



INDICE

3	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	7
3.1	INTRODUZIONE	7
3.2	ALTERNATIVA ZERO E VALUTAZIONE QUALITATIVA DEI POSSIBILI BENIFICI DERIVANTI DAL PROGETTO	8
3.2.1	Possibili ricadute occupazionali	9
3.3	DATI GENERALI DEI CAMPI GAS	12
3.3.1	Dati generali.....	12
3.3.2	Posizionamento delle teste pozzo e degli obiettivi minerari	13
3.4	DATI GENERALI DEI POZZI ESPLORATIVI	14
3.4.1	Obiettivo minerario pozzi esplorativi	14
3.4.2	Pozzi di riferimento	14
3.5	OPERAZIONI DI PERFORAZIONE.....	14
3.5.1	Programma di perforazione Campi Gas Argo e Cassiopea	14
3.5.2	Programma di perforazione pozzi esplorativi	15
3.5.3	Casing profile	16
3.5.4	Impianto di perforazione	16
3.5.5	Tecniche di perforazione	24
3.5.6	Completamento dei pozzi	24
3.5.7	Produzione di reflui, rifiuti solidi ed emissioni	25
3.5.8	Rischi e potenziali incidenti che potrebbero avvenire durante la perforazione	33
3.5.9	Prevenzione e controllo durante la perforazione.....	34
3.5.10	Sicurezza in condizioni di mare estremo	37
3.6	EVENTUALE CHIUSURA E RIMOZIONE DELLE STRUTTURE - POZZI CENTAURO 1 E GEMINI 1	40
3.7	PRINCIPALI MEZZI NAVALI COINVOLTI NEI CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA	40
3.8	INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA PREZIOSO K	40
3.8.1	Installazione del jacket	44
3.8.2	Installazione del deck	48
3.8.3	Sicurezza in condizioni di mare estremo	51
3.9	DESCRIZIONE DEL PROCESSO	56



3.9.1	Stima delle emissioni in atmosfera delle facilities installate	61
3.9.2	Stima delle emissioni idriche delle facilities installate	61
3.10	INSTALLAZIONE DELLE STRUTTURE SOTTOMARINE	63
3.10.1	Installazione di una struttura subacquea tipo (PLEM).....	65
3.10.2	Installazione condotta per il trasporto gas	65
3.10.3	Aree di rischio per la posa della condotta	71
3.10.4	Sicurezza in condizioni di mare estremo	78
3.11	INSTALLAZIONE DI UN RISER	82
3.12	INSTALLAZIONE DI UNO SPOOL	82
3.12.1	Generale	82
3.12.2	Metrologia	82
3.12.3	Fabbricazione	83
3.12.4	Installazione dello spool	83
3.12.5	Tie-ins in acque profonde	83
3.13	OPERAZIONI DI VARO	83
3.13.1	Norme generali	83
3.13.2	Normali operazioni di varo	83
3.13.3	Sistema di Varo a J.....	83
3.13.4	Sistema di Varo a S.....	84
3.13.5	Procedure di saldatura e di controllo NDT.....	84
3.13.6	Procedure per il ricoprimento del giunto di saldatura	84
3.13.7	Operazioni di emergenza - abbandono e recupero	84
3.13.8	Posa della parte terminale della condotta	85
3.13.9	Interro della sealine	85
3.14	SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA	85
3.15	ATTIVITA' ONSHORE	86
3.15.1	Obiettivi del progetto.....	86
3.15.2	Descrizione delle opere	87
3.15.3	Attività necessarie alla realizzazione delle opere e relative tempistiche	89
3.15.4	Complementarietà con altri interventi	93
3.15.5	Uso delle risorse naturali	93

3.15.6	Produzione di rifiuti e relative modalità di gestione	93
3.15.7	Inquinamento e disturbi ambientali.....	96
3.15.8	Rischio di incidenti.....	97

INDICE DELLE FIGURE

Figura A 3-1: consumi e produzione di gas in Sicilia con previsioni al 2030, con e senza Ibleo (Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia)	11
Figura A 3-2: schema di perforazione per i pozzi singoli e per i "drilling centres"	12
Figura A 3-3: diagrammi della pressione in funzione della profondità dei reservoirs.....	13
Figura A 3-4: impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9 (vista diurna).....	17
Figura A 3-5: impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9 (vista notturna)	18
Figura A 3-6: schema dell'impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9	19
Figura A 3-7: Schema di ormeggio dell'impianto Scarabeo 9.....	23
Figura A 3-8: rappresentazione 3D del sistema di ancoraggio dell'Impianto Scarabeo 9	24
Figura A 3-9: cassonetto per detriti sotto lo scivolo dei vibrovagli	29
Figura A 3-10: particolare del coperchio a tenuta su cassonetto per detriti	30
Figura A 3-11: trasporto a terra dei cassonetti tramite Supply Vessel	30
Figura A 3-12: trasbordo dei cassonetti dal Supply Vessel alla banchina.....	31
Figura A 3-13: ubicazione dei punti considerati per la caratterizzazione del moto ondoso e del regime correntometrico	38
Figura A 3-14: configurazione delle piattaforma Prezioso K.....	41
Figura A 3-15: vista laterale della piattaforma Prezioso K	42
Figura A 3-16: sequenza di installazione del jacket	45
Figura A 3-17: sequenza di installazione dei pali di fondazione	46
Figura A 3-18: sequenza di installazione del deck	49
Figura A 3-19: schemi del processo nella fase di alta pressione (HP)	57
Figura A 3-20: schemi del processo nella fase di media pressione (MP)	58
Figura A 3-21: schemi del processo nella fase di bassa pressione (LP).....	59
Figura A 3-22: schema delle strutture sottomarine	64
Figura A 3-23: tracciato della sealine del Progetto "Offshore Ibleo"	67
Figura A 3-24: rappresentazione delle pendenze del fondale e della scarpata continentale	73
Figura A 3-25: analisi rischio geologico effettuata lungo il tracciato "Variant 3" oggetto del presente studio	75
Figura A 3-26: area di indagine.....	76
Figura A 3-27: accelerazione di picco degli eventi sismici (PGA) determinata in corrispondenza del substrato roccioso e al "mudline" lungo il tracciato della sealine	77
Figura A 3-28: area di progetto e layout delle facilities	87

INDICE DELLE TABELLE

Tabella A 3-1: Riserve di gas e numero di pozzi di perforazione per ciascuna area	12
Tabella A 3-2: tempistiche relative alla perforazione ed al completamento dei pozzi	15
Tabella A 3-3: caratteristiche tecniche dell'impianto tipo di perforazione semisommersibile SCARABEO 9.19	
Tabella A 3-4: Stima dei volumi di fanghi prodotti per pozzo	26
Tabella A 3-5: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione SW-GE e FW-EP e loro caratteristiche	26
Tabella A 3-6: stima dei volumi di fanghi prodotti per pozzo	27
Tabella A 3-7: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione e LT-IE e loro caratteristiche	28
Tabella A 3-8: Caratteristiche emissive dei motori Wärtsilä W12V32	33
Tabella A 3-9: valori estremi di velocità del vento (punto W003).....	39
Tabella A 3-10: valori estremi di altezza onda (punto W003)	39
Tabella A 3-11: verifica condizioni di sicurezza dell'impianto Scarabeo 9 nell'area di progetto	39
Tabella A 3-12: valori estremi altezza d'onda con periodo di ritorno 100 anni.....	52
Tabella A 3-13: valori estremi altezza d'onda con periodo di ritorno 1 anno	52
Tabella A 3-14: distribuzione delle altezze d'onda rispetto ai periodi di picco	52
Si riportano di seguito i valori estremi di velocità della corrente in corrispondenza della piattaforma. I valori si riferiscono alla direzione Ovest-Est. Tabella A 3-15: profilo verticale della corrente.....	53
Tabella A 3-16: carichi idrodinamici jacket - condizioni operative	54
Tabella A 3-17: carichi idrodinamici jacket - condizioni estreme	55
Tabella A 3-18: emissioni in atmosfera delle facilities installate sulla piattaforma Prezioso K.....	61
Tabella A 3-19: stima di produzione acque di strato	62
Tabella A 3-20: Principali caratteristiche progettuali della sealine in progetto	69
Tabella A 3-21: valori estremi delle onde per tempi di ritorno di 10 anni. 10" da Cassiopea Manifold a Piattaforma Prezioso K (linea Nord)	79
Tabella A 3-22: valori estremi delle onde per tempi di ritorno di 10 anni. 16" da Piattaforma Prezioso K a Export PLEM.....	80
Tabella A 3-23: velocità della corrente stazionaria per tempi di ritorno di 10 anni. 8" da Panda PLEM a Cassiopea Manifold	80
Tabella A 3-24: velocità della corrente stazionaria per tempi di ritorno di 10 anni. 10" da Cassiopea Manifold a Piattaforma Prezioso K (linea Nord)	81
Tabella A 3-25: velocità della corrente stazionaria per tempi di ritorno di 10 anni. 16" da Piattaforma Prezioso K a Export PLEM.....	81

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 6 di 97</p>
--	--	-----------------------

Tabella A 3-26: velocità della corrente stazionaria per tempi di ritorno di 10 anni. Da Cassiopea PLEM a Cassiopea MANIFOLD (8"), da Cassiopea 3 PLEM 1 a Cassiopea MANIFOLD (8"), da Argo PLEM1 a Argo PLEM2 (8").....82

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 7 di 97</p>
--	--	-----------------------

3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

3.1 INTRODUZIONE

Il presente capitolo costituisce il “Quadro di Riferimento Progettuale” dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) del Progetto “Offshore Ibleo” che sarà realizzato da eni divisione e&p.

Il Progetto “Offshore Ibleo” prevede lo sviluppo integrato dei Campi Gas Panda, Argo e Cassiopea e l’esecuzione di due Pozzi esplorativi denominati Centauro 1 e Gemini 1, che saranno ubicati nel Canale di Sicilia, nell’offshore a circa 25 km dalla costa del Comune di Licata (AG).

Nello specifico, in questo documento, ci si focalizzerà sullo sviluppo dei giacimenti Argo e Cassiopea, ricadenti nell’Istanza di Concessione di coltivazione “**d3G.C.-AG**”, che occupa una superficie di 145,6 km², nell’ambito dei Permessi di Ricerca “G.R13.AG” e “G.R14.AG” e sulla perforazione dei due Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, rispettivamente a circa 25 km e 28 km di distanza dalla costa italiana.

In una prima fase di progetto sarà realizzata la perforazione e il completamento dei pozzi Cassiopea 1 dir, Cassiopea 2 dir, Cassiopea 3 e Argo 2. In seguito, in base ai risultati minerari ottenuti durante la prima fase di sviluppo, sarà valutata la perforazione dei pozzi Cassiopea 4 e 5.

Relativamente alla perforazione dei pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, l’attività potrebbe essere differita rispetto allo sviluppo dei Campi Gas Argo e Cassiopea.

Ai fini della commercializzazione del gas estratto dai Campi Gas messi in produzione, verrà installata la Piattaforma Prezioso K per il trattamento di messa a norma del gas e sarà posata una sealine per il trasporto dello stesso fino al punto di misura fiscale a terra posto all’interno della base GreenStream esistente.

Il progetto di sviluppo in esame prevede le seguenti fasi:

- mobilitazione/demobilizzazione dell’impianto di perforazione e successiva perforazione e/o completamento dei pozzi di estrazione dei Campi Gas Argo e Cassiopea, ubicati a circa 25 km dalla costa;
- installazione della Piattaforma Prezioso K e delle facilities di trattamento e compressione del gas collegata tramite ponte con la piattaforma esistente Prezioso, posizionata a circa 11 km dalla costa;
- installazione subacquea in alto fondale dei *subsea production systems* e posa delle *sealines* di collegamento tra i pozzi e la piattaforma Prezioso K, e tra la piattaforma e l’*Export PLEM (PipeLine End Manifold)*, posizionato a circa 7 km dalla costa ad una profondità di circa 20 m.

Il progetto “Offshore Ibleo” include anche una minima parte di attività onshore che prevedono la realizzazione di un misuratore fiscale del gas e l’installazione temporanea delle apparecchiature necessarie a garantire le operazioni di “pigging” della sealine di trasporto. L’installazione delle varie facilities avverrà nel territorio del Comune di Gela, in un’area di circa 2.500 m² individuata all’interno della già esistente area GreenStream.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 8 di 97
--	--	----------------

Gli aspetti progettuali relativi alla fase onshore saranno ampiamente trattati e sviluppati sia all'interno del **Paragrafo 3.15** del presente Capitolo, sia all'interno della Valutazione di Incidenza Ambientale (VINCA) allegata al presente SIA, al fine di verificare la compatibilità tra le indicazioni normative relative alla legislazione vigente e le indicazioni e le soluzioni prospettate dal progetto delle attività da realizzare.

Il Quadro di Riferimento Progettuale, sviluppato ai sensi dell'Allegato VII del D. Lgs. 4 del 16 Gennaio 2008, ha lo scopo di fornire indicazioni in merito alle motivazioni dell'intervento ed alle alternative progettuali considerate, e di descrivere nel dettaglio le singole attività progettuali previste per la realizzazione del progetto definitivo.

In particolare, il presente capitolo è così strutturato:

- Dati generali dei Campi Gas e dei pozzi esplorativi (Sezioni **3.2** e **3.4**);
- Descrizione delle operazioni di perforazione e completamento (Sezione **3.5** e **3.6**) ed eventuale chiusura mineraria dei pozzi esplorativi; rimozione degli impianti di perforazione (Sezione **3.6**);
- Indicazione dei principali mezzi navali coinvolti nelle operazioni di sviluppo dei Campi Gas Argo e Cassiopea (Sezione **3.7**);
- Descrizione delle operazioni di installazione della piattaforma Prezioso K e del processo di compressione del gas estratto (Sezioni **3.8** e **3.9**);
- Descrizione delle operazioni di installazione delle strutture sommerse (Sezione **3.10** e **3.12**);
- Descrizione delle operazioni di varo della sealine (Sezione **3.13**);
- Descrizione dei sistemi per gli interventi di emergenza (Sezione **3.14**);
- Descrizione delle operazioni a terra (Sezione **3.15**).

3.2 ALTERNATIVA ZERO E VALUTAZIONE QUALITATIVA DEI POSSIBILI BENIFICI DERIVANTI DAL PROGETTO

In coerenza con i Piani di sviluppo energetici nazionali e regionali, analizzati nel Quadro di Riferimento Programmatico del presente SIA (cfr. **Sezione 2.5**), il progetto "Offshore Ibleo" trova opportuna collocazione in un quadro nazionale e locale che mostra necessità di risorse energetiche e in cui viene inevitabilmente accentuandosi la valenza strategica di nuovi contributi alla produzione nazionale di gas.

Tale progetto, infatti, prevede sia attività per l'estrazione del gas in giacimenti già scoperti (coltivazione), sia attività di esplorazione per la verifica della presenza di idrocarburi in aree che ne manifestano la potenziale presenza (esplorazione). Inoltre, il Progetto "Offshore Ibleo" risulta caratterizzato da un alto contenuto di tecnologia e know-how necessari per la realizzazione delle strutture di produzione in alto fondale, quali teste pozzo sottomarine e relativi sealine di collegamento.

Pertanto, l'"alternativa zero", ovvero la non realizzazione delle opere, è stata considerata non applicabile in quanto il progetto, così come dimostrato da precedenti attività nell'area oggetto di

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 9 di 97</p>
--	--	-----------------------

sviluppo, può risultare estremamente vantaggioso ed è conforme al trend che l'Italia sta cercando di seguire, ovvero quello di ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero attraverso lo sfruttamento, economicamente favorevole ed ambientalmente responsabile, delle risorse presenti sul territorio nazionale sia marino che terrestre.

Ciò premesso, a fronte della limitata significatività degli impatti ambientali generati dalla realizzazione del Progetto "Offshore Ibleo", per i quali si rimanda al relativo Capitolo "Stima Impatti", nel presente capitolo viene effettuata una valutazione qualitativa del progetto al fine di mettere in evidenza i benefici derivanti dallo stesso sia in termini delle possibili ricadute occupazionali che del possibile ritorno economico pubblico.

3.2.1 Possibili ricadute occupazionali

In Sicilia, la presenza di attività legate al settore Oil & Gas che hanno avuto inizio fin dall'immediato dopoguerra, ha dato il via negli anni alla formazione di distretti specializzati in tali attività. Infatti i due storici gruppi operanti nell'upstream siciliano, soprattutto eni, ma anche Edison, non solo hanno portato conoscenze e tecnologie difficili da replicare altrove, ma attraverso la politica del local content hanno creato occupazione in zone difficili e interessate da una cronica disoccupazione.

Ad oggi, a parte gli occupati di Enimed, Società controllata da eni a cui fanno capo tutte le attività esplorative ed estrattive in Sicilia, ed Edison, nel distretto energetico siciliano operano altri addetti stabili diretti, circa 80 unità, ed un massiccio numero di piccole e medie imprese che offrono beni e servizi, in alcuni casi specialistici, a tale settore, concentrate nel nisseno e nel siracusano. Nel complesso gli occupati nel distretto petrolifero della Sicilia Sud orientale possono essere stimati in 1.280 unità a metà 2010.

Nell'investimento Ibleo, gran parte delle risorse servirà per realizzare strutture in acciaio e macchinari complessi provenienti dall'industria metallurgica e metalmeccanica. Tuttavia, una buona parte dell'investimento riguarderà anche attività più leggere di ingegneria, progettazione e consulenza che ricadranno nelle attività di servizio alle imprese.

Nello specifico, il Progetto "Offshore Ibleo" sarà realizzato con l'obiettivo principale di uno sfruttamento delle risorse energetiche in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente.

Al fine di poter raggiungere tale risultato, nei tre anni precedenti l'inizio della produzione del gas saranno svolte le attività necessarie di ingegneria, approvvigionamento dei materiali, perforazione dei primi 4 pozzi (Cassiopea 1 dir, Cassiopea 2 dir, Cassiopea 3 e Argo 2), costruzione delle varie parti del progetto per la messa in produzione e perforazione dei 2 pozzi esplorativi Gemini 1 e Centauro 1. Per completare i programmi lavori come da richiesta di istanze di concessione, negli anni a seguire, anche alla luce dei risultati minerari ottenuti durante la prima fase di sviluppo, sarà valutata la perforazione dei 2 pozzi (Cassiopea 4 e Cassiopea 5). Una volta avviata la produzione la piattaforma verrà gestita dal personale di produzione del gruppo eni e verrà inserita nel programma di manutenzione periodica per garantirne il funzionamento e l'efficienza nel tempo. La manutenzione verrà svolta da società appaltatrici specializzate in attività meccaniche, elettriche, antincendio, gestione compressori, strumentali. Infine la messa in produzione dei giacimenti a gas Argo e Cassiopea avverrà attraverso la piattaforma Prezioso, che verrà gestita da personale che alloggia sulla medesima piattaforma e che potrà dare, nei prossimi anni, slancio alle attività svolte su tale piattaforma, in produzione dal 1988.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 10 di 97
--	--	-----------------

Nel Dicembre 2010, uno studio socio-economico ha effettuato una stima dell'impatto occupazionale del Progetto "Offshore Ibleo".

Indotto occupazionale futuro in Sicilia

Sulla base dei dati analizzati è stato valutato l'indotto occupazionale che riguarderà addetti impiegati in Sicilia, partendo da precedenti stime effettuate direttamente su un campione di progetti in Sicilia e tenendo anche conto del relativo indebolimento negli ultimi anni dell'industria dei servizi nell'area.

La stima è di circa 1.000 addetti occupati nei 4 anni di realizzazione del progetto. Nell'ipotesi di uno sviluppo più sostenuto dei distretti locali è possibile che l'impatto locale possa salire ulteriormente del 40%.

Possibilità di extraregionalizzazione ed internazionalizzazione delle imprese del polo dell'energia

Uno degli aspetti più importanti e strategici del polo petrolifero di Gela riguarda il fatto che le società sorte in quest'area si sono sviluppate nel tempo e, ad oggi, sono in grado di poter svolgere attività di alto contenuto tecnologico in tutto il mondo, come, ad esempio, la Società IREM Spa di Siracusa, che ha aperto diverse sedi in Europa e nel Medio Oriente. Lo stesso si può dire per la Società Smim Impianti Spa di Gela, che ha svolto lavori in Russia, Cina, Kazakistan, Libia, Venezuela, Kuwait ecc. e per la Società Sicilsaldo Srl di Gela, che ha lavorato in Qatar e Algeria.

Allo stesso tempo società italiane, provenienti da altre regioni, sono attratte dalla realtà del distretto petrolifero di Gela ed hanno aperto delle sedi in quest'area, come ad esempio Proger e Pergemine, ed altre stanno pensando di aprirne attratte dai futuri investimenti previsti. Pertanto, un ulteriore ritorno positivo del progetto "Offshore Ibleo" potrebbe essere appunto quello di sostenere e supportare maggiormente imprese extraregionali ed internazionali nel polo dell'industria energetica.

Consumi di gas in Sicilia

Nel contesto di una valutazione qualitativa del ritorno economico generato dalla realizzazione del Progetto "Offshore Ibleo", dev'essere tenuto in considerazione che la Regione Sicilia, come il resto d'Italia, ha conosciuto negli ultimi anni un forte incremento dei consumi di gas naturale. Diversamente dal petrolio, il gas naturale viene consumato tal quale senza subire successivi trattamenti, salvo una depurazione da residui di zolfo. Pertanto il gas che viene prodotto in Sicilia viene immesso in rete, nella quale arriva anche il gas importato, per poi essere distribuito ai consumatori finali.

In Sicilia, come nel resto d'Italia e d'Europa, si è proceduto nel corso degli ultimi 30 anni alla posa di reti di trasporto e distribuzione di gas metano, cosiddetta "metanizzazione". La fornitura diretta di gas nelle abitazioni è un'utilità che conferisce maggiore qualità alla vita dei cittadini. Attualmente in Sicilia sono allacciati alla rete distributiva di gas metano circa un milione e mezzo di famiglie e il gas che ricevono proviene anche dalla produzione di gas della stessa Regione. In maniera simile, sono circa 120mila le aziende siciliane allacciate alla rete distributiva di gas metano. Come nel resto d'Europa e d'Italia, il gas metano per le aziende presenta il vantaggio di essere un combustibile pulito, di facile impiego e consegnato senza problemi di approvvigionamento o stoccaggio.

I volumi di maggiore consumo in Sicilia si concentrano nelle centrali elettriche, il settore termoelettrico, dove da anni il gas ha sostituito il più inquinante olio combustibile.



Il gas consente, oltre a minori emissioni inquinanti, anche una maggiore produzione di elettricità a parità di consumo, grazie alla tecnologia del ciclo combinato, per ora installata solo ad Augusta, ma in prospettiva anche a Porto Empedocle e nelle altre centrali. I consumi elettrici della Sicilia sono in continua crescita e la stabilità delle forniture, indispensabile per le aziende e le famiglie, dipende dalla regolarità delle forniture di gas.

La produzione di gas in vicini giacimenti minerari aumenta la sicurezza sia delle forniture di gas sia, indirettamente, di quelle di elettricità. In tale contesto, come emerge dalla **Figura A 3-1**, lo sviluppo del Progetto "Offshore Ibleo" permetterebbe di garantire circa un terzo dei consumi di gas futuri previsti al 2030 per la Regione Sicilia, contribuendo così a ridurre una parte della dipendenza da forniture estere.

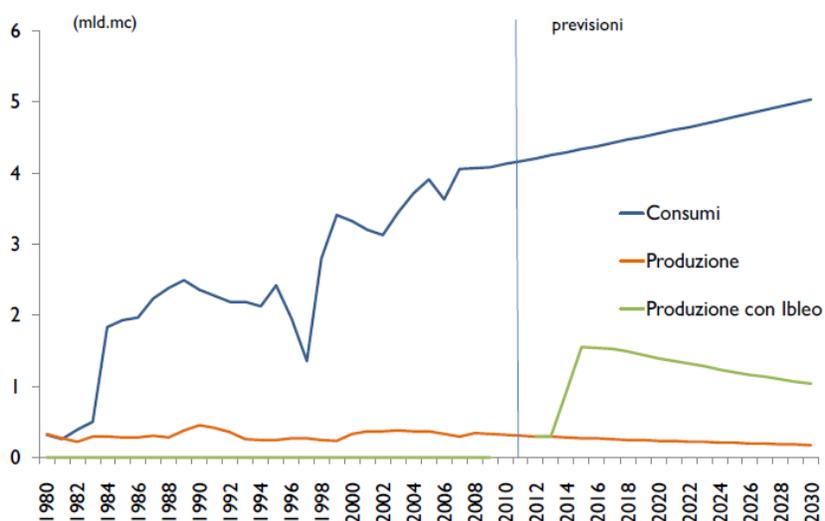


Figura A 3-1: consumi e produzione di gas in Sicilia con previsioni al 2030, con e senza Ibleo
(Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia)

3.3 DATI GENERALI DEI CAMPI GAS

3.3.1 Dati generali

La **Tabella A 3-1** riporta le riserve stimate e il numero di pozzi necessari allo sviluppo dei Campi Gas coinvolti dal progetto di sviluppo:

Tabella A 3-1: Riserve di gas e numero di pozzi di perforazione per ciascuna area		
Campo Gas	Riserve stimate	Numero di pozzi
Argo	2.62 Gm ³	1
Cassiopea	7.55 Gm ³	5
TOTALE	10.17 Gm³	6

I pozzi di perforazione saranno sviluppati sia come pozzi singoli, sia come centri di perforazione, o "drilling centres", cioè pozzi raggruppati in un raggio di 5-10 metri di distanza dal manifold di raccolta gas (cfr. **Figura A 3-2**).

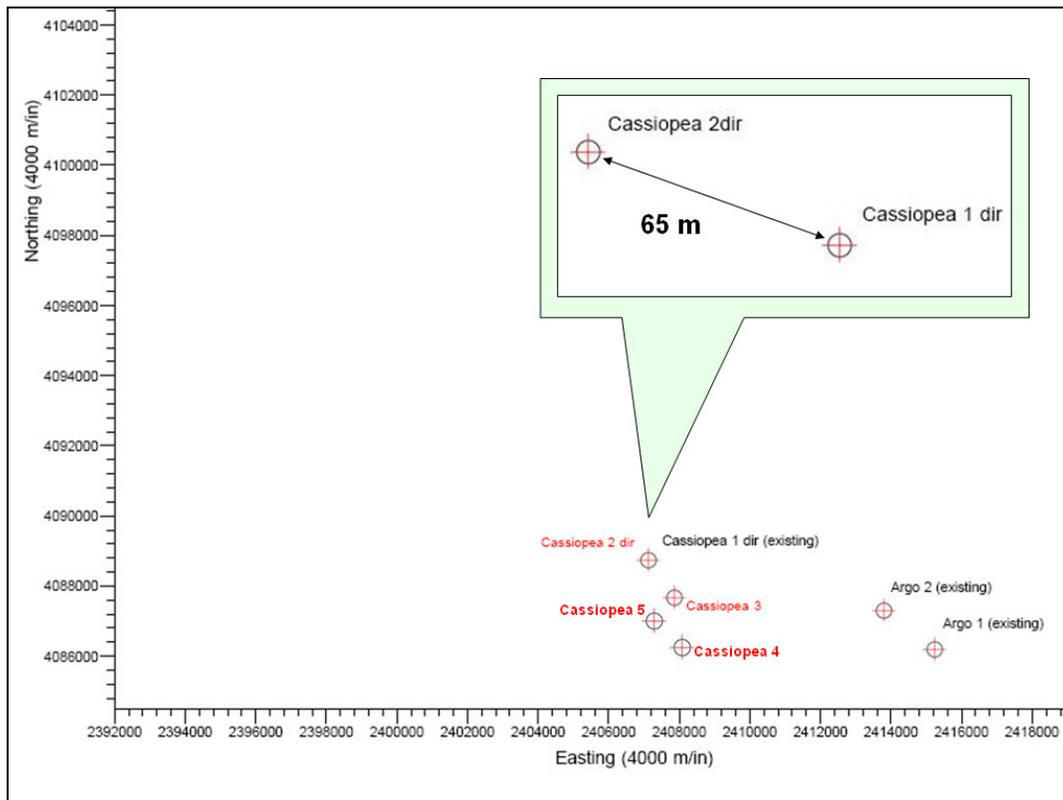


Figura A 3-2: schema di perforazione per i pozzi singoli e per i "drilling centres"



Nello specifico le attività in una prima fase comprenderanno la ripresa e il completamento di due pozzi esistenti denominati Argo 2 e Cassiopea 1 dir e la perforazione e la messa in produzione di due pozzi denominati Cassiopea 2 dir e Cassiopea 3. La perforazione dei pozzi Cassiopea 4 e Cassiopea 5 sarà valutata in una fase successiva, in funzione dei risultati minerari ottenuti durante la prima fase di sviluppo dei Campi Gas.

La litologia presente in corrispondenza delle aree pozzo Argo e Cassiopea è costituita da intercalazioni sabbiose ed argillose appartenenti alla Formazione Ribera – Membro Nambrone (Pleistocene). I reservoir di gas sono localizzati in corrispondenza degli strati porosi di sabbia di questa formazione intercalate alle serie argillo-sabbiose del Pleistocene Medio.

Il regime di pressione dei pori è idrostatico fino a 750-1100 m, in funzione del Campo Gas; a questa profondità si sviluppa una sovrappressione che raggiunge il gradiente massimo di circa 1.35 Kg/cm²/10m. In **Figura A 3-3** i diagrammi di pressione per i Campi Argo e Cassiopea illustrano meglio quanto precedentemente descritto.

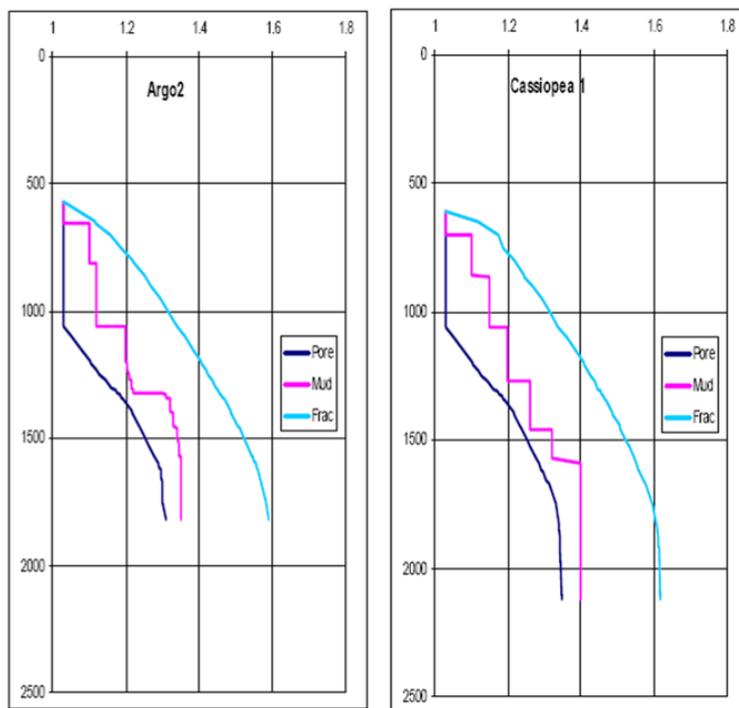


Figura A 3-3: diagrammi della pressione in funzione della profondità dei reservoirs dei singoli Campi Gas

3.3.2 Posizionamento delle teste pozzo e degli obiettivi minerari

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 14 di 97</p>
--	--	------------------------

3.4 DATI GENERALI DEI POZZI ESPLORATIVI

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.4.1 Obiettivo minerario pozzi esplorativi

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.4.1.1 Pozzo Esplorativo Centauro 1

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.4.1.2 Pozzo esplorativo Gemini 1

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.4.2 Pozzi di riferimento

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5 OPERAZIONI DI PERFORAZIONE

3.5.1 Programma di perforazione Campi Gas Argo e Cassiopea

In una prima fase di progetto le attività in programma comprenderanno sia la ripresa e il completamento di due pozzi esistenti Argo 2 e Cassiopea 1 dir, che sono stati perforati nel 2008 e che andranno quindi solo completati, sia la perforazione e il completamento di due pozzi Cassiopea 2 dir e Cassiopea 3. In funzione dei risultati minerari ottenuti durante la prima fase di sviluppo dei Campi Gas, sarà valutata la perforazione dei pozzi Cassiopea 4 e Cassiopea 5.



Le tempistiche previste per le attività di cui sopra sono riportate in **Tabella A 3-2**.

Tabella A 3-2: tempistiche relative alla perforazione ed al completamento dei pozzi		
Pozzo	Attività	Durata prevista (giorni)
Cassiopea 1 dir	Rientro	14
	Completamento	33
	Totale	47
Cassiopea 2 dir	Perforazione	39
	Completamento	31
	Totale	70
Cassiopea 3	Perforazione	44
	Completamento	31
	Totale	75
Argo 2	Rientro	14
	Completamento	45
	Totale	59
Totale prima fase di perforazione		251
Cassiopea 4	Perforazione	40
	Completamento	31
	Totale	71
Cassiopea 5	Perforazione	45
	Completamento	32
	Totale	77
Totale eventuale fase di perforazione successiva		148

3.5.2 Programma di perforazione pozzi esplorativi

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 16 di 97</p>
--	--	------------------------

3.5.3 Casing profile

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.4 Impianto di perforazione

Le operazioni di perforazione saranno effettuate con un impianto di perforazione galleggiante di tipo "Semisommersibile" (Semisub) (cfr. **Figura A 3-5** e **Figura A 3-6**).

Il nome "Semisub" richiama la struttura dell'impianto, costituita da due cassoni sommersi collegati tramite colonne ai piani di lavoro superiori, che garantisce una relativa insensibilità ai moti ondosi.

La scelta dell'impianto di perforazione che sarà effettivamente utilizzato per le attività in progetto sarà definita a seguito di una gara internazionale attualmente in corso e sarà soggetta alle variazioni di mercato. A seguito di una preliminare indagine di mercato, sono stati identificati più impianti tra i quali, il più rappresentativo ai fini del presente Studio risulta essere lo Scarabeo 9, di proprietà Saipem S.p.A.

L'ingombro della struttura è di circa 110 m x 80 m, e l'altezza della torre raggiunge gli 86.5 m dal livello mare. Grazie alle dimensioni e alla particolare forma, l'impianto può operare in piena sicurezza anche in condizioni meteo-marine avverse. Per maggiori informazioni relativamente alla stabilità dell'impianto in condizioni marine estreme si rimanda alla **Sezione 3.5.10** del presente capitolo.

A seconda delle condizioni meteo-marine, la permanenza in postazione dello Scarabeo 9 può essere garantita sia tramite ancoraggio sia da sistemi di posizionamento dinamico. L'impianto, inoltre sarà utilizzato per le attività di perforazione e completamento in progetto, pertanto, la sua permanenza nel tratto di mare interessato dalle attività sarà limitata nel tempo.

3.5.4.1 Elementi caratteristici dell'impianto semisub

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.4.2 Caratteristiche tecniche principali

Gli elementi essenziali dell'impianto di perforazione Semisub sono gli stessi che caratterizzano gli impianti a terra: torre ed impianto di sollevamento, organi di rotazione, circuito del fango e controlli delle apparecchiature di sicurezza. Caratteristiche degli impianti galleggianti sono invece le apparecchiature di compensazione dei movimenti indotti dal moto ondoso. A causa delle ridotte dimensioni di base dello scafo, le attrezzature sono disposte in modo da adattarsi agli spazi disponibili sulla piattaforma.

La **Figura A 3-4**, la **Figura A 3-5** e la **Figura A 3-6** che seguono mostrano rispettivamente alcune viste dell'impianto (diurne e notturne) e lo schema dell'impianto di perforazione semisommersibile o Semisub sopracitato, mentre la **Tabella A 3-3** ne descrive le caratteristiche tecniche.



eni s.p.a.
divisione e&p

Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00
Integrazioni allo
Studio di Impatto Ambientale
OFFSHORE IBLEO

Pagina 17 di 97



Figura A 3-4: impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9 (vista diurna)



eni s.p.a.
divisione e&p

Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00
Integrazioni allo
Studio di Impatto Ambientale
OFFSHORE IBLEO

Pagina 18 di 97

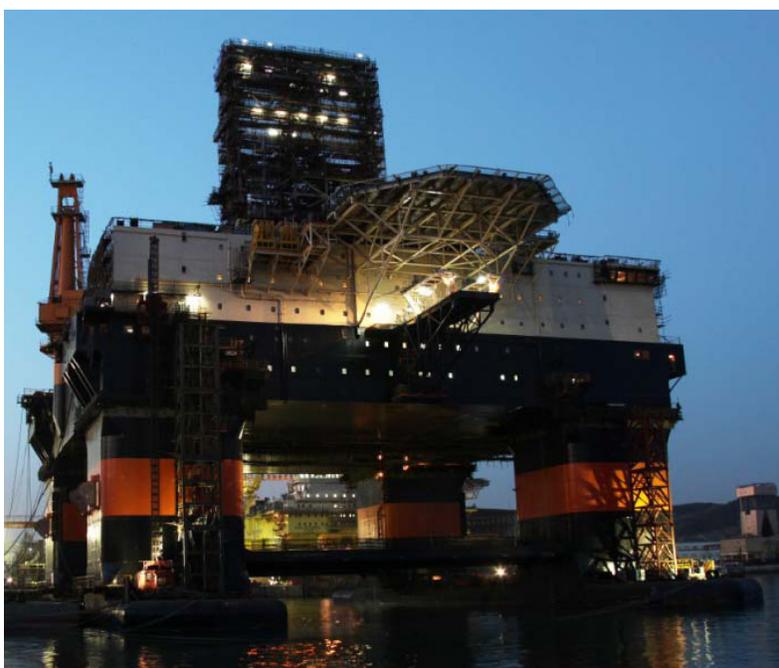


Figura A 3-5: impianto di perforazione semisommersibile SCARABEO 9 (vista notturna)

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 20 di 97</p>
--	--	------------------------

3.5.4.3 Unità dell'impianto di perforazione

Gli elementi direttamente coinvolti nella perforazione sono gli stessi che caratterizzano gli impianti a terra e possono essere raggruppati nei seguenti sistemi principali:

- Sistema di sollevamento: sostiene il carico delle aste di perforazione e ne permette le manovre di sollevamento e di discesa nel foro;
- Sistema rotativo: trasmette il moto di rotazione dalla superficie fino allo scalpello;
- Circuito del fango: comprende un sistema di separazione dei detriti perforati e di trattamento del fango stesso, al fine di consentirne l'impiego per tempi prolungati;
- Apparecchiature di sicurezza: comprendono le apparecchiature di controllo eruzioni (BOP) ed i relativi organi di comando e controllo.

Il sistema di sollevamento

Il sistema di sollevamento sostiene il carico della batteria di aste di perforazione (per perforazioni profonde il peso della batteria di perforazione può superare le 200 t) e permette le manovre di sollevamento e discesa nel foro. È costituito dalla torre di perforazione, dall'argano, dal freno, dalla taglia fissa, dalla taglia mobile e dalla fune. Caratteristiche degli impianti galleggianti sono invece le apparecchiature di compensazione dei movimenti indotti dal moto ondoso.

Il sistema rotativo

È il sistema che ha il compito di imprimere il moto di rotazione allo scalpello. È costituito dal Top Drive (che negli ultimi anni ha sostituito la tavola rotary + asta motrice) e dalla batteria di aste di perforazione.

- il Top Drive (cfr. **Figura 3-12**), attualmente il sistema più utilizzato su questo tipo di impianti, consiste essenzialmente in un motore di elevata potenza al cui rotore viene resa solidale la batteria di perforazione; esso viene sospeso alla taglia mobile per mezzo di un apposito gancio dotato di guide di scorrimento. Inclusi nel top drive vi sono la testa di iniezione (l'elemento che permette il pompaggio del fango all'interno della batteria di perforazione mentre questa è in rotazione), un sistema per l'avvitamento e lo svitamento della batteria di perforazione, un sistema di valvole per il controllo del fango pompato in pozzo;
- le aste che compongono la batteria di perforazione si distinguono in aste di perforazione (cfr. **Figura 3-13**) e aste pesanti (di diametro e spessore maggiori). Queste ultime vengono montate, in numero opportuno, subito al di sopra dello scalpello, in modo da creare un adeguato peso sullo scalpello. Tutte le aste sono avvitate tra loro in modo da garantire la trasmissione della torsione allo scalpello e la tenuta idraulica. Il collegamento rigido viene ottenuto mediante giunti a filettatura conica.

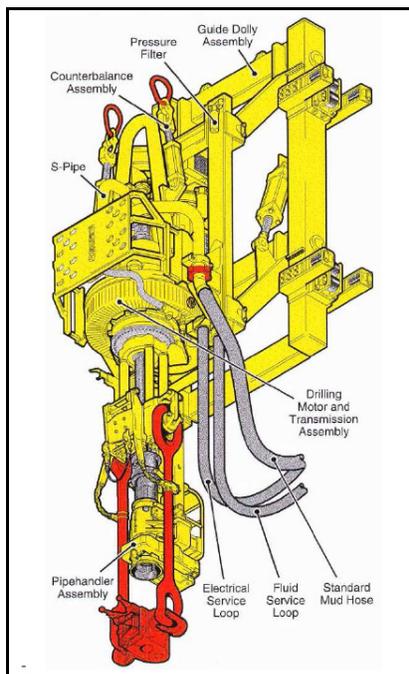


Figura 3-12: Top Drive System

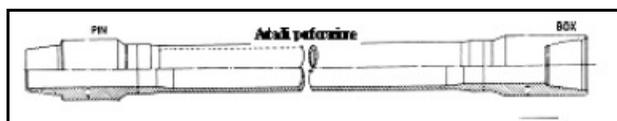
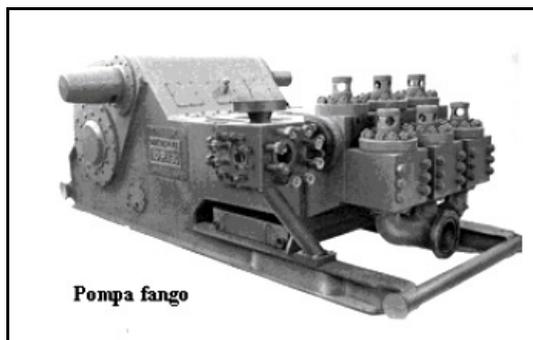


Figura 3-13: asta di perforazione

Il circuito del fango

Questo sistema serve a realizzare la circolazione del fango che viene pompato attraverso la batteria di perforazione, fuoriesce attraverso lo scalpello (dotato di appositi orifizi), ingloba i detriti di perforazione e quindi risale nel foro fino alla superficie. All'uscita dal pozzo, il fango passa attraverso il sistema di rimozione solidi che lo separa dai detriti di perforazione e viene quindi raccolto nelle vasche per essere nuovamente condizionato e pompato in pozzo. Gli elementi principali del circuito del fango sono:

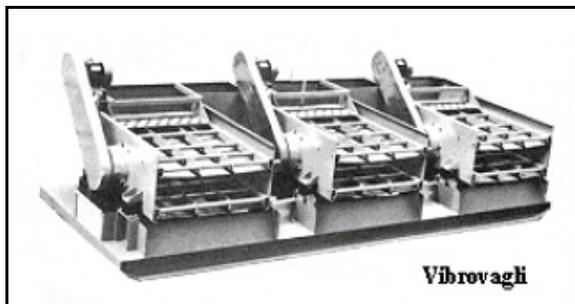
- pompe fango (cfr. **Figura 3-14**): pompe volumetriche a pistoni che forniscono al fango la pressione e la portata necessarie a superare le perdite di carico nel circuito e garantirne la circolazione;



Pompa fango

Figura 3-14: pompa fango

- condotte di superficie - Manifold – Vasche: le condotte di superficie, assieme ad un complesso di valvole posto a valle delle pompe (manifold di sonda), consentono di convogliare il fango per l'esecuzione delle funzioni richieste. Nel circuito sono inoltre inserite diverse vasche di stoccaggio che contengono una riserva di fango da utilizzare in caso di perdite di circolazione o assorbimento del pozzo;
- sistema di rimozione solidi: comprende apparecchiature quali vibrovagli (cfr. **Figura 3-15**), cicloni, centrifughe per separare il fango dai detriti di perforazione di varia pezzatura. Questi ultimi vengono raccolti in appositi cassonetti e trasportati a terra mediante supply vessels.



Vibrovagli

Figura 3-15: vibrovagli

Apparecchiature di Sicurezza

Le più importanti apparecchiature di sicurezza sono i *Blow Out Preventer* (BOP), ossia il sistema di apparecchiature che consente di chiudere il pozzo (a livello della testa pozzo) per impedire l'eruzione incontrollata in atmosfera di fluidi di strato eventualmente entrati in pozzo.

Queste apparecchiature svolgono un ruolo fondamentale per prevenire potenziali rischi alle persone, alle attrezzature e all'ambiente.

Per i dettagli relativi alle apparecchiature di sicurezza si rimanda al **Paragrafo 3.5.9.2** del presente Quadro.



3.5.4.4 Geometria del sistema di ancoraggio

L'impianto Scarabeo 9 è progettato per operare sia in posizionamento dinamico sia ancorato, in funzione della profondità d'acqua. Di seguito sarà analizzata la modalità impianto ormeggiato poiché risulta la più impattante per le interferenze con attività antropiche, quali pesca e traffico marittimo, e con il fondale marino.

L'impianto è progettato per essere ancorato tramite otto linee di ormeggio disposte in senso radiale come raffigurato in **Figura A 3-7**.

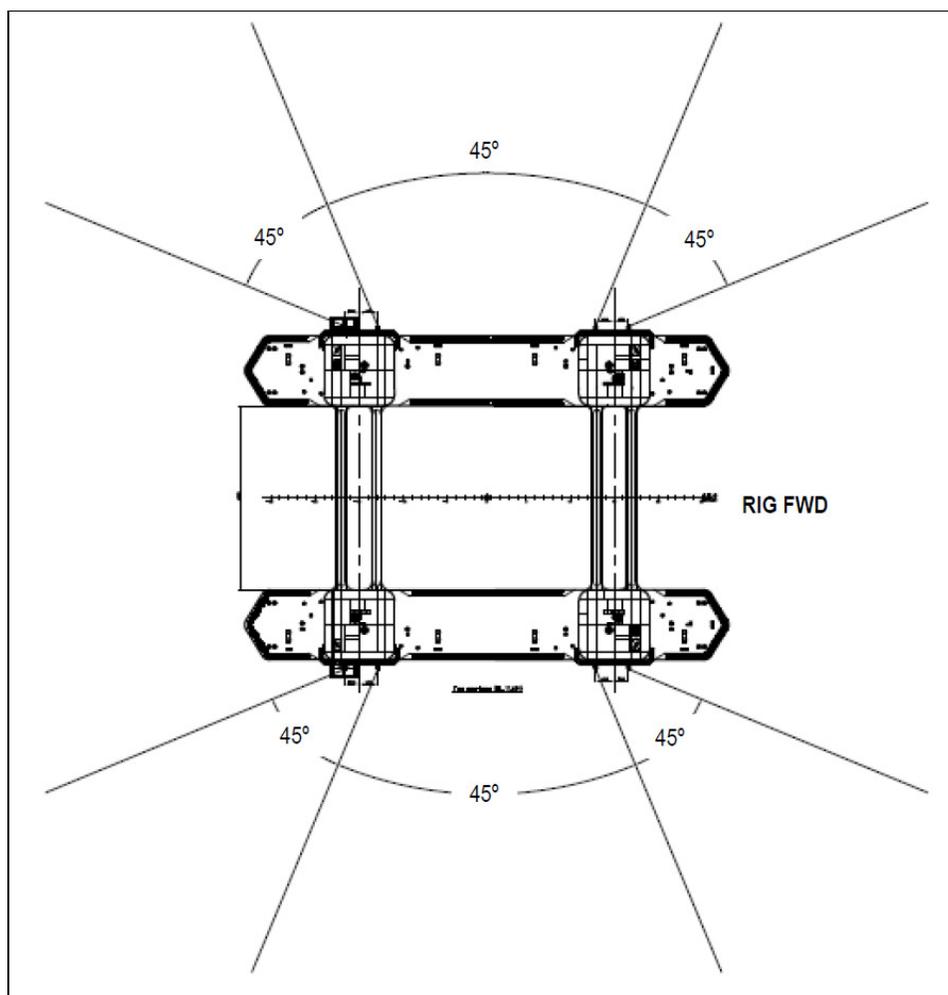


Figura A 3-7: Schema di ormeggio dell'impianto Scarabeo 9

Ciascuna linea di ormeggio è formata dai seguenti elementi principali:

- Cavo di collegamento all'impianto;



- Catene posate e ancorate sul fondale, di lunghezza variabile in funzione della profondità del fondale e delle condizioni meteo-marine.

In **Figura A 3-8** è rappresentato tridimensionalmente il sistema di ancoraggio dell'Impianto Scarabeo 9; nella figura, a partire dall'impianto semisommersibile, in rosso sono raffigurati i cavi e in giallo le catene di ancoraggio posate sul fondale.

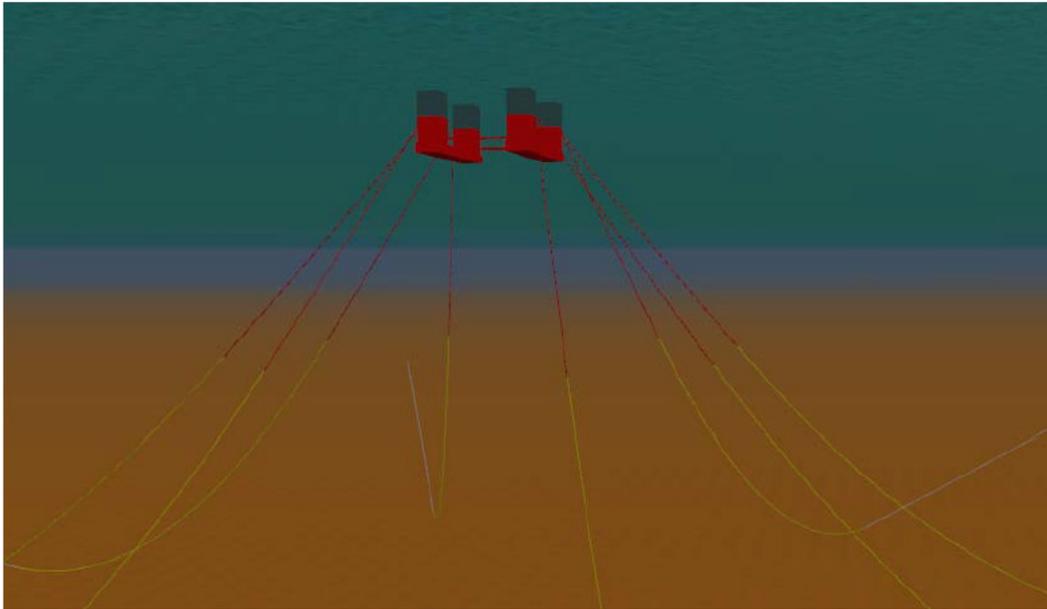


Figura A 3-8: rappresentazione 3D del sistema di ancoraggio dell'Impianto Scarabeo 9

In condizioni di mare estremo, considerando profondità pari a 600 m, l'ingombro totale del sistema di ancoraggio (diametro) è pari a circa 4000 m (Frigstad, 2011).

3.5.5 Tecniche di perforazione

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.5.1 Caratteristiche e funzioni dei fluidi di perforazione

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.6 Completamento dei pozzi

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 25 di 97</p>
--	--	------------------------

3.5.7 Produzione di reflui, rifiuti solidi ed emissioni

Il Progetto “Offshore Ibleo” in esame, relativo sia allo sviluppo integrato dei Campi Gas Argo e Cassiopea sia alla perforazione dei Pozzi Centauro 1 e Gemini 1, produrrà alcune tipologie di reflui e rifiuti solidi, emissioni in atmosfera, rumore e vibrazioni. Nel presente paragrafo viene trattato ciascuno di questi aspetti.

I rifiuti prodotti durante le attività progettuali saranno accumulati in adeguate strutture di contenimento per poi essere smaltiti in idoneo recapito finale. A bordo dell'impianto saranno effettuati solo i trattamenti relativi agli scarichi di acque nere e grigie ed alle acque di sentina, in accordo alla normativa di settore. I fanghi di perforazione, in base alla tipologia, saranno smaltiti o accumulati in apposite vasche per il loro eventuale riutilizzo.

Solo i fanghi utilizzati per la fase riserless, durante la quale si perforerà in perdita totale, saranno scaricati a fondo mare ai sensi del D.M. del 28/07/1994, successivamente modificato dal D.M. 03/03/1998. Si precisa che il fango utilizzato in tale fase è acqua marina viscosizzata ed il detrito generato non è contaminato da nessun additivo chimico.

Per quanto concerne le emissioni in atmosfera e la produzione di rumore, queste sono principalmente riconducibili al funzionamento dei generatori e degli organi meccanici in movimento.

3.5.7.1 Programma fanghi

Il presente programma prevede l'utilizzo delle seguenti tipologie di fluidi di perforazione:

- Fango SW-GE (Sea Water);
- Fango FW-EP (Fresh Water);
- Fango LT-IE.

Il fango SW-GE verrà utilizzato per le fasi Riserless. Si tratta di un fluido a base acqua di mare viscosizzato con materiali naturali come Guar Gum e bentonite e viene disperso a fondo mare ai sensi del D.M. del 28/07/1994, successivamente modificato dal D.M. 03/03/1998 (cfr. **Paragrafo 2.5.3** del Quadro di Riferimento Programmatico).

Per le fasi più profonde, a partire dal foro intermedio 17” ½ si potrà utilizzare il Fango FW-EP oppure il Fango LT-IE a seconda delle caratteristiche litologiche riscontrate durante la perforazione.

Il dettaglio delle composizioni dei fanghi utilizzati ed i quantitativi dei principali prodotti impiegati per il confezionamento saranno riportati in un apposito programma di dettaglio che sarà redatto in fasi successive e sottoposto ad autorizzazione dell'UNMIG.

Di seguito sono elencate le caratteristiche delle tipologie di fango sopra elencate.

Fango SW-GE e FW-EP

Nelle seguenti tabelle si riportano le descrizioni, le concentrazioni e le quantità totali dei fanghi ed additivi che si prevede di utilizzare sulla base di precedenti esperienze. Occorre precisare che il programma di dettaglio sarà compilato successivamente ed il sistema fango potrebbe essere variato in fase operativa a fronte di particolari esigenze geologiche.

I fluidi SW-GE e FW-EP sono entrambi a base acquosa.

La descrizione e la profondità di utilizzo dei fanghi è riportata in **Tabella 3-10**.

Tabella 3-10: Descrizione e profondità di utilizzo dei fanghi			
Fase	True Vertical Depth (TVD) (m)	Densità fango	Codice fango
Foro pilota 8 1/2"	700-900		SW-GE
Foro 36"	500 - 650	1.03	SW-GE
Foro 26"	700 - 900	1.10	SW-GE
Foro intermedio 17" 1/2	1000 - 1100	1.10 – 1.22	FW-EP
Foro intermedio 14" 3/4	1500 - 1600	1.22 – 1.30	FW-EP
Foro finale 12" 1/4	TD 1800 - 2000	1.35 – 1.40	FW- EP

La stima dei volumi di fanghi prodotti per pozzo è riportata in **Tabella A 3-4**.

Tabella A 3-4: Stima dei volumi di fanghi prodotti per pozzo			
Fase	Codice fango	Fango confezionato (m ³)	Fango scartato (m ³)
Foro riserless	SW-GE	600	600
Foro intermedio 17" 1/2	FW-EP	450	200
Foro intermedio 14" 3/4	FW-EP	400	150
Foro finale 12" 1/4	FW-EP	250	200
TOTALE		1700	1150

In **Tabella A 3-5** si riporta un elenco dei prodotti normalmente utilizzati per il confezionamento dei fanghi e le loro caratteristiche.

Tabella A 3-5: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione SW-GE e FW-EP e loro caratteristiche	
Prodotto	Azione
Per fluido SW-GE	
BENTONITE	Regolatori di viscosità
GUAR GUM	Regolatori di viscosità
Per fluido FW-EP	
BARITE (BaSO ₄)	Regolatore di peso
SODIO BICARBONATO	Riduttore di pH, Reagente per ioni Ca ⁺⁺
SOLUZIONI DI SALI DI ZIRCONIO	Disperdenti/Deflocculante



Tabella A 3-5: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione SW-GE e FW-EP e loro caratteristiche

Prodotto	Azione
PAC UL (Polimero cellulosico anionico) - XANTAM GUM (biopolimero prodotto con polisaccaridi modificati da batteri del genere "xantomonas")	Regolatori di viscosità e riduttori di filtrato
POLIAMMINE / POLISORBITOLO	Polimero inibitore per argille
POLIACRILAMMIDE	Incapsulante
LUBRIFICANTE	Riduzione torsione
SODA CAUSTICA (NAOH)	Correttori di pH

Fango LT-IE

In alcuni casi, nelle fasi più profonde, a partire dal Foro intermedio 17" 1/2, si può prevedere l'utilizzo di fluidi di tipo LT-IE, base non acquosa (Lamix), che vanno a sostituire il FW-EP.

La descrizione e la profondità di utilizzo del fango in oggetto è riportata in **Tabella 3-13**.

Tabella 3-13: descrizione e profondità di utilizzo dei fanghi

Fase	True Vertical Depth (TVD) (m)	Densità fango	Codice fango
Foro pilota 8 1/2"	700 - 900		SW-GE
Foro 36"	500 - 650	1.03	SW-GE
Foro 26"	700 - 900	1.10	SW-GE
Foro intermedio 17" 1/2	1000 - 1100	1.10 - 1.22	LT-IE
Foro intermedio 14" 3/4	1500 - 1600	1.22 - 1.30	LT-IE
Foro finale 12" 1/4	TD 1800 - 2000	1.35 - 1.40	LT-IE

La stima dei volumi di fanghi prodotti per pozzo è riportata in **Tabella A 3-6**.

Tabella A 3-6: stima dei volumi di fanghi prodotti per pozzo

Fase	Codice fango	Fango confezionato (m ³)	Fango scartato (m ³)
Foro riserless	SW-GE	600	600
Foro intermedio 17" 1/2	LT-IE	350	50
Foro intermedio 14" 3/4	LT-IE	350	50
Foro finale 12" 1/4	LT-IE	200	50
TOTALE		1500	750

Il Lamix è un prodotto di origine minerale altamente raffinato e non pericoloso per l'ambiente marino, in base ai requisiti richiesti dalla OSPAR Commission, equivalente ad un fluido base sintetico, che viene prodotto nella raffineria eni di Livorno.

Anche in questo caso il dettaglio delle composizioni dei fanghi utilizzati ed i quantitativi dei principali prodotti impiegati per il confezionamento saranno riportati in un apposito programma di dettaglio che sarà redatto in fasi successive e sottoposto ad autorizzazione dell'UNMIG.

In **Tabella A 3-7** si riporta un elenco dei prodotti normalmente utilizzati per il confezionamento fanghi LT-IE e le loro caratteristiche.

Tabella A 3-7: principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fluidi di perforazione e LT-IE e loro caratteristiche	
Prodotto	Azione
Per fluido LT-IE	
LAMIX	Fluido base dell'emulsione
BARITE (BaSO ₄)	Regolatore di peso
ARGILLA ORGANOFILA	Regolatore di viscosità
EMULSIONANTE PRIMARIO E SECONDARIO	Regolatori dell'emulsione inversa
LIME E SOLUZIONE DI CaCl ₂	Regolare della salinità e alcalinità dell'emulsione
AGENTE BAGNANTE	Rendere i solidi bagnabili all'olio
RIDUTTORE DI FILTRATO	Riduzione della filtrazione del fluido base

3.5.7.2 Movimentazione Fanghi e Gestione Rifiuti

Tutti gli additivi solidi e liquidi, vengono movimentati sia verso il porto di imbarco/sbarco, sia verso l'impianto di perforazione, utilizzando idonee procedure e mezzi autorizzati al trasporto.

Lo svolgimento dell'attività di perforazione non prevede alcuno scarico a mare di prodotti liquidi e solidi, in quanto l'impianto soddisferà la clausola essenziale di "zero discharge" richiesta contrattualmente dall'operatore alla società proprietaria dell'impianto. Verranno pertanto attuate tutte le misure necessarie al fine di eliminare la possibilità di sversamenti a mare. Tutti i rifiuti solidi e liquidi prodotti durante la perforazione, compresi i rifiuti solidi assimilabili agli urbani, verranno stoccati separatamente in base alle loro caratteristiche peculiari, come stabilito dalla normativa vigente.

Impiego di fango a base acquosa

I cuttings risultanti dal processo di perforazione sono separati dal fango di circolazione sull'impianto di perforazione stesso, tramite appositi sistemi di vagliatura e centrifugazione, che permettono il recupero quasi totale del fango circolante, tranne una piccola frazione che rimane adesa ai cuttings. Questi vengono raccolti in appositi contenitori (cassonetti, cfr. **Figura A 3-9** e **Figura A 3-10**) e inviati a terra a mezzo supply-vessel (cfr. **Figura A 3-11** e **Figura A 3-12**) e successivamente trasferiti ad idonei centri di trattamento e smaltimento, come previsto dalla normativa.



Eventuali frazioni liquide da smaltire saranno raccolte in appositi tank a bordo dell'impianto di perforazione e trasferite in banchina a mezzo supply-vessel, per il successivo trasporto in idonei centri di trattamento e smaltimento.

Impiego di fango a base non acquosa

Nel caso di cuttings risultanti dall'impiego di fango LT-IE, sull'impianto saranno utilizzate attrezzature supplementari ad alta efficienza di separazione oltre a quelle standard, che provvederanno a limitare ulteriormente la frazione di fango adesa ai cuttings stessi. Questi saranno raccolti in opportuni contenitori (cassonetti, cfr. **Figura A 3-9** e **Figura A 3-10**) e trasportati in banchina tramite supply-vessel (cfr. **Figura A 3-11** e **Figura A 3-12**) e successivamente trasferiti ad idonei centri di trattamento e smaltimento, come previsto dalla normativa.

Il fango LT-IE successivamente al suo impiego, viene riportato al porto di sbarco e riutilizzato in altre operazioni similari. Prima del riutilizzo, il fango potrebbe subire un trattamento per eliminare i solidi fini (tramite centrifuga) ed un ri-condizionamento con vari prodotti (riportati in **Tabella A 3-7**) per ottenere le caratteristiche reologiche e chimico-fisiche come richieste dall'operazione.

Eventuali frazioni liquide da smaltire saranno raccolte in appositi tank e trasferite in banchina a mezzo supply-vessel, per il successivo trasporto in idonei centri di trattamento e smaltimento.

Il fango LT-IE è attualmente utilizzato in diverse realtà estere onshore e offshore, anche in contesti estremamente sensibili alla problematica ambientale dove eni opera abitualmente.



Figura A 3-9: cassonetto per detriti sotto lo scivolo dei vibrovagli



Figura A 3-10: particolare del coperchio a tenuta su cassonetto per detriti



Figura A 3-11: trasporto a terra dei cassonetti tramite Supply Vessel



Figura A 3-12: trasbordo dei cassonetti dal Supply Vessel alla banchina

3.5.7.3 Tipologia e quantità rifiuti prodotti

Sulla base di esperienze precedenti si possono stimare le tipologie e quantità di rifiuti prodotti per l'intero sviluppo della concessione "d3G.C-AG": 6 pozzi di estrazione nei Campi Gas Argo e Cassiopea e 2 Pozzi Esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, come riportato in **Tabella 3-16**.

Tabella 3-16: quantità di rifiuti prodotti			
Rifiuti	Smaltitore	Quantità	
		Tonnellate	Metri cubi
Rifiuti assimilabili agli urbani (lattine, cartoni, legno, stracci etc.)	Service Company Specializzata	20	
Rifiuti liquidi fangosi ed acquosi			1000
Detriti perforati		350	
Liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce)	Impianto di trattamento a bordo		300
FASE RISERLESS			
Fango a fondo mare			900
Detriti a fondo mare			800

Da notare come durante la fase riserless si perfori in perdita totale, quindi con scarico a fondo mare; il fango utilizzato in tale fase è acqua marina viscosizzata ed il detrito generato non è contaminato da nessun additivo chimico. Si evidenzia che l'acqua marina, utilizzata come base del fango, sarà prelevata per mezzo di pompe dedicate in sito, direttamente dall'impianto di perforazione. In

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 32 di 97</p>
--	--	------------------------

Appendice 13 sono riportate le schede di sicurezza dei regolatori di viscosità utilizzati nella preparazione dei fanghi SW-GE (Bentonite e Guar Gum), entrambi compresi nella lista OSPAR/PLONOR ¹.

3.5.7.4 Tecniche di trattamento e conferimento a discarica dei rifiuti

Ad eccezione degli scarichi di acque nere e grigie, tutti gli altri tipi di rifiuti vengono raccolti e trasportati a terra, in modo da essere opportunamente recuperati/smaltiti presso gli appositi impianti di recupero/trattamento. A bordo dell'impianto vengono effettuati solo i trattamenti relativi agli scarichi di acque nere e grigie ed alle acque di sentina, in accordo alla normativa di settore.

Lo scarico delle acque reflue fognarie avviene, previo trattamento, mediante un impianto di triturazione e disinfezione delle acque reflue di tipo approvato e certificato in accordo a quanto disposto dall'Annex IV della Convenzione Marpol.

Le acque oleose non saranno scaricate mediante separatore ma saranno raccolte in pozzetti e separate dall'olio, che verrà successivamente trasportato a terra per lo smaltimento ad un concessionario del C.O.O.U. (Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati). Le acque separate, invece, confluiranno alla vasca di raccolta delle acque di lavaggio.

3.5.7.5 Emissioni in atmosfera

Vengono di seguito riportate le caratteristiche emissive dell'impianto di perforazione utilizzato per lo sviluppo integrato dei Campi Gas Argo e Cassiopea e dei pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1.

La principale fonte di emissione in atmosfera è rappresentata dallo scarico di gas inquinanti da parte dei gruppi motore che azionano i gruppi elettrogeni.

L'impianto di generazione di energia elettrica è composto da 10 gruppi diesel di cui due di emergenza ognuno di potenza pari a 5760 kW, per una potenza complessiva installata pari a 57.600 kW.

Durante il normale funzionamento, tutti i generatori presenti, ad esclusione di 2 adibiti alle emergenze, vengono utilizzati per la generazione dell'energia elettrica necessaria al funzionamento dell'impianto di perforazione. Il combustibile utilizzato è MDO (Marine Diesel Oil) con tenore di zolfo inferiore allo 0.2% in peso.

La **Tabella A 3-8** riporta le caratteristiche emissive previste per i motori Wärtsilä W12V32 installati sull'impianto Scarabeo 9.

¹ OSPAR - Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic OSPAR List of Substances / Preparations Used and Discharged Offshore which Are Considered to Pose Little or No Risk to the Environment (PLONOR) - Reference number: 2004-10 (2008 Update).



Tabella A 3-8: Caratteristiche emissive dei motori Wärtsilä W12V32

Combustibile	Carico di potenza (%) ⁽¹⁾	NOx (g/kWh)	CO (g/kWh)	Particolato (g/kWh)	SO2 (g/kWh)	Gas T (°C)	Flusso di massa fumi (Kg/s)	Diametro camino (mm)
MDO ⁽²⁾	100	10,5	0,4	0,25	0,8	385	10,17	800
	75	12	0,4	0,25	0,8	350	9,65	
	50	11,5	1	0,25	0,8	330	8,7	

⁽¹⁾ Potenza nominale pari a 5760 kWh

⁽²⁾ Marine Diesel Oil: $PCI_{inf} = 42,7$ MJ/kg; $S \leq 0,2$ % in peso

Per la modellizzazione della dispersione degli inquinanti in atmosfera si faccia riferimento all'**Appendice 16** allegata al presente SIA.

3.5.7.6 Generazione di Rumore

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.8 Rischi e potenziali incidenti che potrebbero avvenire durante la perforazione

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.8.1 Blow-out di gas

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.8.2 Sversamenti a mare

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.8.3 Incendi ed esplosioni

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.8.4 Collisioni di navi con la piattaforma

La collisione di una nave con l'impianto di perforazione, evento estremamente raro, può accadere in situazioni generalmente riconducibili a cattive condizioni meteo – marine o a non governo di un'imbarcazione per danni ai sistemi di manovra o per avaria ai motori.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 34 di 97</p>
--	--	------------------------

Al fine di prevenire qualsiasi tipo di incidente nell'intorno dell'impianto di perforazione, la Capitaneria di Porto competente, sentita la Sezione Idrocarburi del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), fisserà delle zone di sicurezza nelle quali sarà proibito l'accesso a navi ed aerei non autorizzati.

Nello specifico, durante le attività di perforazione dei singoli pozzi in progetto, attorno all'impianto di perforazione, si ritiene opportuno prevedere le seguenti aree di interdizione pari a:

- 500 m di raggio dal centro dell'impianto, per le attività di navigazione;
- 2 km di raggio dal centro dell'impianto, per le attività di pesca, nel solo caso di impianto ancorato.

Ulteriori misure che verranno adottate consistono in sistemi per la segnalazione di ostacoli alla navigazione, comprendenti luci d'ingombro, nautofoni e beacon, con portata minima di 2 miglia nautiche (circa 3,7 km).

3.5.9 Prevenzione e controllo durante la perforazione

3.5.9.1 Prevenzione e gestione del blow out

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.9.2 Apparecchiature di sicurezza utilizzate

Il BOP anulare, o a sacco per la forma dell'organo di chiusura, è montato superiormente a tutti gli altri. Esso dispone di un elemento in gomma, opportunamente sagomato, che sollecitato da un pistone idraulico con spinta in senso assiale, si deforma aderendo al profilo dell'elemento interno garantendo una chiusura ermetica.

La chiusura viene in tal modo garantita quali che siano il diametro e la sagomatura della batteria di perforazione o di *casing*. Anche nel caso di pozzo libero dalla batteria di perforazione, il BOP anulare assicura sempre una notevole tenuta (cfr. **Figura 3-25**).

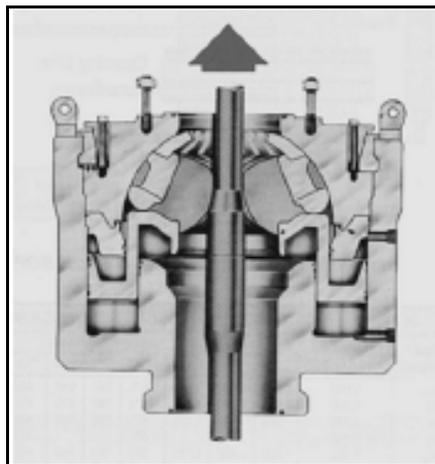


Figura 3-25: esempio di BOP anulare



Il BOP a ganasce dispone di due saracinesche prismatiche, opportunamente sagomate per potersi adattare al diametro delle attrezzature presenti in pozzo, che possono essere serrate tra loro da un meccanismo idraulico; il numero e la dimensione delle ganasce è in funzione del diametro degli elementi costituenti la batteria di perforazione. E' presente anche un set di ganasce trancianti, dette "*shear rams*", che opera la chiusura totale del pozzo quando questo è libero da attrezzature. Queste ganasce sono in grado, in caso di emergenza, di tranciare le aste di perforazione qualora queste si trovassero tra di esse all'atto della chiusura (cfr. **Figura 3-26**).

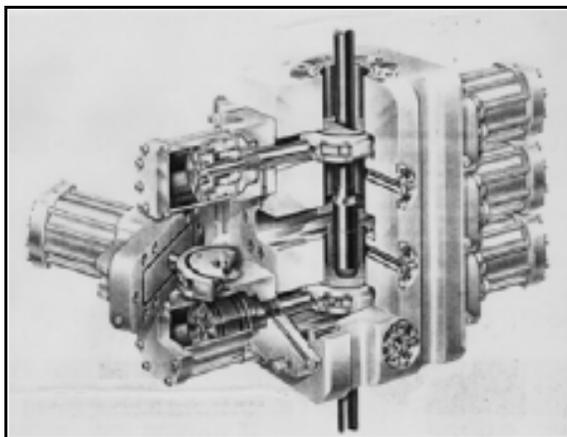


Figura 3-26: esempio di BOP a ganasce

Questi elementi sono normalmente assemblati a formare lo "*stack BOP*", generalmente composto da 1 o 2 elementi a sacco e 3 o 4 elementi a ganasce: le funzioni dei BOP sono operate idraulicamente da 2 pannelli remoti.

Per la circolazione e l'espulsione dei fluidi di strato vengono utilizzate delle linee ad alta pressione dette *choke* e *kill lines* e delle apposite valvole a sezione variabile dette *choke valves*, che permettono di controllare pressione e portata dei fluidi in uscita.

Le funzioni dei BOP, così come quelle di tutte le valvole e delle linee di circolazione *kill* e *choke*, sono operate dalla superficie tramite comandi elettroidraulici; tutte le funzioni e i comandi sono ridondanti e "*fail safe*" (ossia chiudono in assenza di pressione del fluido operativo di comando, causata da un qualsiasi guasto o incidente possa avvenire).

Lo stack BOP presenti a bordo dell'impianto Scarabeo 9 ha le seguenti caratteristiche:

- BOP anulari: n.2 shaffer spherically 18 3/4" 10000 psi
- BOP a ganasce: n.1 shaffer double preventer 18 3/4" – 15,000 psi with shear capacity
n.1 shaffer triple preventer 18 3/4" – 15,000 psi.

3.5.9.3 Procedure previste in caso di risalita dei fluidi di strato (kick)

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 36 di 97</p>
--	--	------------------------

3.5.9.4 Monitoraggio parametri di perforazione

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.5.9.5 Misure di contenimento utilizzate

Durante la fase di perforazione, al fine di minimizzare possibili impatti derivati dalle attività in progetto, saranno adottati alcuni accorgimenti progettuali per prevenire e/o limitare possibili rischi di contaminazione sia delle acque marine, sia del sottosuolo e delle eventuali falde incontrate durante la perforazione.

In particolare sull'impianto di perforazione verranno utilizzate adeguate strutture e piani di lavoro (*main deck, secondary deck*) "impermeabilizzati", capaci di impedire qualsiasi tipo di sversamento accidentale in mare di acque piovane, fango di perforazione, fluidi di sentina etc.

Verranno installati cassoni e colonne, cavi all'interno, per poter contenere le cisterne dell'acqua, del gasolio e dei fluidi di perforazione, oltre ai silos utilizzati per i prodotti chimici impiegati (cfr. Paragrafo **3.5.4.1**). Inoltre i fanghi di perforazione utilizzati e i rifiuti prodotti durante le attività di perforazione saranno raccolti in adeguate strutture e vasche di contenimento.

Durante le attività di perforazione, non è previsto alcun tipo di scarico a mare di rifiuti liquidi e solidi prodotti, nel rispetto della clausola essenziale di "zero discharge". Pertanto tutti i rifiuti prodotti saranno stoccati separatamente in base alle loro caratteristiche peculiari, come stabilito dalla normativa vigente, per essere poi adeguatamente smaltiti. Inoltre saranno attuate tutte le misure necessarie al fine di eliminare possibili sversamenti a mare.

Come riportato nel presente Quadro, per le attività di perforazione si adotteranno i seguenti accorgimenti progettuali:

- i fanghi di perforazione utilizzati avranno proprietà chimico-fisiche tali da poter controbilanciare la pressione dei fluidi contenuti nelle rocce attraversate e sostenere la parete del foro durante la fase di perforazione. In tal modo sarà possibile evitare infiltrazioni o perdite di fluido nelle formazioni minerarie attraversate durante la perforazione e quindi possibili contaminazioni del sottosuolo o di eventuali falde presenti;
- verranno utilizzate le seguenti tipologie di fango:
 - Fango SW-GE (Sea Water), utilizzato per le fasi di perforazione Riserless, è un fluido a base acqua di mare viscosizzata con materiali naturali (Guar Gum e Bentonite) non contaminato da nessun additivo chimico. Data la naturale composizione, tali fanghi saranno dispersi a fondo mare poiché i componenti, compresi nella lista OSPAR/PLONOR², vengono classificati come "preparati utilizzati e scaricati in mare aperto che si ritiene presentino poco o nessun rischio per l'ambiente";

² OSPAR - Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic OSPAR List of Substances / Preparations Used and Discharged Offshore which Are Considered to Pose Little or No Risk to the Environment (PLONOR) - Reference number: 2004-10 (2008 Update).

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 37 di 97</p>
--	--	------------------------

- Fango FW-EP (Fresh Water), utilizzato per le rimanenti fasi di perforazione che, grazie ad appositi sistemi di vagliatura e centrifugazione sarà recuperato quasi totalmente e smaltito al termine delle operazioni;
- Fango LT-IE a base non acquosa, utilizzato nelle fasi più profonde, in alternativa al Fango FW-EP, è composto da un fluido di perforazione (Lamix) di origine mineraria altamente raffinato che non verrà scartato ma riutilizzato in altre operazioni similari;
- si opererà isolando il foro con le colonne di rivestimento, cementate alle pareti del foro, a garanzia dell'isolamento completo delle eventuali falde incontrate nel prosieguo della perforazione;
- il completamento del pozzo verrà effettuato utilizzando un "foro tubato" in cui la zona produttiva viene ricoperta con una colonna ("casing o liner di produzione") con elevate caratteristiche di tenuta idraulica. Inoltre tutte le principali attrezzature di completamento (*Tubing, Packer, etc...*) garantiscono la tenuta idraulica della colonna di perforazione e la sicurezza delle operazioni per evitare possibili contaminazioni del sottosuolo e delle eventuali falde presenti;
- come ulteriore sistema di sicurezza si utilizzerà il *Blow Out Preventers* (BOP), sistema di apparecchiature che consente di chiudere il pozzo (a livello della testa pozzo) per impedire l'eruzione incontrollata in atmosfera di fluidi di strato.

3.5.10 Sicurezza in condizioni di mare estremo

Lo Scarabeo 9 è un impianto Semisub progettato e costruito secondo gli standard "Veritas - Offshore Standard Rules" e "IMO-MODU Code 2009".

La struttura dello Scarabeo 9 (main scantlings, MSA) è progettata e approvata per operare nella maggior parte dei mari e degli oceani del mondo (Golfo del Messico, West Africa, Atlantico meridionale, sud-est Asia, Australia e, nella stagione estiva, nord Atlantico).

Il rig è attrezzato per operare in acque di profondità variabile tra 150 e 3000 m circa. Per quanto riguarda le condizioni di mare estreme, i limiti operativi dell'impianto di perforazione sono i seguenti (considerando forze simultanee agenti nella medesima direzione):

- Altezza onda massima (Hmax): 25,8 m;
- Altezza onda significativa (Hs): 14,6 m;
- Massima velocità del vento (Operation): 70 nodi (36 m/s);
- Massima velocità del vento (Survival): 100 nodi (51,4 m/s).

Per la verifica delle condizioni di sicurezza durante le operazioni di perforazione previste nell'ambito del progetto Offshore Ibleo, tali limiti operativi sono di seguito confrontati con le condizioni meteorologiche estreme previste nell'area dove saranno svolte le attività (ovviamente esistono dei limiti oltre i quali è necessario sospendere le operazioni di perforazione ed attendere il miglioramento delle condizioni meteo).



Le condizioni estreme sono individuate sulla base dei dati di condizioni marine relativi a 20 anni (1989-2008), estrapolati da Crest S.r.l. tramite l'applicazione dei modelli WW3 per acque profonde e SWAN per acque basse (Studio Meteoceanico Offshore di Gela, Crest S.r.l., Aprile 2010).

I dati di input dei modelli meteo oceanografici sono stati i dati meteorologici storici GFS forniti da NOAA ECMWF su una griglia con risoluzione di circa 2°, mentre i risultati ottenuti, su base oraria, sono riferiti a 3 punti significativi, indicati con i triangoli blu in **Figura A 3-13**.

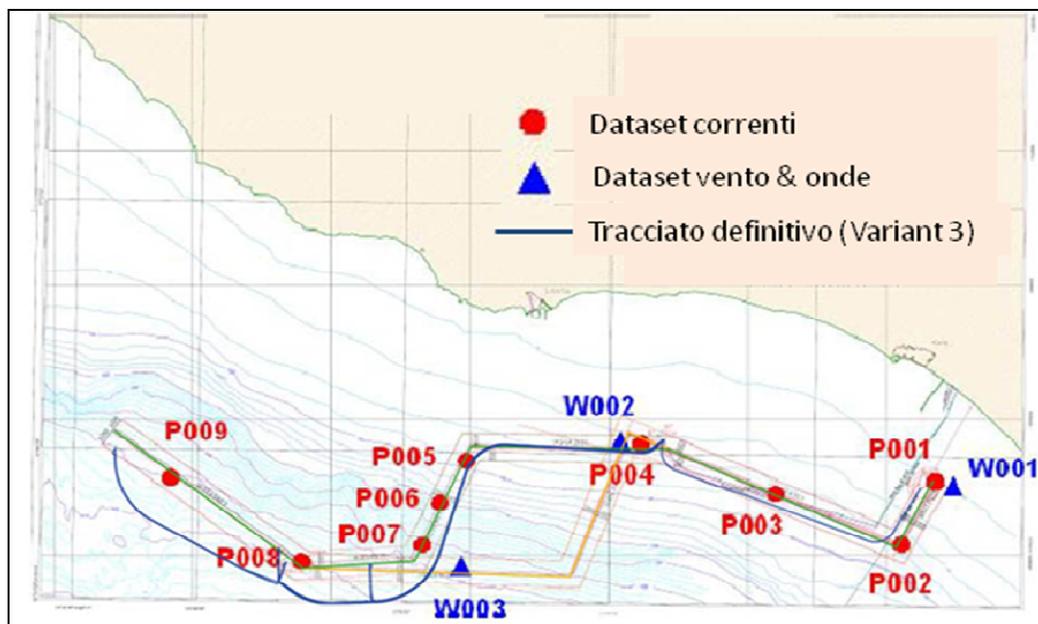


Figura A 3-13: ubicazione dei punti considerati per la caratterizzazione del moto ondoso e del regime correntometrico

Sono stati quindi stimati i valori estremi direzionali di velocità del vento e altezza significativa delle onde per periodi di ritorno 1, 5, 10, 50 e 100 anni.

Al fine della presente verifica sono di seguito riportati i valori estremi riferiti al punto W003, rappresentativo dell'area dove opererà l'impianto di perforazione, evidenziando il valore peggiore per tempi di ritorno pari a 10 anni (cfr. **Tabella A 3-9** e **Tabella A 3-10**).



Tabella A 3-9: valori estremi di velocità del vento (punto W003)

Direction (°N)	Sector Probability (%)	Wind Speed Extremes (m/s) 1-hour average					Wind Speed Extremes (m/s) 10 min. average				
		Return Period					Return Period				
		1-year	5-years	10-years	50-years	100-years	1-year	5-years	10-years	50-years	100-years
0	3.8	9.9	11.0	11.5	12.4	12.8	10.5	11.7	12.2	13.2	13.6
30	2.1	9.6	11.5	12.3	14.0	14.7	10.2	12.3	13.1	14.9	15.7
60	2.9	13.2	15.6	16.6	18.8	19.7	14.1	16.8	17.9	20.3	21.3
90	7.2	15.6	17.6	18.5	20.2	20.9	16.8	19.0	19.9	21.9	22.7
120	11.6	16.4	18.1	18.7	20.2	20.8	17.6	19.5	20.2	21.8	22.5
150	5.2	12.5	14.3	15.0	16.6	17.2	13.4	15.3	16.1	17.8	18.5
180	2.9	11.7	13.9	14.7	16.6	17.4	12.5	14.8	15.8	17.9	18.7
210	2.9	13.3	16.5	17.8	20.8	22.1	14.2	17.7	19.2	22.5	23.9
240	4.6	15.7	19.5	21.1	24.8	26.4	16.8	21.0	22.9	27.1	28.9
270	17.3	19.6	22.1	23.1	25.3	26.2	21.2	24.0	25.1	27.6	28.7
300	30.7	19.9	21.2	21.8	23.0	23.4	21.5	23.0	23.6	25.0	25.5
330	8.6	14.0	15.4	15.9	17.1	17.6	14.9	16.5	17.1	18.5	19.0
omni	100.0	22.0	24.2	25.1	27.2	28.1	23.9	26.4	27.4	29.8	30.8

Tabella A 3-10: valori estremi di altezza onda (punto W003)

Dir (°N)	1-year					5-years					10-years					50-years				
	Hs (m)	mean Tp (s)	Tz (s)	Hmax (m)	Hcrest (m)	Hs (m)	mean Tp (s)	Tz (s)	Hmax (m)	Hcrest (m)	Hs (m)	mean Tp (s)	Tz (s)	Hmax (m)	Hcrest (m)	Hs (m)	mean Tp (s)	Tz (s)	Hmax (m)	Hcrest (m)
0	0.51	7.6	5.4	0.84	0.43	1.03	8.4	6.0	1.68	0.86	1.26	8.7	6.2	2.04	1.05	1.83	9.4	6.7	2.95	1.52
30	0.51	8.2	5.8	0.83	0.42	1.02	10.7	7.6	1.63	0.83	1.24	11.6	8.2	1.97	1.00	1.74	13.6	9.6	2.72	1.38
60	0.25	5.4	3.9	0.42	0.21	0.77	7.6	5.4	1.26	0.64	1.05	8.5	6.0	1.71	0.88	1.83	10.8	7.7	2.92	1.50
90	0.84	6.0	4.3	1.40	0.73	1.20	6.7	4.8	1.99	1.04	1.34	7.0	5.0	2.21	1.16	1.66	7.5	5.3	2.72	1.43
120	3.75	9.9	7.1	6.02	3.20	4.44	10.6	7.5	7.09	3.77	4.72	10.8	7.7	7.53	4.01	5.36	11.3	8.1	8.52	4.55
150	4.10	9.7	7.0	6.61	3.54	4.70	10.2	7.4	7.55	4.05	4.95	10.5	7.6	7.94	4.26	5.51	10.9	8.0	8.81	4.74
180	3.47	8.3	6.2	5.69	3.08	4.30	8.8	6.7	7.04	3.85	4.66	9.0	6.9	7.62	4.18	5.49	9.5	7.3	8.97	4.94
210	4.65	8.8	6.8	7.64	4.20	6.51	9.6	7.6	10.69	5.98	7.36	9.9	8.0	12.08	6.81	9.46	10.7	8.6	15.46	8.81
240	4.64	9.2	7.0	7.56	4.12	6.43	10.0	7.8	10.48	5.80	7.25	10.3	8.1	11.82	6.59	9.24	11.0	8.9	15.05	8.49
270	7.32	11.9	8.9	11.67	6.32	8.37	12.6	9.4	13.29	7.21	8.79	12.8	9.6	13.94	7.57	9.74	13.4	10.1	15.39	8.37
300	5.72	11.5	8.3	9.08	4.86	6.64	12.4	9.0	10.48	5.60	7.02	12.8	9.2	11.06	5.91	7.88	13.6	9.8	12.35	6.59
330	0.92	9.0	6.4	1.49	0.76	1.19	10.0	7.2	1.91	0.97	1.30	10.4	7.4	2.08	1.06	1.53	11.3	8.0	2.43	1.24
omni	7.37	12.0	8.9	11.73	6.35	8.51	12.8	9.6	13.48	7.30	8.95	13.1	9.8	14.22	7.71	10.10	13.8	10.4	15.50	8.62

Il confronto (cfr. **Tabella A 3-11**) dimostra che l'impianto è in grado di operare in massima sicurezza anche nelle condizioni meteo-oceaniche estreme previste per l'area di progetto.

Tabella A 3-11: verifica condizioni di sicurezza dell'impianto Scarabeo 9 nell'area di progetto

	Valore estremo (10 anni)	Limite Impianto
Velocità vento (nodi)	53	70 ÷ 100
Altezza onda significativa Hs (m)	8.99	14.6
Altezza onda massima Hmax (m)	14.22	25.8

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 40 di 97</p>
--	--	------------------------

3.6 EVENTUALE CHIUSURA E RIMOZIONE DELLE STRUTTURE - POZZI CENTAURO 1 E GEMINI 1

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.7 PRINCIPALI MEZZI NAVALI COINVOLTI NEI CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA

I mezzi navali che saranno utilizzati nel Progetto “Offshore Ibleo” per lo sviluppo integrato dei Campi Gas Argo e Cassiopea sono riconducibili a tre categorie:

- Crane vessels;
- Pipelay vessels;
- Cargo barge;
- Supply vessels.

I crane vessels sono dei mezzi navali progettati appositamente per operazioni di sollevamento e saranno utilizzati nella fase di installazione della piattaforma Prezioso K e dei relativi componenti. I pipelay vessels sono mezzi navali in grado di costruire e varare le condotte per il trasporto del gas. I cargo barge sono mezzi progettati per il trasporto di strutture quali jacket e deck. I Supply vessels sono mezzi di appoggio utilizzati per il trasporto di attrezzature e personale.

3.8 INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA PREZIOSO K

La piattaforma Prezioso K sarà posizionata a circa 50 m di profondità d'acqua vicino alla piattaforma esistente Prezioso. Il posizionamento reciproco delle due piattaforme in configurazione finale è mostrato in **Figura A 3-14**, mentre in **Figura A 3-15** è riportata una vista laterale indicativa della futura piattaforma Prezioso K .

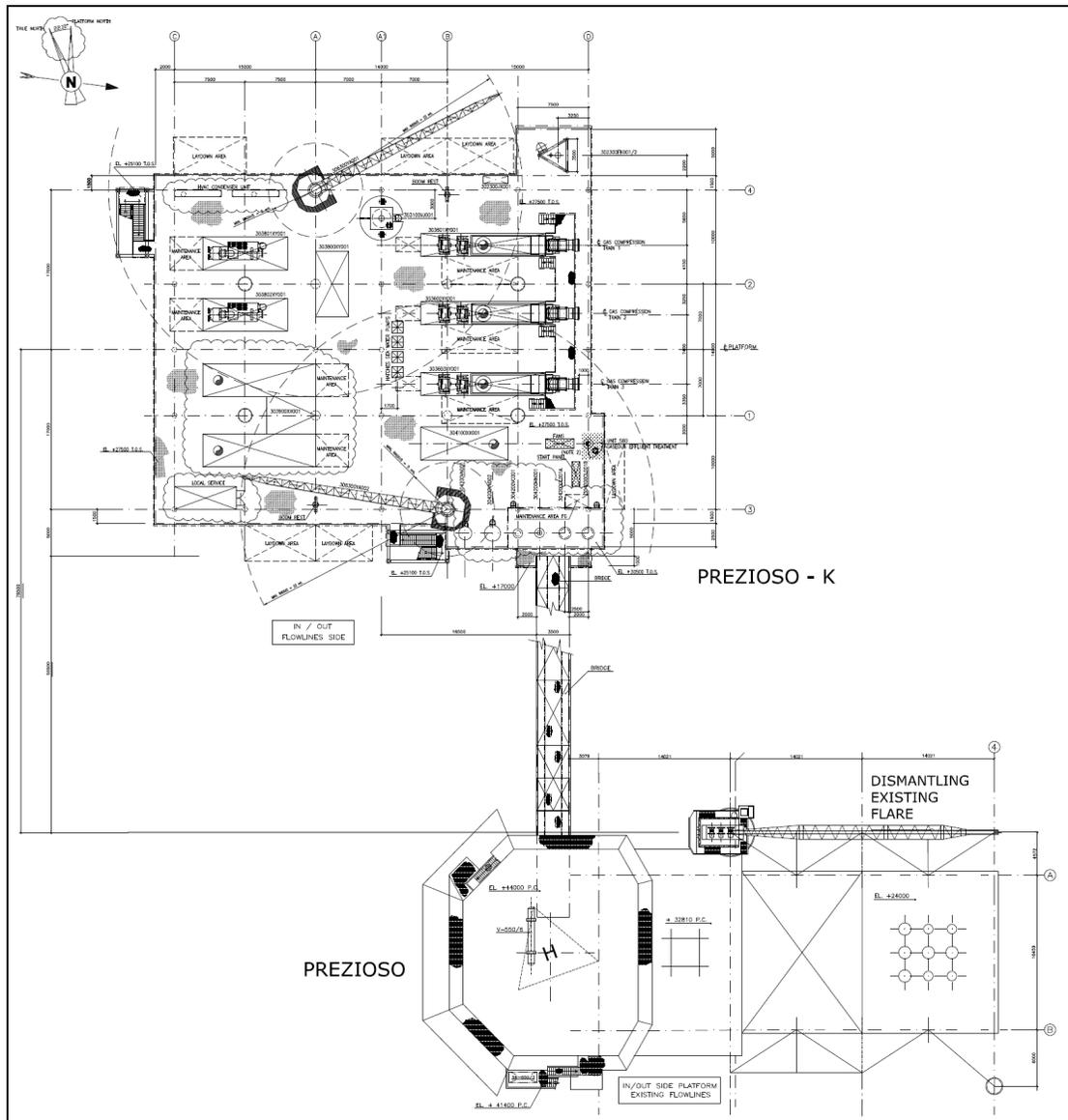


Figura A 3-14: configurazione delle piattaforma Prezioso K

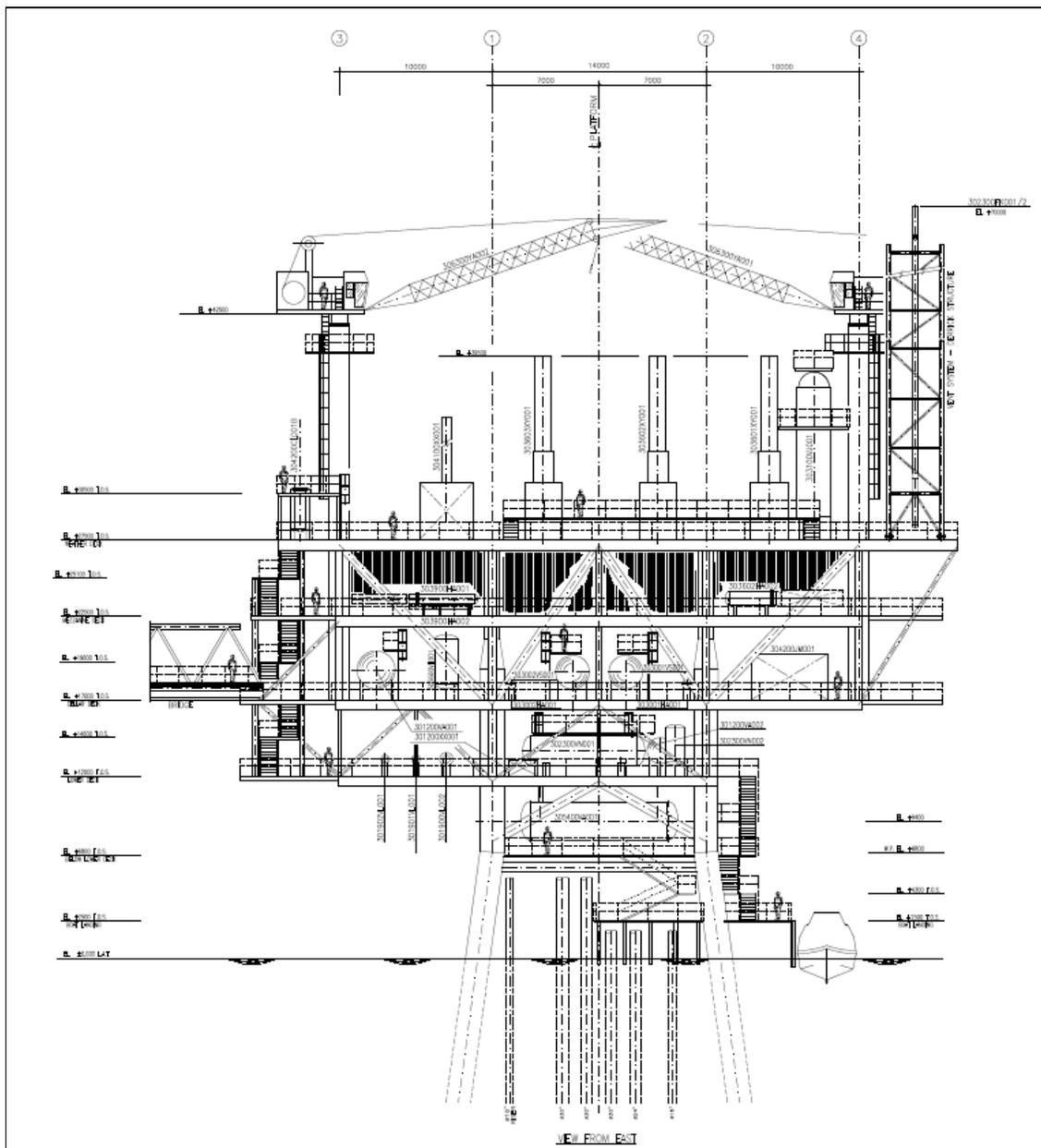


Figura A 3-15: vista laterale della piattaforma Prezioso K

La piattaforma Prezioso K è destinata ad ospitare tutte le attrezzature necessarie al trattamento del gas in arrivo dai pozzi in produzione ai fini della commercializzazione.

Da un punto di vista strutturale, è composta da:

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 43 di 97</p>
--	--	------------------------

- un jacket a quattro gambe fissato al fondale da pali di fondazione;
- un deck a quattro livelli che comprende gli impianti di processo e le utility.

Struttura del Jacket

Il jacket è costituito da quattro gambe e quattro piani intelaiati alle quote 6,0 m, -8,0 m, -24,0 e -43,0 m s.l.m.. Le dimensioni della sezione superiore, a + 7,0 m s.l.m. sono di 14 m x 14 m, mentre -45,0 m s.l.m., sul fondale, la sezione del jacket è pari a 28 m x 28 m. Le fondazioni del jacket sono realizzate tramite otto pali di 96" di diametro installati e battuti attraverso tubi guida posizionati a fondo mare e connessi rigidamente alla struttura del jacket ("skirt pile").

Il jacket comprende i seguenti elementi pre installati:

- nr. 2 riser da 10";
- nr. 1 riser da 16";
- nr. 1 J-tube da 16";
- nr. 5 cassoni (4 x 30", 1 x 24"), collocati nei piani alle quote comprese tra 6,0 m e -24,0 m s.l.m.;
- paraurti parabordi (barge bumpers);
- nr. 2 siti di attracco (boat landing).

Struttura del deck

Il deck si compone di quattro piani alle quote 12,0 m 17,0 m , 22,5 m e 27,5 m s.l.m..

I ponti saranno idonei a ospitare tutte le attrezzature, utenze, tubazioni e tutto il materiale necessario per svolgere le operazioni previste.

Nel dettaglio, le unità impiantistiche principali che saranno installate a bordo della piattaforma sono:

- trappole di lancio / ricezione pig;
- separatori gas / liquido;
- unità di riscaldamento del gas;
- unità di compressione del gas;
- unità di disidratazione del gas;
- unità di misurazione del gas.

Inoltre, le utility previste sono:

- unità di iniezione prodotti chimici;
- unità di condizionamento del gas carburante;
- gruppo di produzione di energia;

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 44 di 97</p>
--	--	------------------------

- unità di compressione dell'aria strumenti e utility;
- unità di rigenerazione glicole.

Sulla piattaforma non è prevista una zona dedicata agli alloggi per il personale. Quindi la piattaforma Prezioso K sarà collegata alla piattaforma esistente Prezioso attraverso un ponte per consentire al personale operativo della nuova piattaforma di avere accesso agli alloggi già presenti a bordo di Prezioso.

Le operazioni di installazione seguiranno la seguente sequenza generale:

- installazione del jacket e dei pali di fondazione;
- installazione del deck e di moduli aggiuntivi sul deck (vent, scale di collegamento con il jacket,..);
- installazione del ponte di collegamento con la piattaforma esistente Prezioso.

3.8.1 Installazione del jacket

Il trasporto del jacket avverrà in posizione verticale tramite una bettolina (*Cargo barge*).

Il sollevamento verrà eseguito direttamente dalla bettolina in seguito al completamento delle seguenti attività:

- accertamento della sussistenza di previsioni meteo favorevoli;
- approvazione da Marine Warranty Surveyor al sollevamento;
- funi di sollevamento ingaggiate nel gancio della gru e funi di ritenuta connesse;
- bettolina zavorrata, se richiesto;
- funi di sollevamento parzialmente tensionate e 50% del seafastening tagliato;
- ispezione visiva di tutte le parti che compongono il sistema di sollevamento;
- funi di sollevamento completamente tensionate e seafastening totalmente tagliato.

La sequenza di sollevamento del jacket prevede che la bettolina si ormeggi al mezzo per il sollevamento.

La gru solleverà verticalmente il jacket e lo adagierà in mare sempre in posizione verticale (vedi procedura generale per il sollevamento del deck da bettolina, **Sezione 3.8.2.1**). Il sollevamento avverrà a distanza di sicurezza dalle strutture esistenti (circa 500 m). La posizione finale di sollevamento sarà definita dall'installatore, tenendo in considerazione le condizioni meteorologiche e di sicurezza.

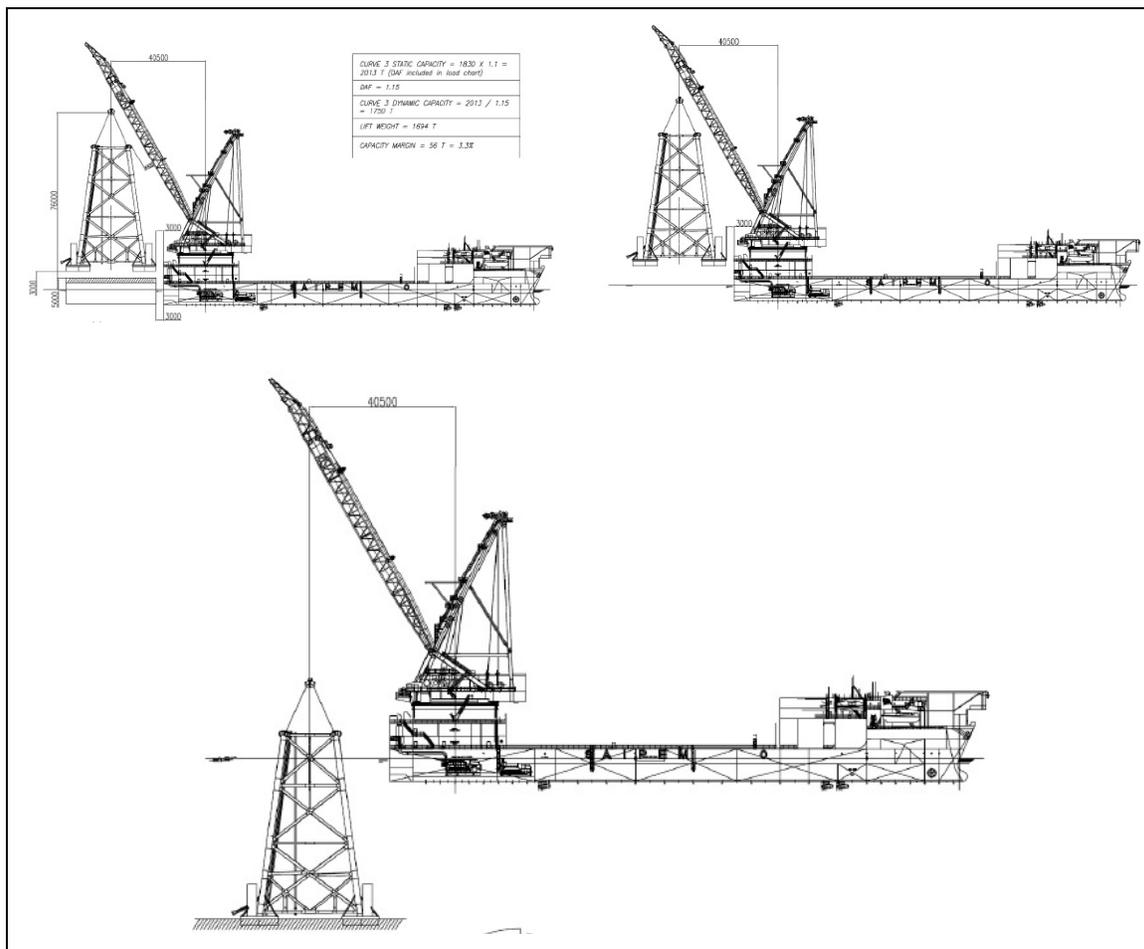


Figura A 3-16: sequenza di installazione del jacket

3.8.1.1 Installazione dei pali di fondazione

Il jacket verrà fissato al fondale con 8 pali di fondazione, che saranno ingaggiati in 2 *sleeve* per ciascuna gamba. I pali verranno installati in spezzoni unici.

Ciascun palo verrà sollevato dalla bettolina ormeggiata al mezzo navale e verrà posizionato in coperta per procedere alla sua verticalizzazione per mezzo di una clampa interna o di golfari posizionati in maniera simmetrica sui lati del palo.

La sequenza di installazione pali verrà definita in relazione all'esigenza di mettere in sicurezza la struttura. Nella seguente figura è rappresentata una sequenza indicativa.

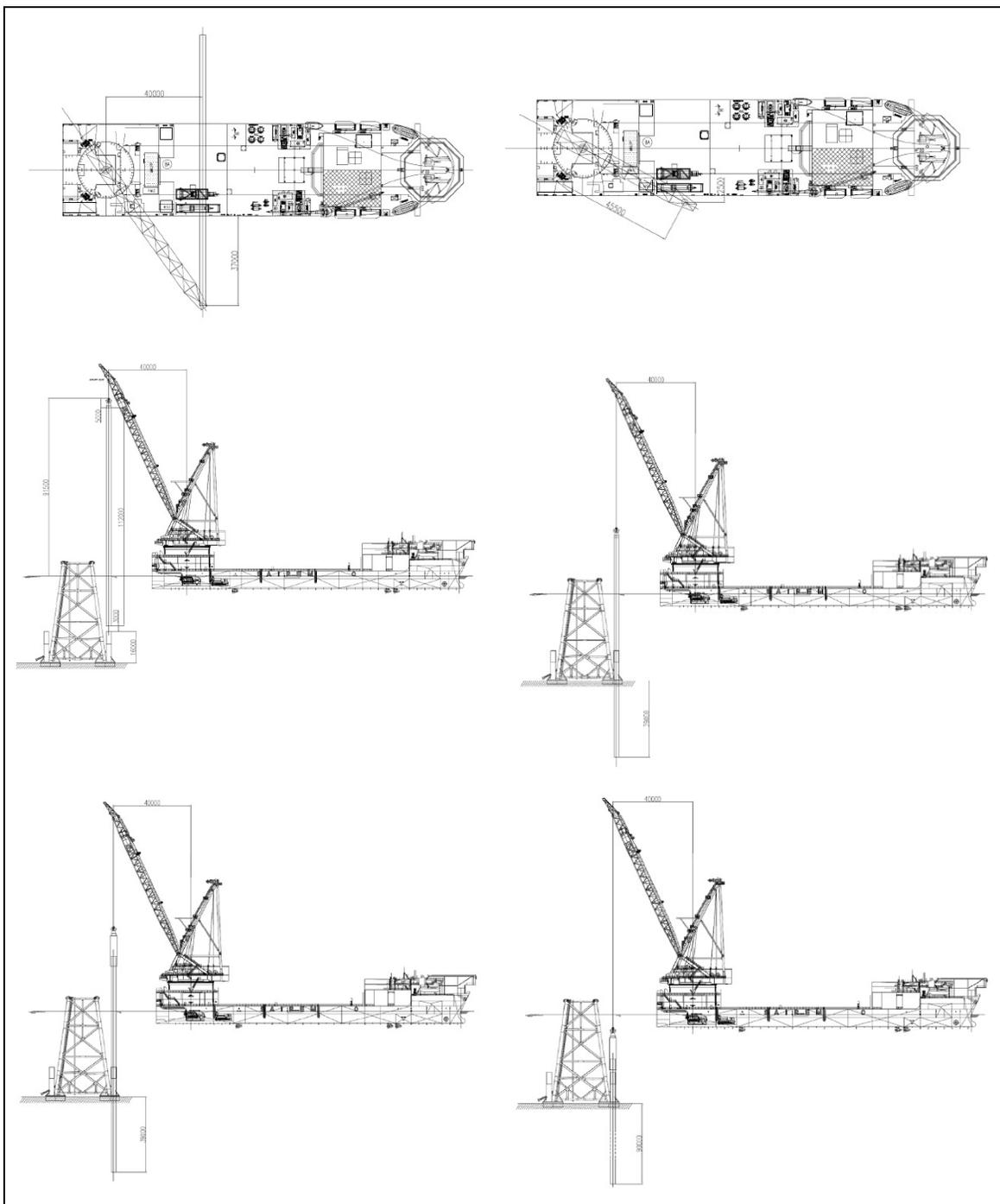


Figura A 3-17: sequenza di installazione dei pali di fondazione

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 47 di 97</p>
--	--	------------------------

3.8.1.2 Battitura dei pali

Una volta che è stata raggiunta la penetrazione per peso proprio del palo e dopo aver controllato la lunghezza sporgente, il battipalo selezionato in base ai risultati delle analisi di battitura, verrà inserito in cima al palo per eseguire il primo tratto di battitura.

La battitura dapprima verrà eseguita con bassa energia per evitare lo spostamento del palo durante la fase iniziale di battitura.

Se il numero di colpi indica che il terreno è sufficientemente duro, l'energia del battipalo verrà aumentata di conseguenza in modo da raggiungere l'energia prevista per raggiungere la penetrazione di progetto.

Il numero di colpi/penetrazione deve essere doverosamente registrato per ciascun palo ed esaminato per scoprire eventuali anomalie.

3.8.1.3 Sistema monitoraggio pali

Lo scopo principale del sistema di monitoraggio dei pali è di raccogliere ed elaborare i dati dinamici durante la battitura dei pali, per permettere una stima quantificata della struttura di fondazione. Il sistema di monitoraggio verrà installato nel numero richiesto di pali, in aggiunta e come complemento ai normali dati di installazione per battitura.

La caratteristica principale del sistema è di stimare la capacità dei battipali, parametri dinamici del terreno, capacità statica dei pali e feed back per le installazioni future.

Il sistema di monitoraggio consiste in indicatori di deformazione ed accelerometri attaccati direttamente al palo da battere. I segnali elettrici e le osservazioni visive vengono registrate ed elaborate da un microcomputer industriale per scopi speciali. Il sistema sarà in grado di dare in tempo reale i risultati e le valutazioni preliminari.

La capacità del sistema è tipicamente la seguente:

- misurare la deformazione del palo e l'accelerazione durante la battitura;
- misurare la performance del battipalo, l'efficienza del sistema e le tensioni durante la battitura;
- processare le stesse misurazioni durante la ripresa della battitura dopo un'interruzione che si può manifestare nella fase iniziale dell'attività.

I seguenti parametri tipici verranno forniti come output del monitoraggio della battitura:

- ampiezza della massima tensione del palo durante la battitura;
- colpi del battipalo per penetrazione;
- frequenza di battiti del battipalo;
- efficienza del battipalo.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 48 di 97</p>
--	--	------------------------

3.8.1.4 Procedura di emergenza - Livellamento

Nel caso della perdita di livello del jacket dovuta ad un cedimento localizzato di una platea di fondazione verrà adottata una procedura di emergenza che verrà dettagliatamente sviluppata.

Verrà installata una trave di riscontro sulla sommità del palo (già battuto con battipalo) recante due martinetti incernierati ad entrambe le estremità.

I martinetti in configurazione estesa saranno collegati a due golfari di servizio saldati in posizione opportuna sulla superficie esterna degli *sleeve* nella zona di cedimento. Recuperando la corsa del pistone dei martinetti, la trave scarica la reazione sulla sommità del palo ed il jacket viene sollevato dall'azione dei due martinetti.

3.8.2 Installazione del deck

Il deck verrà trasportato sul luogo dell'installazione su una bettolina e sarà dotato di bumper, guide e sistemi di sollevamento collegati e in posizione.

Il sollevamento verrà eseguito direttamente dalla bettolina in seguito al completamento delle seguenti attività:

- Previsioni meteo favorevoli;
- Funi di sollevamento ingaggiate nel gancio della gru e funi di ritenuta connesse;
- Bettolina zavorrata, se richiesto;
- Funi di sollevamento parzialmente tensionate e 50% del seafastening tagliato;
- Ispezione visiva di tutte le parti che compongono il sistema di sollevamento;
- Funi di sollevamento completamente tensionate e seafastening totalmente tagliato.

La sequenza di sollevamento del deck prevede che la bettolina si ormeggi al mezzo per il sollevamento ad una distanza di sicurezza dal jacket.

La gru posizionerà quindi il deck all'elevazione e al raggio richiesti per l'installazione.

L'orientamento del deck verrà controllato dalle funi di ritenuta. Quando in posizione, le funi di sollevamento verranno rimosse e le funi di ritenuta scollegate.

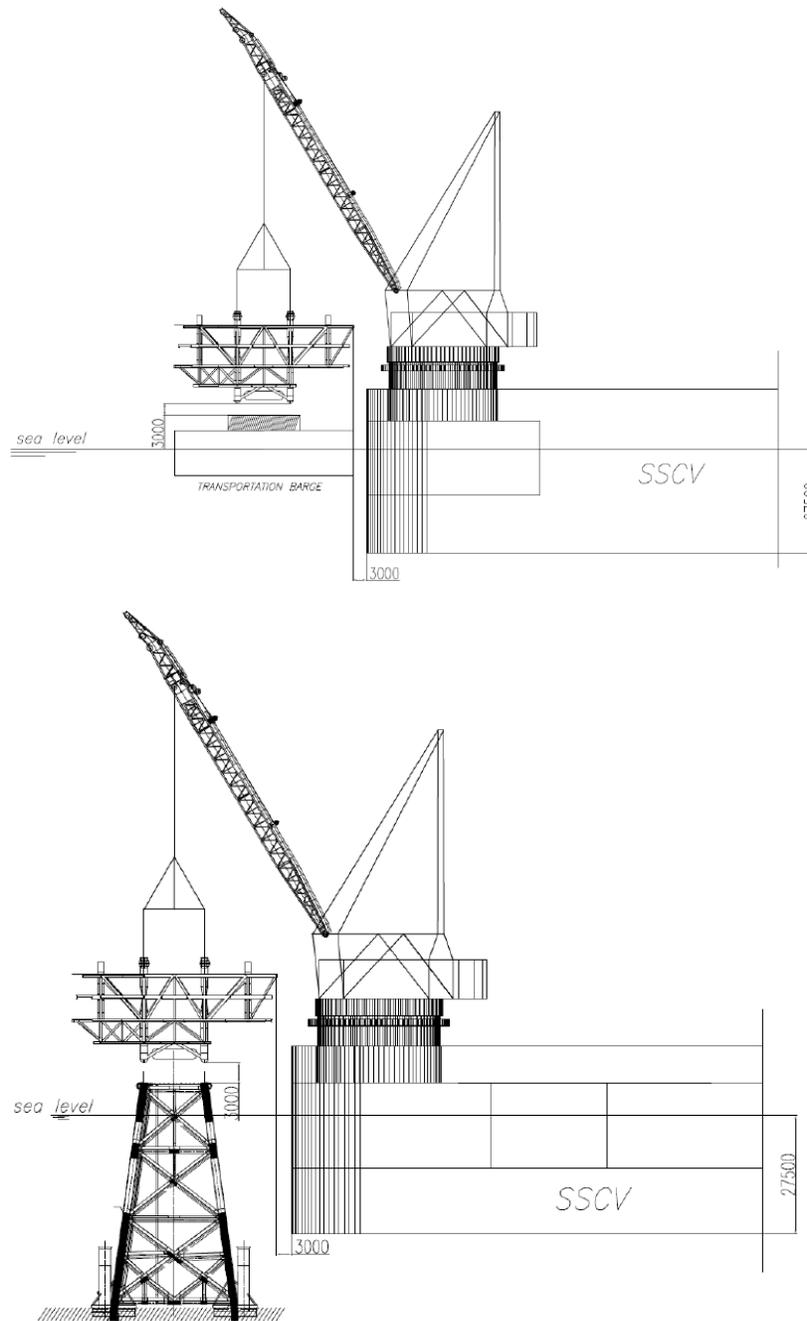


Figura A 3-18: sequenza di installazione del deck

Il vent sarà installato offshore, parzialmente o totalmente, dopo l'installazione del deck, al fine di rispettare la distanza minima tra il vent ed il braccio della gru.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 50 di 97</p>
--	--	------------------------

Il vent sarà sollevato tramite una gru a Nord della Piattaforma, rispettando la distanza di sicurezza. Il mezzo navale sarà posizionato in modo tale da avere l'asse longitudinale parallelo alla direzione Nord-Sud della piattaforma, mentre la bettolina di trasporto sarà ormeggiata perpendicolarmente al mezzo stesso.

3.8.2.1 Procedura generale per il sollevamento del deck

1. Durante la preparazione per il sollevamento del deck, le seguenti attrezzature e il personale richiesto verranno trasferiti sulla bettolina:
 - Attrezzature per il taglio del seafastening
 - Sistemi di sollevamento per la rimozione del seafastening
 - Personale per eseguire tagli e saldature
 - Sistema di illuminazione e generatore associato (se richiesto)
 2. Il personale addetto ai sistemi di sollevamento si sposterà nell'area dove sono state adagiate le funi di sollevamento, raggiungendole o dal ponte della bettolina tramite scale temporanee o utilizzando il basket per il trasferimento del personale dal mezzo navale. Queste operazioni verranno svolte se le condizioni meteorologiche lo permetteranno, per garantire massima sicurezza nelle operazioni di sollevamento.
 3. Se presenti, le funi di ritenuta pre-installate sul deck verranno connesse alle linee di ritenuta sul mezzo navale.
 4. Quando le linee di ritenuta sono assicurate, il gancio della gru verrà posizionato sopra il centro di sollevamento e abbassato appena sopra l'area dove sono adagiate le funi di sollevamento.
 5. I punti di sollevamento sul deck verranno controllati per assicurarsi che le funi siano posizionate in maniera sicura.
 6. Le funi di sollevamento verranno slegate e verranno ingaggiate nel gancio della gru.
 7. L'orientamento delle funi rispetto al gancio verrà controllato e le funi verranno ispezionate visivamente per controllare che non presentino attorcigliamenti o intoppi.
 8. Quando tutte le funi sono state attaccate e il personale ha verificato e si è assicurato che non ci siano interferenze od ostruzioni una volta tensionate, tutto il personale dedicato al sistema di sollevamento può lasciare l'area e ritornare sul mezzo navale.
 9. In seguito all'approvazione a procedere, inizierà il taglio del seafastening. Il taglio del seafastening potrebbe procedere in parallelo, ma non prima dell'inizio delle operazioni di ingaggio delle funi. Se richiesto, l'accesso alle linee di taglio del seafastening avverrà attraverso impalcature temporanee.
- La sequenza di rimozione sarà tale da richiedere lo spostamento del personale e delle attrezzature verso un'estremità della bettolina. In ogni caso, la sequenza di rimozione verrà decisa dal Capocantiere insieme ai rappresentanti per l'installazione.
10. Tutto il personale e le attrezzature rimanenti verranno spostati all'estremità della bettolina. Le linee di ormeggio della bettolina verranno allentate per il sollevamento.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 51 di 97
--	--	-----------------

11. Sotto la supervisione del Capocantiere, il carico sulla gru verrà nominalmente incrementato innalzando il gancio.

Le linee di ritenuta verranno tensionate e verranno mantenute in tensione per tutta la durata dell'operazione di sollevamento. Il deck verrà sollevato allontanandosi dalla bettolina e le linee di ritenuta ne manterranno il controllo laterale.

12. Con il deck sospeso sopra i supporti sul ponte della bettolina, le linee di ormeggio tra la bettolina e il mezzo navale verranno rilasciate. La bettolina verrà quindi allontanata tramite il rimorchiatore e se richiesto riposizionata.

13. Il mezzo navale dedicato all'installazione si muoverà quindi nella posizione richiesta per eseguire l'operazione di installazione.

14. Il deck verrà quindi calato fino al contatto con le gambe del jacket. L'abbassamento continuerà fino a quando il deck appoggerà completamente sui punti di appoggio e dentro le tolleranze richieste. Al soddisfacimento della posizione entro le tolleranze, il sistema di sollevamento del deck verrà rimosso.

3.8.3 Sicurezza in condizioni di mare estremo

Nella fase di progettazione della Piattaforma Prezioso K, per la definizione delle condizioni di carico estreme a cui saranno sottoposti gli impianti e per la verifica del coefficiente di sicurezza è stato fatto riferimento alla raccolta di dati meteo marini già impiegati per il progetto dell'esistente piattaforma Prezioso (Febbraio 1986 – SNAMPROGETTI). La nuova piattaforma, infatti, sarà installata a circa 60 m di distanza da quella esistente.

I dati di cui sopra, e in particolare i valori estremi di moto ondoso e regime delle correnti di seguito brevemente sintetizzati, sono il risultato di rielaborazioni statistiche delle osservazioni a lungo termine del KNMI, la cui attendibilità è stata verificata tramite confronto con i dati misurati nel corso della campagna GASIL condotta da giugno 1981 a giugno 1982. Tali dati sono stati quindi utilizzati per derivare i parametri necessari per la progettazione della nuova installazione, come descritto di seguito.

Si ritiene che la proposta di considerare tempi di ritorno pari a 200 anni non risulti applicabile, in quanto il paragrafo 5.1.2.4 delle Norme Tecniche per le Costruzioni (NTC) è relativo alla compatibilità idraulica nella progettazione di ponti su corsi d'acqua naturali o artificiali.

Si sottolinea che per l'ingegneria di costruzione della piattaforma Prezioso K si è fatto uso delle norme API-RP2A-WSD (*Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design, 21th Ed.*), appositamente create per la costruzione di strutture d'acciaio fisse in mare, che prevedono per le strutture la resistenza ad eventi d'onda estremi con tempo di ritorno 100 anni (cfr API-RP2A-WSD par. 1.5).

Inoltre la piattaforma possiede una riserva di resistenza allo snervamento, dovuta all'applicazione dei fattori di sicurezza atti a decrementare lo sforzo massimo ammissibile all'interno dei vari componenti strutturali. I valori dei fattori di sicurezza (Fs) utilizzati nel calcolo delle capacità portanti sono quelli raccomandati dallo standard API-RP2A-WSD, ovvero:



Tabella A 3-14: distribuzione delle altezze d'onda rispetto ai periodi di picco

	Altezze d'onda (m)												TOT
	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	>5.0		
4.	209	85	1										295
5.	391	259	86	2	1								739
6.	180	278	210	128	17								813
7.	31	133	109	160	89	23	7	3	1				556
8.	3	28	49	50	89	101	69	16	8	1	3		417
9.		1	3	11	15	28	40	30	11	8			147
10.						1		1	2	2	1		7
11.											3		3
12.											1		1
13.											1		1
TOT	842	784	458	351	211	153	116	50	22	11	9		3007

Regime correntometrico

Si riportano di seguito i valori estremi di velocità della corrente in corrispondenza della piattaforma. I valori si riferiscono alla direzione Ovest-Est. Tabella A 3-15: profilo verticale della corrente

z/h	Velocità corrente (cm/s)	
	Periodo ritorno 100 anni	Periodo ritorno 1 anno
1.00	143	111
0.75	128	99
0.50	110	85
0.25	84	64

z = quota rispetto al fondale
h = profondità

Calcolo dei carichi idrodinamici

Come previsto dallo standard API-RP2A-WSD, i carichi ambientali legati alle onde e alle correnti sono stati calcolati, in condizioni operative ed estreme, sulla base della teoria delle onde al 5° ordine di Stokes e dell'equazione di carico per elementi tubolari di Morison. Le onde e le correnti sono state calcolate per 8 direzioni, ovvero ogni 45° a partire dal Nord della Piattaforma.



Per ciascuna direzione e ciascun periodo di picco delle onde sono stati calcolati i carichi idrodinamici per la fase d'onda che causa il massimo momento di ribaltamento e/o il massimo sforzo di taglio, riassunti nelle seguenti Tabelle. Le onde e la forza delle correnti sono state incrementate tramite l'applicazione di adeguati Fattori di Amplificazione Dinamici (*Dynamic Amplification Factor - DAF*), valutati sulla base del periodo naturale stimato del jacket.

Il modello idrodinamico utilizzato nel calcolo delle forze e dei momenti generati dalle onde e dalle correnti, consiste nei seguenti elementi:

- modello idrodinamico degli elementi tubolari del jacket, derivato direttamente dal modello strutturale del jacket;
- modello idrodinamico degli elementi non strutturali.

Tabella A 3-16: carichi idrodinamici jacket - condizioni operative						
Condizioni marine	Altezza (m)	Periodo di picco (s)	Direzione onde	Sforzo di Taglio (kN) (DAF escluso)	Momento di ribaltamento (kNm) (DAF escluso)	DAF
1	10.0	8.06	315°	8304	318760	1.170
2	10.0	9.80	315°	8527	306220	1.105
3	10.0	10.50	315°	8660	304170	1.089
4	10.0	8.06	270°	8069	310780	1.171
5	10.0	9.80	270°	8390	303010	1.106
6	10.0	10.50	270°	8554	302150	1.090
7	10.0	8.06	225°	8362	320700	1.170
8	10.0	9.80	225°	8576	307840	1.105
9	10.0	10.50	225°	8708	305700	1.090
10	10.0	8.06	180°	9156	358250	1.171
11	10.0	9.80	180°	9278	340500	1.105
12	10.0	10.50	180°	9396	337260	1.089
13	10.0	8.06	135°	8196	313030	1.169
14	10.0	9.80	135°	8448	301690	1.104
15	10.0	10.50	135°	8590	299940	1.089
16	10.0	8.06	90°	7995	306940	1.169
17	10.0	9.80	90°	8345	300250	1.105
18	10.0	10.50	90°	8513	299490	1.089
19	10.0	8.06	45°	8113	309370	1.169
20	10.0	9.80	45°	8411	300270	1.105
21	10.0	10.50	45°	8558	298800	1.089



Tabella A 3-16: carichi idrodinamici jacket - condizioni operative

Condizioni marine	Altezza (m)	Periodo di picco (s)	Direzione onde	Sforzo di Taglio (kN) (DAF escluso)	Momento di ribaltamento (kNm) (DAF escluso)	DAF
22	10.0	8.06	0°	9067	354540	1.143
23	10.0	9.80	0°	9214	338050	1.105
24	10.0	10.50	0°	9337	335050	1.089

Tabella A 3-17: carichi idrodinamici jacket - condizioni estreme

Condizioni marine	Altezza (m)	Periodo di picco (s)	Direzione onde	Sforzo di Taglio (kN) (DAF escluso)	Momento di ribaltamento (kNm) (DAF escluso)	DAF
25	13.70	9.44	315°	16012	598270	1.164
26	13.70	11.90	315°	16952	590840	1.095
27	13.70	12.29	315°	17136	592200	1.088
28	13.70	9.44	270°	15915	600460	1.165
29	13.70	11.90	270°	16976	596520	1.095
30	13.70	12.29	270°	17215	613330	1.088
31	13.70	9.44	225°	16136	603360	1.164
32	13.70	11.90	225°	17059	595180	1.094
33	13.70	12.29	225°	17040	601280	1.088
34	13.70	9.44	180°	17368	660480	1.164
35	13.70	11.90	180°	18262	648370	1.094
36	13.70	12.29	180°	18497	667150	1.088
37	13.70	9.44	135°	15873	590510	1.164
38	13.70	11.90	135°	16847	584300	1.094
39	13.70	12.29	135°	17087	604650	1.088
40	13.70	9.44	90°	15823	594600	1.164
41	13.70	11.90	90°	16903	591080	1.094
42	13.70	12.29	90°	17251	616440	1.088
43	13.70	9.44	45°	15767	585600	1.163
44	13.70	11.90	45°	16767	580790	1.094
45	13.70	12.29	45°	17141	607330	1.087
46	13.70	9.44	0°	17202	652950	1.115

Tabella A 3-17: carichi idrodinamici jacket - condizioni estreme						
Condizioni marine	Altezza (m)	Periodo di picco (s)	Direzione onde	Sforzo di Taglio (kN) (DAF escluso)	Momento di ribaltamento (kNm) (DAF escluso)	DAF
47	13.70	11.90	0°	18131	642640	1.094
48	13.70	12.29	0°	18556	670330	1.088

I carichi idrodinamici così calcolati sono quindi stati utilizzati per la determinazione dei coefficienti di sicurezza nelle verifiche di carico, stabilità, collasso idrodinamico e resistenza allo snervamento per il jacket. Le analisi condotte hanno dimostrato che gli elementi in progetto sono perfettamente in grado di tollerare i carichi gravitazionali ed ambientali prevedibili sia in condizioni operative che in condizioni estreme.

3.9 DESCRIZIONE DEL PROCESSO

Una volta estratto mediante teste pozzo sottomarine, il gas arriva sulla piattaforma Prezioso K, dove subisce un trattamento integrale, costituito nell'ordine da rimozione dell'acqua libera, compressione e disidratazione, per poi essere inviato mediante condotta sottomarina alla rete SNAM Rete Gas.

La compressione è bypassata, in tutto o in parte (utilizzo del solo stadio di alta pressione) sino a che la pressione in arrivo dai pozzi lo consente. La disidratazione è effettuata via assorbimento in colonna mediante glicole trietilenico (TEG), che è rigenerato in continuo in una unità dedicata.

Le acque separate sono trattate in piattaforma da un'unità dedicata e portate a norma per lo scarico a mare.

L'impianto è autosufficiente dal punto di vista della generazione elettrica. Le turbine utilizzate come motrici dei compressori ed i motogeneratori previsti per la produzione di energia elettrica sono alimentati dal gas combustibile autoprodotta e a specifica.

I fluidi di giacimento vengono convogliati alla piattaforma attraverso due linee sottomarine da 10". Ciascuna linea è collegata a una trappola di lancio/ricevimento dedicata.

Ciascuna delle due trappole di lancio/ricevimento può essere intercettata e by-passata grazie ad uno speciale pezzo a "T" ed è equipaggiata con una valvola PSV di protezione.

A valle delle trappole ciascuna linea confluisce in un collettore comune di alimentazione e da qui a due Slug Catcher. Negli Slug Catcher avviene la separazione tra fase gassosa e fase liquida. Questa è costituita principalmente da acqua di produzione e, nelle fasi in cui è necessario, anche da inibitore termodinamico di idrati glicole monoetilenico (MEG).

Il gas viene diretto:

- nella fase di produzione ad alta pressione (HP), all'unità di riscaldamento e poi direttamente alla unità di disidratazione ;



- nelle fasi di media e bassa pressione (MP e LP), alla unità di compressione e successivamente alla disidratazione .

Di seguito si riportano gli schemi a blocchi del processo nelle fasi di alta pressione, media e bassa pressione (HP, MP e LP).

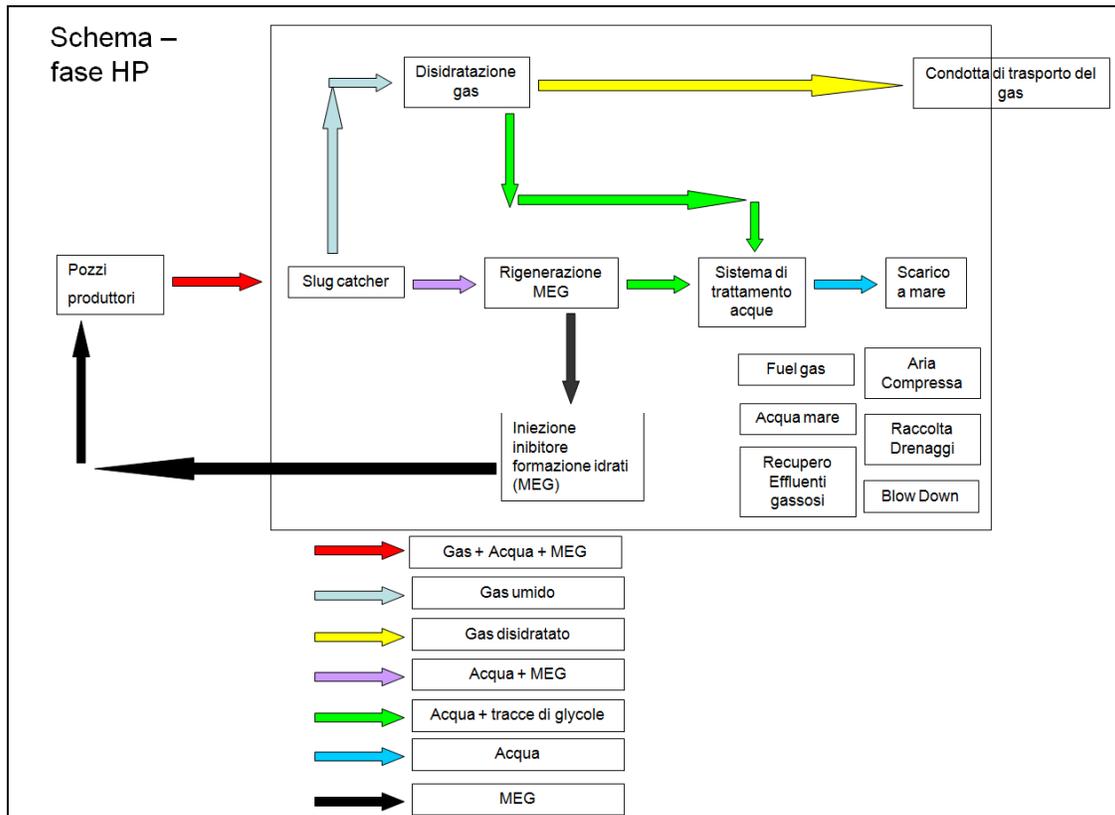


Figura A 3-19: schemi del processo nella fase di alta pressione (HP)

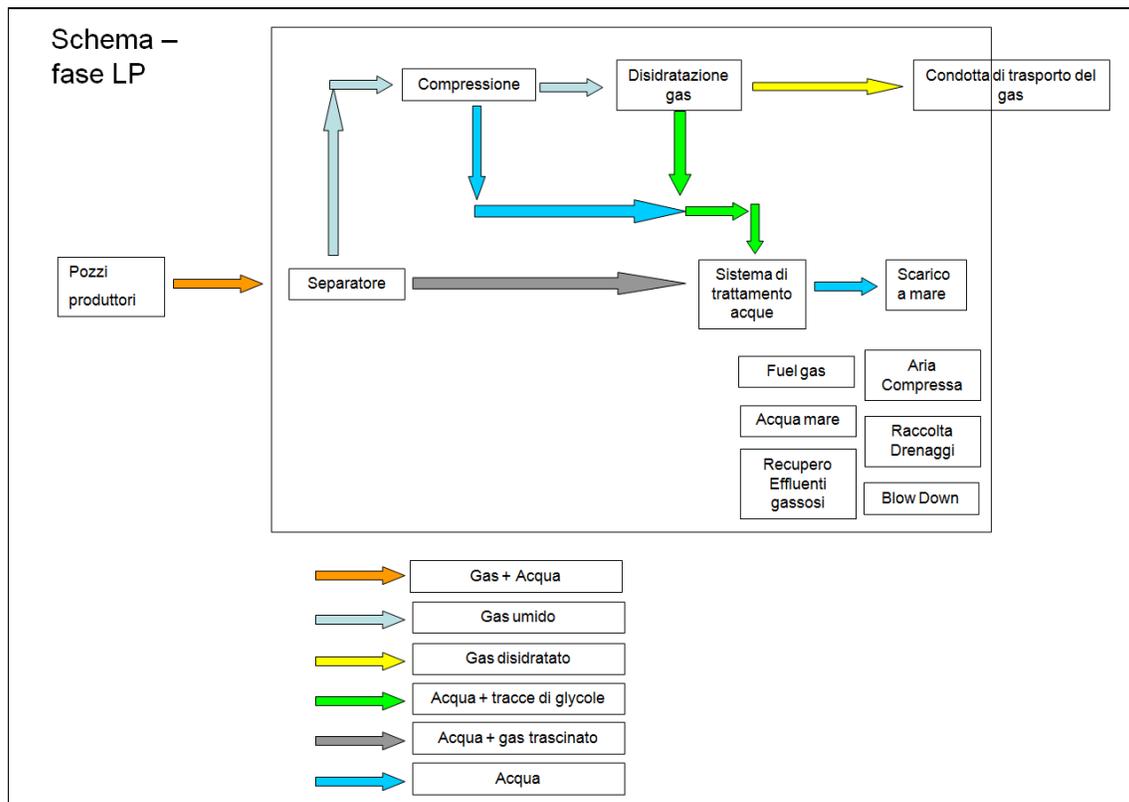


Figura A 3-21: schemi del processo nella fase di bassa pressione (LP)

L'unità di disidratazione è costituita da una colonna ad assorbimento con TEG ed è servita dall'unità di rigenerazione del TEG esausto.

L'unità di compressione è composta da tre treni di compressione (compressori centrifughi trascinati da turbine a gas). Ciascun treno è dimensionato per il 50% della produzione prevista. È previsto il funzionamento di due unità in parallelo mentre il terzo treno funge da riserva comune.

Ogni treno di compressione sarà costituito da due corpi. A valle di ciascun corpo è previsto uno scambiatore a fascio tubiero gas - acqua di mare per il raffreddamento del gas e un K.O. Drum per la separazione delle condense.

A valle dell'unità di disidratazione il gas è inviato alla sealine da 16" che convoglia la produzione verso terra.

La fase liquida in uscita dagli slug catcher verrà trattata:

- da un sistema di recupero del MEG nelle fasi che prevedono l'impiego di inibitore di idrati (HP e MP) ;
- da un sistema di trattamento acque nella fase in cui l'inibizione non è necessaria (LP).

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 60 di 97</p>
--	--	------------------------

In entrambi i casi, è previsto lo scarico a mare dell'acqua trattata. Per ulteriori informazioni relative alle acque di strato prodotte si rimanda al Paragrafo **3.9.2** del presente Quadro di riferimento Progettuale.

Gli impianti per il trattamento del gas sono serviti dalle seguenti unità principali:

- iniezione prodotti chimici per l'invio di inibitore di idrati ai pozzi (tramite linea di servizio contenute nel cavo ombelicale di controllo delle apparecchiature sottomarine);
- acqua mare: pompe di sollevamento e sistema antivegetativo a ultrasuoni;
- fuel gas per il condizionamento del gas da impiegare come combustibile negli impianti (turbine, motogeneratori);
- aria compressa per la strumentazione;
- recupero effluenti gassosi per raccogliere i rilasci delle varie apparecchiature durante le normali operazioni e ricicolarli all'unità fuel gas come gas combustibile. In normale operazione, pertanto, **non è previsto nessuno scarico di idrocarburi in atmosfera**;
- blow down per raccogliere eventuali scarichi dovuti ad eventi di sovrappressione e convogliarli al vent per lo scarico in atmosfera (in caso di situazione di emergenza);
- raccolta drenaggi;
- unità di rigenerazione glicole monoetilenico (MEG) per la separazione del glicole dalle acque di strato e riciclarlo alle sealine.

La piattaforma sarà alimentata da una unità di generazione elettrica costituita da tre motogeneratori a gas, ciascuno dei quali avrà potenza pari a 600kVA. E' previsto il funzionamento di due motogeneratori in parallelo. Una macchina è di riserva.

Per la generazione di emergenza è invece previsto un motore diesel di potenza pari a 500kVA.

Il Progetto prevede il collegamento della nuova sealine da 16" in arrivo dalla piattaforma con la testa d'abbandono della SPUR Line Green Stream. Si tratta di un tubo da 32" (lungo circa 8 Km) che a partire dall'impianto onshore del Green Stream arriva fino a circa 7 km dalla costa (a circa 20 m di profondità d'acqua). A partire da circa 4 km dalla linea di costa, tale linea è completamente interrata ad eccezione della testa di abbandono presente all'interno dell'area onshore Green Stream in cui sono previste la realizzazione di un misuratore fiscale del gas e l'installazione temporanea delle apparecchiature necessarie a garantire le operazioni di "pigging" della sealine di trasporto:

- aria compressa;
- generazione elettrica di emergenza;
- blow down.

L'alimentazione elettrica principale sarà fornita dalla Rete di Distribuzione Nazionale.

Una descrizione dettagliata delle attività on-shore previste è riportata all'interno del presente Capitolo (Sezione **3.15**) e della Valutazione di Incidenza Ambientale (VINCA) allegata al presente SIA.

3.9.1 Stima delle emissioni in atmosfera delle facilities installate

Le facilities installate a bordo della piattaforma Prezioso K che prevedono l'emissione in atmosfera a seguito di combustione sono di seguito schematicamente riportate:

- 3 turbocompressori (2 in funzione e 1 di riserva) di potenza pari a 3,5 MW in condizioni ISO;
- 3 motogeneratori a gas (2 in funzione e 1 di riserva) di potenza cadauno pari a 600 kVA per la generazione elettrica;
- 1 generatore diesel di emergenza di potenza pari a 500kVA.

In **Tabella A 3-18** sono riportati i dati relativi alle emissioni di inquinanti in atmosfera durante la fase di esercizio delle facilities sopra elencate.

Tabella A 3-18: emissioni in atmosfera delle facilities installate sulla piattaforma Prezioso K								
Sorgente di Emissione	Altezza di Emissione (m)	NOx (mg/Nm³)	NOx (g/s)	CO (mg/Nm³)	CO (g/s)	Temperatura uscita fumi (°K)	Portata⁽³⁾ (kg/h)	Portata⁽³⁾ (m³/h)
Turbocompressore 3,5 MW	40	150 ⁽¹⁾	1,9	100 ⁽¹⁾	1,3	733	59.000	123.200
Motogeneratore 600 kVA	40	500 ⁽²⁾	0,3	100 ⁽²⁾	0,06	730	2.500	5.280

Note:

1. Considerando un tenore di O₂ pari a 15%
2. Considerando un tenore di O₂ pari a 5%
3. Portata complessiva di fumi

Per la dislocazione dei singoli motori presenti sulla piattaforma, dei camini di fuoriuscita dei fumi e le relative caratteristiche emissive utilizzate per la modellizzazione della dispersione degli inquinanti in atmosfera, si faccia riferimento alla Sezione relativa alla Stima Impatti del presente SIA.

3.9.2 Stima delle emissioni idriche delle facilities installate

Acque di raffreddamento

Per regolare la temperatura di uscita del gas dalle fasi di compressione viene utilizzata acqua marina di raffreddamento. La regolazione di temperatura avviene modulando la portata dell'acqua utilizzata.

Inoltre viene utilizzata acqua marina per il raffreddamento dei fluidi di processo all'interno dell'unità di rigenerazione del TEG e dell'unità di rigenerazione MEG.

I 3 motogeneratori ed il generatore diesel di emergenza non utilizzano invece acqua di mare per il raffreddamento delle parti meccaniche in movimento, ma sono provvisti di un circuito chiuso di raffreddamento, all'interno del quale il liquido è raffreddato ad aria tramite un radiatore.

La quantità di acqua marina necessaria per il raffreddamento delle facilities installate sulla piattaforma Prezioso K (cfr. **Paragrafo 3.9**) è variabile in funzione della fase operativa. In particolare, la portata di



picco stimata (incluso il 20% di *overdesign*) è pari a 235 m³/h durante la fase di alta pressione (HP), 515 m³/h durante la fase di media pressione (MP) e 426 m³/h durante la fase di bassa pressione (LP).

Considerando una temperatura operativa dell'acqua di raffreddamento in ingresso al sistema pari a 21°C, al momento dello scarico, in uscita dai sistemi di raffreddamento, l'acqua raggiungerà una temperatura di 33°C, con un salto termico pari a 12°C.

L'acqua marina di raffreddamento sarà sottoposta ad un trattamento anti-fouling di inertizzazione. Tale trattamento sarà effettuato tramite un sistema antivegetativo ad ultrasuoni, che utilizza suoni ad alta frequenza per evitare la proliferazione di alghe ed organismi marini. Poiché il sistema non prevede l'utilizzo di additivi chimici, è esclusa la formazione di cloro attivo nel processo e quindi negli scarichi idrici.

Lo scarico a mare delle acque di raffreddamento sarà effettuato tramite un Sump Caisson immerso in mare, ad una profondità di 20 m, in corrispondenza della Piattaforma Prezioso K.

Per una stima dell'anomalia termica prodotta dallo scarico dell'acqua di raffreddamento si rimanda al relativo paragrafo del capitolo Stima Impatti e all'**Appendice 15**.

Acque di strato

Dai profili di produzione ottenuti tramite il modello integrato giacimenti – pozzi – impianti di superficie (IFAM – *Integrated Flow Assurance Model*) è emerso che la produzione di acqua di strato complessiva stimata nell'ambito del Progetto "Offshore Ibleo" si attesta intorno ai 188.000 m³. La seguente **Tabella A 3-19** riporta la stima di produzione delle acque di strato suddivisa nelle tre fasi di produzione dei pozzi (Alta Pressione (HP); Media Pressione (MP); Bassa Pressione (LP)).

Tabella A 3-19: stima di produzione acque di strato				
Fase	Durata	Portata media (m³/giorno)	Portata massima (m³/giorno)	Quantità cumulata (m³)
HP	3 anni circa	5	10	3.000
MP	4 anni circa	30	50	45.000
LP	12 anni circa	35	70	140.000
Totale				188.000

Durante le fasi HP e MP le acque in arrivo in piattaforma saranno miscelate a MEG, che sarà iniettato a testa pozzo per inibire la formazione di idrati nelle sealine. Al fine di rigenerare il MEG, tale miscela sarà successivamente sottoposta a trattamento tramite un "*sistema reclaimers*" che consentirà di separare il glicole dall'acqua di strato.

A seguito di tale separazione e dei trattamenti di raffreddamento e filtrazione, per le acque di strato è previsto lo scarico diretto a mare.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 63 di 97</p>
--	--	------------------------

Il sistema di rigenerazione e dissalazione glicole (*reclaimer*) potrebbe portare ad avere un residuo composto da sale con tracce di glicole che, in tal caso, verrebbe smaltito secondo la normativa vigente.

Durante la fase LP, in cui non sarà necessaria l'additivazione di MEG, le acque saranno direttamente inviate all'unità di filtrazione prima dello scarico a mare.

Lo scarico a mare delle acque di strato prodotte e trattate come sopra descritto sarà effettuato tramite il medesimo Sump Caisson utilizzato per lo scarico delle acque di raffreddamento.

Per il monitoraggio della qualità delle acque di strato scaricate in mare dalla Piattaforma Prezioso K, si rimanda al Piano di Monitoraggio riportato in **Appendice 11**, elaborato dal proponente sulla base delle Linee Guida ISPRA.

3.10 INSTALLAZIONE DELLE STRUTTURE SOTTOMARINE

I pozzi Argo e Cassiopea sono situati mediamente a circa 600 m di profondità d'acqua. Le installazioni in alto fondale consistono principalmente in:

- Croci di Produzione (Xmas tree) e relative strutture di protezione (tramite rig);
- Plem (Cassiopea Plem, Cassiopea 3 Plem, Argo Plem 1 e Argo Plem 2);
- Cassiopea Manifold a circa 660 m di profondità d'acqua;
- N.2 Condotte da 8" di collegamento tra i Pozzi Cassiopea e il Manifold;
- N.1 condotta da 8" di collegamento tra il Pozzo Argo e il sistema
- N.2 condotte da 10" tra il Manifold di Cassiopea e la piattaforma Prezioso K;
- installazione dell'ombelicale di controllo dei pozzi;
- Export Plem posizionato a circa 7 km dalla costa ad una profondità di circa 20 m;
- condotta da 16" tra la Piattaforma Prezioso K e l'Export Plem.

Si precisa che:

- insieme alle condotte verranno installate le strutture in linea come i PLET e gli In-Line Tee che permette di collegare il pozzo Argo ad una sealine da 10";
- è prevista l'installazione dello spool da 6", 8" e 10" per collegare le teste pozzo ai Plem;
- assieme alle strutture (Plem e Manifold) verranno installate le strutture di protezione e le trappole di lancio temporanee per le operazioni di commissioning del sistema.

Le principali operazioni di installazione saranno descritte in seguito.

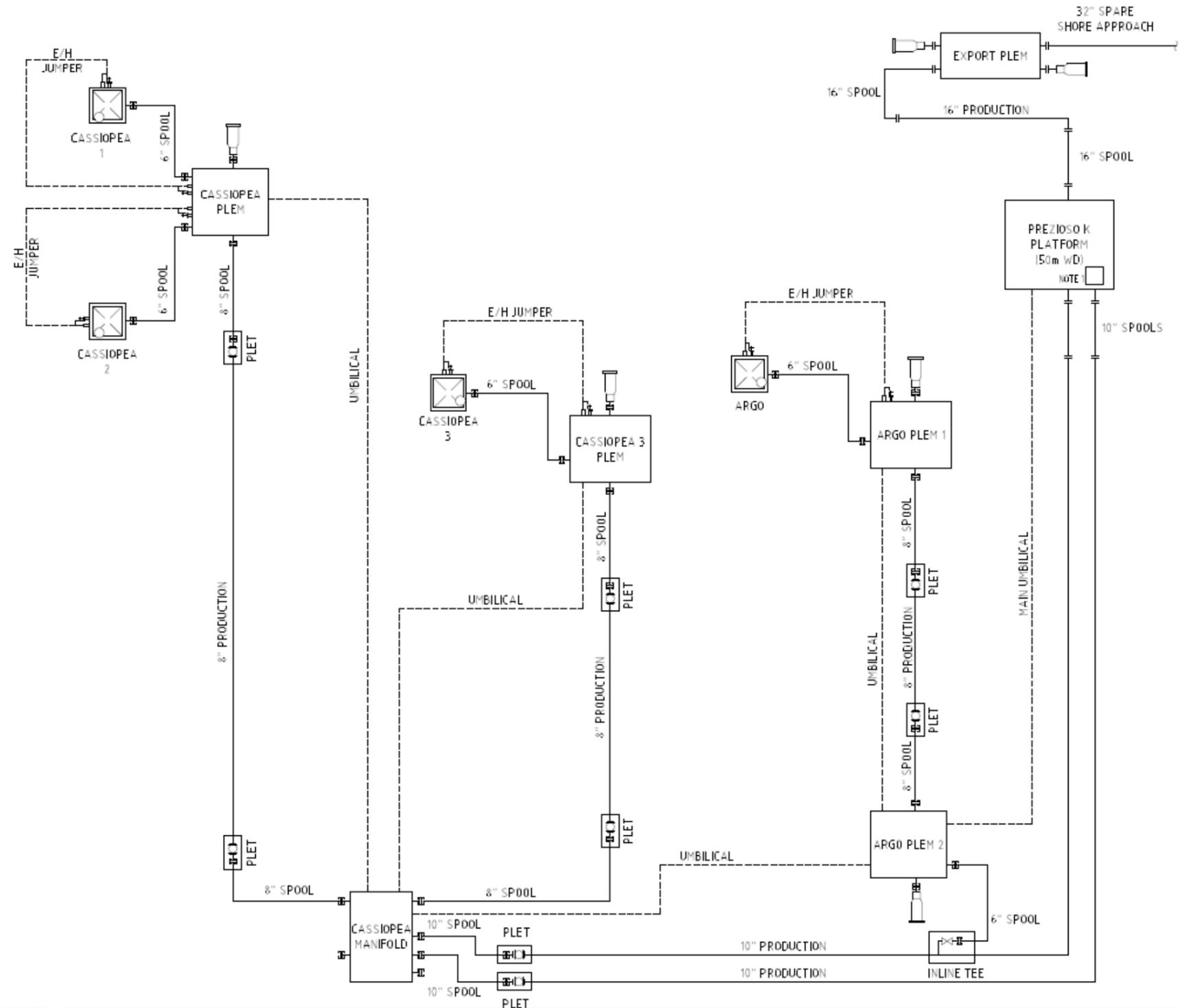


Figura A 3-22: schema delle strutture sottomarine

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 65 di 97</p>
--	--	------------------------

3.10.1 Installazione di una struttura subacquea tipo (PLEM)

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.10.1.1 Sistema di posizionamento

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.10.1.2 Posizionamento sottomarino della base della struttura

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.10.1.3 Installazione pali di fondazione

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.10.1.4 Completamento dell'installazione

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.10.2 Installazione condotta per il trasporto gas

Il progetto in esame prevede la posa e l'installazione delle condotte di collegamento ("sealine") tra i pozzi sottomarini dei Campi Gas Argo e Cassiopea e la futura piattaforma Prezioso K, e tra la medesima piattaforma e l'*Export PLEM (PipeLine End Manifold)*, posizionato a circa 7 km dalla costa ad una profondità di circa 20 m.

Le condotte sottomarine saranno interrate al fine di migliorare la stabilità sul fondo, minimizzare il rischio di interferenza con le attività di pesca a strascico presenti nell'area ed evitare interventi locali pre-varo per la correzione delle irregolarità del fondale.

3.10.2.1 Definizione della rotta "Variant 3"

La rotta delle condotte è stata inizialmente concepita in considerazione della caratterizzazione geotecnica dell'area in esame, che era stata assunta sulla base di dati disponibili utilizzati per progetti sviluppati nella stessa area.

Le due alternative per le rotte proposte nel SIA "Offshore Ibleo" erano state presentate in una fase iniziale di progettazione quando ancora non erano disponibili dati dettagliati circa la batimetria, la conformazione e le analisi di rischio geologico del fondale (Identificazione del Geohazard).

Tra Ottobre 2009 e Gennaio 2011 sono state eseguite più indagini geofisiche distinte che hanno interessato un'ampia zona comprendente l'area di progetto offshore, con lo scopo di ottenere le seguenti informazioni:

- mappe batimetriche 1:5.000 (Multibeam Echosounder);
- caratterizzazione della superficie del fondo marino (Side Scan Sonar, Box Corer);

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 66 di 97</p>
--	--	------------------------

- caratterizzazione della stratigrafia superficiale del suolo (Sub Bottom Profiler, Sparker);
- identificazione e mappatura dei geohazard nell'area di interesse.

Per il dettaglio delle indagini geofisiche effettuate si rimanda al Paragrafo **4.7.1** del Quadro di Riferimento Ambientale.

Tra Ottobre 2009 e Giugno 2010, a seguito dell'esecuzione del Survey geofisico di indagine dell'area vasta e dell'identificazione delle aree di "Geohazard", è stato possibile individuare una rotta definitiva posizionata a Sud rispetto alle due precedenti ipotesi di tracciato indicate nel SIA "Offshore Ibleo", in una zona sufficientemente lontana dalle aree poste nella parte superiore della scarpata, identificate come potenzialmente pericolose dal punto di vista geologico strutturale del fondale (possibili punti di distacco di materiale franoso in seguito a eventi sismici).

Lo spostamento a Sud della rotta, dell'ordine di 2-3 km rispetto al tracciato precedente, col conseguente allontanamento dalle aree di "instabilità" ritenute possibili punti di distacco per eventuali frane, consente una significativa riduzione del rischio connesso all'eventualità remota che il materiale franoso possa interferire con le condotte. L'ipotesi di un'ulteriore spostamento verso Sud è stata presa in considerazione ma scartata in quanto ritenuta meno significativa in termini di riduzione del rischio connesso alla remota possibilità di interazione con frane, e svantaggiosa giacché comporterebbe diversi attraversamenti dei cavi di telecomunicazione già presenti nella zona .

Obiettivo delle Survey effettuate tra Ottobre 2009 e Giugno 2010 è stato infatti l'acquisizione, l'elaborazione, l'interpretazione e la comunicazione dei dati idrografici, geofisici, geologici e geotecnici necessari a:

- estrapolare i dati geotecnici e topografici locali del fondale marino;
- fornire una valutazione della morfologia del fondale marino, comprese caratteristiche e irregolarità topografiche, rischi geofisici e geologici e/o rischi dovuti a fattori antropici;
- identificare e mappare le potenziali caratteristiche geologiche, geotecniche ed i vincoli ambientali che possono influenzare la rotta delle *pipelines* e/o l'installazione delle varie strutture sottomarine.

In **Figura A 3-23** è riportata l'intera area vasta oggetto delle Survey effettuate con il dettaglio delle sealine in progetto dal Cassiopea Manifold fino all'Export PLEM, mentre per una migliore visualizzazione in **Allegato 6** è riportata la carta batimetrica con la planimetria del tracciato.

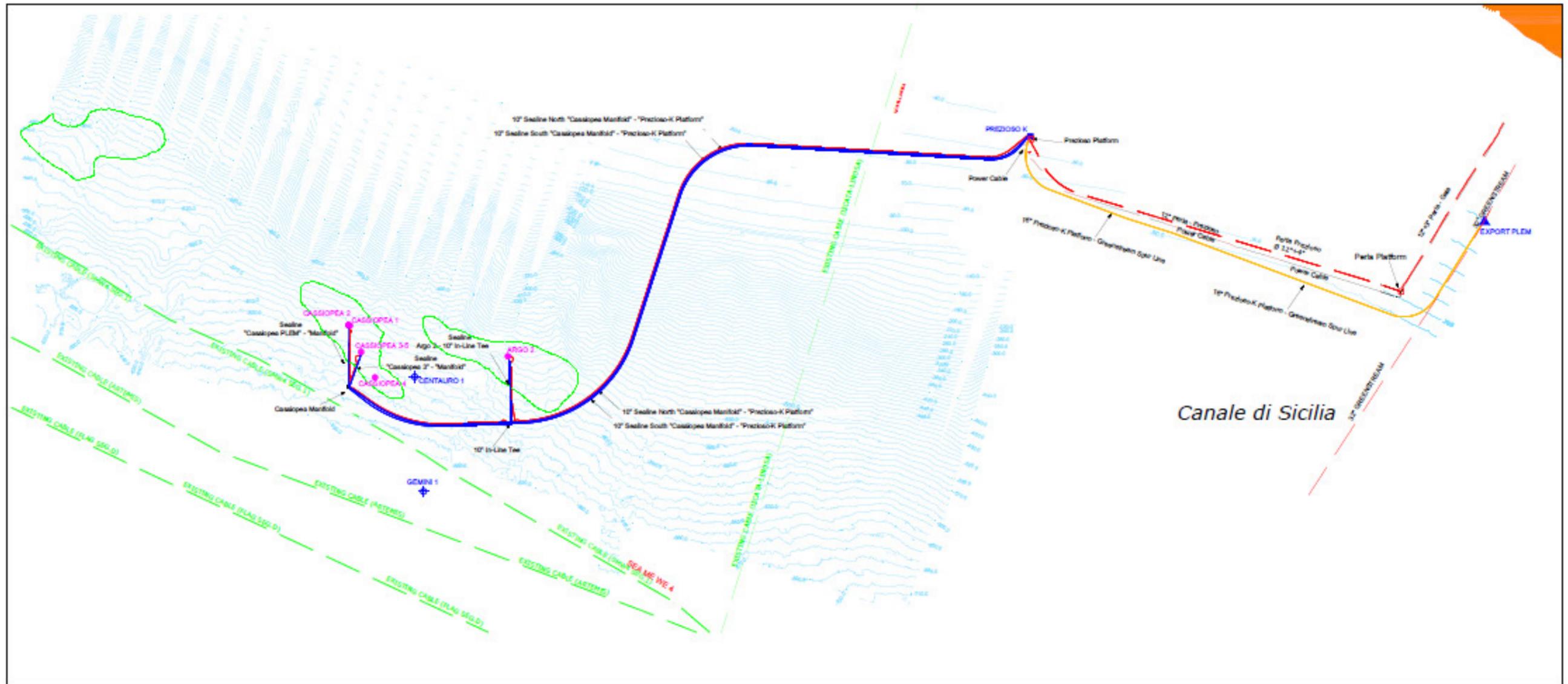


Figura A 3-23: tracciato della sealine del Progetto "Offshore Ibleo"



In seguito alla definizione del tracciato definitivo della sealine, nel periodo tra Dicembre 2010 e Gennaio 2011, sono state realizzate due ulteriori Survey Geofisico e Geotecnico di dettaglio, con lo scopo di acquisire ulteriori dati onde poter meglio definire dettagli ingegneristici sul tracciato previsto.

Da tali indagini, ad oggi, è stato possibile trarre le seguenti informazioni:

- mappe batimetriche di dettaglio (mediante sistema ecoscandaglio Multibeam e ispezioni visive a mezzo di un robot ROV – Remotely Operated Vehicle);
- campionamento del fondale marino mediante carotaggi effettuati:
 - fino a 5 m di profondità, lungo la rotta prevista per le sealine;
 - fino a 20 m di profondità, nelle zone in cui è prevista l'installazione di strutture sottomarine (PLEM, Manifold) e nelle zone di rischio geologico individuate;
- analisi in situ e in laboratorio dei campioni raccolti a mare al fine di ottenere una completa caratterizzazione fisico-meccanica del fondale marino.

Sulla base delle indagini effettuate, il percorso finale della sealine è stato definito in base ai seguenti criteri:

- minimizzare i rischi connessi alla conformazione del fondale marino cercando di posizionare il tracciato in zone il più possibile pianeggianti;
- valutare le necessarie aree di rispetto e le distanze minime da rispettare tra le strutture da posare, unitamente alle zone marine che si dovranno occupare per effettuare le operazioni in progetto (installazione delle strutture, perforazione dei pozzi);
- considerare gli scostamenti attesi per la stabilità sul fondo delle sealine prima di definire la distanza tra le linee;
- ottimizzare il numero di attraversamenti di linee esistenti (*umbilicals* e condotte sottomarine) così come la stabilità delle curvature laterali delle sealine;
- mantenere adeguate distanze dagli impianti esistenti.

Il tracciato definitivo, denominato in questo contesto “*Variant 3*”, colleterà il gas estratto dai pozzi Cassiopea 1 dir, Cassiopea 2 dir, Cassiopea 3 e Argo 2, situati a circa 30 km dalla costa siciliana ad una profondità variabile tra i 450 m e 600 m e sarà costituito dai seguenti tratti di condotta (cfr. **Figura A 3-23**):

- sealine da 8” tra i pozzi **Cassiopea 1 dir**, **Cassiopea 2 dir** e il **Manifold di Cassiopea** e relativi spool di connessione per una lunghezza indicativa di 2,5 km circa;
- sealine da 8” tra il pozzo **Cassiopea 3** e il **Manifold di Cassiopea** e relativi spool di connessione per una lunghezza indicativa di 1,5 km circa;
- sealine da 8” tra il pozzo **Argo 2** e l'**Argo PLEM 2** e relativi spool di connessione e un In-Line Tee lungo la sealine “Nord” da 10” per una lunghezza indicativa di 2,9 km circa;
- due sealines da 10”, indicate come “**sealine Nord**” e “**sealine Sud**” tra il **Manifold di Cassiopea** e la **Piattaforma Prezioso K**, entrambe di lunghezza pari a 35,5 km circa. I tracciati Nord e Sud partono in prossimità del Cassiopea Manifold, raggiungono l'area dell'Argo PLEM 2 e In-line Tee (posto lungo la sealine Nord), dalla quale proseguono fino a raggiungere la Piattaforma Prezioso K. A 5 km circa dalla Piattaforma Prezioso K, in direzione Ovest, le sealine in progetto attraverseranno l'esistente cavo elettrico “*Licata – Linosa*”, posato in circa 60 m di profondità;



- tratto di sealine da 16" tra la **Piattaforma Prezioso K** ed l'**Export PLEM**, posizionato in prossimità della testa d'abbandono della SPUR Line Green Stream. La batimetria del fondale lungo il tracciato della sealine da 16", lunghezza 25 km circa, varia tra 45 m di profondità, in prossimità della Piattaforma Prezioso K, 90 m nel tratto centrale e 20 m in corrispondenza dell'Export PLEM. La condotta attraverserà il cavo elettrico esistente "Prezioso – Perla" in due punti;
- Spool da 32" per la connessione dell'export PLEM all'esistente sealine SPUR Line Green Stream. Lo spool da 32" attraverserà la condotta esistente Green Stream da 32".

Il presente progetto prevede anche una fase successiva nella quale sarà valutata la perforazione dei pozzi Cassiopea 4 e 5 e pertanto la realizzazione delle opportune strutture sottomarine per la messa in produzione, in base ai risultati minerari ottenuti durante la prima fase di sviluppo dei Campi Gas.

In **Sezione 3.10.2.4** si riportano i dettagli progettuali relativi agli attraversamenti previsti.

3.10.2.2 Caratteristiche progettuali della sealine

Le condotte saranno realizzate e dimensionate in accordo al DM del 17/4/2008 "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8", alla normativa di settore vigente, nonché agli standard interni eni e agli standard internazionali di settore (ISO 13623, DNV OS-F101, DNV RP-F109, DNV RP-F105, DNV RP-F110, DNV RP-F111, etc...).

Inoltre le sealine in progetto saranno varate in una zona marina già interessata dalla presenza di molteplici strutture sottomarine (Pozzi e Piattaforme di estrazione, sealine e strutture sottomarine di supporto).

Le caratteristiche progettuali di ciascun tratto di sealine in progetto sono riportate nella seguente **Tabella A 3-20**.

Tabella A 3-20: Principali caratteristiche progettuali della sealine in progetto							
Pipeline description ⁽¹⁾	OD	WT	Anti corrosion coating		Concrete coating Thickness		
			Thickness	Density (assumed)	Thickness	Density	
			(mm)	(kg/m ³)	(mm)	(kg/m ³)	
8" pipeline (Cassiopea PLEM – Cassiopea Manifold)	219.1	18.3	2.7	950	-	-	
8" pipeline (Cassiopea 3 PLEM 1 – Cassiopea Manifold)	219.1	18.3	2.7	950	-	-	
8" pipeline (Argo PLEM 1 – Argo PLEM 2)	219.1	18.3	2.7	950	-	-	
10" pipeline Northern line (Cassiopea Manifold – Piattaforma Prezioso K)	273.1	20.6	2.7	950	-	-	
10" pipeline Southern line (Cassiopea Manifold – Piattaforma Prezioso K)	273.1	20.6	2.7	950	-	-	
16" pipeline (Piattaforma Prezioso K – Export PLEM)	CWC = 40mm	406.4	12.7	2.9	950	40	3044
	CWC = 60mm			2.9	950	60	3044

Note: ⁽¹⁾ Steel Grade / SMYS - ISO 3183 L450 / 450 MPa

	eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 70 di 97
---	------------------------------------	--	-----------------

Al fine di evitare possibili interferenze, sia durante le attività di posa e di interrimento delle condotte, sia durante la loro vita operativa, le condotte (Nord e Sud) 10" tra il Manifold di Cassiopea e la Piattaforma Prezioso K, saranno posate ad una minima distanza di circa 50 m.

In **Allegato 6** è riportata la planimetria del tracciato delle sealine e dei cavi ombelicali.

3.10.2.3 Definizione delle campate

La scelta di interrare le linee è stata perseguita al fine di migliorare la stabilità sul fondo, minimizzare il rischio di interferenza con le attività di pesca a strascico presenti nell'area ed evitare interventi locali pre-varo per la correzione delle irregolarità del fondale. Inoltre tale soluzione escluderà la presenza di campate residue al termine delle operazioni di interro.

La metodologia utilizzata per le operazioni di interro della sealine è riportata nella Paragrafo **3.13.9**.

3.10.2.4 Attraversamenti

Lungo il tracciato della sealine in progetto sono stati individuati n.6 attraversamenti di condotte e/o cavi elettrici esistenti. Nello specifico:

1. il cavo ombelicale attraverserà:
 - a) lo Spool del tratto Nord di sealine da 10" nei pressi del Manifold di Cassiopea;
 - b) l'esistente cavo elettrico "Licata – Linosa" a 5 km circa dalla Piattaforma Prezioso K, in direzione Ovest;
2. entrambe le linee da 10" (Nord e Sud) di connessione tra il Manifold di Cassiopea e la Piattaforma Prezioso K attraverseranno l'esistente cavo elettrico "Licata – Linosa" a 5 km circa dalla Piattaforma Prezioso K, in direzione Ovest;
3. la linea da 16" tra la Piattaforma Prezioso K e l'Export PLEM attraverserà in due punti l'esistente cavo elettrico di connessione tra la Piattaforma Prezioso e la Piattaforma Perla;
4. lo spool da 32" tra l'Export PLEM e lo SPUR attraverserà l'esistente condotta Greenstream da 32".

In corrispondenza del punto di attraversamento identificato, lungo il tratto di cavo/condotta esistente che dovrà essere attraversato, verranno posizionate delle strutture di protezione (*mattresses o covers di protezione*). Tali strutture garantiranno una protezione esterna alle strutture sottomarine ed alle condotte/cavi durante le condizioni di esercizio. Ogni attraversamento sarà progettato nel dettaglio e realizzato ad hoc per la specifica situazione (e.g attraversamento di cavo o condotta, angolo di attraversamento etc.). In ogni caso, sarà garantita in ogni condizione operativa l'assenza di contatto fra la nuova condotta e la condotta/cavo esistente al fine di evitare ogni possibile interferenza. Nel caso in cui siano adoperati dei "mattresses", la nuova sealine pertanto si appoggerà su tali *mattresses*, superando in tal modo le strutture sottomarine identificate. Si utilizzeranno inoltre dei "protection mattresses" di copertura che saranno poggiati sopra il tratto di sealine posata.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 71 di 97</p>
--	--	------------------------

3.10.2.5 Utilizzo di ghiaia

Durante le operazioni di installazione non verrà utilizzato alcun riporto di ghiaia. La linea, una volta posata, verrà subito interrata. Per la protezione di parti esposte (spool di connessione a strutture sottomarine, attraversamenti) si utilizzeranno appositi materassi di cemento (“protection mattresses”) o covers di protezione.

3.10.2.6 Collaudo idraulico

Per le attività di collaudo delle condotte, in conformità al DM 17/4/2008, si prevede di utilizzare acqua di mare opportunamente filtrata e, ove necessario, trattata mediante iniezione di sostanze ecocompatibili, al fine di poterla scaricare in mare. Le analisi chimiche di tali acque saranno fornite prima dell’inizio delle attività. È previsto che ogni additivo chimico eventualmente necessario per il trattamento dell’acqua suddetta sia non tossico, non dannoso per l’ambiente e dovrà soddisfare i requisiti degli standard di riferimento eni.

Si prevede l’utilizzo di un volume totale di acqua di mare, trattata con le modalità sopra descritte, dell’ordine di 15.000 metri cubi circa.

3.10.3 Aree di rischio per la posa della condotta

3.10.3.1 Aree di rischio geologico (Geohazard)

Nell’ambito del Progetto “Offshore Ibleo”, è stata effettuata una specifica analisi di rischio geologico (Geohazard) (“*Geohazard Study Report*”, Doc 00081900BSRV70128) relativa alla stabilità dei versanti del fondale marino nell’area interessata dalle attività, per valutare la sicurezza delle sealine e delle strutture sottomarine in progetto.

Lo studio relativo al Geohazard è stato condotto sulla base dei risultati ottenuti dalle indagini geofisiche e geotecniche eseguite tra Ottobre 2009 e Gennaio 2011, per la cui trattazione si rimanda al Paragrafo 4.7 del Quadro di Riferimento Ambientale.

L’analisi del rischio geologico (Geohazard) rappresenta un processo di analisi che può essere sintetizzato nei seguenti punti:

- identificazione dell’evento sismico come fattore scatenante per l’instabilità del fondale marino;
- analisi della stabilità del fondale marino interessato dal progetto, sia in condizioni statiche che sismiche, per identificare le aree potenzialmente instabili, la loro localizzazione ed estensione e il relativo fattore di sicurezza;
- valutazione della possibilità che si possa sviluppare un evento franoso pericoloso indotto da un evento sismico;
- valutazione, nel caso in cui si possa sviluppare un remoto evento di frana, delle potenziali distanze di run-out lungo le sezioni più critiche della scarpata continentale e delle potenziali interferenze con le strutture sottomarine in progetto.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 72 di 97</p>
--	--	------------------------

Il fondale marino indagato risulta ubicato in prossimità di una scarpata continentale con caratteristiche uniformi ma che mostra un'irregolarità morfologica associata alla presenza di eventi franosi (nicchie di distacco e depositi).

Come emerso dalle precedenti indagini geofisiche, nell'area di progetto sono state riscontrate evidenze di instabilità dei versanti lungo la scarpata continentale associate alla presenza di depositi dovuti a fenomeni di trasporto di massa, depositati alla base della scarpata stessa.

L'analisi di rischio geologico (Geohazard) realizzata, ha analizzato l'"evento pericoloso" (hazardous event) definito come la condizione per la quale si instaurano slittamenti del sedimento (*downslip flow*) che potrebbero interferire con la stabilità dei fondali e, nel caso in oggetto, con la stabilità del tracciato delle sealine e delle strutture sottomarine in progetto.

Tali movimenti, che tendono a svilupparsi in condizioni di instabilità del fondale marino, possono degenerare in eventi franosi se strettamente correlati al verificarsi di un evento sismico, associato alla presenza di ripidi pendii e sedimenti poco compatti. Pertanto la possibilità che si verifichi un evento franoso viene contraddistinta come un evento remoto.

Nell'ambito del progetto "Offshore Ibleo" lo studio di tali eventi remoti è stato condotto analizzando la stabilità dei versanti caratterizzanti tutta la scarpata continentale (cfr. **Figura A 3-25**).

L'estensione e la localizzazione dei potenziali movimenti di massa è stata valutata per diversi eventi sismici e la valutazione delle possibili interferenze sulle strutture sottomarine in progetto è stata condotta analizzando sezioni del fondale a diverse pendenze, in modo tale da ottenere risultati che possano essere uniformi per tutta l'area di indagine.

L'indagine geofisica ha evidenziato i seguenti aspetti potenzialmente rilevanti per la scelta del tracciato delle sealine in progetto:

- instabilità del fondale;
- presenza di pendii sul fondale marino.

Instabilità del fondale: l'area più critica per la stabilità dei versanti del fondale è rappresentata dalla scarpata continentale posta a Nord rispetto al tracciato di sealine in progetto (cfr. **Figura A 3-24**).

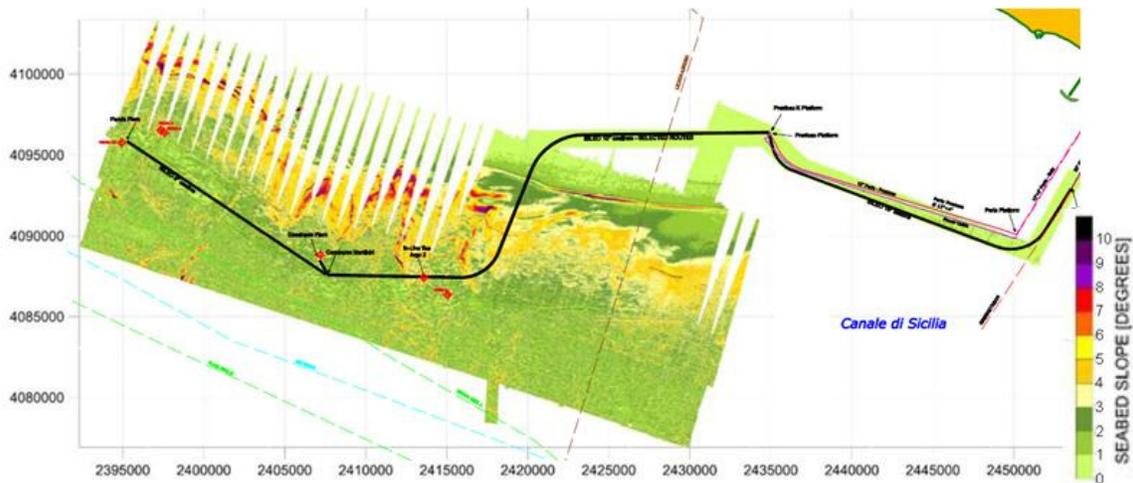


Figura A 3-24: rappresentazione delle pendenze del fondale e della scarpata continentale

La morfologia del fondale marino in corrispondenza della scarpata continentale è caratterizzata dalla presenza di nicchie di distacco correlate a molteplici eventi franosi originatesi durante il Quaternario, testimoniate dalla presenza di zone con superficie irregolare per la presenza di depositi da trasporto di massa, depositati alla base della scarpata stessa.

Lungo la scarpata continentale, dove sono stati individuati i valori massimi di pendenza, le caratteristiche di instabilità raggiungono il fondale marino, interessando anche la sequenza dei sedimenti superficiali, mentre in corrispondenza del tracciato di sealine "Variant 3" identificato, si hanno superfici più pianeggianti e più stabili.

Dalle indagini effettuate mediante Sub-Bottom Profiler sono visibili, da un punto di vista geologico, due frane principali una delle quali è localizzata tra i Campi Gas Argo e Cassiopea, dove sono presenti i depositi relativi a più eventi franosi, il più recente dei quali risulta essere in superficie.

Presenza di pendii sul fondale marino: sono principalmente associati a nicchie di distacco, limite della piattaforma continentale, depositi irregolari di frana, ecc.. In base alle indagini effettuate, in corrispondenza del limite della piattaforma continentale indagata e attraversata dalla sealine, non sono state rinvenute tracce morfologiche d'instabilità superficiale del fondale. Nelle altre zone di attraversamento della sealine, aree caratterizzate da ripide pendenze sono localizzate in aree di ampiezza limitata e dunque non rappresentano un problema in termini di Geohazard, pur essendo comunque tenute in considerazione ai fini progettuali per la realizzazione della sealine.

L'analisi della stabilità dei versanti è stata condotta valutando i tempi di ritorno di fenomeni sismici pari a 200 e 2000 anni per quanto riguarda le strutture offshore, così come indicato dalla normativa "API RP2A LRFD", e pari a 100 e 10.000 anni per quanto riguarda le condotte, così come indicato dalla normativa "DNV OS-F101".

Lo studio effettuato ha permesso di identificare le caratteristiche relative alle masse potenzialmente mobilitate sotto l'azione di eventi sismici.

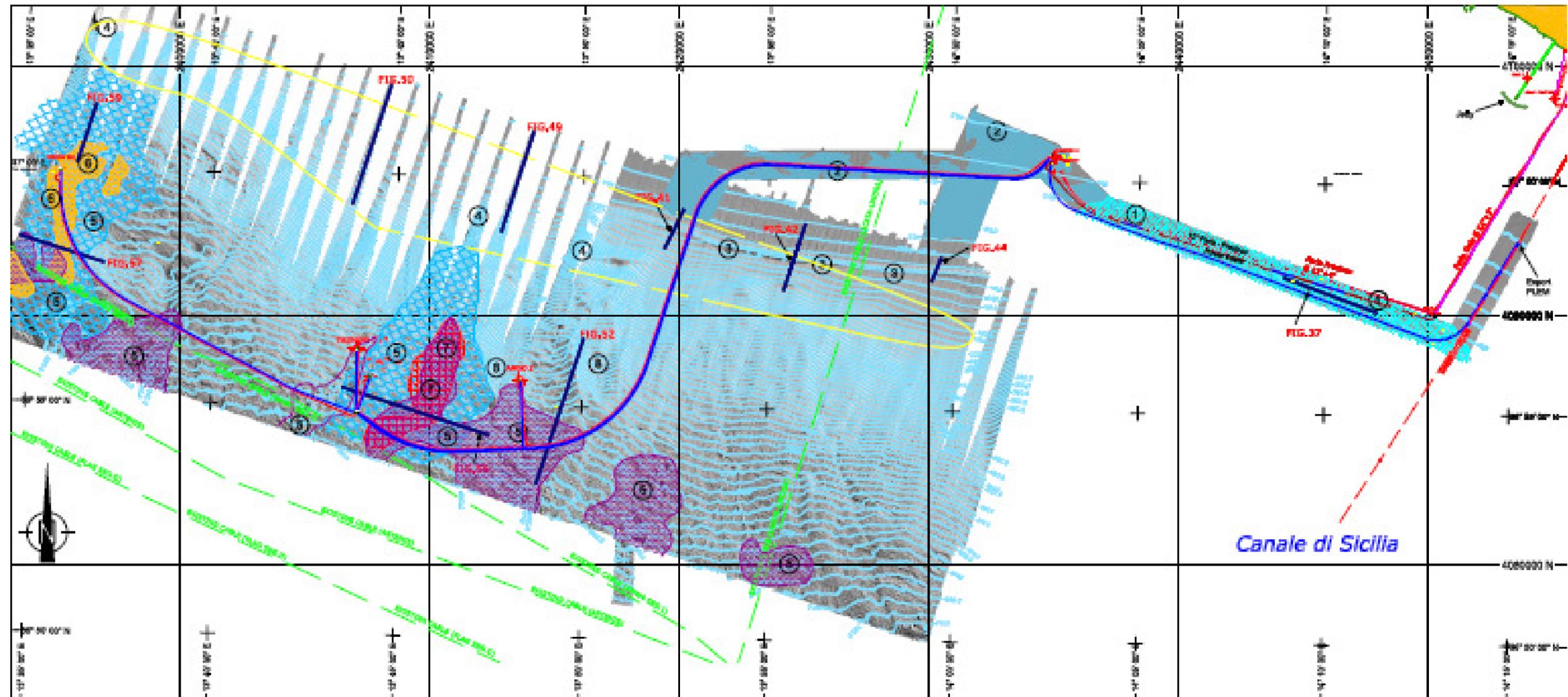
 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 74 di 97</p>
--	--	------------------------

Di seguito si riportano brevemente le conclusioni sulla base ai risultati ottenuti dallo studio Geohazard (*"Geohazard Study Report"*, Doc 00081900BSRV70128) effettuato:

- la natura plastica del fondale marino indagato riduce sensibilmente la possibilità che uno scivolamento di massa degeneri in un evento franoso, pericoloso per la stabilità delle strutture sottomarine in progetto;
- secondo le survey geofisiche e geotecniche condotte nella medesima area di indagine, da un punto di vista geologico, sono stati rinvenuti, in corrispondenza del Campo Gas Cassiopea, depositi relativi ad alcuni eventi franosi;
- durante lo studio di Geohazard è stata inoltre effettuata un'analisi pseudo-statica considerando i carichi indotti nell'area studiata da terremoti. I risultati mostrano che alcune aree, localizzate in tutta la scarpata continentale, risultano potenzialmente critiche dal punto di vista della stabilità del fondale;
- lungo la scarpata continentale, le zone più critiche per l'insorgenza di eventi franosi (associati a carichi indotti da eventi sismici di una certa rilevanza) sono state individuate in corrispondenza dell'area posta a Nord rispetto al tracciato della sealine in progetto, dove sono stati individuati valori massimi di pendenza associati a caratteristiche di instabilità dei versanti che interessano anche la sequenza dei sedimenti superficiali;
- secondo i dati di letteratura e gli studi statistici consultati durante lo studio in oggetto, il volume totale di una frana sottomarina risulta essere direttamente proporzionale alla pendenza dei fondali marini, allo spessore dei sedimenti soffici presenti e all'intensità del terremoto; inoltre la possibile velocità di picco e la distanza di run-out tendono ad aumentare con il volume della frana sottomarina, dunque la distanza delle sealines dalla porzione di scarpata a maggiori pendenze rappresenta un fattore di sicurezza rispetto al rischio di interferenza con eventuali frane.

L'indagine Geohazard ha interessato anche la valutazione dell'insorgenza di un evento franoso per poter studiare la potenziale interferenza con il tracciato della sealine e le strutture sottomarine in progetto:

- nella remota ipotesi che si possa sviluppare un evento franoso generato da un terremoto, con tempo di ritorno pari o inferiori a 200 anni, la distanza di run-out attesa per le masse potenzialmente instabili, è tale per cui non è prevista un'interferenza col tracciato della condotta in progetto;
- per terremoti con tempi di ritorno superiori a 200 anni, invece, è stata stimata una remota probabilità che il fronte delle masse potenzialmente in movimento, a causa di eventi franosi, possa raggiungere il tracciato della condotta in progetto.



LEGEND:

- IBLEO "VARIANT 3" SEALINES
- UMBILICALS
- EXISTING CABLES
- 32" GREENSTREAM TRUNKLINE
- WELLS
- BATHYMETRIC CONTOUR LINES AT 10m INTERVAL
- TARGETS FROM SIDE SCAN SONAR

GEOLOGICAL SYMBOLS:

- Gas charged sediments top
- Instability area affecting the sediments between the seabottom and 25-25m b.s.b.
- Instability area affecting the sediments between 12m b.s.b. and 25m-35m b.s.b.
- Burled slump.
- Shallow slumps.
- Hummocky topography (from MBES data)
- Boundaries of shallow Instability areas detected by SPK, sometimes associated with faults.
- Burled slump: top detected at ~5m b.s.b.

Figura A 3-25: analisi rischio geologico effettuata lungo il tracciato "Variant 3" oggetto del presente studio

3.10.3.2 Rischio sismico dell'area

Le caratteristiche sismiche dell'area di progetto "Offshore Ibleo" sono state definite nello studio ("Probabilistic Seismic Hazard Assessment - PSHA and Site Response Analysis - SRA") che D'Apollonia ha realizzato per eni e&p nel mese di Settembre 2010.

Il PSHA effettuato nell'area offshore interessata dal presente progetto e riportata in **Figura A 3-26**, ha fornito i parametri caratteristici per gli eventi sismici rilevanti ai fini del progetto. In particolare sono state definite le accelerazioni di picco degli eventi sismici (Peak Ground Acceleration - PGA), con tempi di ritorno di 100, 200, 475, 1000, 2000 e 10000 anni, e gli spettri di risposta a rischio uniforme (Uniform hazard spectra - UHS).

E' stata condotta inoltre l'analisi di risposta locale per stimare l'effetto dei sedimenti presenti sull'accelerazione di picco di un evento sismico (PGA) nel trasferimento dal substrato roccioso al "mudline", con tempi di ritorno pari a 100, 200, 2000 e 10000 anni (cfr. **Figura A 3-27**). La presenza di sedimenti nella colonna sottosuolo marino comporta una variazione nel movimento del terreno, amplificando o smorzando l'impulso sismico in arrivo dagli strati rocciosi sottostanti.

I dati ottenuti nello studio di PSHA/SRA suddetto (in particolare i valori di PGA al mudline) sono stati utilizzati per lo studio di Geohazard descritto nel precedente paragrafo 3.10.3.1 al fine di valutare i rischi connessi ad eventi sismici nell'area.

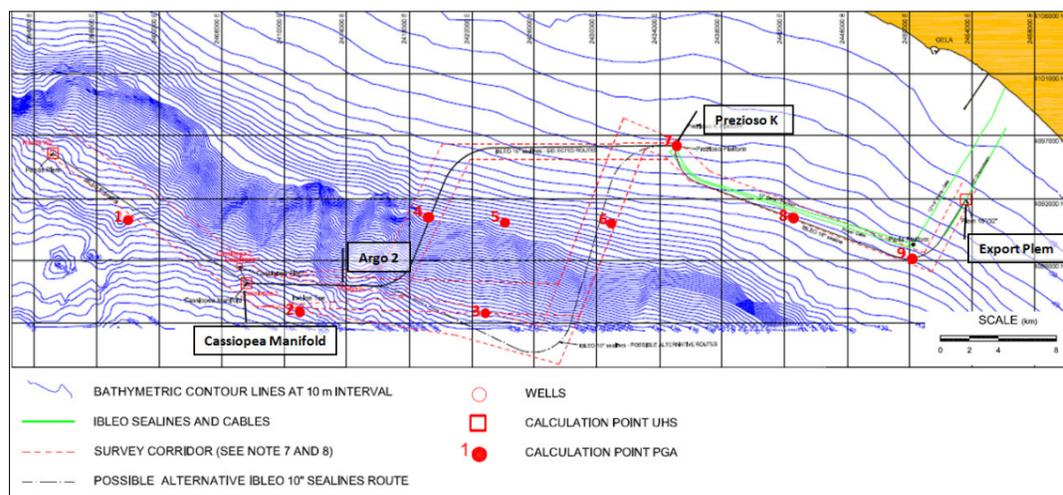


Figura A 3-26: area di indagine



eni s.p.a.
divisione e&p

Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00
Integrazioni allo
Studio di Impatto Ambientale
OFFSHORE IBLEO

Pagina 77 di 97

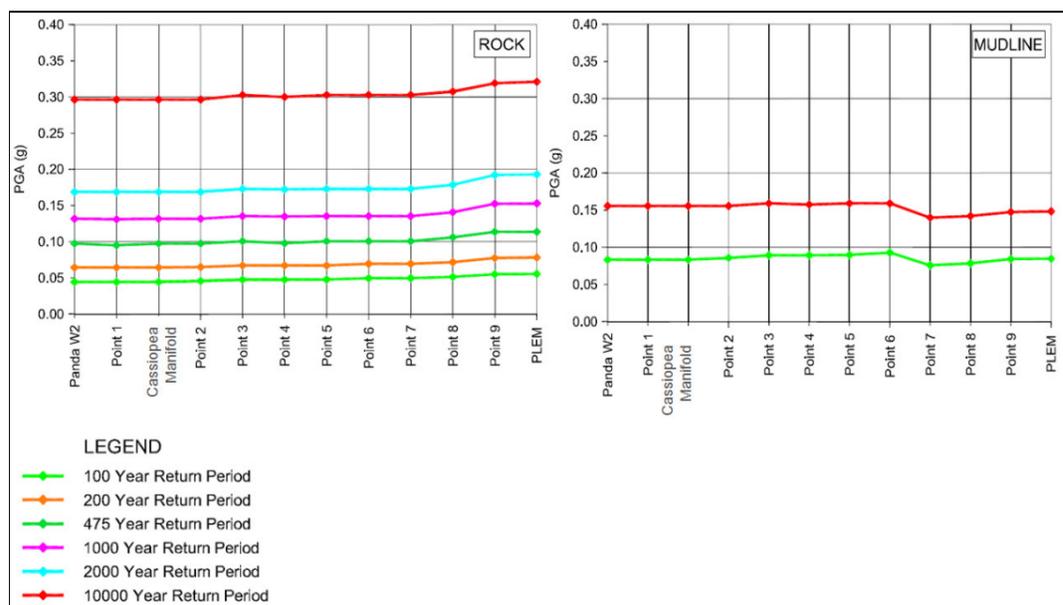


Figura A 3-27: accelerazione di picco degli eventi sismici (PGA) determinata in corrispondenza del substrato roccioso e al "mudline" lungo il tracciato della sealine

3.10.3.3 Aree di rischio vulcanico

Nell'ambito del Progetto "Offshore Ibleo", al fine di valutare i rischi ambientali connessi alla posa della sealine in progetto, è stato realizzato uno studio sul rischio vulcanico. Lo studio è stato effettuato lungo il tracciato della sealine in progetto per poter prevedere gli eventuali effetti, dovuti alla sismicità indotta dal vulcanesimo, sulla stabilità dei fondali sottomarini e sulle opere sottomarine in progetto.

Secondo lo studio effettuato e riportato in **Appendice 14** allegata al presente SIA, la "pericolosità vulcanica" intesa come "tendenza a sviluppare un'attività eruttiva capace di determinare eventi pericolosi" è da ritenersi molto bassa o praticamente nulla nell'intera area interessata dal progetto e, in particolare, in prossimità delle strutture previste per la messa in produzione dei Campi Gas Argo e Cassiopea e in corrispondenza del tracciato della sealine.

Infatti nell'area di indagine, grazie al contesto geologico nel quale si trova, si esclude la possibilità di manifestazioni vulcaniche che possano costituire un eventuale rischio; inoltre l'area è lontana dai centri eruttivi antichi e recenti che caratterizzano il Canale di Sicilia centro-meridionale. Nello specifico il progetto "Offshore Ibleo" dista indicativamente 120 km (65 miglia nautiche) dal "Banco Graham", sede dell'eruzione datata 1831.

In caso di eventuali eruzioni sottomarine, comunque distanti, si stima che il materiale emesso non possa raggiungere l'area interessata dal progetto "Offshore Ibleo"; inoltre, dai dati di letteratura, nelle carote superficiali di depositi analizzate non si hanno riscontri su eventuali ricadute di polveri fini.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 78 di 97
--	---	-----------------

Infine, considerando la generale modesta magnitudo e l'attenuazione con la distanza dell'energia prodotta da eventuali nuove eruzioni nel Canale di Sicilia, il rischio sismico di origine vulcanica è praticamente nullo.

Concludendo, secondo lo studio effettuato nell'area di progetto, gli eventuali effetti dovuti alla sismicità indotta sulla stabilità dei fondali sottomarini e sulle opere in progetto sono inesistenti.

In **Appendice 14** si riporta la trattazione dell'analisi vulcanica effettuata.

3.10.3.4 Rischi dovuti ad interferenze esterne (traffico marittimo e pesca)

Nell'intorno dell'area interessata dalle attività in progetto, è stata condotta una specifica indagine volta alla caratterizzazione del traffico navale e delle attività di pesca sulla base delle informazioni contenute nei documenti realizzati da Snamprogetti per la realizzazione del gasdotto "Greenstream", di collegamento tra l'Italia e la Libia. I risultati degli studi effettuati sono stati riportati nel Quadro di Riferimento Ambientale, **Paragrafo 4.5.3**.

In relazione alle indagini effettuate non si evidenziano particolari aree di criticità per le strutture sottomarine da realizzare, ad eccezione dell'area in cui è prevista l'installazione dell'Export PLEM in acque basse a circa 20 m di profondità. Per tale area marina è stata interpellata la Capitaneria di Porto di Gela al fine di individuare le ulteriori misure da adottare in caso di eventuale rischio di interferenza col traffico marittimo. Nel caso fosse richiesto dagli Enti Preposti, il progetto ha già previsto la possibilità di installare una meda di segnalazione.

Per quanto riguarda le sealine, al fine di evitare qualsiasi interferenza con attività antropiche, oltre che per aumentare la stabilità sul fondale ed escludere la presenza di campate libere, le tubazioni verranno interrate lungo l'intero tracciato.

3.10.4 Sicurezza in condizioni di mare estremo

Per la verifica delle condizioni di sicurezza durante le operazioni di posa della condotta sono stati utilizzati i seguenti riferimenti normativi:

- Specifica eni 23025.SLI.OFF.PRG "Design Criteria Offshore Pipeline";
- DNV RP-F109 Offshore Standard – Submarine Pipeline System, 2010;
- DNV OS-F101 Recommended Practice – On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines, 2010.

Sulla base di tali documenti, è stata eseguita un'analisi di stabilità sul fondale al fine di garantire la stabilità verticale e laterale delle condotte (da 8", 10" e 16") soggette ai carichi idrodinamici delle onde e delle correnti. L'analisi è stata riferita a condizioni temporanee (condotta vuota posata sul fondale), poiché in condizioni operative la pipeline sarà interrata e dunque non soggetta all'azione delle onde e delle correnti.

Come evidenziato in **Figura A 3-13** (cfr. Pag. 38), la caratterizzazione del moto ondoso e del regime delle correnti è stata concentrata lungo i due tracciati alternativi inizialmente ipotizzati per la condotta.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 79 di 97
--	--	-----------------

Successivamente i dati meteoceanici sono stati rielaborati per adattarli alla nuova rotta selezionata. I risultati dell'analisi di stabilità non sono variati.

Moto Ondoso

Lo studio del moto ondoso nell'area ove sarà posata la sealine si è basato sui dati di condizioni marine relativi a 20 anni (1989-2008), estrapolati da Crest s.r.l. tramite l'applicazione dei modelli WW3 per acque profonde e SWAN per acque basse (Studio Meteoceanico Offshore di Gela, Crest S.r.l., Aprile 2010).

I dati di input dei modelli sono stati i dati meteorologici storici GFS forniti da NOAA ECMWF su una griglia con risoluzione di circa 2°, mentre i risultati ottenuti, su base oraria, sono riferiti a 3 punti significativi, indicati con i triangoli blu in Figura A 3-13.

Sono stati quindi stimati i valori estremi direzionali e stagionali di altezza significativa delle onde per periodi di ritorno 1, 5, 10, 50 e 100 anni.

Per ciascuna sezione della sealine sono state identificate le condizioni marine che generano la più elevata velocità orbitale perpendicolare alla pipeline e tali valori estremi sono stati utilizzati per la verifica delle condizioni di sicurezza nella progettazione dell'impianto.

Si riportano di seguito i risultati dell'analisi per ciascun tratto omogeneo della condotta, in termini di valori estremi delle onde.

Tabella A 3-21: valori estremi delle onde per tempi di ritorno di 10 anni.					
10" da Cassiopea Manifold a Piattaforma Prezioso K (linea Nord)					
KP (m)		Profondità (m)		Altezza onde (m)	Periodo di picco (s)
Da	a	Da	a		
0	1122	-661	-666	-	-
1122	4387	-658	-672	-	-
4387	7445	-608	-663	7.91	13.87
7445	13519	-438	-613	7.91	13.87
13519	19697	-98	-438	8.26	13.72
19697	23636	-63	-98	6.41	11.16
23636	35194	-44	-63	6.41	11.16



eni s.p.a.
divisione e&p

Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00
Integrazioni allo
Studio di Impatto Ambientale
OFFSHORE IBLEO

Pagina 80 di 97

Tabella A 3-22: valori estremi delle onde per tempi di ritorno di 10 anni. 16" da Piattaforma Prezioso K a Export PLEM					
KP (m)		Profondità (m)		Altezza onde (m)	Periodo di picco (s)
Da	a	Da	a		
0	1200	-44	-55	6.41	11.16
1200	6000	-55	-74	6.41	11.16
6000	13000	-74	-87	6.41	11.16
13000	17800	-80	-87	6.41	11.16
17800	19350	-62	-80	5.85	12.17
19350	20000	-53	-62	5.90	12.10
20000	20900	-40	-53	4.97	12.52
20900	23249.07	-21	-40	4.99	12.45

Non si riportano i dati relativi ai tratti di condotta posti in acque più profonde, in quanto a tali profondità l'effetto delle onde è risultato trascurabile.

Regime Correntometrico

I dati di corrente sono stati ricavati da Sat-Ocean per il periodo Gennaio 2006 - Dicembre 2009 (Correnti oceaniche 3D Offshore Siciliano Progetto Saipem Ibleo, X. Vigan, Sat-Ocean S.A.S., Marzo 2010) a partire da misure satellitari rielaborate tramite un avanzato modello 3D di circolazione oceanica con risoluzione di circa 3 km. I dati orari ottenuti sono riferiti a 9 diversi punti, rappresentati in **Figura A 3-13** da punti rossi.

Dall'analisi di tali dati è stata quindi ottenuta la distribuzione direzionale della velocità della corrente sul fondale (circa 1 m dal fondale) per 7 punti (2 punti sono stati esclusi in quanto sono risultati ridondanti). L'analisi direzionale ha mostrato che in tutti i punti vi è una componente dominante verso E-SE, in accordo con lo schema di circolazione generale delle acque in ingresso nel Mediterraneo.

Come per il moto ondoso, per ciascuna sezione della sealine sono state definite quindi le condizioni normali ed estreme delle correnti. Le condizioni estreme, ovvero quelle che corrispondono alla più elevata velocità della corrente perpendicolare alla pipeline, sono state impiegate per la verifica delle condizioni di sicurezza nella progettazione dell'impianto.

Si riportano di seguito i risultati dell'analisi per ciascun tratto omogeneo della condotta, in termini di valori estremi delle onde.

Tabella A 3-23: velocità della corrente stazionaria per tempi di ritorno di 10 anni. 8" da Panda PLEM a Cassiopea Manifold				
KP (m)		Profondità (m)		Velocità corrente (m/s)
Da	a	Da	a	
0	756	-517	-524	0.157



eni s.p.a.
divisione e&p

Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00
Integrazioni allo
Studio di Impatto Ambientale
OFFSHORE IBLEO

Pagina 81 di 97

756	6254	-524	-610	0.181
6254	13950	-593	-663	0.099
13950	16377	-654	-665	0.076

**Tabella A 3-24: velocità della corrente stazionaria per tempi di ritorno di 10 anni.
10" da Cassiopea Manifold a Piattaforma Prezioso K (linea Nord)**

KP (m)		Profondità (m)		Velocità corrente (m/s)
Da	a	Da	a	
0	1122	-661	-666	0.130
1122	4387	-658	-672	0.072
4387	7445	-608	-663	0.123
7445	13519	-438	-613	0.214
13519	19697	-98	-438	0.178
19697	23636	-63	-98	0.324
23636	35194	-44	-63	0.502

**Tabella A 3-25: velocità della corrente stazionaria per tempi di ritorno di 10 anni.
16" da Piattaforma Prezioso K a Export PLEM**

KP (m)		Profondità (m)		Velocità corrente (m/s)
Da	a	Da	a	
0	1200	-44	-55	0.502
1200	6000	-55	-74	0.502
6000	13000	-74	-87	0.502
13000	17800	-80	-87	0.502
17800	19350	-62	-80	0.457
19350	20000	-53	-62	0.457
20000	20900	-40	-53	0.738
20900	23249.07	-21	-40	0.738

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 82 di 97
--	---	-----------------

Tabella A 3-26: velocità della corrente stazionaria per tempi di ritorno di 10 anni. Da Cassiopea PLEM a Cassiopea MANIFOLD (8"), da Cassiopea 3 PLEM 1 a Cassiopea MANIFOLD (8"), da Argo PLEM1 a Argo PLEM2 (8")		
Direzione (°N)	Profondità (m)	Velocità corrente (m/s)
169.30	-650	20.8
190.31		22.5
199.81		23.5

Per documentare la sicurezza complessiva della pipeline deve essere utilizzata la più sfavorevole combinazione di carichi ambientali che agiscono simultaneamente, per il periodo di ritorno considerato significativo.

A tal fine si è fatto riferimento a quanto suggerito dallo standard DNV RP-F109 per operazioni temporanee. Come suggerito dallo standard, per la valutazione degli effetti combinati delle onde e delle correnti è stata considerata la peggiore combinazione di carichi ambientali tra le due seguenti ipotesi:

- Tempo ritorno 1 anno corrente / Tempo ritorno 10 anni onde;
- Tempo ritorno 10 anni correnti / Tempo ritorno 1 anno onde.

3.11 INSTALLAZIONE DI UN RISER

Tale paragrafo è stato eliminato.

Diversamente da quanto presentato nel SIA "Offshore Ibleo" i riser saranno pre-installati sul jacket durante la fase di cantiere. In seguito saranno trasportati e installati a fondo mare unitamente al jacket stesso (cfr. **Paragrafo 3.8.1**).

3.12 INSTALLAZIONE DI UNO SPOOL

3.12.1 Generale

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.12.2 Metrologia

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 83 di 97</p>
--	--	------------------------

3.12.3 Fabbricazione

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.12.4 Installazione dello spool

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.12.5 Tie-ins in acque profonde

Sistemi verticali di Tie-in – Paragrafo eliminato

Diversamente da quanto presentato nel SIA “Offshore Ibleo” tutti i tie in sottomarini previsti saranno orizzontali. Pertanto la descrizione del sistema di tie in verticale non è trattata.

Sistemi di Tie-in orizzontale

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.13 OPERAZIONI DI VARO

3.13.1 Norme generali

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.13.2 Normali operazioni di varo

Le attività durante le normali operazioni di varo consistono principalmente nel seguente gruppo di operazioni:

- Operazioni nella Firing Line,
- Movimento della posatubi,
- Operazioni di controllo.

Per il presente Progetto “Offshore Ibleo” potranno essere utilizzate entrambe le tipologie dei sistemi di varo a “J” o a “S”, meglio descritte nei successivi Paragrafi; la scelta definitiva sul procedimento di posa che verrà utilizzato, sarà effettuata al termine della gara d'appalto per l'aggiudicazione dei lavori, attualmente in corso. Si precisa che la descrizione delle operazioni progettuali previste potranno subire alcune variazioni in fase di realizzazione in funzione dei mezzi effettivamente impiegati.

3.13.3 Sistema di Varo a J

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 <p>eni s.p.a. divisione e&p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO</p>	<p>Pagina 84 di 97</p>
--	--	------------------------

3.13.3.1 *Descrizione della Firing Line*

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.13.3.2 *Descrizione della JLT*

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.13.3.3 *Operazioni nella Firing Line*

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.13.3.4 *Movimento della posatubi*

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.13.3.5 *Operazioni di controllo*

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.13.4 Sistema di Varo a S

3.13.4.1 *Operazioni nella Firing Line*

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.13.4.2 *Movimento della posatubi*

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.13.4.3 *Operazioni di controllo*

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.13.5 Procedure di saldatura e di controllo NDT

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.13.6 Procedure per il ricoprimento del giunto di saldatura

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.13.7 Operazioni di emergenza - abbandono e recupero

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 85 di 97
--	--	-----------------

3.13.8 Posa della parte terminale della condotta

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

3.13.9 Interro della sealine

Le condotte sottomarine saranno interrate al fine di migliorare la stabilità sul fondo, minimizzare il rischio di interferenza con le attività di pesca a strascico presenti nell'area ed evitare interventi locali pre-varo per la correzione delle irregolarità del fondale.

L'interramento sarà del tipo "*post-trenching*", ovvero effettuato successivamente alla posa della sealine con mezzi navali e sottomarini che procederanno lungo il tracciato intervenendo sul fondale per interrare l'intera selaine in modo controllato.

A seconda delle caratteristiche locali del fondale e della profondità di interro prevista, verranno impiegati mezzi sottomarini di diverso tipo:

- JETTING MACHINE: mezzo sottomarino controllato tramite un cavo "ombelicale" da un mezzo navale di supporto, in grado di muoversi autonomamente sul fondale lungo la condotta mediante cingoli o in modalità "sospesa". La macchina utilizza dei potenti getti d'acqua per fluidificare il sedimento sottostante la sealine generando un affondamento spontaneo della stessa a una prestabilita profondità;
- CUTTINGS MACHINE: mezzo sottomarino generalmente dotato di cingoli utilizzato per i terreni più duri, realizza lo scavo con l'ausilio di mezzi meccanici (ad es. "wheel cutter").

3.14 SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA

Tale paragrafo non ha subito modifiche.



eni s.p.a.
divisione e&p

Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00
Integrazioni allo
Studio di Impatto Ambientale
OFFSHORE IBLEO

Pagina 86 di 97

3.15 ATTIVITA' ONSHORE

Il presente paragrafo riporta la descrizione delle attività di progetto onshore e comprende la descrizione della preparazione dell'Area di Progetto e l'installazione delle facilities relative al misuratore fiscale del gas proveniente dai pozzi del Progetto "Offshore Ibleo".

3.15.1 Obiettivi del progetto

Il progetto prevede l'installazione degli impianti a terra per la misura fiscale del gas proveniente dai giacimenti di Argo e Cassiopea.

Per l'approdo sulla costa del gas estratto verrà utilizzato il tratto di condotta già esistente denominato "SPUR" avente diametro 32" e lunghezza di circa 8 km. Lo SPUR era stato installato durante la realizzazione del gasdotto GreenStream parallelamente alla condotta attualmente in funzione, in previsione di un ipotetico futuro raddoppio del sistema di "gas export" dalla Libia verso l'Italia (cfr. **Figura 3-1**).

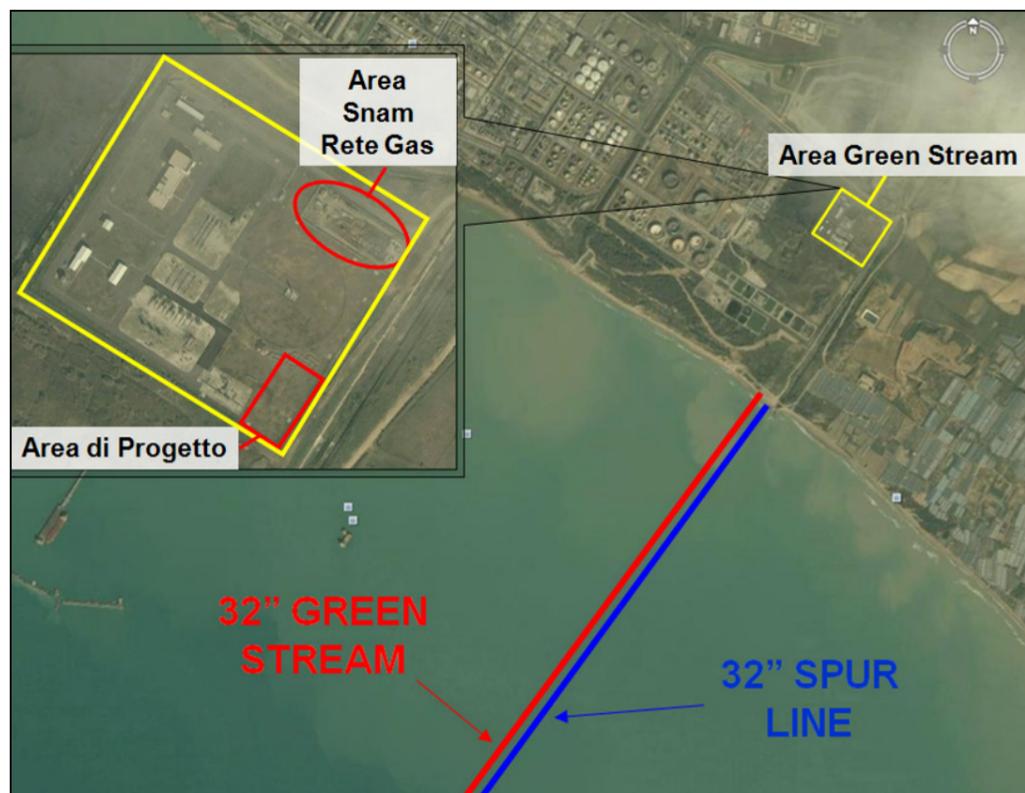


Figura 3-1: Green Stream e SPUR Line. Identificazione area di progetto e area Green Stream



eni s.p.a.
divisione e&p

Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00
Integrazioni allo
Studio di Impatto Ambientale
OFFSHORE IBLEO

Pagina 87 di 97

L'area identificata per l'installazione del progetto è adiacente alle strutture di terra del gasdotto GreenStream. L'area è pertanto già a vocazione industriale e attualmente non utilizzata per alcuno scopo (cfr. **Figura 3-1**).

Il layout di dettaglio dell'Area di Progetto è rappresentato nell'**Allegato 4** della VINCA allegata al presente SIA e, per comodità, anche in **Figura A 3-28**.

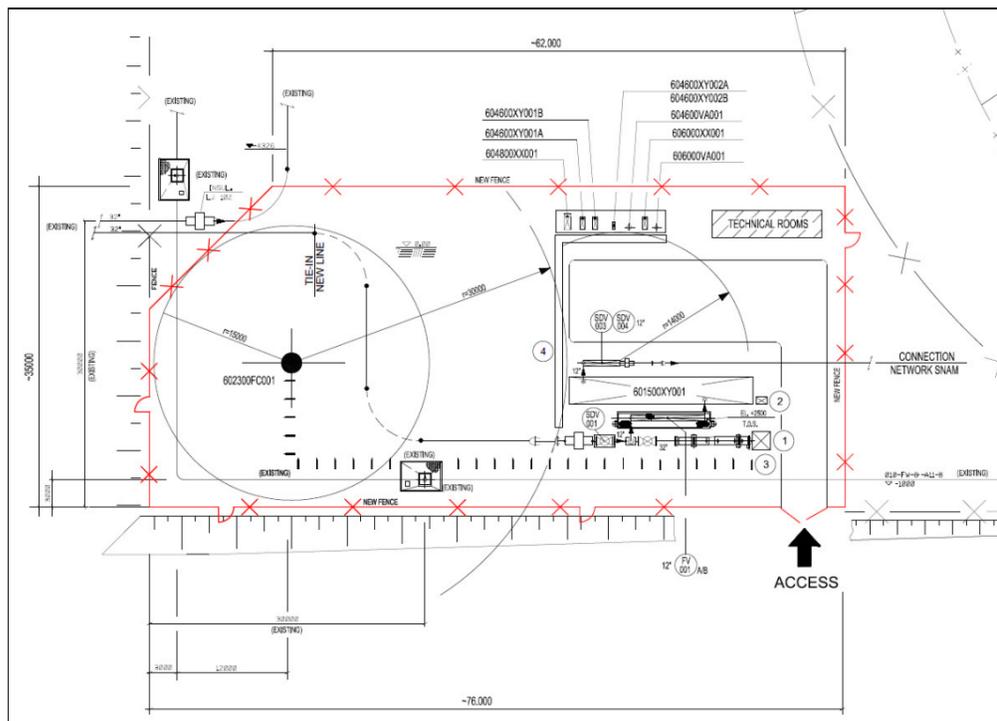


Figura A 3-28: area di progetto e layout delle facilities
(riportate in dettaglio in Allegato 4 della VINCA)

3.15.2 Descrizione delle opere

Le attività progettuali onshore prevedono l'installazione di un misuratore fiscale del gas estratto dai giacimenti Argo e Cassiopea e trattato sulla Piattaforma Prezioso K e l'installazione temporanea/rimovibile delle apparecchiature necessarie a garantire le operazioni di "pigging" della sealine di trasporto, oltre che le essenziali strutture di sicurezza. Verrà infatti installata una trappola di ricevimento temporanea da 32".

L'impianto per la misura fiscale del gas e tutte le utilities necessarie al suo funzionamento in condizioni di efficienza e sicurezza saranno realizzate su un'area di circa 2.500 m².

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 88 di 97
--	--	-----------------

A valle del collegamento con la trappola pig temporanea, il gas sarà inviato all'unità di regolazione di pressione e successivamente all'unità di misura fiscale. L'unità di regolazione è necessaria per garantire il rispetto delle condizioni di consegna imposte dal gestore della rete di trasporto.

Il gas in arrivo al terminale di ricevimento a terra avrà una temperatura di circa 13 °C (pari a quella del fondale marino) e una pressione, in condizioni di normale funzionamento, compresa tra 75 e 80 bar.

In particolar modo, nelle condizioni operative descritte il sistema non presenta criticità relative alla temperatura e dunque non necessita di alcun pre-riscaldamento al fine di rispettare il limite di 3°C al punto di immissione in SRG (Snam Rete Gas).

Il progetto non prevede inoltre alcuna guardia per condense liquide in ingresso all'impianto, in quanto il trattamento di disidratazione previsto in piattaforma garantirà dew point di almeno -10°C a 70 bar.

Il sistema di misura fiscale del gas previsto sarà costituito da:

- Skid di misura;
- Sistema di analisi;
- Sistema di calcolo (Flow Computer) e supervisione.

Lo skid di misura fiscale sarà equipaggiato con elementi primario di misura ad ultrasuoni in conformità alla norma ISO 17089-1. Lo skid sarà equipaggiato con 2 linee di misura in parallelo da 10", ognuna dimensionata per il 100% della portata massima prevista. Una linea è prevista in funzione, la seconda di riserva. Il sistema garantirà la misura in continuo della portata fluente e sarà in grado di monitorare in continuo eventuali problemi alla strumentazione. Su ciascuna linea di misura sono previste quattro valvole di cui una attuata pneumaticamente e controllata dal sistema di supervisione della misura e le altre tre azionabili manualmente dall'operatore, se necessario. Le linee di misura saranno esercite in funzione della portata e dello stato della strumentazione dal sistema di supervisione.

Il gas in arrivo allo skid di misura, sarà caratterizzato da un sistema di analisi posto all'interno di un cabinato situato nelle immediate vicinanze e la presa campione del gas sarà posta a monte dello skid di misura. Il sistema di analisi sarà costituito da una apparecchiatura di campionamento del gas, trattamento e riduzione della pressione, un gas cromatografo e un analizzatore di dewpoint acqua con le relative bombole per i gas di calibrazione (miscela di gas naturale certificata da 10 litri) e trasporto (n. 2 bombole di gas elio da 50 litri).

Il sistema di gestione della misura attraverso il sistema di analisi del gas, conforme alle norme ISO 10715, ISO 6976, ISO 11150 e ISO 12148, una volta determinata la qualità del gas in transito invierà ai sistemi di calcolo (Flow Computer) i dati rilevati al fine di poter eseguire le misure richieste ai fini fiscali.

Oltre ai dati di qualità del gas, il sistema di calcolo (Flow Computer) riceverà i dati di portata da ogni Contatore ad ultrasuoni omologato per uso fiscale e i dati necessari per il calcolo della portata alle condizioni operative e standard dai trasmettitori (di pressione e temperatura) dedicati. Inoltre, il sistema di calcolo provvederà all'integrazione dei dati di portata e ai controlli delle variabili in ingresso. Il sistema di gestione provvederà alla registrazione in continuo di tutti i parametri di qualità e quantità

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 89 di 97
--	--	-----------------

del gas misurato, alla diagnostica, storicizzazione, reportistica e alla trasmissione dei dati al sistema di controllo.

3.15.3 Attività necessarie alla realizzazione delle opere e relative tempistiche

Di seguito sono descritte le attività necessarie alla realizzazione delle opere precedentemente descritte. I lavori presumibilmente dovrebbero effettuarsi nel 2014, compatibilmente con l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie, con una durata stimata in circa 6 mesi.

3.15.3.1 Lavori civili di preparazione dell'area

L'area di progetto, che ospiterà gli impianti, dovrà essere preliminarmente adeguata mediante movimentazioni terra e altri lavori civili descritti in dettaglio nella presente sezione.

L'accesso all'area sarà, per motivi logistici e di sicurezza, indipendente da quello dell'Area GreenStream. Nello specifico si sfrutterà la strada interpodereale già esistente che verrà risistemata e consolidata, mantenendo la struttura originaria ed eventualmente adeguata in corrispondenza dell'ingresso dell'area per renderla idonea al passaggio di mezzi pesanti, se necessario. L'impianto, pur ricadendo all'interno dell'area già dedicata a GreenStream, sarà completamente segregato dall'attiguo impianto per mezzo di una recinzione.

All'interno dell'area di progetto, inizialmente, verrà realizzato lo scortico del terreno vegetale e del terreno superficiale da 0 a -40 cm da piano campagna (p.c.) su un'area pari a 1.200 m² circa, mentre nelle aree ove saranno posate le fondazioni e le strutture interrato lo scavo avrà una profondità prevista di 1,5 m. Per la realizzazione dell'impianto sono previsti complessivamente movimenti terra per un totale di circa 2.000 m³ di terreno (considerando il rigonfiamento del terreno non più nella sua sede naturale).

I terreni scavati, opportunamente stoccati in via provvisoria e gestiti a norma di legge, verranno parzialmente riutilizzati in sito per la preparazione del piano dell'area di progetto, qualora tale possibilità sia confermata a seguito del protocollo di caratterizzazione, condotto come descritto al Paragrafo 3.15.6. La parte restante sarà smaltita o gestita esternamente al progetto a norma di legge.

Nell'ipotesi di non riutilizzo in sito del terreno scavato, per l'allontanamento a destino di tali materiali è stato stimato l'utilizzo di circa 250 viaggi di autoarticolati o camion dall'area verso la destinazione che verrà identificata per i terreni.

Successivamente allo scortico, saranno realizzati lavori di posa delle fondazioni delle strutture. Non è prevista la pavimentazione delle strade di accesso all'area impianto, né delle strade interne all'impianto stesso e nemmeno delle aree in cui saranno installate le varie unità di impianto. Si prevede, invece, l'utilizzo di "ghiaia pressata" (e quindi non cementata e neppure asfaltata) per le strade interne che prevedono l'accesso di mezzi pesanti.

Durante i lavori civili descritti saranno utilizzati alcuni mezzi per la movimentazione terra quali bulldozer, escavatori a benna e a lama, oltre a compattatori di terreno. Sarà inoltre utilizzata una gru in grado di sollevare le strutture del vent alte all'incirca 10 m.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 90 di 97
--	---	-----------------

3.15.3.2 Posa e installazione delle strutture e delle utilities

Successivamente all'adeguamento dell'area di progetto ed alla realizzazione degli scavi e delle opere civili si provvederà alla posa ed all'installazione delle strutture e delle apparecchiature necessarie al funzionamento del misuratore fiscale e al loro collegamento all'alimentazione e alla strumentazione di regolazione e controllo.

In particolare si provvederà alla posa ed installazione di:

- Piping di arrivo e consegna;
- pipe-rack;
- vent e blow-down;
- sala tecnica;
- compressori e linea distribuzione aria compressa;
- sistemi antincendio mobili, costituiti da estintori portatili;
- installazioni elettriche;
- installazioni strumentali;
- installazione antenne per la trasmissione dei dati.

Sistema di raccolta sfiati gassosi

Presso l'impianto onshore sarà installato un sistema di vent per depressurizzare l'impianto, che entrerà in funzione solo in caso di emergenza.

Il sistema sarà essenzialmente composto da un collettore principale e dalla struttura di supporto del vent. Non è previsto K.O. drum di abbattimento liquidi (non è attesa, infatti, formazione di liquidi durante le fasi di scarico).

La massima portata relativa a uno scarico di emergenza è stimabile in circa 1.21 kg/s.

Il vent è stato progettato in modo da rispettare il valore limite di radiazione, inferiore a 5 kW/m² in tutte le area dove è attesa la presenza temporanea di personale addetto per operazioni di manutenzione dentro l'area di impianto e comunque inferiore a 3 kW/m² in corrispondenza della recinzione dell'impianto stesso: l'area di rispetto avrà raggio pari a 15 m.

Pertanto, il sistema di blowdown sarà associato alla presenza di un vent alto circa 10 m e avente diametro di 4 pollici, con raggio minimo ammissibile per l'area di rispetto pari a circa 15 m.

Sono state valutate eventuali interferenze con la vicina postazione di arrivo del GreenStream: un apposito studio delle interferenze tra i due vent, ha evidenziato che la distanza di circa 124 m tra le due strutture è tale da minimizzare tali interferenze.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 91 di 97
--	---	-----------------

Sala Tecnica

La nuova sala tecnica sarà realizzata con cabinati prefabbricati autoportanti, realizzati con tecnologie modulari. All'interno della sala tecnica saranno installati i quadri elettrici, il gruppo di continuità, i sistemi di controllo e le postazioni di lavoro del personale. Si segnala tuttavia che l'impianto non sarà presidiato e che la presenza di personale è prevista solo saltuariamente.

Sistema di aria compressa

Il sistema ad aria compressa dell'impianto (aria strumenti) è dimensionato per azionare le valvole attuate che compongono il sistema di regolazione. Detta unità sarà in grado di fornire circa 2 Nm³/h d'aria compressa.

I compressori saranno di tipo rotativo ("a vite") alimentati da energia elettrica (fornita da ENEL o, come back up, da motore diesel). Funzioneranno in modalità non continuativa per mantenere il desiderato livello di pressione nei buffer di accumulo aria. I compressori saranno ubicati verso il confine ovest dell'area (cfr. **Allegato 4** della VINCA).

È prevista l'installazione di un'unità principale e di un'unità di riserva.

Sistema antincendio

Una serie di estintori portatili e carrellati sarà dislocata nell'area d'impianto, in maniera tale da garantire un agevole utilizzo in caso di emergenza.

L'impianto sarà dotato dei seguenti tipi di estintori da installarsi all'interno dell'area di progetto:

- estintori a CO₂, per i compressori aria strumenti, per la generazione elettrica;
- estintori a polvere, per la trappola di ricevimento temporanea e il vent;
- sistema di estinzione automatico a Inergen (o simili) per le sale tecniche di controllo/strumentazione e per il riscaldamento, ventilazione e condizionamento aria (HVAC) della sala controllo.

Ad ulteriore protezione, la pressione di progetto del sistema di scarico è stata fissata a 10 barg, ovvero in modo che possa resistere alla massima onda di pressione generata da uno scoppio accidentale interno..

Installazioni elettriche

L'installazione degli impianti elettrici da realizzarsi nell'area di progetto, sarà eseguita in accordo con gli standard eni relativi ai requisiti minimi e ai criteri generali per la progettazione, costruzione e installazione del sistema di generazione e distribuzione dell'energia elettrica montaggio degli impianti elettrici e con le relative norme di riferimento.

Inoltre, gli impianti elettrici saranno realizzati in accordo alle norme CEI EN 60079-14; le apparecchiature (cassette, corpi illuminanti, ecc.) avranno esecuzione in accordo alla classificazione delle aree e grado di protezione IP55 min.

Il sistema elettrico dell'area di progetto sarà concepito in modo da essere energicamente indipendente dall'impianto di Green Stream; a tale scopo, il nuovo quadro ASP/LP in condizioni normali riceverà

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 92 di 97
--	---	-----------------

l'alimentazione da uno stacco del più vicino sistema di distribuzione ENEL e in caso di emergenza da un generatore diesel.

Se disponibile, si utilizzerà uno stacco in Bassa Tensione; in caso contrario si prevederà nella sala tecnica una sezione separata e dotata di accesso indipendente dedicato ENEL per l'installazione di un contatore ed eventualmente di un trasformatore, nel caso non sia disponibile la bassa tensione. Per detti sistemi dovranno essere rispettate tutte le prescrizioni dell'Ente fornitore per quanto riguarda le apparecchiature, le protezioni, i sistemi di misura e i requisiti logistici del punto di consegna.

Tutte le utenze elettriche relative al nuovo sistema per misura gas a Rete Snam saranno alimentate da un nuovo quadro Servizi Ausiliari e Luce (ASP/LP), 400V C.A. Il quadro sarà installato nella sala tecnica e provvederà anche all'illuminazione e al condizionamento di quest'ultima.

In caso di mancanza alimentazione da ENEL, le utenze elettriche di emergenza saranno alimentate da un generatore diesel installato nell'area d'impianto.

Per le utenze di sicurezza sarà installato un sistema UPS in C.C., fornito di batterie, da installarsi in una sezione dedicata della sala tecnica.

Sarà inoltre prevista l'illuminazione lungo il perimetro dell'area delimitata dalla recinzione e di tutte le apparecchiature di nuova installazione, in particolare nei punti dove sarà situata la strumentazione di processo. Tutta l'area sarà inoltre adeguatamente servita da prese FM.

L'impianto di messa a terra esistente sarà ampliato nell'area di progetto.

L'equipotenzialità di tutti gli involucri e masse metalliche delle nuove apparecchiature elettriche e delle strutture metalliche interessate, in accordo alle Norme CEI 64-8, sarà garantita tramite il collegamento delle stesse alla rete di terra.

Installazioni strumentali

Tutte le valvole (blocco o controllo) saranno attuate pneumaticamente.

Tutti gli strumenti, le valvole e i sistemi saranno in grado di minimizzare i rischi di iniezione di fiamma e certificati secondo la normativa che interviene sulle apparecchiature in pressione:

- ATEX (ATmosphères ed EXplosibles, 94/9/CE);
- PED (*Pressure Equipment Directive*, D. Lgs. N° 93 del 25/02/2000).

Per le installazioni di strumenti in area classificata i componenti saranno, in generale, di tipo a sicurezza intrinseca Eex-i.

Per le logiche di blocco sarà previsto l'impiego di pressostati e termostati o trasmettitori con soglie a logica minimo 2oo2, (l'avaria di uno strumento sarà considerata come una richiesta di blocco).

Il grado di protezione delle custodie per gli strumenti e di tutte le apparecchiature sarà minimo IP-55; inoltre, tutte le apparecchiature strumentali saranno adattate per le condizioni ambientali di progetto.

Gli strumenti saranno montati il più vicino possibile alle prese di processo e saranno installati in una posizione facilmente accessibile e su strutture esenti da vibrazione.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 93 di 97
--	---	-----------------

I collegamenti primari prevedranno una valvola di radice il più vicino possibile alla presa di processo e saranno realizzati con tubing AISI 316 con una pendenza minima del 15%, rispetto le prese o i barilotti di raccolta delle condense.

I manifold di attacco degli strumenti saranno utilizzati per le misure di pressione.

Antenna per la trasmissione dei dati:

Per consentire il corretto funzionamento dell'intero sistema, è previsto un continuo scambio di dati con la piattaforma Prezioso K.

Tale scambio di dati richiederà l'installazione di un sistema dedicato costituito da antenne montate su un traliccio di supporto alto circa 10 m.

3.15.4 Complementarietà con altri interventi

Le attività di progetto onshore sono complementare agli interventi offshore descritti ai paragrafi precedenti. Non ci saranno interferenze tra le attività in quanto logisticamente differenti e geograficamente distanti.

3.15.5 Uso delle risorse naturali

L'area designata per l'installazione del misuratore fiscale del gas è un'area adiacente all'area già occupata dalle facilities del gasdotto Green Stream. L'area è pertanto già a vocazione industriale, attualmente non utilizzata.

L'occupazione degli spazi a terra è stata minimizzata scegliendo appunto un'area interna al polo industriale e, di conseguenza, i volumi d'impianto sono stati ridotti il più possibile.

Relativamente ai consumi di energia elettrica è previsto un consumo totale di circa 10kW.

Non sono previsti consumi di acqua, terreno, aria e altre componenti ambientali.

3.15.6 Produzione di rifiuti e relative modalità di gestione

Durante le fasi di adeguamento dell'area e di installazione degli impianti, ed in particolare durante le operazioni di scortico, verranno rimossi circa 2.000 m³ di terreno (considerando il rigonfiamento del terreno non più nella sua sede naturale).

Le attività in progetto onshore ricadono nel Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Gela (individuato ai sensi del D.M. 10/01/2000), che attualmente rientra nel processo di caratterizzazione ambientale e successiva bonifica, previsto dall'art. 15 del D.M. 471/1999 e s.m.i. Il materiale escavato durante le attività in progetto dovrà quindi essere gestito in conformità alle vigenti normative.

In merito alla gestione di tali terreni si ritiene che lo smaltimento a priori risulterebbe in contrasto con le finalità previste dall'art. 178 del D.Lgs. 152/06, ovvero non rispetterebbe i criteri di efficacia, efficienza, economicità e trasparenza. Ciò se non altro per l'avvio a smaltimento di quella quota parte

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 94 di 97
--	--	-----------------

di suoli per i quali potrebbe apparire dimostrata l'assenza di ogni potenziale contaminazione (ovvero il rispetto delle CSC³).

Si ritiene che la gestione dei suoli scavati, nel rispetto di un opportuno protocollo di caratterizzazione, debba poter prevedere e garantire la possibilità di un riutilizzo in sito per i materiali che dimostrano il rispetto dei richiesti criteri. Viceversa qualora le caratteristiche ambientali/operative non ne consentano un riutilizzo in loco, i suoli scavati saranno classificati quali rifiuti ed avviati a recupero o smaltimento secondo la normativa di riferimento.

Si conclude perciò riportando come i suoli prodotti dalle attività di scavo saranno caratterizzati per valutarne il possibile riutilizzo in sito e gestiti in funzione delle loro caratteristiche analitiche in modo coerente al D.Lgs. 152/06.

Il terreno asportato durante le attività di scavo per eseguire le opere civili per l'installazione delle utilities verrà stoccato provvisoriamente in cumuli delle dimensioni massime di 500 m³ ciascuno, presso aree di stoccaggio preventivamente attrezzate all'interno dell'area di progetto, compatibilmente alle condizioni logistiche ed operative dell'area stessa e previa posa di teli impermeabili.

Qualora durante le attività di scavo venissero riscontrate evidenze (visive e/o olfattive) di una potenziale contaminazione, tali terreni saranno stoccati in area separata appositamente predisposta all'interno dell'area di progetto e gestiti in conformità alle vigenti normative.

I cumuli saranno ricoperti con teli impermeabili, durante la loro permanenza in sito, oppure ogni qualvolta la presenza di precipitazioni possa divenire veicolo di formazione di percolato o di dilavamento dei suoli stessi.

L'area di stoccaggio sarà attrezzata con paline segnalatrici o similari per garantire la divisione fra i cumuli; in ogni caso, raggiunta la volumetria massima di deposito, ogni cumulo sarà ricoperto con un telo in materiale plastico per creare una separazione fisica rispetto al/ai cumulo/cumuli adiacente/i.

Tutti i terreni all'interno dell'area oggetto di intervento saranno movimentati mediante escavatore e trasportati mediante autocarro all'area di deposito appositamente predisposta.

Le attività di campionamento dei terreni saranno condotte ai sensi del D.Lgs. 152/06 e secondo i principi della Norma Tecnica UNI n. 10802 del 01/10/2004, nel rispetto di alcune condizioni di base per ottenere campioni rappresentativi della reale situazione esistente nel sito.

I campioni saranno raccolti in contenitori di vetro a tenuta ermetica, su cui saranno riportati i dati identificativi di prelievo, saranno conservati a bassa temperatura fino alla consegna al laboratorio. Tutte le aliquote costituenti il campione saranno identificate in modo univoco mediante etichetta adesiva riportante l'indicazione del progetto di riferimento, la sigla identificativa del campione, la data e l'ora di prelievo, il cumulo di riferimento.

Da ciascun cumulo sarà prelevato un campione ottenuto dall'unione di un certo numero di incrementi. Il numero di incrementi sarà definito di volta in volta sulla base delle dimensioni dei cumuli. Gli incrementi verranno omogeneizzati fra loro al fine di ottenere un campione composito che, per quartatura, darà il campione da analizzare. In ogni caso il numero minimo di incrementi con i quali

³ Concentrazione Soglia di Contaminazione, cfr. Art. 240 D.Lgs. 152/06

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 95 di 97
--	---	-----------------

ottenere il campione finale non potrà essere inferiore a 6. Le aliquote dovranno eventualmente essere prelevate in doppio per le analisi di validazione degli Enti Competenti, su richiesta degli stessi.

Su ciascun cumulo saranno eseguite sia le analisi per verificare il rispetto delle CSC sia le analisi di caratterizzazione del rifiuto per determinarne il codice CER e le eventuali caratteristiche di pericolo, nonché i test di cessione finalizzati all'eventuale smaltimento in discarica (in conformità al D.M. 27/08/2010) o al recupero (D.M. 05/02/1998).

Sulla base dei risultati analitici sarà valutato se il terreno potrà essere riutilizzato in sito o dovrà essere smaltito come rifiuto.

1. **i risultati delle analisi di caratterizzazione ambientale confermino il rispetto delle CSC di riferimento (Allegato 5 al Titolo V, Tabella 1, Colonna B, D.Lgs. 152/06);**
2. **i risultati delle analisi del test di cessione siano conformi ai limiti previsti dalla Tabella 2 "Acque Sotterranee", Allegato 5 al Titolo V del D.Lgs. 152/06.**

Qualora si verificano entrambe le condizioni suddette, il terreno sarà riutilizzato in sito per la preparazione del piano dell'area di progetto.

Qualora non sia confermata anche una sola delle predette condizioni o se, per motivi di natura logistica/operativa, non sia possibile prevedere un utilizzo (entro tempi non superiori all'anno) del terreno per la preparazione del piano dell'area di progetto, il materiale sarà classificato come rifiuto e quindi avviato a smaltimento/recupero presso idoneo impianto esterno autorizzato.

I possibili codici CER previsti per tali rifiuti, assegnati sulla base delle risultanze analitiche, sono i seguenti:

- 170504 Terre e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 170503;
- 170503* Terre e rocce, contenenti sostanze pericolose.

In ogni caso lo stoccaggio di questi rifiuti in attesa dello smaltimento/recupero finale non dovrà superare i termini previsti dall'art.183 del D.Lgs. 152/06 per il deposito temporaneo.

Nell'ipotesi di non riutilizzo in sito del terreno scavato, per l'allontanamento a destino di tali materiali è stato stimato l'utilizzo di circa 250 viaggi di autoarticolati o camion dall'area verso la destinazione che verrà identificata per i terreni.

Gli autocarri adibiti al trasporto rifiuti all'impianto di smaltimento/recupero dovranno disporre del Formulario di identificazione trasporto rifiuti. Inoltre al conducente del mezzo sarà fornita copia dei certificati analitici che accompagneranno i rifiuti durante il trasporto.

Prima dell'inizio delle attività saranno individuati i trasportatori e gli impianti di smaltimento/recupero per i terreni che non potranno essere riutilizzati in sito. Sarà reperita copia di tutte le autorizzazioni nonché delle iscrizioni all'Albo Nazionale delle Imprese che effettuano la Gestione dei Rifiuti per verificarne la compatibilità con le tipologie di rifiuti da movimentare. Tutte le iscrizioni/autorizzazioni di cui sopra e i relativi versamenti per i diritti annuali di iscrizione all'albo per i trasportatori e le garanzie finanziarie richieste per il mantenimento delle autorizzazioni del destinatario saranno mantenute aggiornate anche nel caso di variazioni del quadro normativo di riferimento.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 96 di 97
--	---	-----------------

Al ricevimento dei risultati analitici che attestino la non conformità dei terreni per il riutilizzo, sarà effettuato il carico sul registro di carico/scarico rifiuti e saranno contattati il trasportatore e l'impianto di destinazione precedentemente individuati. I contatti tra il produttore, il trasportatore e il destinatario del rifiuto avverranno in conformità a quanto previsto dalle vigenti normative.

Qualora al momento dello svolgimento delle attività sia entrata in vigore la normativa relativa al SISTRI (sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti), la gestione della documentazione relativa ai rifiuti prodotti sarà effettuata in conformità a detta normativa.

3.15.7 Inquinamento e disturbi ambientali

3.15.7.1 Emissioni in atmosfera

L'impianto comprenderà un sistema di raccolta sfiati gassosi per depressurizzazione automatica al fine di convogliare, in condizioni di emergenza, gli scarichi gassosi dell'impianto e inviarli in atmosfera in modo sicuro tramite un opportuno vent. La decisione di scaricare detti flussi idrocarburici in atmosfera è stata presa valutando l'assenza di componenti tossici nel gas (H₂S assente).

Non sono previste emissioni in atmosfera da parte delle strutture del vent nel corso del normale esercizio dell'impianto. Il vent entrerà in azione solamente in caso di emergenza per depressurizzare l'impianto, con emissione del gas in atmosfera, ai fini di sicurezza. L'emissione d'emergenza del vent e la progettazione di tali dispositivi sono stati valutati anche in relazione alla presenza delle strutture del GreenStream vicino all'area di progetto.

3.15.7.2 Emissione di rumore e vibrazioni

Durante le attività di cantiere, di movimentazione terreni e di installazione delle facilities saranno prodotti rumori e vibrazioni connessi alle attività ed alle macchine operanti nell'area. Tali emissioni saranno paragonabili ad un cantiere civile di medie dimensioni, nel quale operano i mezzi meccanici (escavatori, gru, benne, camion). Tali emissioni saranno comunque trascurabili dato il limitato numero di mezzi previsti e il limitato arco temporale del cantiere (circa 6 mesi).

In fase di funzionamento a regime dell'impianto, le uniche emissioni sonore rilevabili saranno riconducibili al funzionamento delle valvole di regolazione della pressione, che raggiungeranno un valore massimo di pressione sonora pari a 85 dB a 1 m di distanza dalla sorgente (dati misurati su impianti similari). Da segnalare, comunque, che l'emissione sonora di cui sopra, connessa al funzionamento delle valvole di regolazione di pressione, si verificherà solo in caso di fluttuazioni della pressione della rete SNAM, Pertanto, a priori, non è prevedibile una emissione sonora continua.

In **Appendice 17** è riportata la relazione tecnica relativa alla valutazione del clima acustico ante operam.

3.15.7.3 Scarichi idrici

Data l'assenza di fasi liquide nei fluidi di impianto, non si ritiene necessaria la presenza di un sistema di drenaggio.

Non sono previste opere per il convogliamento delle acque meteoriche.

 eni s.p.a. divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0175.000_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO	Pagina 97 di 97
--	---	-----------------

Un apposito bacino di contenimento è previsto per il generatore diesel.

3.15.8 Rischio di incidenti

Come anticipato al **Paragrafo 3.15.3.2**, data l'assenza di fasi liquide nei fluidi di processo, non si ritiene necessaria l'installazione di un sistema antincendio fisso. Sarà quindi prevista una protezione passiva, una serie di estintori portatili e carrellati che dovrà essere comunque dislocata nell'area di impianto in maniera tale da garantire un agevole utilizzo in caso di emergenza.

Al fine di limitare la propagazione di incendi, i collegamenti elettrici e i cavi di interconnessione saranno di tipo "non propagante" in caso di incendio (ai sensi della norma CEI 20.22) e con ridotta emissione di fumi e gas tossici (norma CEI 20.37).

L'area di processo e la sala tecnica saranno adeguatamente protette e sorvegliate da sensori "Fire&Gas", opportunamente allocati, per rilevare eventuali fughe di gas nelle aree di impianto.

Tutti i sensori "Fire&Gas" saranno cablati al sistema dedicato, il quale interagirà con il sistema di controllo, il sistema di sicurezza ESD e i quadri Telecom per segnalazione, messa in opera di blocchi (logica 2ooN) e avviso acustico dell'eventuale stato di allarme al personale, qualora presente.

Tutti i sistemi e gli impianti, oltre a soddisfare i requisiti ed i criteri di sicurezza dettati dalla specifica tecnica eni relativa ai "Criteri Generali di Sicurezza" saranno posizionati in modo da non intralciare le vie di passaggio e/o fuga. Le vie di fuga saranno mantenute libere in ogni fase di esercizio dell'impianto e sempre praticabili in caso di allontanamento dalla situazione pericolosa ed eventuale abbandono/evacuazione dell'impianto.

Le vie di fuga non saranno posizionate all'interno delle strade dell'impianto; eventuali incroci per l'attraversamento, per quanto possibile, saranno minimizzati durante la fase di ottimizzazione della disposizione planimetrica dell'impianto.

La loro progettazione è stata realizzata per soddisfare i seguenti requisiti minimi:

- le vie di fuga perimetrali, intese come le principali vie di fuga dell'impianto, saranno larghe 1,5 m; quelle secondarie non dovranno essere inferiori a 0,7 m;
- nessun punto di un locale chiuso sarà distante più di 12 m da un'uscita;
- le porte sulle vie di fuga da locali avranno larghezza non inferiore a 0,9 m.