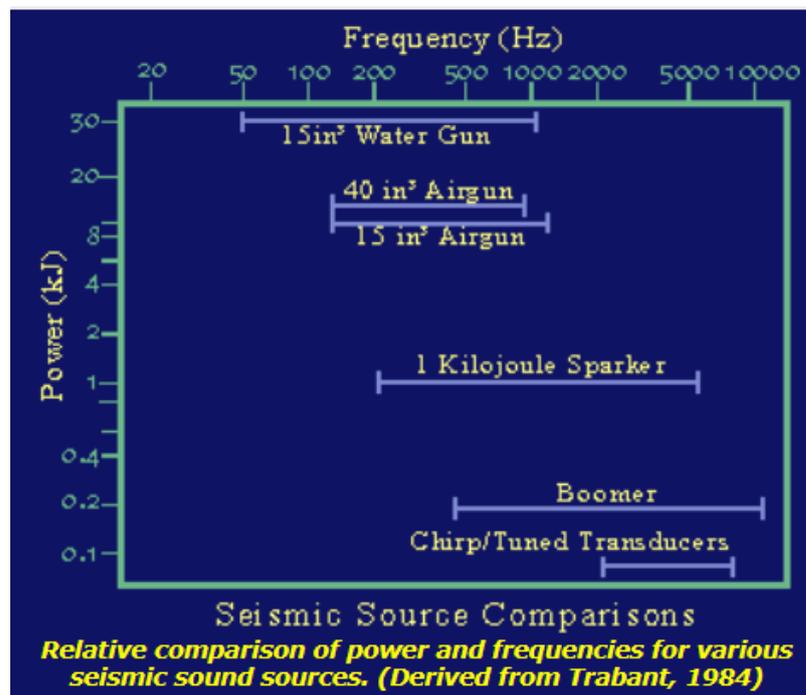


Figura 4.3: Confronto Potenza/Frequenza per Diverse Tipologie di Sorgenti (<http://woodshole.er.usgs.gov/operations/sfmapping/seismic.htm>)

Nell'ambito del presente progetto è previsto l'impiego di una **sorgente ad aria compressa (air gun)**.

Nello specifico, il progetto nella sua versione aggiornata prevede l'impiego di *air gun* di ultima generazione (del tipo "Sercel G GUN II") che rispetto ai modelli tradizionali sono caratterizzati dai seguenti vantaggi:

- unica tipologia di *air gun* per ampi range di volumi (da 40 a 520 in³);
- capacità di operare continuamente fino a pressioni di 3,000 psi;
- alto grado di stabilità e effetto rinculo ridotto grazie alla composizione meccanica;
- segnale acustico più efficace;
- facilità di assemblaggio/disassemblaggio dei componenti, riducendo le tempiste di spiegamento a mare o di interventi di manutenzione.

Occorre in particolare evidenziare che, come riportato nel Rapporto Tecnico "Valutazione e Mitigazione dell'Impatto Acustico dovuto alle Prospezioni Geofisiche nei Mari Italiani", redatto da ISPRA nel 2012: "[...] le prospezioni che utilizzano sorgenti ad aria compressa (*air gun*), allo stato attuale, risultano le più diffuse nonché quelle maggiormente sostenibili dal punto di vista ambientale."

Inoltre, la sorgente di energizzazione (array di *air gun*) è stata modellizzata tramite il software Gundalf, di largo impiego nel settore oil&gas (www.gundalf.com), in maniera da ottimizzare la disposizione dei singoli *air gun* con il risultato di limitare le propagazioni orizzontali del rumore e ottenere un segnale acustico maggiormente focalizzato verso l'obiettivo di indagine.

4.3.3 Sistema di Ricezione

I sistemi di ricezione più comuni nell'ambito delle indagini sismiche in mare, illustrati nella seguente Figura 4.4, si differenziano, tra l'altro, in base alla geometria dei sensori (OGP-IAGC, 2011):

- *towed streamer geometry* (indicato con "1" in figura), costituito da cavi contenenti i sensori, trainati a poppa da un mezzo navale;
- *ocean bottom geometry* (2), costituito da cavi posati sul fondale marino;
- *buried seafloor array* (3), costituito da cavi posizionati pochi metri al di sotto del fondale;
- *vertical seismic profile* (4), costituito da cavi posizionati in pozzo.

All marine seismic surveys involve a source (S) and some kind of array or receiver sensors (individual receiver packages are indicated by the black dots). '1' illustrates the towed streamer geometry, '2' an ocean bottom geometry, '3' a buried seafloor array (note that multiple parallel receiver cables are subtly displayed), and '4' a VSP (vertical seismic profile) geometry, where the receivers are positioned in a well.

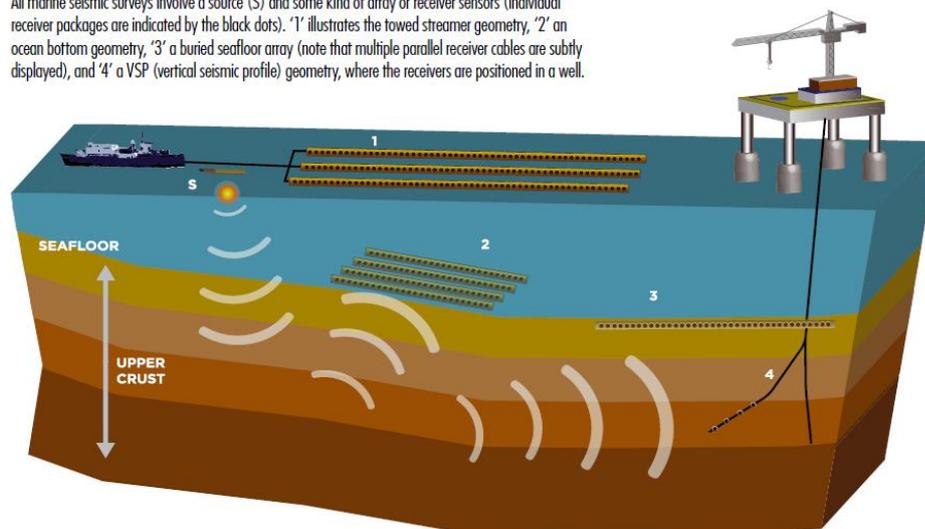


Figura 4.4: Tipologie di Ricevitori utilizzati nelle Indagini Geofisiche a Mare (OGP-IAGC, 2011)

Per il progetto in esame è previsto l'impiego del **sistema di ricezione "towed streamer"**, che presenta le seguenti caratteristiche:

- i cavi vengono tenuti in galleggiamento ad alcuni metri al di sotto della superficie del mare, minimizzando le interferenze con l'eventuale traffico marittimo presente nell'area, e sono trainati dall'unità navale lungo le rotte di acquisizione, minimizzando tempi ed ingombri necessari allo svolgimento delle indagini;
- non richiede la posa di ricevitori ed altri elementi sul o nel fondale marino e, pertanto, non comporta impatti diretti sulle caratteristiche fisiche e geomorfologiche del fondo e, di conseguenza, sulle specie bentoniche.

4.3.4 Tipologia di Streamer

Per l'esecuzione delle indagini è previsto l'impiego di uno **streamer solido multi sensore** di ultima generazione che a differenza di quelli generalmente usati in passato non contiene gel o oli.

In particolare la tipologia di streamer prevista nella versione aggiornata del progetto è del tipo "Sercel Sentinel Solid Active Section" e presenta le seguenti caratteristiche:

- galleggiabilità garantita da un materiale solido e flessibile costituito da un rivestimento in poliuretano e un riempimento in schiuma polimerica (*PU foam*);
- maggiore compatibilità ambientale, grazie alla progettazione che non prevede l'impiego di oli o gel di riempimento minimizzando il rischio di eventuali rilasci di sostanze in mare in caso di rottura;
- indifferenza alle vibrazioni causate da birds ed attrezzature per il traino;
- minore sensibilità al rumore di fondo originato dalle condizioni marine, potendo quindi operare in condizioni meteo marine più gravose e permettendo di proseguire il rilievo più a lungo in caso di peggioramento delle condizioni;
- possibilità di traino a minore profondità per un dato moto ondoso senza significativi incrementi di rumore.

Inoltre, nella tipologia di streamer di previsto impiego, l'elemento di tiro situato nel nucleo del cavo è isolato dagli idrofoni dalla schiuma polimerica. Negli streamer tradizionali ad olio o gel invece gli idrofoni sono solitamente ubicati nel nucleo e accoppiati agli elementi di tiro. Questo significa che lo streamer solido non soffre lo sforzo generato dal traino e il rumore di fondo ambientale, garantendo pertanto una migliore ricezione del segnale. Test effettuati su basse frequenze (5 Hz) hanno dimostrato una riduzione del rumore di circa 12 dB rispetto agli streamer tradizionali.

5 NORMATIVA E STANDARDS DI RIFERIMENTO

Nel presente capitolo si riporta un elenco non limitativo di norme e leggi applicabili alle attività in progetto. In particolare, si citano (sito web: unmig.sviluppoeconomico.gov.it):

- Legge 28 Dicembre 2015, No. 208 “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato” (modifiche al Decreto Legge 12 Settembre 2014, No. 133 e al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152);
- Decreto Legislativo 18 Agosto 2015, No. 145 “Attuazione della Direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la Direttiva 2004/35/CE”;
- Decreto Direttoriale 15 Luglio 2015 “Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 25 Marzo 2015 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli”;
- Decreto Ministeriale 25 Marzo 2015 “Aggiornamento del disciplinare tipo in attuazione dell’Articolo 38 del Decreto Legge 12 Settembre 2014, No. 133, convertito, con modificazioni, dalla Legge 11 Novembre 2014, No. 164”;
- Decreto Legge 12 Settembre 2014, No. 133 “Misure urgenti per l’apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l’emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive”;
- Comunicato Direttoriale 20 Febbraio 2014 “Condizioni minime per la verifica delle istanze di permesso di prospezione e di permesso di ricerca in acque profonde”;
- Decreto Legge 23 Dicembre 2013, No. 145, “Interventi urgenti del piano ‘Destinazione Italia’”, convertito con modificazioni dalla Legge 21 Febbraio 2014, No. 9 (modifiche al Decreto Legislativo 11 Febbraio 2010, No. 22 e modifiche al Decreto Legge 18 Ottobre 2012, No. 179);
- Decreto Legge 18 Ottobre 2012, No. 179, “Ulteriori misure urgenti per la crescita del Paese”, convertito con modificazioni dalla Legge 17 Dicembre 2012, No. 221 (modifiche al Decreto Legislativo 11 Febbraio 2010, No. 22);
- Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 “Misure urgenti per la crescita del Paese”, convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134 (modifiche al Decreto Legislativo 28 Maggio 2010, No. 85 e al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152);
- Decreto Legge 9 Febbraio 2012, No. 5 “Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo.”, convertito con modificazioni dalla Legge 4 Aprile 2012, No. 35 (modifiche al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152);
- Decreto Legge 24 Gennaio 2012, No. 1 “Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività.”, convertito con modificazioni dalla Legge 24 Marzo 2012, No. 27;
- Decreto Legislativo 7 Luglio 2011, No. 121 “Attuazione della direttiva 2008/99/CE sulla tutela penale dell’ambiente, nonché della direttiva 2009/123/CE che modifica la direttiva 2005/35/CE relativa all’inquinamento provocato dalle navi e all’introduzione di sanzioni per violazioni” (modifiche al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006 No. 152);

- Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128 “Modifiche ed integrazioni al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della Legge 18 Giugno 2009, No. 69”;
- Decreto Legislativo 28 Maggio 2010 No. 85 “Attribuzione a comuni, province, città metropolitane e regioni di un proprio patrimonio, in attuazione dell'articolo 19 della Legge 5 maggio 2009, No. 42”, modificato dal Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134;
- Legge 23 Luglio 2009, No. 99 “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia” (modifiche alla Legge 23 Agosto 2004, No. 239);
- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008, No. 81 “Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 Agosto 2007, No. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- Decreto Legislativo 3 Aprile 2006 No. 152 “Norme in materia ambientale”, come modificato e integrato dal Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128, dal Decreto Legislativo 7 Luglio 2011, No. 121, dal Decreto Legge 9 Febbraio 2012, No. 5, convertito con modificazioni dalla Legge 4 Aprile 2012, No. 35 e dal Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134;
- Legge 23 Agosto 2004, No. 239 “Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia”, modificata ed integrata dalla Legge 23 Luglio 2009, No. 99 e dal Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134;
- Legge 31 Luglio 2002, No. 179 “Disposizioni in materia ambientale”;
- Decreto Legislativo 17 Agosto 1999, No. 334 “Attuazione della direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose”;
- Decreto Legislativo 31 Marzo 1998, No. 112 “Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 Marzo 1997, No. 59”;
- Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 625 “Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi”;
- Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 624 “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”;
- Legge 9 Gennaio 1991, No. 9 “Norme per l'attuazione del nuovo piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzioni e disposizioni fiscali”;
- Legge 21 Luglio 1967, No. 613 “Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla Legge 11 Gennaio 1957, No.6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi”;
- Legge 24 Luglio 1962, No. 1072 “Modifiche alla Legge 11 Gennaio 1957, No. 6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi”;

- Legge 11 Gennaio 1957, No. 6 “Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi”;
- Legge 10 Febbraio 1953, No. 136 “Istituzione dell'Ente Nazionale Idrocarburi (ENI)”;
- Regio Decreto 29 Luglio 1927, No. 1443 “Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel Regno”.

Con riferimento ai regolamenti internazionali applicabili, si citano inoltre i seguenti:

- Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi (MARPOL) e suoi Annessi;
- Linee guida e risoluzioni IMO e MEPC per l'implementazione dei requisiti MARPOL;
- Convenzione internazionale per la sicurezza in mare - SOLAS 1974;
- Convenzione internazionale per il controllo dei sistemi antivegetativi dannosi su nave adottata dall'IMO, Ottobre 2001;
- Norma ISO 8217:2005 sui requisiti dei carburanti marini;
- Protocollo di Montreal 1987-97 sulla produzione ed utilizzo di sostanze lesive dello strato di ozono;
- Direttive comunitarie sul tenore in zolfo dei combustibili per uso marino.

Si evidenzia che le attività in progetto saranno condotte nel rispetto della normativa e dei regolamenti vigenti a livello locale, nazionale ed internazionale e in linea con le norme di buona pratica adottate nel settore della ricerca degli idrocarburi in mare ai fini della tutela della salute dei lavoratori e della protezione dell'ambiente.

6 DESCRIZIONE DELLA TECNICA PRESCELTA PER I RILIEVI GEOFISICI

Nel presente capitolo è illustrata la tecnica prescelta per l'esecuzione delle attività in progetto, con particolare riferimento a:

- metodologia di indagine (Paragrafo 6.1);
- sorgente di energia impiegata (Paragrafo 6.2);
- sistema di ricezione (Paragrafo 6.3);
- elaborazione dei dati (Paragrafo 6.4);
- tipologia di unità navale (Paragrafo 6.5).

Si rimanda al successivo Capitolo 7 per una descrizione delle caratteristiche dei mezzi e delle attrezzature previste per l'esecuzione delle attività.

6.1 METODOLOGIA DI INDAGINE

Il progetto in esame prevede l'esecuzione di rilievi geofisici tramite la tecnica della sismica a riflessione, finalizzati ad ottenere informazioni sulla struttura geologica del sottosuolo indagato ed individuare la presenza di strutture idonee all'accumulo di idrocarburi.

La sismica a riflessione è una tecnica di indagine comunemente adottata nel settore dell'esplorazione, sviluppo e produzione di giacimenti di idrocarburi offshore.

Il principio alla base di questo tipo di indagine è costituito dalla riflessione di onde acustiche all'interno del sottosuolo, che permette di definire una immagine dei differenti strati al suo interno (TGS-NOPEC).

Tale tecnica si basa sull'emissione di onde acustiche (dette anche onde sismiche⁹) generate meccanicamente da una sorgente. Le onde, propagandosi attraverso l'acqua fino a raggiungere il fondale marino e i sottostanti strati del sottosuolo vengono riflesse in base alle caratteristiche lito-stratigrafiche delle strutture attraversate e sono captate, successivamente da un sistema ricevente in superficie. Le onde, una volta captate, sono trasformate in impulsi elettrici a loro volta inviati ad un sistema di acquisizione per la loro registrazione, controllo, elaborazione e interpretazione.

La metodologia di indagine prevista dal progetto è del tipo *towed streamer*, ossia basata sull'impiego di un mezzo navale, opportunamente attrezzato, per il traino dei sistemi di emissione degli impulsi (sorgente) e di ricezione dei segnali riflessi (ricevitore). Tale metodologia, è caratterizzata dalla presenza di:

- un sistema di emissione costituito da sorgenti di impulsi acustici (*air-gun*);
- un sistema di rilevamento costituito da cavi (*streamer*) contenti al loro interno i sensori (idrofon) per la ricezione dell'onda riflessa;

⁹ Le onde sismiche sono onde meccaniche che sfruttano le proprietà elastiche del mezzo in cui si propagano (onde elastiche) e possono essere originate da fenomeni naturali (es: terremoti, attività vulcanica) o artificialmente mediante l'utilizzo di sorgenti impulsive (come nel caso in esame).

- una unità navale dedicata al traino delle attrezzature di rilievo e a bordo della quale sono installati i sistemi di controllo delle apparecchiature, di acquisizione ed elaborazione dei dati.

La seguente Figura 6.1 illustra schematicamente la metodologia di indagine prevista per il progetto in esame.

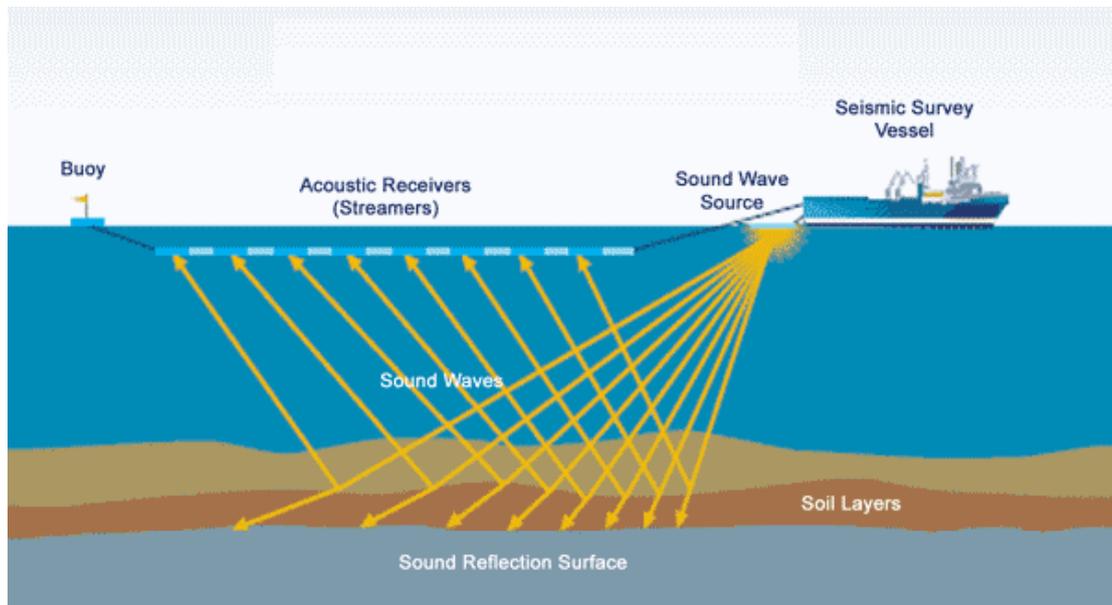


Figura 6.1: Tipico Layout per Indagine Sismica

Per l'esecuzione dei rilievi tramite sismica 2D si impiega in generale un unico apparato ricevente insieme ad un'unica sorgente. Tramite questa tecnica si possono avere informazioni circa la natura del sottosuolo in due dimensioni e lungo la direttrice di navigazione. La tecnica permette, in particolare, di ottenere una sezione del sottosuolo lungo la rotta di acquisizione riportante informazioni generali sull'area indagata, che vengono interpretate per l'identificazione di eventuali target geologici.

Il rilievo geofisico tramite sismica di tipo 3D è effettuato, in genere, quando il target geologico è stato già individuato a seguito di una precedente attività di acquisizione di tipo 2D. Le indagini 3D sono condotte seguendo linee di acquisizione caratterizzate da un maggiore infittimento e interessanti un'area di estensione più ridotta. Per l'esecuzione di tali indagini, si impiega un maggior numero di sorgenti e di elementi di ricezione, con dimensione e assetto variabili in relazione alle caratteristiche del target da indagare. L'indagine 3D fornisce una rappresentazione tridimensionale dei risultati derivante dall'elaborazione di una serie di dati 2D, costituendo, di fatto, un insieme di più acquisizioni 2D.

L'aggiornamento del progetto in esame prevede l'esecuzione di sole indagini geofisiche di tipo 2D.

La seguente Figura 6.2 mostra i diversi layout tipici per rilievi 2D e 3D, evidenziando, in particolare, la spaziatura tra le linee di acquisizione (nell'ordine del km per quanto riguarda i rilievi 2D e delle centinaia di metri per i rilievi 3D).

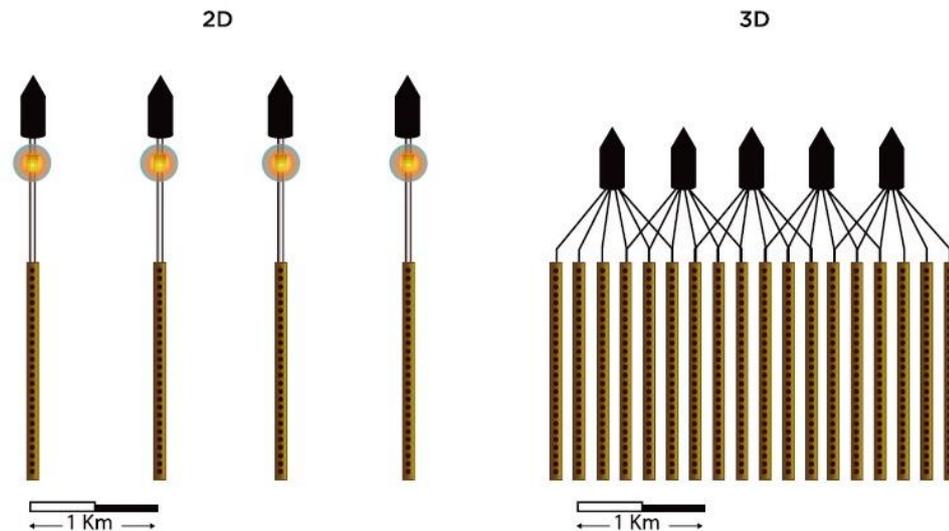


Figura 6.2: Layout Tipici per Rilievi Sismici 2D e 3D (OGP, 2011)

6.2 SORGENTE DI ENERGIA

L'*air gun* è la sorgente di energia più utilizzata nel campo dei rilievi sismici a mare ed è costituito generalmente da un'apparecchiatura di forma cilindrica, composta di due camere, una superiore di caricamento ed una inferiore di scarico, sigillate da un doppio pistone cavo che scorre su un unico albero, dotato di due flange (si veda la seguente Figura 6.3).

L'aria compressa necessaria per il funzionamento è fornita dai compressori ubicati sul mezzo navale e viene caricata direttamente nella camera superiore, mentre la camera inferiore viene riempita tramite la cavità presente all'interno del pistone che mette in comunicazione le due camere.

Ad *airgun* caricato ("*primed*") il pistone si trova in basso. Il funzionamento dell'*airgun* è comandato tramite una valvola a solenoide, attivata elettronicamente, che consente all'aria compressa di esercitare sulla flangia superiore una pressione verso l'alto.

Non appena il pistone si solleva, l'aria compressa inizia ad agire sulla flangia inferiore con una ulteriore forza verso l'alto, accelerando la risalita del pistone. La risalita del pistone permette la rapida fuoriuscita, in alcuni millisecondi, dell'aria compressa nell'acqua, che viene quindi sparata ("*fired*") in mare attraverso le aperture d'uscita della camera inferiore.

Il risultato è costituito dalla formazione di una bolla e dalla generazione di un impulso.

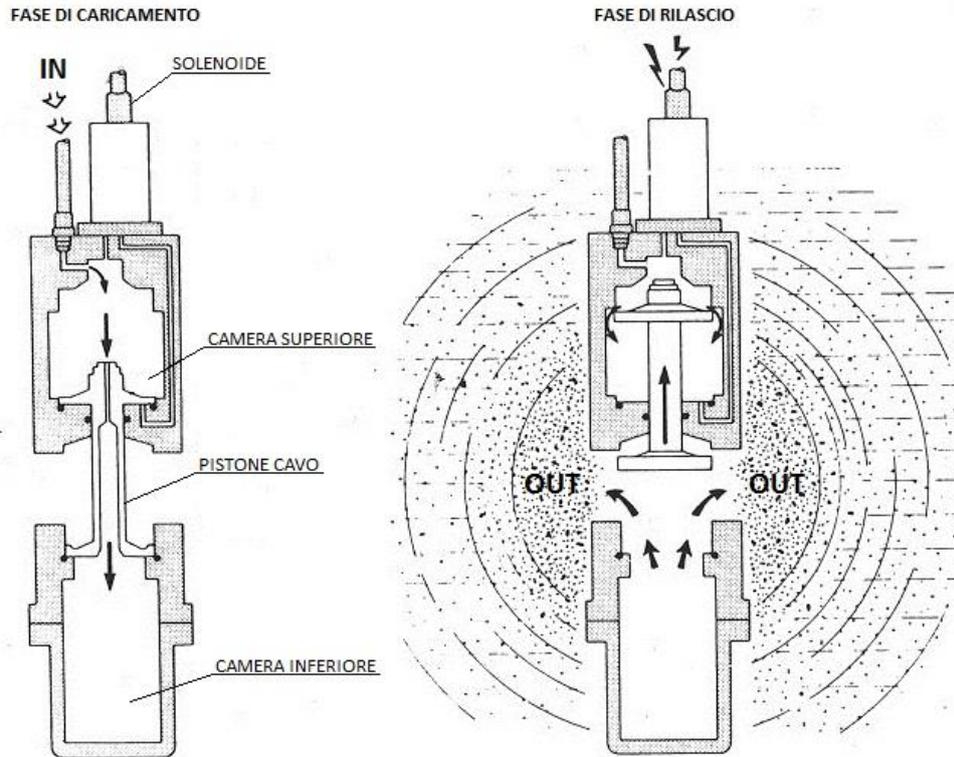


Figura 6.3: Principio di Funzionamento dell'Air Gun

In base all'indagine che si intende eseguire e quindi del tipo di onda che si vuole generare, gli *air gun* sono disposti in batterie (*array*), in genere composte da più *air gun* disposti su una o più file ("*sub-array*") e posizionati ad una profondità di circa 5-10 m, seguendo una geometria prestabilita.

Il volume operativo di un singolo *air gun* nell'industria offshore è in genere misurato in pollici cubici (in^3) ed è tipicamente compreso tra 30 e 800 in^3 (circa 500-13,000 cm^3 ovvero circa 0.5-13 litri). Il volume totale di un *array* è quindi costituito dalla somma degli *air gun* di cui è composto ed è in genere compreso tra 3,000 e 8,000 in^3 (0.05-0.13 m^3 ovvero circa 50-130 litri). Ogni esplosione di un singolo volume di aria contenuta in un *air gun* produce una bolla d'aria che si espande creando un fronte di pressione nell'acqua circostante, il quale si propaga secondo le leggi della propagazione sferica (ISPRA, 2012).

Progettando opportunamente la geometria del sistema delle sorgenti è possibile direzionare l'onda verso il fondale, in maniera da minimizzare la diffusione del rumore in mare, ed attenuare gli effetti di eventuali onde secondarie in modo da evitare interferenze reciproche tra le varie sorgenti (ISPRA, 2012).

L'energia totale richiesta, in termini di volume totale, dipende dalla tipologia di indagine e dall'obiettivo della ricerca ed è calcolata in maniera tale da fornire energia sufficiente per raggiungere l'obiettivo geologico oggetto di indagine.

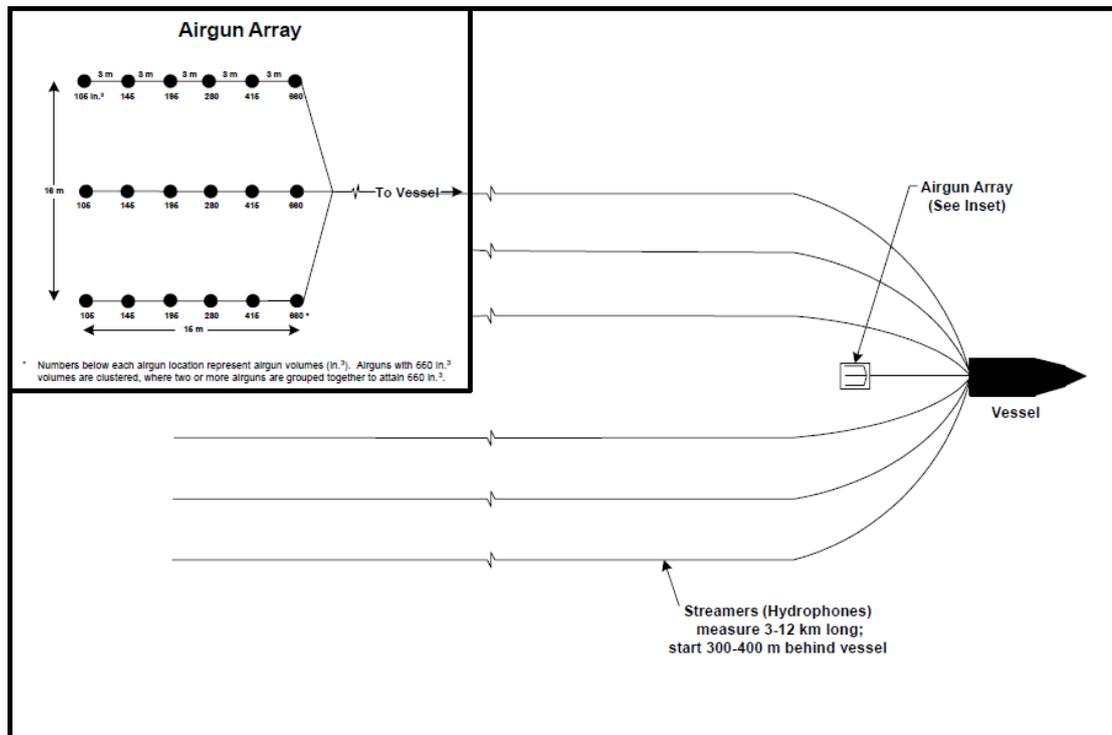


Figura 6.4: Configurazione Tipica di un Air Gun Array

Le caratteristiche del sistema di energizzazione previsto per il progetto in esame sono riportate nel successivo Paragrafo 7.3.

6.3 SISTEMA DI RICEZIONE

L'elemento fondamentale del sistema di ricezione delle onde generate dagli *air gun* e riflesse dalle strutture geologiche del sottosuolo è il cosiddetto cavo sismico o *streamer*.

Esso consiste in un tubo in materiale plastico, dal diametro tipico di 5 – 8 cm, contenente al suo interno una serie di ricevitori (idrofon) e i circuiti elettrici di collegamento.

Gli idrofon sono gli elementi ricevitori delle onde riflesse dal sottosuolo e consistono in trasduttori piezoelettrici solitamente assemblati in gruppi di 10 – 20 unità opportunamente distanziate tra loro. Essi hanno il compito di trasformare il segnale ricevuto (onda sismica riflessa) in un impulso elettrico generando una differenza di potenziale proporzionale alla pressione istantanea dell'acqua.

Gli idrofon sono collegati a un sensore che ha il compito di eliminare gli effetti dovuti al movimento del cavo sismico.



Figura 6.5: Esempio di Cavo Sismico o Streamer (OGP, 2011)

Lo *streamer*, grazie all'impiego di unità di controllo della profondità (*birds*) posizionate lungo la sua lunghezza, è mantenuto in costante galleggiamento, ad una profondità variabile a seconda della tipologia di indagine che si intende effettuare (nell'ordine della decina di metri), e allineato secondo la direzione di rilevamento prestabilita.

I cavi sismici hanno lunghezze nell'ordine del km (fino a 12 km), che variano in relazione alla geometria ed alle condizioni di indagine, ed è composto da più sezioni giuntate tra loro. Le sezioni possono essere delle seguenti tipologie:

- sezioni attive: contenenti gli idrofoni;
- sezioni inerti: contenenti altra strumentazione elettrica ed elettronica necessaria al funzionamento e controllo.

Lo *streamer* è collegato all'imbarcazione per mezzo di un cavo di traino costituito da un unico tronco in acciaio al quale sono avvolti i conduttori che collegano gli idrofoni al sistema di registrazione ubicato a bordo. La parte sommersa del cavo di traino è provvista di carenatura al fine di ridurre le vibrazioni causate dal suo trascinamento nell'acqua.

La parte terminale dello *streamer* è collegata ad una boa di coda (*tail buoy*) dotata di un segnalatore di posizione al fine di monitorare l'allineamento del cavo sismico rispetto alla rotta della nave e quindi assicurare che la registrazione avvenga lungo le traiettorie prestabilite.

Le caratteristiche del sistema ricevente previsto per il progetto in esame sono riportate nel successivo Paragrafo 7.4.

6.4 ELABORAZIONE DEI DATI

L'intervallo di tempo tra l'emissione dell'impulso dalla sorgente e la ricezione dell'energia riflessa dal sottosuolo ("*travel time*") permette di mappare la profondità degli strati di rocce con diverse caratteristiche riflettenti.

I segnali acquisiti dal sistema di ricezione nel corso della campagna di rilievi geofisici costituiscono una tipologia di dato grezzo.

Tali dati vengono quindi memorizzati ed inviati a laboratori specialistici, attrezzati per la successiva elaborazione dei segnali mediante opportuni software ("*processing*" o "*reprocessing*"), finalizzata ad ottenere mappe e sezioni che rappresentano nella maniera più accurata possibile un'immagine del sottosuolo dell'area di indagine ("*imaging*").

Sulla base dei profili così ottenuti è possibile procedere all'interpretazione degli orizzonti riflettenti rappresentati ed in fase successiva alla loro modellizzazione sulla base di tutte le informazioni scientifiche disponibili, in maniera da valutare la natura del sottosuolo e delle strutture presenti, valutando inoltre, per quanto possibile, la natura degli strati, delle superfici di discordanza, dei contatti stratigrafici e/o tettonici e di tutte le unità litostratigrafiche identificabili, al fine di ottenere una modellizzazione geologica quanto più vicina possibile alla realtà.

6.5 TIPOLOGIA DI UNITÀ NAVALI

I rilievi geofisici a mare mediante sismica a riflessione sono svolti generalmente tramite apposite imbarcazioni progettate e attrezzate per il traino delle sorgenti (*air gun*) e dei cavi di ricezione (*streamer*) e per il trasporto a bordo delle apparecchiature a supporto delle attività di acquisizione dati, quali:

- compressori per l'aria necessaria per l'attivazione delle sorgenti;
- sistemi di elaborazione dei segnali sismici rilevati dai cavi di ricezione;
- sistema di controllo per la gestione delle attrezzature impiegate per le indagini;
- strumentazione per il posizionamento in continuo dell'imbarcazione.

I mezzi navali generalmente impiegati sono dotati tipicamente di:

- una cabina di controllo (*instrument room*), solitamente ubicata al centro della nave. La *instrument room* ospita tutta la strumentazione necessaria per la registrazione, il controllo e l'elaborazione dei dati sismici, il controllo del sistema di ricezione e l'attivazione dei compressori. La cabina, inoltre, ospita tutte le apparecchiature del sistema di navigazione necessarie per monitorare, istante per istante, l'esatto posizionamento dell'imbarcazione e l'allineamento dei cavi sismici rispetto alle rotte prestabilite;
- un ponte di poppa (*back deck*), su cui sono ubicate le bobine di avvolgimento dei cavi sismici (vedi precedente Figura 6.5). Il ponte include generalmente un'area per lo stoccaggio, la preparazione, la manutenzione e la riparazione della strumentazione da impiegare (le funzioni del *back deck* possono variare in base alla forma architettonica dell'imbarcazione);
- una cabina di compressione (*compressor room*), solitamente ubicata in prossimità del *back deck*, contenente i compressori che forniscono aria ad alta pressione per il funzionamento degli *air gun*.

A bordo del mezzo navale sono, inoltre, presenti gli alloggi per l'equipaggio, la strumentazione di bordo e un *helideck*.

Le navi impiegate per rilievi sismici presentano generalmente le seguenti dimensioni:

- lunghezza: 70 – 90 m;
- larghezza: 10 – 20 m;
- pescaggio: 4 – 6 m.

Nella seguente Figura 6.6 sono illustrati alcuni esempi di navi impiegate per l'esecuzione di rilievi geofisici della tipologia in progetto.



Figura 6.6: Esempi di Unità Navali Impiegate per le Indagini Geofisiche

Per quanto riguarda gli aspetti operativi, i mezzi navali della suddetta tipologia sono normalmente progettati per assicurare un'autonomia idonea allo svolgimento delle attività di rilievo. Inoltre, data la tecnica di indagine impiegata, sono in genere dotati di propulsori a bassa rumorosità che consentono la navigazione costante alle basse velocità (3 - 6 nodi) in maniera da non pregiudicare l'attività di rilievo.

Data la limitata manovrabilità causata dal traino delle attrezzature impiegate, i mezzi navali sono in genere affiancati da uno o più unità a supporto delle operazioni (*“support vessel”* o *“chase vessel”*) cui spetta il compito di monitorare l'area di indagine, garantire la sicurezza della navigazione e segnalare la presenza di eventuali natanti.

Le caratteristiche delle unità navali previste per il progetto in esame sono riportate nel successivo Paragrafo 7.5.

7 PROGRAMMA DELLE ATTIVITÀ E CARATTERISTICHE DI MEZZI ED ATTREZZATURE PREVISTE

Nel presente capitolo sono descritte le attività e le caratteristiche dei mezzi e delle attrezzature previste per l'esecuzione della campagna di rilievo 2D, con particolare riferimento a:

- fasi operative e programmazione delle attività (Paragrafo 7.1);
- area di indagine 2D (Paragrafo 7.2);
- caratteristiche del sistema di energizzazione (Paragrafo 7.3);
- caratteristiche del sistema ricevente (Paragrafo 7.4);
- unità navali di previsto impiego (Paragrafo 7.5);
- aspetti operativi per lo svolgimento del rilievo geofisico 2D (Paragrafo 7.6).

7.1 FASI OPERATIVE E PROGRAMMA DELLE ATTIVITÀ

Le attività in progetto prevedono lo svolgimento di una campagna di acquisizione di dati geofisici di tipo 2D alla quale seguirà una fase di elaborazione (*processing*) dei dati acquisiti.

Nell'ambito della campagna di acquisizione di dati 2D prevista possono essere individuate le seguenti fasi operative:

- mobilitazione dell'unità navale presso l'area di indagine;
- preparazione dell'equipaggiamento, ovvero messa in mare e posizionamento della sorgente di energizzazione (*air gun*) e del sistema di ricezione (*streamer*);
- esecuzione del rilievo geofisico 2D;
- recupero a bordo dell'equipaggiamento al termine del rilievo;
- demobilitazione dell'unità navale.

La durata prevista per le singole fasi operative è illustrata nella seguente Tabella 7.1.

Tabella 7.1: Fasi Operative e Durata delle Attività (TGS-NOPEC, 2016)

Fase Operativa	Durata
Mob/Demob	1 settimana
Preparazione equipaggiamento/Recupero a bordo	1 giorno ⁽¹⁾
Esecuzione del rilievo geofisico	80 giorni ⁽²⁾

Note:
⁽¹⁾ Per la preparazione/recupero dell'equipaggiamento in mare si prevede una durata di circa 1 ora per km di streamer.
⁽²⁾ Per la fase di esecuzione del rilievo 2D si prevedono circa 100 km di rilievo al giorno (fase 2D). Nel corso della campagna 2D è previsto un rientro in porto ogni 5 settimane di operazioni. Per la sosta in porto si stima una durata massima di 24 ore.

Per la successiva elaborazione dei dati 2D si stima una durata di circa 6-12 mesi.

Per quanto riguarda la programmazione delle attività, si prevede che la campagna di rilievo geofisico 2D sarà effettuata nel periodo autunno-inverno, in relazione ai seguenti fattori:

- condizioni meteomarine favorevoli all'esecuzione dei rilievi;
- minore presenza di traffico marittimo (diporto e pesca) che potrebbe interferire con le attività;
- minore sensibilità delle componenti biologiche individuate rispetto ai periodi primavera ed estate (si veda al riguardo quanto riportato nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente studio).

Nella seguente Figura 7.1 è riportato il cronoprogramma preliminare delle attività, definito sulla base delle seguenti ipotesi:

- le campagne di acquisizione dati 2D sarà svolta in periodo autunno-inverno, (TGS-NOPEC, 2016);
- saranno evitati i periodi primavera-estate, sulla base degli esiti delle analisi effettuate sulla sensibilità ambientale dell'area;
- massimo periodo di standby del mezzo pari a 2 mesi;
- fase di preparazione, preliminarmente all'avvio della campagna di rilievo 2D, della durata di 2 mesi.

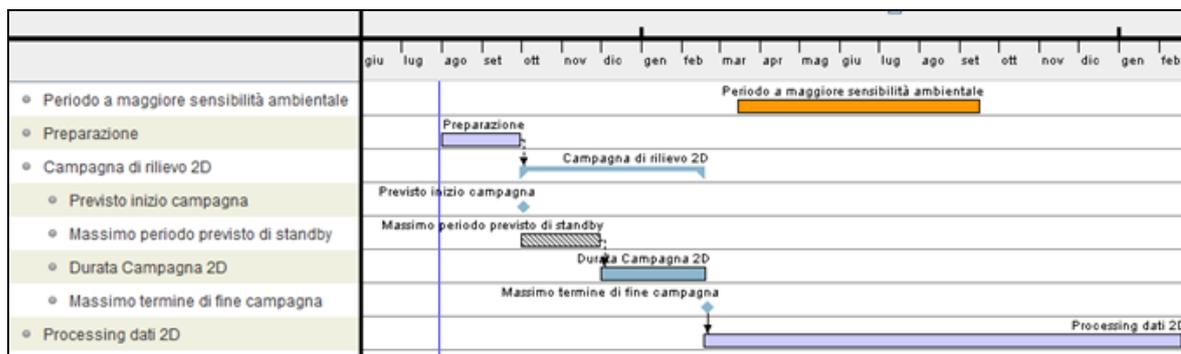


Figura 7.1: Cronoprogramma Preliminare

Con riferimento alla programmazione delle attività, si evidenzia in particolare che:

- il programma di dettaglio dei rilievi, comprensivo dei tempi di esecuzione, sarà presentato all'Ufficio dell'UNMIG territorialmente competente prima di dare inizio alle indagini geofisiche, ai fini di ottenere le necessarie autorizzazioni ed in linea con quanto previsto dalla normativa di settore vigente;
- nella scelta dei periodi di esecuzione delle attività si terrà conto degli elementi di sensibilità individuati per le aree di indagine (si rimanda al riguardo al Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA), in maniera da minimizzare i potenziali impatti sull'ambiente.

7.2 AREE DI INDAGINE

L'area interessata dalle indagini in progetto si estende complessivamente su di una superficie di circa 20,000 km².

L'acquisizione dei dati 2D avverrà lungo rotte disposte su due diverse direzioni (NO-SE e NE-SO), in maniera da formare una griglia a copertura dell'intera area di indagine. La griglia avrà un passo di circa 5 km. Complessivamente è prevista una lunghezza di 7,818 km di linee di acquisizione dati (TGS-NOPEC, 2016).

La campagna di acquisizione 2D sarà effettuata mediante una singola unità navale per indagini geofisiche per cui non si prevede lo svolgimento di indagini contemporanee nell'area di progetto.

Nella Figura 6.1 allegata al testo è mostrata la configurazione della griglia delle indagini 2D in progetto (TGS-NOPEC, 2016).

Qualora sulla base delle risultanze dell'elaborazione (processing) dei dati 2D fosse individuata la presenza di possibili obiettivi minerari, potrà essere valutata la possibilità di procedere con fasi successive di indagine che non rientrano nell'ambito del presente progetto e saranno soggette a specifiche procedure autorizzative previste dalla normativa ambientale e di settore vigente.

7.3 CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI ENERGIZZAZIONE

Le caratteristiche del sistema di energizzazione previsto per lo svolgimento della campagna di acquisizione dati 2D sono illustrate nella seguente Tabella 7.2 (TGS-NOPEC, 2016).

La sorgente (*array*) sarà costituita da quattro *subarray* ognuna delle quali costituita da più *air gun* di diversi volumi unitari, che saranno disposti in maniera da ottimizzare gli impulsi emessi e minimizzare l'effetto di riverbero causato dalle bolle che si espandono a partire dal primo impulso.

Tabella 7.2: Caratteristiche del Sistema di Energizzazione (TGS-NOPEC,2016)

Caratteristica	UdM	Campagna Rilievo 2D ⁽¹⁾
Tipologia di sorgente	-	air gun
Dimensioni in Pianta	m	24 x 13
Numero di sorgenti (<i>array</i>)	-	1
Numero di <i>subarray</i>	-	4
Numero di air gun per subarray	-	12
Numero di air gun (operativi)	-	34
Numero di air gun (di riserva o <i>spare</i>)	-	14
Volume totale effettivo	in ³ (litri)	4,300 (70.5)
Profondità operativa	m	7
Compressori aria (capacità)	m ³ /min	No. 3 x 31
Pressione operativa nominale	psi	2,000
Intervallo tra gli impulsi	s	10
Note		
⁽¹⁾ Ai fini del presente studio si è fatto riferimento alle caratteristiche di air gun del tipo "Sercel G-Gun II" (TGS-NOPEC, 2016).		

Nella seguente Figura 7.2 è illustrata la configurazione del sistema di energizzazione prevista per il progetto in esame (TGS-NOPEC, 2016). I rettangoli verdi rappresentano gli air gun, mentre i cerchi rossi indicano il raggio massimo raggiunto dalle bolle di aria compressa.

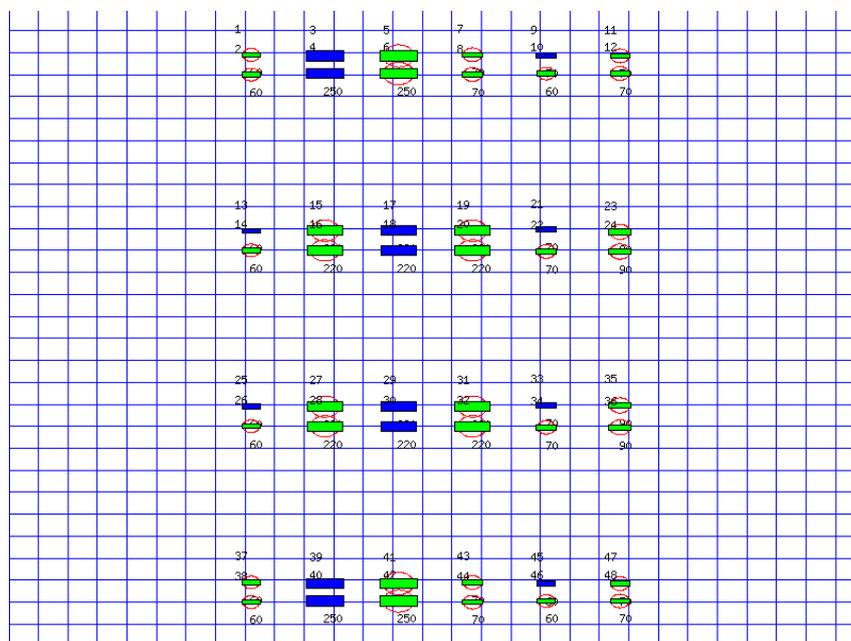


Figura 7.2: Configurazione del Sistema di Energizzazione (TGS-NOPEC, 2016)

Per la modellizzazione dei responsi degli array di air gun è stato impiegato il modello matematico Gundalf (www.gundalf.com), largamente utilizzato negli studi di settore.

La tabella seguente elenca le caratteristiche degli air gun che saranno utilizzati, con indicazione in percentuale del contributo approssimativo del picco di ampiezza del singolo air gun rispetto a quello dell'intero array (p-p contrib).

Tabella 7.3: Caratteristiche degli Air Gun

Air Gun	Pressione (psi)	Volume (in ³)	Tipo	X (m)	Y (m)	Z (m)	Ritardo (s)	Sub-array	p-p contrib (%)
1	2,000	60.0	G-GUNII	0.000	- 12.450	7.000	0.00000	1	2.6
2	2,000	60.0	G-GUNII	0.000	- 11.550	7.000	0.00000	1	2.6
3	2,000	250.0	G-GUNII	2.500	- 12.400	7.000	0.00000	1	SPARE
4	2,000	250.0	G-GUNII	2.500	- 11.600	7.000	0.00000	1	SPARE
5	2,000	250.0	G-GUNII	5.000	- 12.400	7.000	0.00000	1	3.2
6	2,000	250.0	G-GUNII	5.000	- 11.600	7.000	0.00000	1	3.2
7	2,000	70.0	G-GUNII	7.500	- 12.450	7.000	0.00000	1	2.7

Air Gun	Pressione (psi)	Volume (in ³)	Tipo	X (m)	Y (m)	Z (m)	Ritardo (s)	Sub-array	p-p contrib (%)
8	2,000	70.0	G-GUNII	7.500	-11.550	7.000	0.00000	1	2.7
9	2,000	70.0	G-GUNII	10.000	-12.400	7.000	0.00000	1	SPARE
10	2,000	60.0	G-GUNII	10.000	-11.600	7.000	0.00000	1	2.7
11	2,000	70.0	G-GUNII	12.500	-12.400	7.000	0.00000	1	2.7
12	2,000	70.0	G-GUNII	12.500	-11.600	7.000	0.00000	1	2.7
13	2,000	60.0	G-GUNII	0.000	-4.450	7.000	0.00000	2	SPARE
14	2,000	60.0	G-GUNII	0.000	-3.550	7.000	0.00000	2	2.8
15	2,000	220.0	G-GUNII	2.500	-4.450	7.000	0.00000	2	3.3
16	2,000	220.0	G-GUNII	2.500	-3.550	7.000	0.00000	2	3.3
17	2,000	220.0	G-GUNII	5.000	-4.450	7.000	0.00000	2	SPARE
18	2,000	220.0	G-GUNII	5.000	-3.550	7.000	0.00000	2	SPARE
19	2,000	220.0	G-GUNII	7.500	-4.450	7.000	0.00000	2	3.3
20	2,000	220.0	G-GUNII	7.500	-3.550	7.000	0.00000	2	3.3
21	2,000	70.0	G-GUNII	10.000	-4.500	7.000	0.00000	2	SPARE
22	2,000	70.0	G-GUNII	10.000	-3.500	7.000	0.00000	2	2.9
23	2,000	90.0	G-GUNII	12.500	-4.400	7.000	0.00000	2	2.9
24	2,000	90.0	G-GUNII	12.500	-3.500	7.000	0.00000	2	2.9
25	2,000	60.0	G-GUNII	0.000	3.550	7.000	0.00000	3	SPARE
26	2,000	60.0	G-GUNII	0.000	4.450	7.000	0.00000	3	2.8
27	2,000	220.0	G-GUNII	2.500	3.550	7.000	0.00000	3	3.3
28	2,000	220.0	G-GUNII	2.500	4.450	7.000	0.00000	3	3.3
29	2,000	220.0	G-GUNII	5.000	3.550	7.000	0.00000	3	SPARE
30	2,000	220.0	G-GUNII	5.000	4.450	7.000	0.00000	3	SPARE
31	2,000	220.0	G-GUNII	7.500	3.550	7.000	0.00000	3	3.3
32	2,000	220.0	G-GUNII	7.500	4.450	7.000	0.00000	3	3.3

Air Gun	Pressione (psi)	Volume (in ³)	Tipo	X (m)	Y (m)	Z (m)	Ritardo (s)	Sub-array	p-p contrib (%)
33	2,000	70.0	G-GUNII	10.000	3.500	7.000	0.00000	3	SPARE
34	2,000	70.0	G-GUNII	10.000	4.500	7.000	0.00000	3	2.9
35	2,000	90.0	G-GUNII	12.500	3.500	7.000	0.00000	3	2.9
36	2,000	90.0	G-GUNII	12.500	4.500	7.000	0.00000	3	2.9
37	2,000	60.0	G-GUNII	0.000	11.550	7.000	0.00000	4	2.6
38	2,000	60.0	G-GUNII	0.000	12.450	7.000	0.00000	4	2.6
39	2,000	250.0	G-GUNII	2.500	11.600	7.000	0.00000	4	SPARE
40	2,000	250.0	G-GUNII	2.500	12.400	7.000	0.00000	4	SPARE
41	2,000	250.0	G-GUNII	5.000	11.600	7.000	0.00000	4	3.2
42	2,000	250.0	G-GUNII	5.000	12.400	7.000	0.00000	4	3.2
43	2,000	70.0	G-GUNII	7.500	11.550	7.000	0.00000	4	2.7
44	2,000	70.0	G-GUNII	7.500	12.450	7.000	0.00000	4	2.7
45	2,000	60.0	G-GUNII	10.000	11.600	7.000	0.00000	4	SPARE
46	2,000	60.0	G-GUNII	10.000	12.400	7.000	0.00000	4	2.7
47	2,000	70.0	G-GUNII	12.500	11.600	7.000	0.00000	4	2.7
48	2,000	70.0	G-GUNII	12.500	12.400	7.000	0.00000	4	2.7

Nelle seguente figura si mostra lo spettro acustico caratteristico della sorgente secondo la configurazione descritta. Dalla figura è possibile osservare un primo picco positivo che rappresenta la pressione generata dall'array di air gun, il primo picco negativo, denominato "ghost", che rappresenta la riflessione del primo impulso sulla superficie dell'acqua e le ondulazioni successive che sono dovute agli effetti delle bolle generate dall'impulso.

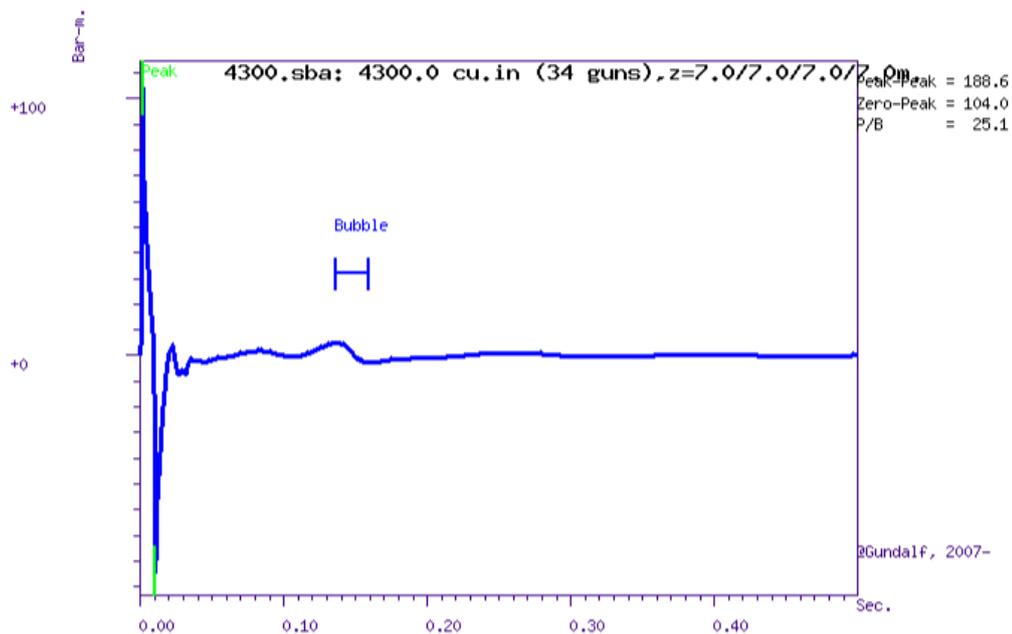


Figura 7.3: Spettro della Pressione Sonora Generata dalla Sorgente (TGS-NOPEC, 2016)

Nella seguente figura si mostra lo spettro relativo all'ampiezza della pressione sonora generata dalla sorgente, secondo la configurazione prevista per l'acquisizione in progetto, in relazione alla frequenza. Dalla figura è possibile osservare che la maggiore intensità è associata a frequenze inferiori a 70 Hz. Le oscillazioni osservabili nello spettro intorno ai 20-50 Hz rappresentano gli impulsi dovuti alla formazione delle bolle a seguito del primo impulso.

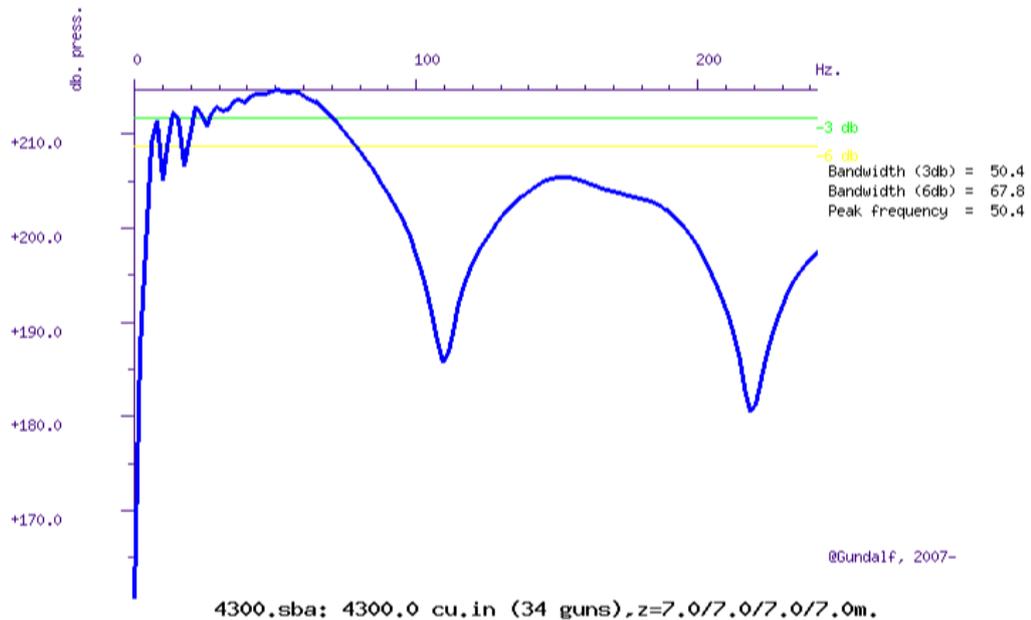


Figura 7.4: Spettro della Pressione Sonora Generata dalla Sorgente (TGS-NOPEC, 2016)

Gli air gun che compongono l'array saranno appesi a piastre ("plates") che pendono da un elemento galleggiante flessibile ("float") e montati in cluster da due unità parallele. Un esempio di array è mostrato nella figura seguente.

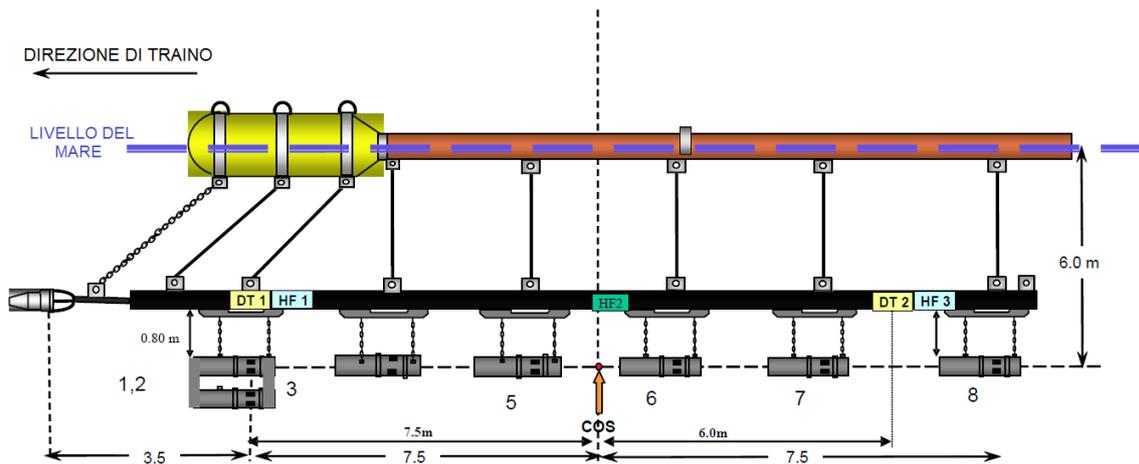


Figura 7.5: Esempio di Air Gun Array

Nelle immagini riportate nella successiva figura sono illustrati un esempio di *air gun* per l'esecuzione della campagna di rilievo in progetto e il sistema di montaggio in *cluster* parallelo.



Figura 7.6: Esempio di Air Gun e Cluster Parallelo

Per l'azionamento degli *air gun* è previsto un sistema di innesco (“triggering system”) e un apposito sistema di controllo (“*gun controller system*”), in grado di:

- monitorare e controllare i dati relativi ad ogni singolo *air gun* (impulso, profondità, pressione, tempo di azionamento, etc) ed il funzionamento generale del sistema;
- monitorare la distribuzione dell'aria compressa (manifold e ombelicali).

Il sistema è dotato di interfacce con i sistemi di navigazione e posizionamento dell'unità navale e con quelli di registrazione dei segnali.

La fase di rilievo dati viene quindi avviata da un primo impulso del sistema di navigazione e posizionamento che attiva la sequenza di funzionamento degli *air gun* e, quindi, il sistema di registrazione.

7.4 CARATTERISTICHE DEL SISTEMA RICEVENTE

Il sistema ricevente è costituito principalmente dall'equipaggiamento:

- di bordo (“*on-board equipment*”);
- a mare (“*in-sea equipment*”).

L'equipaggiamento di bordo comprende:

- una workstation controllata da un operatore;
- un modulo di controllo del sistema (costituito da un modulo di acquisizione ed un software di controllo);
- unità di alimentazione;
- unità di interfaccia con le diverse apparecchiature elettroniche e sistemi di bordo.

L'equipaggiamento a mare consiste principalmente nei dispositivi elettronici collocati lungo lo streamer e nelle sezioni che lo compongono.

Lo streamer è costituito di più sezioni ed elementi, in particolare:

- cavo elettro-ottico utilizzato per il traino dell'elemento e dotato di armatura di idonea resistenza;
- sezioni flessibili di collegamento tra sezioni di acquisizione e cavo di traino;
- sezioni attive di acquisizione (“*acquisition sections*”), ciascuna della lunghezza di circa 150 m, all'interno della quale sono posizionati gli idrofoni che captano i segnali acustici riflessi dal sottosuolo. Gli idrofoni sono posti ad una distanza tipica di 12.5 m. L'acquisizione di dati dai singoli idrofoni avviene mediante canali dedicati;
- moduli LAUM (“*line acquisition unit marine*”) per la compressione e gestione dei dati acquisiti. Ogni LAUM gestisce un certo numero di canali, per cui lungo lo streamer viene inserito un certo numero di unità;
- elementi per il controllo di rotta/profondità (“*birds*”), posizionati ad intervalli lungo lo streamer, permettono il controllo della posizione effettiva degli streamer;
- eventuali ulteriori sezioni inerti;
- unità ausiliaria e/o di alimentazione posizionata in testa (“*head auxiliary/power unit*”);
- unità di gestione dati e alimentazione di coda (“*tail auxiliary power unit*”);
- boa di coda (“*tail buoy*”), connessa mediante elementi antivibrazione.

Le caratteristiche principali dello streamer previsto per lo svolgimento della campagna di acquisizione dati 2D sono illustrate nella seguente Tabella 7.4.

Lo streamer di previsto impiego sarà del tipo “Sercel Sentinel Solid Active Section”.

Tabella 7.4: Caratteristiche dello Streamer (TGS-NOPEC,2016)

Caratteristica	UdM	Campagna Rilievo 2D ⁽¹⁾
Tipologia	-	Solido
Numero	-	1
Lunghezza complessiva	km	12
Lunghezza singola sezione	m	150
Diametro cavo	mm	55-60
Numero di canali	-	1,260
Gruppi di idrofoni per sezione	-	12
Idrofoni per gruppo	-	8
Note		
⁽¹⁾ Ai fini del presente studio si è fatto riferimento alle caratteristiche di uno streamer del tipo “Sentinel® Solid Active Section” (TGS-NOPEC, 2016).		

Si evidenzia che per l'esecuzione delle indagini è previsto l'impiego di streamer di tipo solido, che presentano le seguenti caratteristiche generali:

- galleggiabilità garantita da un materiale solido e flessibile a matrice polimerica;
- maggiore compatibilità ambientale, grazie alla progettazione che non richiede l'impiego di oli o gel di riempimento, in maniera da minimizzare il rischio di possibili rilasci di sostanze in mare in caso di rottura.

7.5 MEZZI NAVALI PREVISTI

Per lo svolgimento della campagna di acquisizione 2D in progetto è previsto l'impiego delle seguenti unità navali:

- No. 1 nave sismica per il traino delle apparecchiature (*air gun* e *streamer*) necessarie per l'esecuzione delle indagini geofisiche 2D (“*2D seismic vessel*”);
- No. 1 mezzo di supporto per l'approvvigionamento di mezzi e attrezzature e per garantire la sorveglianza nello specchio di mare circostante la nave sismica e la strumentazione di acquisizione in mare (“*support vessel*” o “*chase vessel*”).

Nella seguente Tabella 7.5 sono riportate le caratteristiche della nave sismica, della tipologia che si ritiene possa essere impiegata per lo svolgimento delle indagini geofisiche 2D in progetto.

Tabella 7.5: Caratteristiche della Nave Sismica (TGS-NOPEC,2016)

Descrizione	UdM	Campagna Rilievo 2D ⁽¹⁾
Numero e tipologia	-	No. 1 (2D seismic vessel)
Lunghezza	m	64
Larghezza	m	16
Pescaggio (min-max)	m	4.30-4.75
Stazza lorda	GT	2,655
Velocità di crociera	nodi	11
Velocità operativa (fase di rilievo)	nodi	3-5
Potenza installata – Main engines	BHP	2 x 1,800
Potenza installata – Auxiliary engines	BHP	2 x 250
Consumo di carburante (fase di rilievo)	m ³ /giorno	12
Autonomia operativa (fase di rilievo)	giorni	40
Accommodation (massimo)	unità	49
Note		
⁽¹⁾ Ai fini del presente studio si è fatto riferimento alle caratteristiche dell'unità navale “BGP Explorer” (TGS-NOPEC, 2016).		

La nave sismica di previsto impiego per l'esecuzione dei rilievi geofisici di tipo 2D sarà dotata di propulsione di tipo convenzionale, con motori diesel e sistemi meccanici di trasmissione (sistemi diesel-mechanical).

La nave sismica sarà inoltre dotata di propulsori ausiliari di tipo bow-thruster, che saranno impiegati nelle fasi di manovra.

A bordo della nave sismica saranno inoltre presenti, le seguenti dotazioni, in linea con i regolamenti nazionali ed internazionali applicabili:

- sistemi di navigazione (es: radar, GPS, autopilota, ecoscandaglio, etc);
- sistemi di comunicazione radio (es: stazione radio, VHF portatili, trasponder, etc.) e satellitari (es: INMARSAT, telex, telefax, etc);
- equipaggiamento di sicurezza (es: salvagente, zattere e barche di salvataggio, barca di supporto, mute isolanti, etc) ed antincendio (es: sensori antincendio, sistema antincendio fisso, estintori portatili);
- sistemi di alimentazione ausiliari (es: generatore di emergenza/stazionamento, batterie di emergenza, etc).

Le caratteristiche tipo del mezzo navale di supporto sono riportate nella seguente Tabella 7.6.

**Tabella 7.6: Caratteristiche del Mezzo Navale di Supporto
(TGS-NOPEC, 2016)**

Descrizione	UdM	Campagna Rilievo 2D ⁽¹⁾
Numero	-	No. 1
Lunghezza	m	40
Larghezza	m	10
Pescaggio	m	3-5
Stazza lorda	GT	300
Velocità di crociera	nodi	10
Velocità di servizio	nodi	3.5
Potenza installata – Main engines	kW	1,200
Potenza installata – Auxiliary engines	kW	150
Consumo di carburante	m ³ /giorno	1-4 ⁽²⁾
Accommodation (massimo)	unità	10
Note		
⁽¹⁾ Ai fini del presente studio si è fatto riferimento alle caratteristiche dell'unità navale "Thor Supprter" (TGS-NOPEC, 2016)		
⁽²⁾ Consumo alla velocità di servizio 1 m ³ /giorno. Consumo alla velocità di crociera 4 m ³ /giorno.		

7.6 ASPETTI OPERATIVI PER L'ESECUZIONE DEI RILIEVI GEOFISICI

Gli streamer sono in genere posizionati ad una profondità minima di circa 5 m sotto il livello dell'acqua e sono dotati di boa di segnalazione alla loro estremità. I cavi di traino degli streamer possono inoltre essere dotati di opportuni elementi per aumentarne la visibilità della parte fuori acqua. La profondità degli streamer rappresenta un fattore molto importante ai fini della corretta esecuzione del rilievo. Eventuali aggiustamenti rispetto al valore previsto possono, infatti, influenzare significativamente la qualità dei dati acquisiti. Per evitare possibili danneggiamenti gli streamer possono essere quindi trainati ad una profondità maggiore (fino a 50 m in taluni casi) (TGS-NOPEC, 2016).

Al fine di garantire la rilevazione dei dati per una intera linea di acquisizione ("line"), lo streamer deve passare interamente sopra di esso ed il rilievo deve essere continuato oltre una certa distanza dal punto finale ("end point") della linea. Tale distanza è detta "run-out" ed è pari all'incirca a metà della lunghezza dello streamer (TGS-NOPEC, 2016).

La nave effettua quindi una manovra per allinearsi con la successiva linea di acquisizione. Per assicurare che lo streamer sia disteso il più possibile, la nave deve portarsi sulla rotta prima del punto di inizio della linea ("line start"). Tale distanza è detta "run-in" ed è generalmente nell'ordine di una-due volte la lunghezza dello streamer (TGS-NOPEC, 2016).

In particolare, come già riportato nel Paragrafo 3.2, in prossimità del margine meridionale Ovest del "Santuario Pelagos" è stata definita una *Buffer Zone*, compresa tra 12 e 15 miglia nautiche di distanza da detto margine, all'interno della quale per ragioni di sicurezza e per limitare gli impatti ambientali saranno effettuate le sole operazioni di manovra e il *soft start* in condizioni di *run-in* (TGS-NOPEC, 2016).

Le campagne di acquisizione di dati geofisici sono effettuate generalmente in maniera continuativa per l'intero arco delle 24 h. Le unità navali devono mantenere una andatura minima nell'ordine dei 3 nodi al fine di tenere sotto controllo le attrezzature in mare. Le direttive in campo marittimo classificano le unità navali per rilievi geofisici come "limitate" in relazione alla capacità di compiere manovre per cui tali unità, nel corso dello svolgimento dei rilievi, hanno la precedenza su altre unità navali che non presentano tale limitazione. Nel

caso delle indagini 2D, dato il minor numero di sorgenti e di streamer impiegati, le unità navali hanno minori restrizioni che nel caso dei rilievi 3D.

Nel corso dello svolgimento del rilievo, le seguenti funzioni sono assicurate dalla presenza del support vessel:

- sorvegliare le attrezzature a mare (array e streamer);
- liberare le rotte di acquisizione da altro traffico marittimo, attrezzature da pesca o altri ostacoli mobili;
- approvvigionare mezzi ed attrezzature.

8 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE

Nel presente capitolo sono descritte le interazioni tra le attività in progetto, evidenziando gli aspetti derivanti dagli aggiornamenti progettuali, e le singole componenti ambientali. Le interazioni con l'ambiente sono state individuate analizzando gli elementi di progetto potenzialmente in grado di causare un impatto ambientale e sono suddivise come segue:

- emissioni in atmosfera (Paragrafo 8.1);
- prelievi idrici (Paragrafo 8.2);
- scarichi idrici (Paragrafo 8.3);
- consumo di risorse (Paragrafo 8.4);
- produzione di rifiuti (Paragrafo 8.5);
- emissioni sonore (Paragrafo 8.6);
- occupazione dello specchio acqueo (Paragrafo 8.7);
- traffico di mezzi navali (Paragrafo 8.8).

Le suddette interazioni sono descritte e quantificate nel seguito del presente capitolo, con indicazione della relativa fase operativa.

L'analisi delle interazioni costituisce il punto di partenza per la valutazione della significatività degli impatti ambientali, riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA.

8.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

Le emissioni in atmosfera saranno originate principalmente ai fumi di scarico dei motori impiegati per la propulsione/generazione di energia elettrica a bordo dei due mezzi navali (nave sismica e mezzo navale di supporto) impiegati per lo svolgimento delle attività.

Tali emissioni avranno carattere continuativo nel corso della campagna di rilievo 2D, la cui durata è di 80 giorni.

Si evidenzia che le operazioni di rilievo verranno svolte in maniera continuativa nell'arco delle 24 h e che durante l'esecuzione della campagna di acquisizione 2D è previsto un rientro in porto delle unità navali impiegate ogni 5 settimane di operazioni.

I mezzi navali impiegati (nave sismica e mezzo navale di supporto) saranno dotati di tutte le certificazioni necessarie previste dalle normative e i regolamenti applicabili in materia di emissioni. La continuità delle operazioni, la corretta pianificazione di dettaglio che avrà luogo prima della fase operativa, l'impiego di mezzi ed attrezzature idonee allo svolgimento delle operazioni previste in ambito offshore e la corretta manutenzione dei motori e dei sistemi di bordo consentiranno di ottimizzare i consumi di carburante e, di conseguenza, le relative emissioni.

Occorre sottolineare che nel corso dello svolgimento delle attività sarà previsto l'impiego di carburanti a basso tenore di zolfo (inferiore allo 0.1%).

8.1.1 Stima delle Emissioni da Traffico Marittimo

Per la stima delle emissioni attese da traffico marittimo è stata impiegata la metodologia sviluppata nell'ambito del progetto "*Methodology for Estimate Air Pollutant Emissions from*

"Transport" (MEET) finanziato dalla Commissione Europea all'interno del "Programma Specifico Trasporti del Quarto Programma Quadro di Ricerca, Sviluppo Tecnologico e Dimostrazione" (Trozzi e Vaccaro, 1998; Trozzi, 2010). In particolare, si è proceduto a stimare i principali inquinanti ritenuti di interesse (NO_x, CO, particolato totale PM e SO_x).

I dati di base utilizzati per la stima sono:

- consumo di carburante;
- tipologia di motore;
- tipo di combustibile impiegato;
- fase di navigazione.

Le emissioni da traffico marittimo possono quindi essere calcolate come:

$$E_{Trip,i,j,m} = \sum_p (FC_{j,m,p} \times EF_{i,j,m,p})$$

dove:

- E_{Trip}: emissioni complessive su un intero viaggio (t);
- FC_{j,m,p}: consumo di combustibile (t);
- EF_{i,j,m,p}: fattore di emissione (kg di inquinante emesso/t di carburante consumato);
- i: inquinante;
- j: tipo di motore;
- m: carburante (bunker fuel oil – BFO, marine diesel oil - MDO, marine gas oil – MGO);
- p: fase operativa (crociera, manovra, stazionamento).

I fattori di emissione relativi ai principali inquinanti di interesse (NO_x, SO_x, CO e polveri PM) validi per motori tipo medium-speed diesel e carburante di tipo MDO/MGO, sono illustrati nella seguente Tabella 8.1 (Trozzi, 2010).

Tabella 8.1: Fattori di Emissione (Trozzi, 2010)

Fase	Tipo di motore	Carburante	Fattori di Emissione [kg/tonnellata di carburante]				
			NO _x 2000	NO _x 2005	SO _x	CO	PM
Main Engine							
Crociera	Medium-speed diesel	MGO/MDO	65.0	63.1	20*S ⁽¹⁾	7.4	1.5
Manovra Stazionamento	Medium-speed diesel	MGO/MDO	47.5	45.7	20*S ⁽¹⁾	7.4	4.0
Auxiliary Engine							
Crociera Manovra Stazionamento	Medium-speed diesel	MGO/MDO	64.1	62.0	20*S ⁽¹⁾	7.4	1.4
Note: ⁽¹⁾ S è la percentuale di zolfo contenuta nel carburante. Nel caso di studio (0.1%) il fattore di emissione è pari a 2 kg SO _x /tonnellata di carburante.							

Nell'ambito del presente studio, sono state cautelativamente prese in considerazione le seguenti ipotesi:

- il consumo di carburante della nave sismica durante l'acquisizione 2D è pari a 12 m³/giorno (si vedano i dati riportati nella precedente Tabella 7.5);
- per il carburante utilizzato è stata considerata una densità di 0.9 t/m³ (valore più elevato per carburanti tipo MGO/MDO¹⁰);
- la nave sismica è considerata in fase di crociera per l'intera durata dell'acquisizione 2D (80 giorni);
- si è ipotizzato in via conservativa che i motori impiegati siano del tipo main-engine, in maniera da tenere conto dei fattori di emissione più elevati;
- per la stima delle emissioni di NO_x si è fatto riferimento ai fattori di emissione relativi alla flotta al 2000.

È stata inoltre ipotizzata la presenza del mezzo navale tipo support vessel, dotato di motore diesel del tipo a media velocità con consumo pari a 1 m³/giorno (si veda la precedente Tabella 7.6), con le medesime ipotesi formulate per la nave sismica.

La stima delle quantità delle emissioni dei principali inquinanti di interesse (NO_x, SO_x, CO e PM) dovute al funzionamento delle unità navali impiegate durante l'esecuzione delle indagini geofisiche 2D è quindi riportata nella seguente tabella.

Tabella 8.2: Stima delle Emissioni di Inquinanti da Traffico Navale

Tipo di Nave	Emissioni [tonnellate]			
	NO _x	SO _x	CO	PM
Unità navale per rilievo geofisico 2D	56.16	1.73	6.39	1.30
Support vessel (No. 1 unità)	4.68	0.14	0.53	0.11
Totale	60.84	1.87	6.93	1.40

8.1.2 Altre Emissioni

Ulteriori emissioni in atmosfera potranno essere generate in caso di impiego di mezzi di servizio (work-boat), presenti su questa tipologia di navi o dell'inceneritore di bordo (si veda il successivo Paragrafo 8.5) o di altri impianti/apparecchiature minori (es: organi di sollevamento dotati di motore, boiler, etc.).

Occorre comunque sottolineare che le caratteristiche dei mezzi di servizio impianti e delle attrezzature di bordo saranno della tipologia comunemente impiegata in questo tipo di attività e rispondenti ai requisiti stabiliti da norme e regolamenti applicabili. Tali aspetti saranno garantiti anche in relazione alla primaria esperienza a livello mondiale che TGS ha nel campo.

8.2 PRELIEVI IDRICI

I prelievi idrici nel corso delle operazioni saranno connessi con il funzionamento dei due mezzi navali (nave sismica e mezzo navale di supporto) utilizzati e saranno prevalentemente costituiti da:

¹⁰ Valore massimo per carburanti tipo Marine Gas Oil (DMX-DMA) e Marine Diesel Oil (DMB-DMZ) dalla tabella I della norma ISO 8217 (sito web: www.chevronmarineproducts.com)

- prelievi di acqua di mare per il raffreddamento di motori ed impianti di bordo;
- prelievi di acqua di mare per la produzione di acqua dolce.

L'acqua di mare potrà inoltre essere impiegata in altre operazioni quali lo zavorramento dei mezzi navali o lo svolgimento di esercitazioni antincendio, etc.

I prelievi di acqua di mare saranno dovuti principalmente al funzionamento dell'unità navale prevista per il rilievo geofisico 2D, per la quale è stimata una portata di 420 m³/giorno di acqua di mare necessaria al raffreddamento (TGS-NOPEC, 2016).

L'acqua dolce per le esigenze di bordo (uso igienico sanitario e sistemi di bordo) sarà stoccata in appositi serbatoi (di capacità pari a circa 160 m³). Il rifornimento potrà essere effettuato mediante il support vessel o tramite l'utilizzo degli impianti di dissalazione presenti a bordo¹¹.

Il consumo complessivo di acqua dolce è stimato pari a circa 7 m³/giorno (TGS-NOPEC, 2016); per il consumo ad uso potabile è previsto l'approvvigionamento di acqua in confezioni.

Nella seguente Tabella 8.3 è riportata una sintesi dei principali prelievi idrici previsti.

Tabella 8.3: Prelievi Idrici Principali

Attività	Descrizione	Portata [m ³ /giorno]	Durata [giorni]	Quantità totale [m ³]
Campagna di rilievo 2D	Acqua di mare per raffreddamento	420	80	33,600
	Acqua dolce	7		560

8.3 SCARICHI IDRICI

Gli scarichi idrici nel corso delle operazioni saranno connessi al funzionamento dei due mezzi navali (nave sismica e mezzo navale di supporto) impiegati. In particolare si avranno i seguenti scarichi:

- acque di raffreddamento di motori ed impianti di bordo;
- acque civili opportunamente trattate con impianti idonei;
- acque con potenziale presenza di oli, previo trattamento con idoneo impianto.

Ulteriori scarichi potranno essere dovuti ad altre operazioni, quali la gestione delle acque di zavorra.

Gli scarichi in mare saranno dovuti principalmente al funzionamento dell'unità navale prevista per il rilievo geofisico 2D.

Occorre sottolineare che tutti i mezzi navali impiegati nel corso delle attività in progetto, nave sismica e mezzo navale di supporto, saranno in possesso delle necessarie certificazioni e risponderanno ai requisiti stabiliti dai regolamenti nazionali ed internazionali applicabili.

Per gli scarichi di acque di raffreddamento si stima una portata di 420 m³/giorno (si veda il precedente Paragrafo 8.2).

¹¹ Ipotizzabile una capacità massima di 10 tonnellate/giorno per l'unità navale 2D.

Gli scarichi dei servizi igienici (acque civili) saranno convogliati tramite sistema di raccolta e sottoposti a trattamento per garantire un effluente conforme ai regolamenti applicabili (IMO Resolution MEPC.2(VI)/159(55)). L'impianto sarà dotato di apposita certificazione, secondo la normativa MARPOL – Annesso IV.

Le portate allo scarico stimate sono pari a 4 m³/giorno.

Lo scarico delle acque con potenziale presenza di oli (sentina, acque meteoriche, etc) avviene previa raccolta e trattamento con idoneo sistema di disoleatura, in grado di garantire il limite massimo per il contenuto in oli in accordo con i regolamenti applicabili (IMO Resolution MEPC.60(33)/107(49)), pari a 15 ppm. Il sistema è inoltre dotato di serbatoi di stoccaggio delle acque oleose, sistemi di monitoraggio, allarme e interruzione dello scarico in caso di superamento dei limiti. Il sistema di disoleatura sarà dotato di apposita certificazione, secondo la normativa MARPOL – Annesso I. Si stima che i sistemi saranno dimensionati per una portata di circa 1 m³/h.

Nella seguente Tabella 8.4 è riportata una sintesi dei principali scarichi idrici previsti.

Tabella 8.4: Scarichi Idrici Principali

Fase	Descrizione	Portata [m ³ /giorno]	Durata Fase [giorni]	Quantità totale [m ³]
Campagna di rilievo 2D	Acque di mare per raffreddamento	420	80	33,600
	Acque civili ⁽¹⁾	4		320
	Acque oleose ⁽²⁾	24 ⁽³⁾		--
Note:				
⁽¹⁾ Previa depurazione in impianto certificato.				
⁽²⁾ Previo trattamento in sistema di disoleatura				
⁽³⁾ Portata massima giornaliera calcolata sulla base di una portata oraria di circa 1 m ³ /h.				

Per quanto riguarda la gestione delle acque di zavorra, le navi saranno dotate di un apposito piano (Ballast Water Management Plan) finalizzato a prevenire il possibile rilascio di organismi acquatici nocivi, in linea con quanto previsto dalla Convenzione internazionale per il controllo e la gestione delle acque di zavorra delle navi e sedimenti (IMO Resolution A.868(20) (TGS-NOPEC, 2016)). Le operazioni di zavorramento avverranno in maniera da garantire la stabilità dei mezzi navali, evitando lo scarico in caso di contaminazione da oli o altre sostanze. Laddove richiesto sarà prevista la compilazione di appositi form di registrazione dei movimenti interni ed esterni di zavorra.

Per quanto riguarda il possibile rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente marino, occorre sottolineare quanto segue (TGS-NOPEC, 2016):

- l'impiego di streamer di tipo solido permette di minimizzare il rischio di rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente rispetto all'utilizzo di sezioni di acquisizione di tipo tradizionale, contenenti gel o olio;
- è previsto l'impiego di air gun progettati in maniera da evitare l'impiego (e potenziale rilascio) di prodotti lubrificanti;

- la disponibilità di casse per l'accumulo di acque civili/oleose con capacità ridondante rispetto alla normale necessità permette di minimizzare il rischio di sversamento di reflui non trattati in caso di eventuali operazioni di manutenzione dei sistemi di trattamento effettuate a bordo nel corso delle operazioni;
- è previsto l'impiego di mezzi navali che non utilizzano composti antivegetativi pericolosi (es: vernici, additivi), in linea con quanto stabilito dalla Convenzione internazionale IMO 2001.

8.4 CONSUMO DI RISORSE

Il personale previsto per lo svolgimento della campagna di indagine sismica 2D è pari a (TGS-NOPEC, 2016):

- No. 35 addetti a bordo dell'unità navale per il rilievo geofisico;
- No. 7 addetti a bordo del support vessel.

La stima del consumo di carburante per le diverse unità navali è riportata nel precedente Paragrafo 8.1.

La stima dei consumi di acqua è riportata nel precedente Paragrafo 8.2.

8.5 RIFIUTI PRODOTTI

Nel corso delle attività in progetto, a bordo delle unità navali saranno prodotti rifiuti connessi alla presenza degli addetti, allo svolgimento delle operazioni di rilievo ed alla manutenzione.

Le principali tipologie di rifiuto che saranno generate possono essere suddivise in base alle caratteristiche di pericolosità in:

- rifiuti non pericolosi: rifiuti da imballaggio, legno, stracci, cavi, gomma, metalli, vetro, plastica, rifiuti di mensa, etc;
- rifiuti speciali pericolosi: reflui civili e settici, rifiuti medici, solventi, residui di pitture, oli, fanghi, cartucce di stampanti batterie, etc.

I rifiuti saranno gestiti a bordo dei mezzi navali nel rispetto della normativa vigente e dei regolamenti applicabili (MARPOL – Annesso V). A tal fine le unità saranno dotate di specifici piani di gestione dei rifiuti in linea con quanto richiesto dai regolamenti (IMO Resolution MEPC.201(62)).

I piani saranno redatti nella lingua dei membri dell'equipaggio. A bordo delle navi saranno presenti idonee segnalazioni recanti le necessarie istruzioni per l'equipaggio e per gli eventuali passeggeri presenti a bordo.

Per la prevenzione del possibile inquinamento del mare da rifiuti si opererà, in particolare, come segue (TGS-NOPEC, 2016):

- si cercherà di ridurre quanto possibile la quantità e l'ingombro dei rifiuti da imballaggio (in particolare di quelli connessi con il trasporto dei rifornimenti). In caso di necessità si preferiranno imballaggi e contenitori che possono essere riutilizzati a bordo;
- i rifiuti riciclabili saranno raccolti separatamente e gestiti in maniera da facilitarne il recupero;

- per evitare la necessità di suddividere i rifiuti una volta conferiti e facilitare le operazioni di recupero, saranno disposte apposite aree attrezzate per lo stoccaggio delle diverse tipologie di rifiuto, segnalate con apposite colorazioni e disposte opportunamente in varie parti della nave, in relazione alle attività ivi svolte;
- i rifiuti, opportunamente separati per tipologia, saranno trasportati a terra per essere avviati a smaltimento/recupero presso impianti idonei, nel rispetto delle normative vigenti e dei regolamenti nazionali e locali applicabili;
- il personale sarà formato sulle corrette procedure per la gestione dei rifiuti.

Nel corso delle attività di rilievo geofisico, rifiuti e residui di tipo combustibile prodotti a bordo potranno essere trattati in un apposito inceneritore di bordo. Le unità navali saranno dotate di inceneritori idonei al funzionamento su nave, del tipo certificato secondo le norme vigenti (es: IMO Resolution MEPC.93(45)). Si stima una capacità di circa 50 kg/ora (TGS-NOPEC, 2016). Le ceneri prodotte saranno raccolte in appositi contenitori e trasportate a terra per essere conferite come rifiuto speciale.

I rifiuti di mensa prodotti nel corso delle attività di rilievo potranno essere scaricati a mare, previa comminazione, qualora ricorrano le condizioni previste dalle norme vigenti.

8.6 EMISSIONI SONORE

Nel corso delle attività in progetto si avranno emissioni sonore in ambito aereo e marino generate da:

- motori ed attrezzature impiegate a bordo dei mezzi navali utilizzati;
- funzionamento della sorgente di energizzazione (air gun).

Per quanto riguarda il rumore aereo, nel corso delle attività si prevede il rispetto delle norme di buona pratica e dei regolamenti applicabili in materia di sicurezza sui luoghi di lavoro.

Per quanto riguarda l'emissione di rumore e vibrazioni in ambiente marino, nel seguito del presente Paragrafo si riporta una stima dei livelli attesi in riferimento ai mezzi navali ed alle sorgenti che si prevede di impiegare. Si rimanda al Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA per maggiori dettagli.

8.6.1 Stima delle Emissioni da Traffico Marittimo

Per quanto riguarda l'emissione dovuta al traffico marino, sulla base dei dati riportati nel documento ISPRA "Linee Guida per lo Studio e la Regolamentazione del Rumore di Origine Antropica Introdotto in Mare e nelle Acque Interne", si assumono le seguenti ipotesi:

- la componente principale per le unità navali per il rilievo geofisico (navi di grandi dimensioni) si ha sotto 500 Hz con circa 190 dB re 1 μ Pa ad 1 m che possono arrivare fino a 220 dB re 1 μ Pa ad 1 m e oltre per le frequenze bassissime;
- per i support vessel (navi di minori dimensioni, quali pescherecci e rimorchiatori) si considera una intensità compresa tra 150 e 170 dB re 1 μ Pa ad 1 m.

8.6.2 Stima delle Emissioni dalle Sorgenti di Energizzazione Air Gun

Di seguito si riportano le caratteristiche di rumorosità stimate per le sorgenti di energizzazione previste nel corso delle operazioni della campagna di rilevazione 2D in progetto. Per una sorgente (array) composta da No. 34 air gun, con volume totale 4,300 in³

(circa 70.5 litri), pressione operativa di 2,000 psi e profondità operativa di 7 m si stimano i seguenti valori:

- Livello di Pressione Sonora (peak to peak): ~266 dB re: 1 μ Pa @ 1 m;
- Livello di Pressione Sonora (0 to peak): 260 dB re: 1 μ Pa @ 1 m;
- Livello di Pressione Sonora (rms): 238 dB re: 1 μ Pa @ 1 m.

Occorre evidenziare che le attività in progetto saranno condotte nel rispetto delle disposizioni introdotte dalle linee guida applicabili in materia di mitigazione dell'impatto acustico sui mammiferi marini dovuto alle indagini sismiche in mare (ACCOBAMS, ISPRA). A tal proposito si prevede, in particolare:

- l'adozione della tecnica del soft start che consiste nell'emissione progressiva, tramite la stessa sorgente, di suoni blandi prima dell'inizio delle operazioni al fine di allontanare le specie marine eventualmente presenti nell'area di indagine;
- la presenza a bordo delle unità navali per rilievo geofisico di osservatori MMO per lo svolgimento di monitoraggi acustici e visivi della presenza di cetacei, per l'intera durata delle operazioni;
- l'impiego di un sistema di monitoraggio acustico PAM (*Passive Acoustic Monitoring*) (per le attività di monitoraggio previste si rimanda alla Proposta di Piano di Monitoraggio).

8.7 OCCUPAZIONE DI SPECCHIO ACQUEO

In linea con le pratiche adottate nel settore delle ricerche geofisiche in mare, si prevede un'area di buffer di almeno 500 m intorno all'unità navale impiegata¹². Tale area sarà mantenuta libera da eventuali mezzi navali estranei e da altri ostacoli mobili, quali attrezzature da pesca. Saranno comunque garantite le opportune comunicazioni con eventuali mezzi navali in transito nell'area di indagine o in prossimità di essa.

Per assicurare la copertura dei dati sull'intera area di indagine risulta necessario proseguire l'indagine dei dati per una distanza pari a circa la metà della lunghezza degli streamer, rispetto alla verticale dell'ultimo punto indagato, ovvero circa 5-6 km, lungo la generica linea sismica percorsa, oltre il poligono di delimitazione dell'area di indagine. La distanza complessiva necessaria per consentire la successiva manovra dell'imbarcazione (inversione di rotta) può inoltre essere stimata pari a circa 15 km dal limite della stessa area (TGS-NOPEC, 2016).

Si evidenzia in particolare che, essendo l'area di intervento ubicata internamente alla Zona Marina E e delimitata a Nord-Est da una linea posta a 15 miglia nautiche rispetto al margine meridionale Ovest dell'Area Marina Protetta "Santuario Pelagos", le attività di rilievo sismico non saranno effettuate oltre la linea delle 12 miglia nautiche dalla delimitazione di tale area protetta e che nell'area oltre le 12 miglia nautiche saranno eventualmente effettuate le sole attività di manovra del mezzo navale.

¹² Nell'Avviso ai Naviganti 2016 viene inoltre definita, per le attività di prospezione sismica, una distanza di rispetto non inferiore a 3,000 m dalla poppa per tutta l'ampiezza del settore di 180° a poppavia del traverso della stessa.

8.8 TRAFFICO MARINO CONNESSO

Durante l'esecuzione della campagna di acquisizione 2D è previsto un rientro in porto delle unità navali impiegate (nave per rilievo geofisico e support vessel), ogni 5 settimane di operazioni. Per ciascuna sosta in porto si stima una durata di circa 24h (TGS-NOPEC, 2016).

Il numero di viaggi previsto per i mezzi navali da impiegarsi durante la campagna di acquisizione 2D è riportato nella seguente Tabella 8.5.

Tabella 8.5: Traffico Marittimo Connesso

Fase	Unità Navale	No. viaggi ⁽¹⁾
Campagna di rilievo 2D	Unità navale per rilievo geofisico 2D	No. 1 viaggio ogni 5 settimane di operazioni
	Support vessel	
<u>Note:</u> (1) Da e per il Porto di Marsiglia		

La base di appoggio preliminarmente individuata per l'esecuzione delle attività è costituita dal Porto di Marsiglia (TGS-NOPEC, 2016). Tale scelta è in grado di soddisfare tutti i seguenti requisiti, necessari dal punto di vista logistico:

- prossimità all'area di intervento;
- disponibilità di spazi e strutture portuali per il deposito e stoccaggio di attrezzature;
- collegamenti internazionali con vie di trasporto via terra, aria e rotaia.

Si evidenzia che per approvvigionamenti ed altri servizi potranno essere previsti appoggi a livello locale, ad esempio in porti, di idonee caratteristiche, posti sulla costa occidentale della Sardegna. In tal caso saranno presi i necessari contatti con le Autorità competenti, anche al fine di garantire il rispetto dei regolamenti applicabili.

9 MISURE PROGETTUALI DI PREVENZIONE E TECNICHE DI RIDUZIONE DEGLI IMPATTI

Nel corso delle attività di prospezione si prevede l'adozione delle misure di prevenzione e riduzione degli impatti, descritte nel presente capitolo, al fine di eliminare o comunque ridurre al minimo le interferenze sia con le specie marine potenzialmente presenti e maggiormente sensibili, rappresentate in particolare da cetacei e rettili, sia con altre attività marine (pesca, traffici).

In particolare, nel seguito del capitolo sono illustrate:

- le indicazioni fornite dalle principali linee guida sviluppate a livello internazionale e nazionale sulle possibili misure di mitigazione da adottare nel corso di attività che introducono rumore in ambiente marino, a tutela dei mammiferi marini (Paragrafo 9.1);
- le misure di mitigazione che si prevede di adottare a tutela dei mammiferi marini (Paragrafo 9.2);
- le misure di prevenzione finalizzate a minimizzare il rischio di intrappolamento di rettili marini (Paragrafo 9.3);
- le misure che si prevede di attuare per mitigare gli impatti potenziali con altre attività marine (Paragrafo 9.4).

9.1 LINEE GUIDA PER LA TUTELA DEI MAMMIFERI MARINI

I mammiferi marini rappresentano l'aspetto ambientale maggiormente sensibile alle operazioni di indagine geofisica, pertanto, al fine di ridurre al minimo le interferenze, sono state sviluppate diverse linee guida o raccomandazioni sulle possibili misure di mitigazione da adottare nel corso delle attività di ricerca, sia a livello nazionale che internazionale. In particolare, si citano:

- Linee Guida emanate da ACCOBAMS¹³ (Agreement on the Conservation of Cetaceans of Black Sea, Mediterranean Sea and contiguous Atlantic Area);
- Linee Guida emanate dal JNCC (Joint Natural Conservation Committee) di Aberdeen (UK);
- Linee Guida redatte dall'ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale).

In tutte le citate linee guida viene evidenziata l'importanza della fase di pianificazione, durante la quale si raccomanda la consultazione di banche dati e bibliografia al fine di evitare habitat critici per i mammiferi marini, nonché periodi di migrazione o di riproduzione per le specie.

Per quanto concerne le procedure da adottare nel corso delle prospezioni, nelle Linee Guida ACCOBAMS e JNCC vengono indicati criteri e procedimenti piuttosto simili:

- verificare l'assenza di mammiferi marini in un raggio di 500 m (area di sicurezza) per almeno 30 minuti prima di attivare la sorgente sismica;

¹³ L'Italia, in qualità di parte contraente l'Accordo ACCOBAMS, nel Novembre 2010 ha adottato la risoluzione 4.17 "Guidelines to Address the Impact of Anthropogenic Noise on Cetaceans in the ACCOBAMS area".

- estendere la ricerca a 60 minuti in acque profonde (≥ 200 m);
- qualora mammiferi marini fossero avvistati all'interno dell'area di sicurezza, l'attivazione della sorgente sismica deve essere ritardata fino a quando gli animali risultano allontanati. Agli animali deve essere lasciato il tempo necessario per allontanarsi in seguito all'ultimo avvistamento (almeno 20 minuti);
- l'attivazione della sorgente sismica deve cominciare in maniera graduale (*soft start*), con uno start up a bassa energia che deve protrarsi per almeno 20 minuti in maniera da permettere l'allontanamento dei mammiferi marini presenti nelle vicinanze;
- il *soft start* deve essere effettuato ogni qualvolta vengono attivati gli *air gun*, a prescindere dalla presenza di mammiferi marini nell'area.

Nel caso in cui siano avvistati mammiferi marini all'interno dell'area di sicurezza a sorgente in funzione:

- le linee guida del JNCC non prevedono lo spegnimento della sorgente del rumore, ma esclusivamente il monitoraggio degli animali;
- le linee guida ACCOBAMS raccomandano l'immediata riduzione dell'intensità della sorgente o la cessazione della stessa nel caso in cui gli animali continuino ad avvicinarsi.

Le suddette linee guida sono state più volte riviste e aggiornate, anche sulla base dell'esperienza acquisita sul campo, al fine di garantire una maggiore tutela della fauna marina e, in particolare, dei cetacei e rappresentano, ad oggi, l'unica forma di regolamentazione delle prospezioni geofisiche in mare adottata a livello internazionale.

L'ISPRA ha redatto inoltre un rapporto tecnico sulla valutazione e mitigazione dell'impatto acustico dovuto alle prospezioni geofisiche nei mari italiani, indicando una serie di *best practices* da integrare nelle linee guida esistenti, sopra descritte.

In particolare tale approccio prevede quanto segue:

- Fase di pianificazione:
 - la scelta dell'area da indagare non può prescindere dalle schede informative inerenti ai mammiferi marini che popolano i nostri mari,
 - è opportuno programmare il *survey* sismico in maniera da evitare il periodo riproduttivo delle principali specie ittiche al fine di evitare effetti negativi sul numero di uova disponibili,
 - considerazione di effetti cumulativi che potrebbero verificarsi per la presenza di altre attività impattanti nella stessa area di mare dove è svolta l'indagine geofisica o in una zona adiacente. In particolare, qualora fossero necessarie più prospezioni sismiche in aree adiacenti, è sempre preferibile che le stesse vengano effettuate in tempi diversi e pianificate in maniera tale da tutelare eventuali mammiferi marini presenti nelle vicinanze. Nel caso in cui le prospezioni debbano realizzarsi contemporaneamente, si ritiene necessario mantenere una distanza minima di 100 km tra le imbarcazioni sismiche in modo da garantire un'adeguata via di fuga ai mammiferi marini, che possono così allontanarsi o abbandonare l'area senza dover interrompere eventuali rotte migratorie;
- Fase di attività:
 - riduzione dell'intensità dell'emissione sonora e del numero di *air gun*,
 - *soft start* prolungato: da un minimo di 30 minuti ad un massimo di 60 minuti,

- zona di esclusione più ampia dove prevedere l'immediata riduzione dell'intensità della sorgente (*power down*) o la cessazione della stessa (*shut down*) in presenza di mammiferi marini,
 - considerazione di un valore soglia del rumore inferiore per evitare non solo danni fisiologici ma anche disturbi comportamentali alla fauna acquatica,
 - monitoraggio acustico passivo (PAM) da utilizzare in condizioni di scarsa visibilità e comunque da affiancare costantemente a quello visivo (sistema di idrofoni che viene calato nella colonna d'acqua per registrare i suoni emessi dai mammiferi marini, i quali vengono poi elaborati mediante software specializzato),
 - sviluppo di software specifici per l'analisi e l'elaborazione di suoni emessi dai cetacei (es: Pamguard),
 - verifica sul campo dei livelli di rumore e delle reali distanze di propagazione per constatare l'efficacia dell'estensione dell'area di sicurezza;
- Fase post-survey:
 - gli MMO (Marine Mammals Observers) presenti a bordo nave sono tenuti a spedire a MATTM e ISPRA copia del report di fine attività che comprenda come minimo le seguenti informazioni: data e luogo del survey, caratteristiche dell'*array* di *air gun*, numero e volume di ciascun *air gun*, numero e tipo di imbarcazioni utilizzate, durata del *soft start*, avvistamenti di mammiferi marini, procedure messe in atto in caso di avvistamenti, problemi incontrati durante il *survey* e/o in caso di avvistamento cetacei.

ISPRA riporta infine le seguenti raccomandazioni per ottimizzare l'efficacia delle misure di mitigazione nelle prospezioni geofisiche da effettuarsi nei mari italiani:

- servirsi di personale tecnico altamente specializzato, in particolare per ricoprire il ruolo di osservatore-Marine Mammal Observer (MMO) e di tecnico per il PAM, per cui si richiede un'esperienza pluriennale nel campo;
- assicurarsi che tutti i dati validi dal punto di vista scientifico derivanti da linee sismiche esistenti vengano, quando possibile, riutilizzati. A tal fine, è necessario che il Proponente effettui il censimento delle linee sismiche preesistenti nell'area di indagine e fornisca una valida motivazione qualora decidesse di non utilizzarle;
- pianificare almeno una visita ispettiva a bordo della nave per rilievo da parte del Ministero vigilante o di ISPRA, al fine di assicurare il corretto svolgimento delle attività e la messa in atto di tutte le misure di mitigazione secondo le procedure raccomandate;
- assicurarsi che il *reporting* di fine attività sia propriamente svolto e spedito al Ministero vigilante e ISPRA. Ciò può rivelarsi estremamente utile per l'individuazione di eventuali *lessons learnt* circa le misure di mitigazione adottate ed il loro possibile perfezionamento.

9.2 MISURE DI MITIGAZIONE A TUTELA DEI MAMMIFERI MARINI E DI ALTRE SPECIE MARINE

Durante le attività saranno adottate tutte le misure di prevenzione e mitigazione riportate nelle Linee Guida riassunte nel precedente paragrafo; in particolare è prevista l'implementazione delle seguenti specifiche misure di mitigazione a tutela dei mammiferi marini:

- sarà assicurata la presenza di osservatori a bordo: in particolare le attività saranno condotte da almeno due osservatori qualificati MMO (Marine Mammals Observers),

esperti nel riconoscimento di cetacei e appartenenti ad Enti accreditati (tra cui anche ISPRA); le tecniche di avvistamento saranno sia di tipo visuale, con l'ausilio del binocolo, che di tipo acustico, mediante l'uso di idrofoni;

- sarà impiegato un sistema di monitoraggio acustico passivo (PAM): il sistema è costituito da un veicolo marino (del tipo “*wave glider*”) contenente una serie di idrofoni e una unità di elaborazione digitale in grado di fornire istantaneamente dati per il monitoraggio del rumore sottomarino associato ai mammiferi marini su un ampio spettro di frequenze, nonché sensori per l'acquisizione di dati meteorologici e oceanografici.
- adozione del *soft start*: l'intensità di lavoro necessaria agli *air gun* sarà raggiunta gradualmente partendo da un volume minore di *air gun* (indicativamente circa 150 dB) e via via aggiungendo gli altri con una modalità di crescita di 5 dB ogni 5 minuti, in un tempo medio di 20 minuti, durante i quali gli *air gun* aumentano gradualmente la frequenza di sparo. Tale operazione verrà eseguita ogniqualvolta si interromperà la prospezione per più di 5 minuti;
- sarà stabilita una zona di esclusione: gli spari non potranno iniziare, o saranno immediatamente sospesi, nel caso in cui siano segnalati (visualmente e/o tramite idrofoni) cetacei all'interno di tale zona di esclusione;
- gli spari saranno interrotti ad ogni fine linea;
- azioni in caso di avvistamento e/o presenza di cetacei: in caso di accertata presenza di mammiferi marini all'interno della zona di esclusione, l'inizio dell'attività sarà posticipato fino all'allontanamento degli animali, attendendo almeno 30 minuti dall'ultimo avvistamento (120 min nel caso di presenza di Zifio). Nel caso in cui gli animali siano segnalati esternamente alla zona di esclusione, ma comunque non lontani da essa, sarà effettuato un *soft start* prolungato (uso di un singolo *air gun* fino a quando non abbiano lasciato la zona); inoltre, durante i 30 minuti antecedenti l'inizio degli spari, è previsto che gli osservatori si accertino dell'assenza anche di singoli individui nelle aree viciniori;
- minimizzazione della propagazione delle onde acustiche: sarà utilizzato il minore volume praticabile per gli *arrays*, limitando il più possibile le onde ad alta frequenza, e gli *arrays* saranno configurati in modo da ridurre al minimo la propagazione orizzontale delle onde;
- al termine del programma di ricerca sarà compilato un report, nel quale saranno riportati: data e localizzazione del *survey*, tipologia e specifiche degli *air gun*, numero e tipo di imbarcazioni impiegate, registrazione di utilizzo dell'*air gun*, inclusi il numero di *soft start*. Relativamente alle osservazioni dei mammiferi avvenute prima e durante la prospezione, saranno indicati: modalità di avvistamento, specie, numero di individui, coordinate, ora, condizioni meteo climatiche e considerazioni degli osservatori a bordo. I rapporti saranno trasmessi al MATTM e all'ISPRA;
- le operazioni di prospezione saranno condotte in modo da evitare interferenze con i periodi di riproduzione dei mammiferi marini.

Si evidenzia infine che il progetto prevede di effettuare le attività di rilievo sismico all'interno della Zona Marina E in un'area che a nord-est dista 15 miglia nautiche dalla linea di delimitazione del margine meridionale Ovest dell'Area Marina Protetta “Santuario Pelagos”.

9.3 MISURE ATTE A IMPEDIRE L'INTRAPPOLAMENTO DI RETTILI MARINI

Per evitare l'intrappolamento accidentale di rettili marini potenzialmente presenti nelle aree di indagine potrà essere prevista l'adozione di specifiche misure mitigative in linea con i contenuti presentati nello studio *"Reducing the fatal entrapment of marine turtles in towed seismic survey equipment"* condotto dalla società inglese Ketos Ecology nel 2007 e nel suo successivo aggiornamento *"Turtle guards: A method to reduce the marine turtle mortality occurring in certain seismic survey equipment"*, pubblicato nel 2009.

Tali studi hanno evidenziato il problema della mortalità accidentale di tartarughe marine in seguito al possibile intrappolamento nelle boe di coda e formulato alcune raccomandazioni per minimizzare tale rischio attraverso l'uso dei *"turtle guards"*, dispositivi di protezione montati nella parte anteriore delle boe (Sito web: www.ketosecology.co.uk).

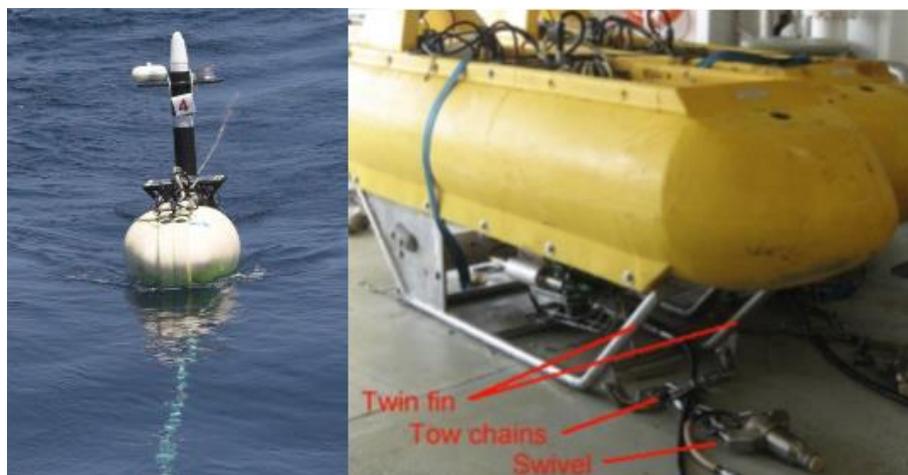


Figura 9.1: Esempi di Boa di Coda (Sito web: www.ketosecology.co.uk)

L'applicazione di opportune barre metalliche alla struttura che sostiene la boa di coda permette di impedire l'intrappolamento delle tartarughe con tempi e costi minimi. Nelle immagini riportate nella seguente Figura 9.2 sono illustrati alcuni esempi di tali tipologie di strutture (barre di esclusione e deflettori).

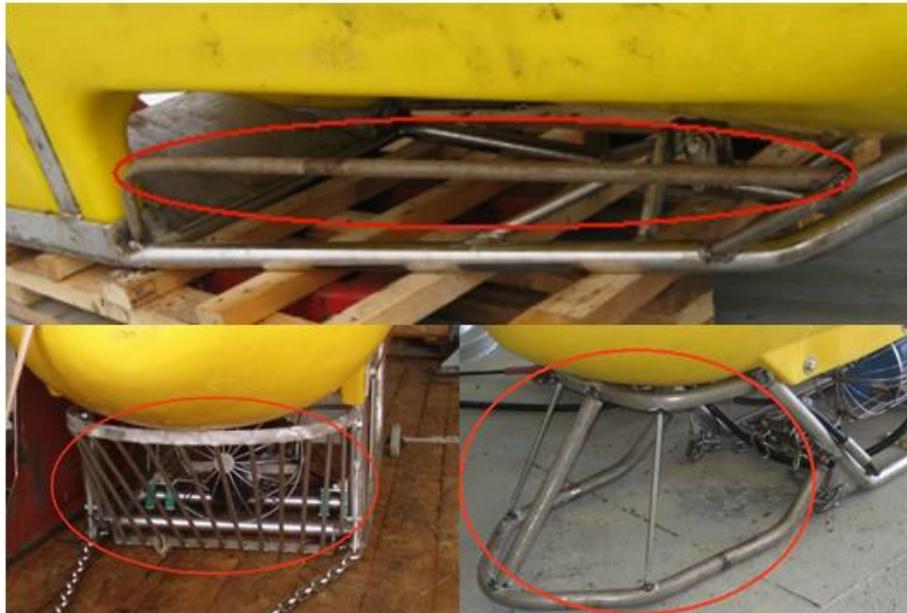


Figura 9.2: Esempi di “Turtle Guards” (Sito web: www.ketosecology.co.uk)

9.4 MITIGAZIONE DELLE INTERFERENZE CON ALTRE ATTIVITÀ MARINE

Al fine di ridurre al minimo gli impatti derivanti dall’attività di prospezione geofisica sulle attività marine (pesca, traffici) eventualmente svolte nelle aree di indagine, sarà prevista la programmazione delle attività in progetto (individuazione delle aree progressivamente interessate dalle indagini) ed effettuate le necessarie comunicazioni alle Autorità competenti, in maniera da rendere noto ai possibili mezzi navali in transito (es: pescatori, diportisti, marina mercantile) le rotte seguite dalle unità navali nel corso delle operazioni.

Per quanto riguarda le possibili interferenze con le attività di pesca, preliminarmente alla fase operativa saranno previste azioni di coordinamento con gli operatori del settore, inclusa la presenza di un rappresentante locale a bordo nel corso dello svolgimento delle operazioni nel caso di aree in cui sono svolte attività di pesca.

Per quanto riguarda le unità navali impiegate e le procedure operative previste per lo svolgimento delle indagini:

- le unità navali e le attrezzature a mare saranno dotati di opportuni sistemi di comunicazione, segnalazione e di ausilio alla navigazione, in linea con quanto previsto dai regolamenti nazionali ed internazionali applicabili e dalle norme di buona pratica del settore;
- nel corso delle operazioni è prevista la presenza continuativa di una imbarcazione di supporto con la funzione di controllo dello specchio di mare interessato dalle attività;
- per lo svolgimento delle attività sarà comunque definita un’area di esclusione al transito di navi e imbarcazioni di qualsiasi genere, per ragioni di sicurezza e per evitare di intralciare la rotta della nave sismica durante l’acquisizione (come già riportato nel Quadro di Riferimento Programmatico, nell’Avviso ai Naviganti 2016 viene definita, per tali tipologie di attività, una distanza di rispetto non inferiore a 3,000 m dalla poppa per tutta l’ampiezza del settore di 180° a poppavia del traverso della stessa).

10 ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA

10.1 SISTEMA DI GESTIONE HSE

Di seguito sono fornite le principali informazioni relative ai sistemi di gestione HSE adottati da TGS-NOPEC (sito web: www.tgs.com).

TGS-NOPEC è impegnata nel garantire la sicurezza sul lavoro per i suoi dipendenti, contrattisti e Clienti ed il rispetto dell'ambiente in cui lavorano, attraverso il miglioramento continuo degli standard adottati dal proprio personale e dei contrattisti impiegati.

La Società, nell'ambito del Sistema di Gestione HSE, ha definito le procedure operative nel rispetto di tutti i requisiti richiesti dalla normativa applicabile o, in assenza di standard definiti, secondo le migliori prassi operative del settore. Al fine di garantire la conoscenza e la condivisione degli aspetti legati alla sicurezza e all'ambiente:

- vengono effettuate specifiche riunioni;
- il personale e le procedure sono continuamente aggiornati;
- è assicurata una corretta comunicazione.

I dipendenti sono attivamente coinvolti nella gestione della sicurezza e nella protezione dell'ambiente, anche attraverso la definizione e periodica revisione, di obiettivi e standard. Per promuovere un continuo miglioramento, tutto il personale è invitato a proporre i propri suggerimenti mediante una comunicazione diretta con il responsabile HSE.

Tutti i dipendenti e collaboratori TGS sono chiamati ad assumere un comportamento responsabile e a profondere un continuo impegno a favore della sicurezza e della tutela dei lavoratori e dell'ambiente, anche interrompendo qualsiasi attività o operazione che non sia condotta in maniera sicura.

I responsabili delle operazioni devono garantire l'attuazione delle policy aziendali, assicurare la corretta formazione ed informazione dei lavoratori e l'impegno ed impiego delle risorse necessarie a garantire la conformità con i requisiti di salute e sicurezza e protezione dell'ambiente.

La politica aziendale si completa attraverso la definizione di politiche e procedure regionali che tengano conto delle specifiche leggi e regolamenti presenti nelle zone di intervento. Il responsabile HSE monitora l'implementazione delle politiche ai vari livelli ed il sistema di gestione HSE di TGS-NOPEC è sottoposto annualmente ad una attenta revisione.

10.2 DOTAZIONI DI SICUREZZA

I mezzi navali impiegati saranno equipaggiati con tutte le necessarie dotazioni di sicurezza in linea con le normative vigenti ed i regolamenti applicabili, con particolare riferimento a:

- sistemi di navigazione e comunicazione radio/satellite;
- equipaggiamento di sicurezza (salvagente, zattere e barche di salvataggio, mute stagne, tute isolanti, etc.);
- sistemi antincendio (sensori antincendio, sistemi fissi di estinguimento, estintori portatili).

10.3 GESTIONE DELLE EMERGENZE

Dal punto di vista operativo saranno previste ed attuate specifiche procedure per la gestione delle diverse tipologie di emergenze. Tali procedure saranno definite in dettaglio preliminarmente allo svolgimento delle attività.

I mezzi navali impiegati saranno inoltre dotati di Piani di Emergenza (Emergency Response Plan e Shipboard Oil Pollution Emergency Plan), secondo quanto richiesto dalle norme vigenti (MARPOL) e dai regolamenti nazionali ed internazionali applicabili.

RIFERIMENTI

Energy Information Administration (EIA), 2016, “International Energy Outlook 2016”, tratto da sito web: www.eia.gov, consultato a Luglio 2016.

ISPRA, 2012, “Rapporto Tecnico - Valutazione e Mitigazione dell’Impatto Acustico dovuto alle Prospezioni Geofisiche nei Mari Italiani”.

ISPRA, non datato, “Linee Guida per lo Studio e la Regolamentazione del Rumore di Origine Antropica Introdotto in Mare e nelle Acque Interne”.

Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) – Dipartimento per l’Energia – Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche (DGRME), 2016, “Rapporto Annuale 2016 – Attività 2015”.

Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) – Dipartimento per l’Energia – Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche (DGRME), 2015, “Il Mare - Numero Speciale del Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e delle Georisorse - Marzo 2015”.

OGP (International Association of Oil & Gas Producers), 2011, “An Overview of Marine Seismic Operations”, Report No. 448.

Unione Petrolifera (UP), 2016, “Relazione Annuale 2016”, tratto da sito web: www.unione petrolifera.it, consultato a Luglio 2016.

U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, 2004 “Geological and Geophysical Exploration for Mineral Resources on the Gulf of Mexico Outer Continental Shelf”.

TGS-NOPEC, 2014, “Programma Tecnico-Finanziario dei Lavori Preventivati”, Giugno 2014.

TGS-NOPEC, 2016: informazioni e dati di progetto trasmessi via mail tra Giugno e Luglio 2016.

SITI WEB CONSULTATI

Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) – Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche (DGRME) – Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse (UNMIG): unmig.sviluppoeconomico.gov.it

U.S. Environmental Protection Agency (USEPA): <http://www.epa.gov>

U.S. Geological Survey (USGS) - Woods Hole Coastal and Marine Science Center (WHSC): woodshole.er.usgs.gov

TGS-NOPEC Geophysical Company: www.tgs.com