

Edison S.p.A. **Milano, Italia**



Progetto di Sviluppo
Campo Vega B
Concessione di Coltivazione
C.C6.EO – Canale di Sicilia

Studio di Impatto
Ambientale
Sintesi non Tecnica

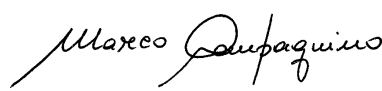


Edison S.p.A. Milano, Italia



**Progetto di Sviluppo
Campo Vega B
Concessione di Coltivazione
C.C6.EO – Canale di Sicilia**

**Studio di Impatto
Ambientale
Sintesi non Tecnica**

Preparato da	Firma	Data
Marco Donato		31 Maggio 2012
Controllato da	Firma	Data
Marco Compagnino		31 Maggio 2012
Approvato da	Firma	Data
Claudio Mordini		31 Maggio 2012
Sottoscritto da	Firma	Data
Roberto Carpaneto		31 Maggio 2012

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Sottoscritto da	Data
0	Prima Emissione	MRD	MCO	CSM	RC	Maggio 2012

INDICE

	<u>Pagina</u>
ELENCO DELLE TABELLE	III
ELENCO DELLE FIGURE	IV
1 INTRODUZIONE	1
2 LE MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	4
2.1 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO	4
2.1.1 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Mondiale	4
2.1.2 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Nazionale	6
2.2 SVILUPPO DEL CAMPO OLIO VEGA	7
3 LA PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGETICO	9
3.1 IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE	9
3.2 IL PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE DELLA REGIONE SICILIANA (PEARS)	9
4 IL PROGETTO E LE SUE ALTERNATIVE	12
4.1 DECRIZIONE DELLE ATTUALI ATTIVITÀ DI COLTIVAZIONE	12
4.1.1 Generalità	12
4.1.2 Contenuti del Programma di Sviluppo	12
4.1.3 Autorizzazione all'Esercizio e Capacità Produttiva	13
4.1.4 Gestione delle Acque di Produzione	14
4.1.5 Caratteristiche Generali del Giacimento	14
4.1.6 Impianti e Infrastrutture Attualmente Installate	14
4.1.7 Descrizione del Processo: l'estrazione del petrolio dal giacimento	20
4.2 DECRIZIONE DEL PROGETTO: LO SVILUPPO DEL CAMPO VEGA B	24
4.2.1 Le Indagini Geofisiche Preliminari	25
4.2.2 La Nuova Piattaforma Vega B	30
4.2.3 Descrizione del Processo di Estrazione del Greggio su Vega B	32
4.2.4 Nuovi Pozzi	34
4.2.5 Adeguamento Impiantistico Piattaforma Vega A	35
4.2.6 Condotte Sottomarine	37
4.2.7 Cavi Elettrici	37
4.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI CANTIERE E PERFORAZIONE	38
4.3.1 Durata dei Cantieri e delle Perforazioni	38
4.3.2 Elenco Preliminare Mezzi e Macchine di Cantiere	39
4.3.3 Descrizione delle Fasi di Installazione della Piattaforma Vega B	40
4.3.4 Perforazione dei Pozzi	40
4.3.5 Testa Pozzo e Apparecchiature di Sicurezza	44
4.3.6 Posa delle Condotte Sottomarine	46
4.3.7 Posa dei Cavi	47
4.4 ANALISI DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE	47
5 I PRINCIPALI VINCOLI SUL TERRITORIO	50
5.1 REGIME GIURIDICO DELL'AREA DI STUDIO	50

INDICE
(Continuazione)

	<u>Pagina</u>
5.1.1 Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare	50
5.1.2 Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128	52
5.1.3 Convenzione di Espoo	53
5.2 REGIME VINCOLISTICO ED AREE PROTETTE	54
5.2.1 Aree Marine Protette	54
5.2.2 Convenzione di Barcellona	56
5.2.3 Siti Natura 2000 e Iba	58
5.2.4 Aree Marine di Tutela o Vincolo	59
5.2.5 Aree Sottoposte a Restrizioni di Natura Militare	62
6 IL TERRITORIO, L'AMBIENTE E LE LORO RELAZIONI CON IL PROGETTO	64
6.1 QUALITÀ DELL'ARIA	64
6.2 ACQUE MARINE	64
6.3 SUOLO E SOTTOSUOLO	66
6.4 ECOSISTEMI NATURALI	68
6.5 RUMORE	70
6.6 ASPETTI SOCIO-ECONOMICI, INFRASTRUTTURE E SALUTE PUBBLICA	73
7 SINTESI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E DELLE MISURE DI MITIGAZIONE	75
7.1 IMPATTI E MISURE DI MITIGAZIONE IN FASE DI COSTRUZIONE E PERFORAZIONE	75
7.1.1 Qualità dell'Aria	75
7.1.2 Acque Marine	76
7.1.3 Suolo e Sottosuolo	77
7.1.4 Ecosistemi Naturali e Rumore Sottomarino	79
7.1.5 Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica	81
7.2 IMPATTI E MISURE DI MITIGAZIONE IN FASE DI ESERCIZIO	83
7.2.1 Qualità dell'Aria	83
7.2.2 Acque Marine	84
7.2.3 Suolo e Sottosuolo	85
7.2.4 Ecosistemi Naturali e Rumore Sottomarino	85
7.2.5 Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica	86
8 IMPATTI TRANSFRONTALIERI	88
9 VALUTAZIONI CONCLUSIVE	89
RIFERIMENTI	

ELENCO DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 4.1: Piattaforma Vega A - Produzione Annuale di Petrolio e Gas	13
Tabella 4.2: Piattaforma Vega A - Coordinate Geografiche	15
Tabella 4.3: Piattaforma Vega A - Impianti Modulari	16
Tabella 4.4: FSO Leonis - Coordinate Geografiche	18
Tabella 4.5: FSO Leonis – Caratteristiche	19
Tabella 4.6: Specifiche Indagine Sismica 2D VEGA B - Airgun	29
Tabella 4.7: Geofisica - Durata delle Fasi di Progetto	30
Tabella 4.8: Vega B - Coordinate Geografiche	30
Tabella 4.9: Caratteristiche Jacket Vega B	30
Tabella 4.10: Parametri PVT dell'Olio	34
Tabella 4.11: Dati Preliminari di Produzione per Pozzo	35
Tabella 4.12: Sea Line da Installare	37
Tabella 4.13: Geofisica - Durata delle Fasi di Progetto	38
Tabella 4.14: Cantierizzazione - Durata delle Fasi di Progetto	38
Tabella 4.15: Perforazione Pozzi - Durata delle Fasi di Progetto	38
Tabella 4.16: Installazione Piattaforma Vega B - Mezzi e Potenze Caratteristiche	39
Tabella 4.17: Caratteristiche Tecniche Impianto Perforazione Tipo TAD	41
Tabella 6.1: Vega A -Correnti Superficiali (Anno 2009)	65
Tabella 6.2: Ambiente Idrico Marino, Elementi di Sensibilità e Potenziali Ricettori	66
Tabella 6.3: Suolo e Sottosuolo, Individuazione di Ricettori Potenziali ed Elementi di Sensibilità	67
Tabella 6.4: Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi, Elementi di Sensibilità e Potenziali Ricettori	70
Tabella 6.5: Rumore, Elementi di Sensibilità e Potenziali Ricettori	72
Tabella 6.6: Componente Pesca, Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica, Individuazione di Ricettori Potenziali ed Elementi di Sensibilità	74

ELENCO DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Pagina</u>
Figura 1.a: Concessione di Coltivazione C.C6.E0	1
Figura 1.b: Inquadramento Territoriale	3
Figura 2.a: Consumi di Energia Storici e Previsioni a Livello Mondiale (EIA, 2011)	4
Figura 2.b: Consumo di Energia nel Mondo – 1990-2035 (EIA, 2011)	5
Figura 2.c: Consumo di Combustibili Liquidi – 1990-2035 (EIA, 2011)	5
Figura 2.d: Giacimento Vega	7
Figura 2.e: Profilo Preliminare di Produzione	8
Figura 4.a: Piattaforma Vega A	15
Figura 4.b: Piattaforma Vega A – Schema Strutture	17
Figura 4.c: FSO Leonis	18
Figura 4.d: Piattaforma Vega A - Teste Pozzo	21
Figura 4.e: Piattaforma Vega A – Torcia	22
Figura 4.f: Schema Generale Sismica in Mare	25
Figura 4.g: Programma di Acquisizione Sismica 2D	26
Figura 4.h: Indagini Geofisiche Preliminari (Sismica 2D)	27
Figura 4.i: Esempio di Nave da Ricerca Geofisica (M/V Odin Finder)	28
Figura 4.j: Messa a Mare di uno Streamer	28
Figura 4.k: Schema Sismica 2D prevista per Vega B	29
Figura 4.l: Piattaforma Vega B Vista Assonometrica del Jacket e del Deck	32
Figura 4.m: Vega B - Testa Pozzo	45
Figura 4.n: Apparecchiature di Sicurezza sulla Testa Pozzo in Fase di Perforazione	46
Figura 4.o: Tipologia di Varo Tubazione Tipo S-Lay	47
Figura 4.p: Ubicazione della Piattaforma Vega B e Giacimento Vega	48
Figura 5.a: Piattaforma Continentale Italiana	51
Figura 1.5.b: Mappa delle Zone Marine aperte alla Prospezione, Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi Liquidi e Gassosi e delle Aree Vietate	53
Figura 2.5.c: Aree Marine Protette Istituite	54
Figura 3.5.d: Aree Marine Protette di Prossima Istituzione	55
Figura 5.e: Aree Marine di Reperimento	55
Figura 5.f: Aree Candidate per la Creazione di Nuove ASPIM (United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan, 2011b)	58
Figura 5.g: Aree Naturali Protette, Siti Natura 2000 e IBA	59
Figura 5.h: Zone di Tutela Biologica Stretto di Sicilia	60
Figura 5.i: Relitti di Interesse Storico – Zone Regolamentate	61
Figura 5.j: Aree Sottoposte a Restrizioni di Natura Militare	63
Figura 6.a: Zona di Tutela Biologica per il Nasello	69
Figura 6.b: Tipologie più comuni di Impianti di Perforazione e Piattaforme (Simmonds et al., 2004)	71
Figura 6.c: Trasmissione del Suono associato a una Piattaforma Fissa	72
Figura 7.a: Stima delle Ricadute Medie Annue al Suolo di NOx in Fase di Perforazione e Esercizio Attuale	76

Si noti che nel presente documento i valori numerici sono riportati utilizzando la formulazione seguente:

separatore delle migliaia = virgola (,)

separatore decimale = punto (.)

**RAPPORTO
SINTESI NON TECNICA
STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
PROGETTO DI SVILUPPO CAMPO VEGA B
CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE C.C6.E0 – CANALE DI SICILIA**

1 INTRODUZIONE

Edison S.p.A. è titolare, unitamente ad ENI S.p.A., della concessione di coltivazione denominata C.C6.E0, ubicata nel Canale di Sicilia, circa 20 km offshore la costa Sud Orientale della Sicilia (si veda la Figura di seguito).

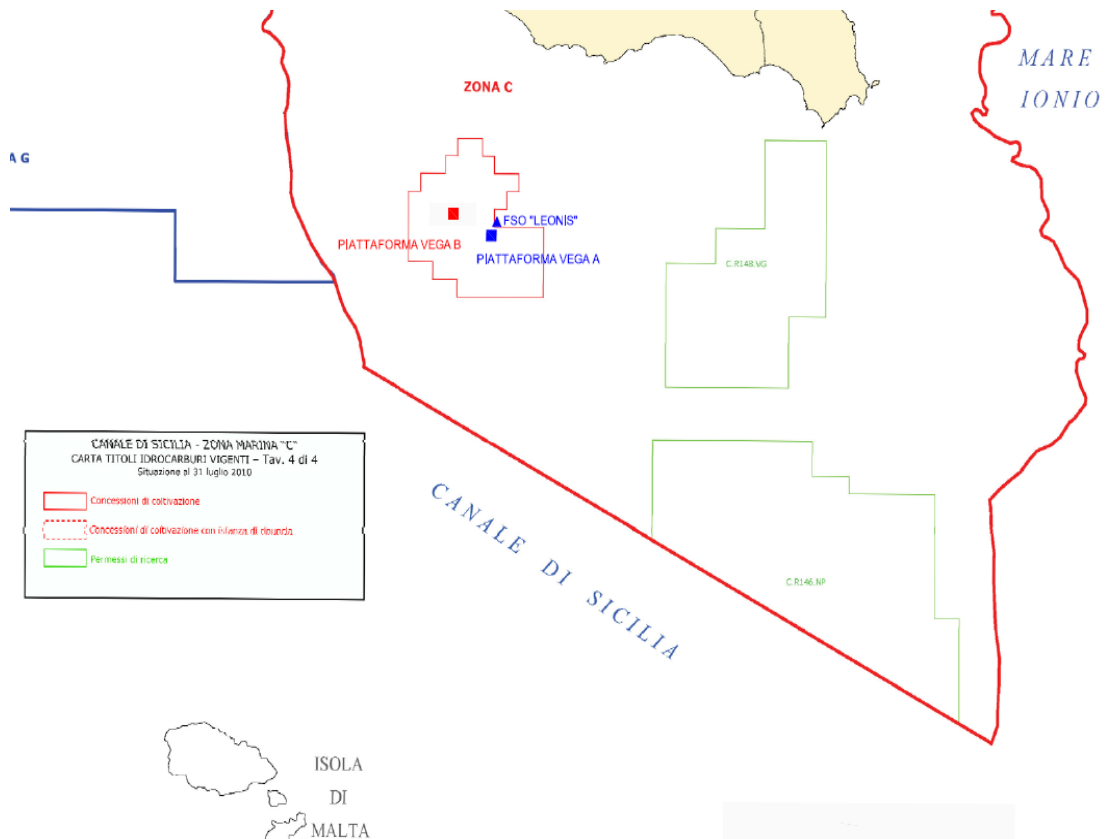


Figura 1.a: Concessione di Coltivazione C.C6.E0

Le quote di partecipazione della concessione sono 60 % Edison S.p.A., che è anche operatore della concessione, e 40 % ENI S.p.A. Il giacimento oggetto delle attività di coltivazione è denominato "Vega"; in esso sono individuabili due culminazioni (Vega A e Vega B), separate da una sella.

Il programma di sviluppo di tale giacimento, approvato contestualmente al rilascio della concessione di coltivazione con Decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (MICA) del 17 Febbraio 1984, prevedeva la realizzazione di No. 2

piattaforme, ciascuna per un massimo di No. 24 pozzi, il loro collegamento tramite condotte sottomarine per il trasferimento del greggio e del flussante, e il trasferimento del greggio (trattato solo nella piattaforma principale) ad una petroliera di stoccaggio rigidamente collegata ad un sistema di boa galleggiante.

Ad oggi le attività di coltivazione hanno interessato il solo giacimento Vega A. Le principali installazioni in esercizio a servizio delle attività sono costituite dalla piattaforma Vega A, dalla quale sono stati perforati No. 21 pozzi, 18 dei quali risultati produttivi, e dalla FSO (Floating Storage and Offload) "Leonis", ormeggiata ad una boa SPM (Single Point Mooring) ubicata a circa 2 km in direzione Nord dalla piattaforma.

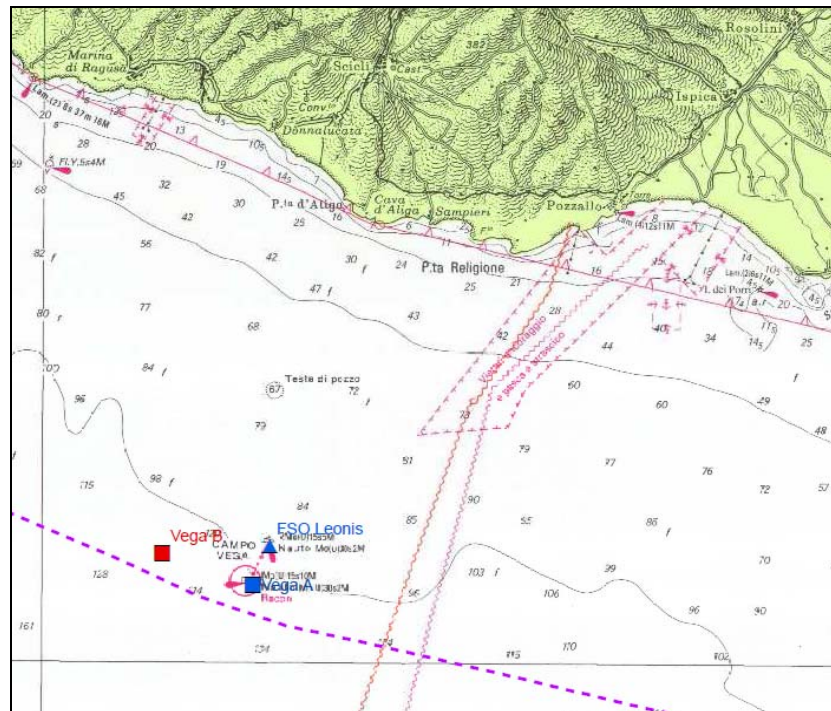
Attualmente Vega A produce circa 3,000 barili/giorno di olio; la produzione viene trattata in piattaforma e diluita al fine di prevenire la solidificazione dell'olio e favorire il trasporto nella FSO "Leonis".

È intenzione di Edison S.p.A. procedere, a completamento del programma lavori approvato, allo sviluppo del Campo Olio Vega B. Le attività previste sono le seguenti:

- realizzazione di una piattaforma fissa di tipo "minimum facilities" con jacket in circa 130 m d'acqua (Piattaforma Vega B), ubicata a circa 6 km di distanza da Vega A, direzione Ovest;
- perforazione da Vega B di No. 4 pozzi iniziali a singolo completamento. In funzione degli esiti minerari della perforazione dei primi quattro pozzi di sviluppo di Vega B, potranno essere successivamente eseguite nuove perforazioni fino ad un massimo di 12 pozzi per sostenere i profili di produzione di Vega B;
- posa di due condotte sottomarine congiungenti Vega B e Vega A, una per la ricezione di diluente e una per l'invio del greggio diluito (blend) a Vega A, dove verrà trattato negli impianti esistenti mescolandosi alla attuale produzione dei pozzi;
- posa di due cavi sottomarini in media tensione a 6kV (uno in esercizio e l'altro di riserva) per l'alimentazione della piattaforma Vega B;
- la realizzazione di alcune modifiche impiantistiche su Vega A, la principale delle quali è relativa alla sostituzione del sistema di generazione di energia elettrica con impianti maggiormente performanti di nuova generazione, fermo restando il fatto che l'attuale capacità produttiva di Vega A è di gran lunga superiore a quella di progetto.

Preliminarmente alle attività di perforazione si prevede inoltre di effettuare un rilievo sismico 2D (mediante airgun) volto a definire la presenza di eventuali sacche di gas superficiale al fine di evitarne l'interferenza nelle prime fasi di perforazione (fino a 300 m).

Di seguito in figura si presenta un estratto dell'inquadramento territoriale delle opere a progetto a vasta scala (scala 1:250,000) su carta nautica.



LEGENDA

- ▲ FSO LEONIS
- PIATTAFORMA VEGA A
- PIATTAFORMA VEGA B IN PROGETTO
- - - LIMITE DELLE ACQUE TERRITORIALI (12 NM DALLA LINEA DI BASE)*

Figura 1.b: Inquadramento Territoriale

Con riferimento al progetto di sviluppo del Campo Vega B sopra definito, il presente documento costituisce la **Sintesi non Tecnica** dello Studio di Impatto Ambientale che è stato predisposto (D'Appolonia, 2012)* ed è strutturata come segue:

- il Capitolo 2 illustra le motivazioni del progetto;
- il Capitolo 3 illustra la pianificazione nel settore energetico;
- il Capitolo 4 descrive il progetto e le sue alternative;
- il Capitolo 5 illustra i principali vincoli sul territorio;
- il Capitolo 6 descrive il territorio, l'ambiente e le relazioni con il progetto;
- il Capitolo 7 illustra la sintesi degli impatti sull'ambiente e le misure di mitigazioni;
- il Capitolo 8 descrive in fine gli impatti transfrontalieri;
- il Capitolo 9 illustra le valutazioni conclusive.

* I riferimenti sono riportati alla fine del testo.

2 LE MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

2.1 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO

2.1.1 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Mondiale

Il presente paragrafo riporta le principali previsioni proposte dall'“*International Energy Outlook 2011*” *. in merito al consumo energetico ed alle principali fonti energetiche utilizzate.

Come mostrato di seguito in figura, nonostante la situazione attuale di crisi economica, il consumo energetico è destinato ad aumentare del 53% dal 2008 fino al 2035. Il maggior consumo di energia nelle previsioni 2008 – 2035 è riconducibile ai paesi al di fuori dell'OECD (*Organization for Economic Cooperation and Development*).

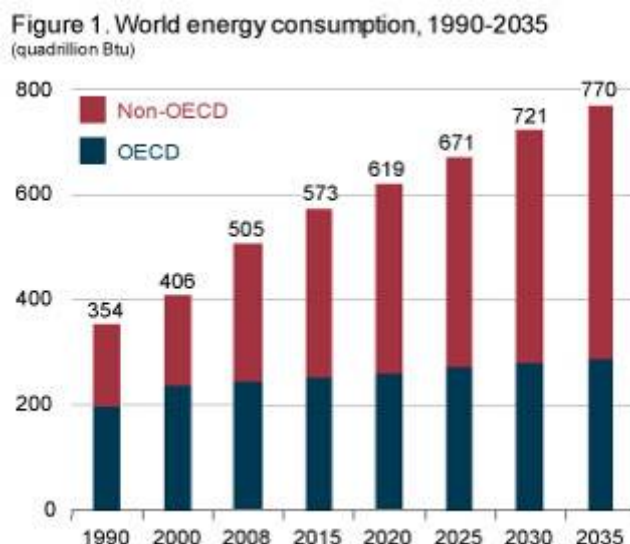


Figura 2.a: Consumi di Energia Storici e Previsioni a Livello Mondiale (EIA, 2011)

Come mostrato in Figura si prevede un aumento di circa 265×10^{15} Btu¹ tra il 2008 e il 2035.

* I riferimenti sono contenuti nello Studio di Impatto Ambientale (SIA).

¹ Btu (British thermal unit): Unità del sistema tecnico anglosassone di misura della quantità di calore, dell'energia e del lavoro; la “Btu internazionale” è pari a 1055.56 joule. Multipli della Btu sono il therm, corrispondente a 100.000 Btu, e il Decatherm, corrispondente a 10 therm ossia a un milione di Btu (MMBtu). Il quad corrisponde ad un quadrillion di Btu ossia 10^{15} Btu. Il quad è una unità di misura utilizzata nel calcolo dei consumi di energia. Un milione di barili di olio al giorno equivalgono a due quad all'anno. La quantità di calore ottenibile da un combustibile viene espressa in Btu nei Paesi anglosassoni.

Per quanto riguarda le diverse fonti energetiche, nella seguente Figura si nota come le proiezioni prevedono trend di crescita simili per le diverse fonti ad esclusione del nucleare, per il quale la crescita è limitata.

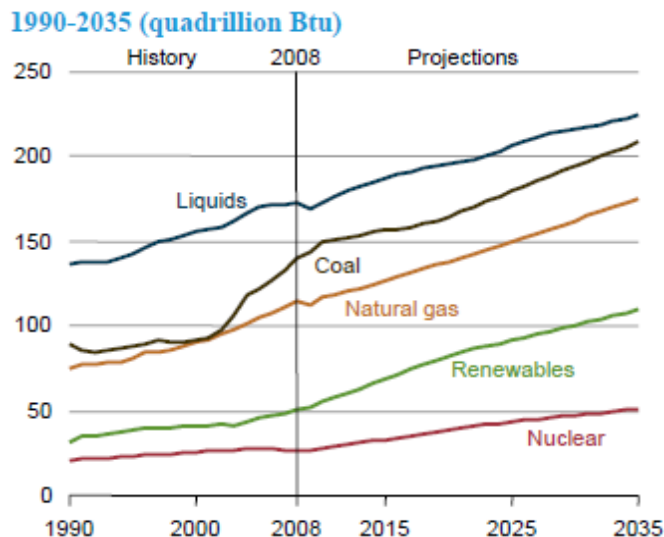


Figura 2.b: Consumo di Energia nel Mondo – 1990-2035 (EIA, 2011)

Particolare evidenza si pone alle proiezioni dei consumi di combustibili liquidi per i quali si prevede, tra il 2008 e 2035, un aumento dei consumi da circa 86 milioni di barili/giorno a circa 112 milioni di barili/giorno (si veda la Figura seguente).

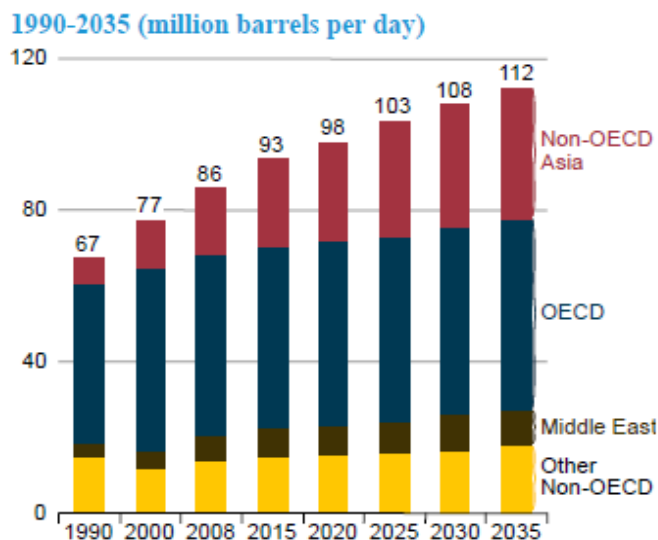


Figura 2.c: Consumo di Combustibili Liquidi – 1990-2035 (EIA, 2011)

2.1.2 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Nazionale

Come riportato nella relazione Annuale 2011 dell'Unione Petrolifera, nel 2010, dopo la crisi economia mondiale è stata osservata una ripresa "a due velocità": forte nei Paesi emergenti, tornati ai livelli pre-crisi, debole negli Stati Uniti, diseguale nell'Area dell'Euro. Il nostro Paese ha rilevato un recupero del Pil nel 2010 pari all'1.3 %, analogo a quello del Regno Unito, ma più moderato rispetto agli altri Paesi (Giappone +3.9 %, Germania +3.6 %, Stati Uniti +2.8 %).

Dopo quattro anni di diminuzione, i consumi di energia nel 2010 hanno rilevato un incremento del + 2.7 %, essendosi attestati sui 185.3 Mtep², contro i 180.3 del 2009. La ripresa della produzione industriale ed il conseguente aumento della domanda elettrica (+1.8 %) hanno infatti consentito a tutte le fonti energetiche, ad eccezione del petrolio, un recupero di 5 degli 11 Mtep persi nel 2009. La flessione dei consumi di prodotti petroliferi, scesi a 72.1 Mtep (-1.7 %) è legata al calo sia negli usi termoelettrici sia nella autotrazione.

In linea generale, le previsioni confermano che il peso del petrolio si sta progressivamente ridimensionando a favore del gas, ma i dati attuali ribadiscono che ancora oggi la domanda energetica primaria risulta essere soddisfatta per il 39% circa dai prodotti petroliferi ed il presunto trend di decrescita della domanda stessa, vedrà comunque ricoprire dai prodotti petroliferi un ruolo ancora molto importante nel mercato globale dell'energia.

La domanda complessiva di energia primaria, stimata per il 2011 a 177.5 milioni di Tep, sale a 186.6 nel 2015 e a 195.5 nel 2025. I 191.6 milioni di Tep stimati per il 2020 sono quasi equivalenti ai consumi del 2003, con una notevole presenza delle rinnovabili, da 11 a oltre 26 Mtep, a cui hanno ceduto spazio soprattutto i prodotti petroliferi, che scendono da circa 91 a 68 Mtep.

Relativamente alla produzione nazionale di idrocarburi l'anno 2010 si è chiuso positivamente sotto il profilo delle quantità di idrocarburi prodotti nel nostro Paese: la produzione nazionale di greggio ha registrato un +10.9 %, tornando a superare i 5 milioni di tonnellate, mentre nel 2009 non aveva raggiunto i 4.6 milioni.

Nel 2010, a seguito del divieto introdotto dal D.Lgs No. 128/2010 che ha bloccato tutte le attività di esplorazione e produzione in una fascia fino a 12 miglia da qualsiasi area protetta sono stati stimati impatti negativi non indifferenti quantificati in una diminuzione delle riserve già accertate per 200 milioni di Tep (22 miliardi di metri cubi di gas e oltre 60 milioni di barili di olio), una non valorizzazione per riserve esplorative possibili e potenziali di 500 milioni di Tep, nonché il dimezzamento del gettito fiscale del settore Esplorazione e Produzione nell'arco di 3-4 anni, il cui contributo attuale è di oltre 1.2 miliardi. Considerando le quotazioni del greggio e del gas naturale, complessivamente la produzione nazionale di idrocarburi nel 2010, pari a 11.9 Mtep, ha soddisfatto il 6.4 per cento del fabbisogno energetico nazionale, consentendo un risparmio di circa 4.2 miliardi di euro nella nostra fattura energetica, circa 900 milioni in più rispetto al 2009.

² Tep: Tonnellata Equivalente di Petrolio (TEP), ed il suo multiplo per milione (Mtep), sono unità di misura usate per rendere più maneggevoli le cifre relative a grandi valori di energia. La TEP rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo e vale circa 42 miliardi di joule. Il valore è fissato convenzionalmente, dato che diverse varietà di petrolio posseggono diversi poteri calorifici. Analoga unità di misura è il barile equivalente di petrolio, fissato convenzionalmente in 0.146 TEP (una tonnellata di petrolio corrisponde a circa 6.841 barili).

Alla luce di quanto sopra la realizzazione del progetto di sviluppo del Campo Vega B, che si sviluppa a circa 20 km dalle coste meridionali della Sicilia e al di fuori delle aree di divieto indicate dal D.Lgs 128/2010 ed è in grado di garantire una produzione prevista di circa 16.7 milioni di barili tra il 2016 e il 2037, rivestendo un ruolo fondamentale nell'assicurare i fabbisogni energetici del Paese.

2.2 SVILUPPO DEL CAMPO OLIO VEGA

Il giacimento Vega è situato nell'off-shore siciliano Sud-Orientale, a circa 20 km a Sud del tratto di costa compreso tra Pozzallo e Marina di Ragusa (si veda la Figura 1.b).

Il giacimento è costituito da due culminazioni separate da un'area di sella. Nella seguente Figura è rappresentata una mappa che ne mostra la struttura.

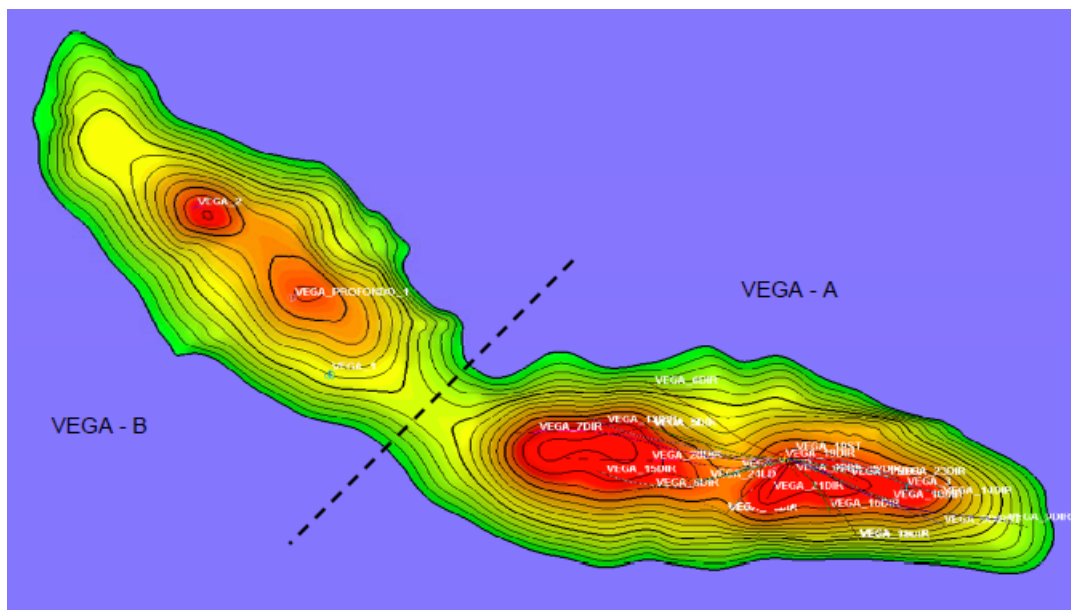


Figura 2.d: Giacimento Vega

La parte orientale del giacimento (Vega A nella figura) è stata sviluppata attraverso la perforazione di No. 21 pozzi, anche orizzontali, ed è oggetto delle attività di coltivazione attualmente in atto.

La parte occidentale (Vega B nella figura) è stata accertata con mineralizzazione ad olio tramite No. 3 pozzi esplorativi (“Vega 1” nel 1981, “Vega 1 profondo” nel 1992 e “Vega 2” nel 1982) ma non è stata ancora sviluppata. **La coltivazione di tale parte del giacimento (Vega B) è oggetto del presente studio.**

Per il suo sviluppo è prevista la realizzazione iniziale di No. 4 pozzi inclinati. I pozzi saranno di tipo direzionato, con profilo “slanted”, con inclinazione massima tra 30° e 40°, in maniera da consentire uno scostamento al target di circa 1,000-1,200 m rispetto alla testa pozzo. Nella seguente Figura è rappresentato il profilo preliminare di produzione annua previsto per il giacimento, in migliaia di barili: in verde è indicata la produzione prevista per il campo olio Vega A e in giallo quella stimata per il campo olio Vega B. La portata iniziale prevista per il Campo Vega B è pari a 6,400 barili/giorno (BOPD).

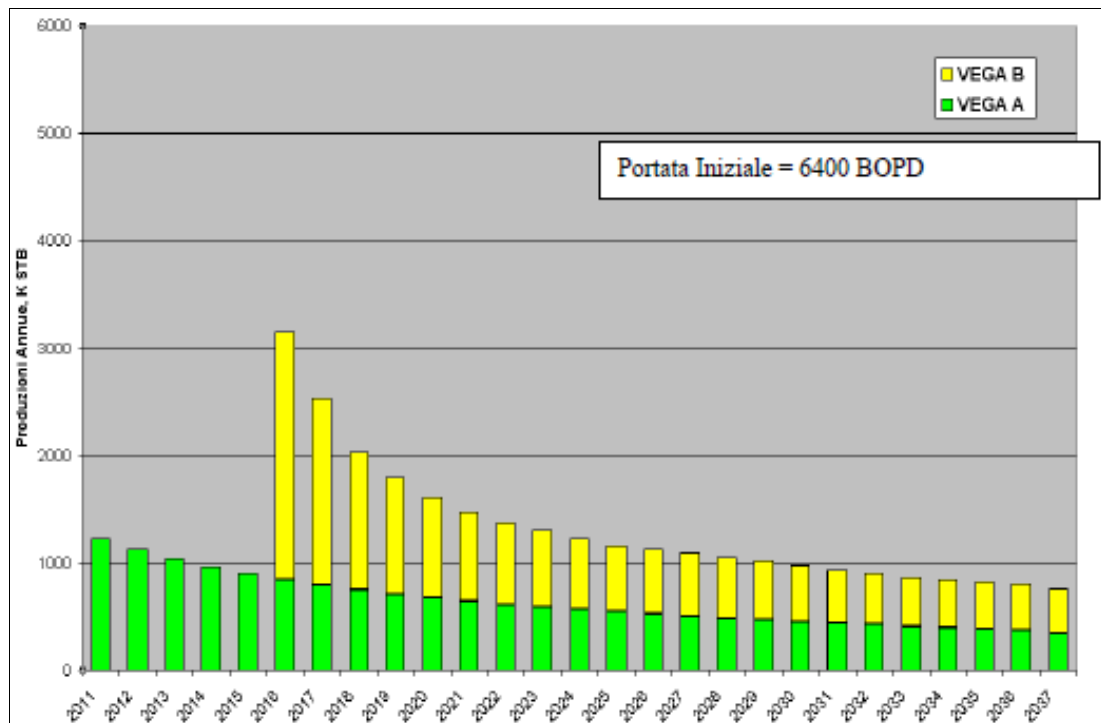


Figura 2.e: Profilo Preliminare di Produzione

3 LA PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGETICO

3.1 IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE

In Italia la valorizzazione delle risorse interne di idrocarburi è stata, e continua a rappresentare, un obiettivo centrale nell'ambito della politica energetica per contrastare la "storica" dipendenza del Paese dalle importazioni di petrolio e di gas naturale.

In particolare, da un punto di vista programmatico, l'importanza strategica del contributo delle fonti energetiche nazionali alla copertura dei consumi è stata ribadita nel Documento conclusivo della Conferenza Nazionale Energia e Ambiente (Roma, Novembre 1998) che ha implicitamente riproposto una delle principali linee programmatiche indicate dal P.E.N. (Piano Energetico Nazionale) del 1988.

Il Piano Energetico Nazionale (PEN), approvato il 10 Agosto 1988, ha fissato gli obiettivi energetici di lungo periodo per l'Italia, promuovendo l'uso razionale dell'energia, il risparmio energetico e lo sviluppo progressivo di fonti di energia rinnovabile. Gli obiettivi strategici del PEN sono rappresentati principalmente dal risparmio energetico e dalla riduzione della dipendenza energetica dall'estero. L'ultimo aggiornamento del PEN, approvato dal Consiglio dei Ministri nell'Agosto del 1988, pur essendo un documento ormai datato, anche perché si riferisce ad un quadro istituzionale e di mercato che nel frattempo ha subito notevoli mutamenti, anche per effetto della crescente importanza e influenza di una comune politica energetica a livello europeo, rimane valido nell'individuazione di obiettivi prioritari (competitività del sistema produttivo, **diversificazione delle fonti e delle provenienze geopolitiche, sviluppo delle risorse nazionali**, protezione dell'ambiente e della salute dell'uomo e risparmio energetico).

In questo contesto che vede accentuarsi la valenza strategica di nuovi contributi alla produzione nazionale di idrocarburi, **trova una coerente collocazione il progetto di sviluppo del campo Vega B**. Il progetto ricopre, infatti, una rilevante importanza strategica per l'Italia in quanto finalizzato alla valorizzazione di riserve ad alto potenziale, in grado di garantire livelli di produzione significativi.

3.2 IL PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE DELLA REGIONE SICILIANA (PEARS)

Il Piano Energetico Ambientale Regionale della Regione Siciliana (PEARS) è stato approvato con Deliberazione di Giunta Regionale No. 1 del 9 Febbraio 2009. Tale DGR di approvazione è stata successivamente emanata con Decreto Presidenziale del 9 Marzo 2009 (GURS Parte I No. 13 del 2009).

Le strategie di politica energetica regionale, in coerenza con le linee indicate di programmazione economica e finanziaria della Regione Siciliana, possono essere così brevemente sintetizzate:

- valorizzazione e gestione razionale delle risorse energetiche rinnovabili e non rinnovabili;
- riduzione delle emissioni climalteranti ed inquinanti;
- riduzione del costo dell'energia per imprese e cittadini;
- sviluppo economico e sociale del territorio siciliano;

- miglioramento delle condizioni per la sicurezza degli approvvigionamenti.

I principali obiettivi del PEARS sono:

- contribuire ad uno sviluppo sostenibile del territorio regionale attraverso l'adozione di sistemi efficienti di conversione ed uso dell'energia nelle attività produttive, nei servizi e nei sistemi residenziali;
- promuovere una forte politica di risparmio energetico in tutti i settori, in particolare in quello edilizio, organizzando un coinvolgimento attivo di enti, imprese e cittadini;
- promuovere una diversificazione delle fonti energetiche, in particolare nel comparto elettrico, con la produzione decentrata e la "decarbonizzazione";
- promuovere lo sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili ed assimilate e sviluppare le tecnologie energetiche per il loro sfruttamento;
- favorire il decollo di filiere industriali, l'insediamento di industrie di produzione delle nuove tecnologie energetiche e la crescita competitiva;
- favorire le condizioni per una sicurezza degli approvvigionamenti e per lo sviluppo di un mercato libero dell'energia;
- promuovere l'innovazione tecnologica con l'introduzione di Tecnologie più pulite (Clean Technologies - Best Available), nelle industrie ad elevata intensità energetica;
- assicurare la valorizzazione delle risorse regionali degli idrocarburi, favorendone la ricerca, la produzione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente, in armonia con gli obiettivi di politica energetica nazionale contenuti nella L. 23 Agosto 2004, No. 239 e garantendo adeguati ritorni economici per il territorio siciliano;
- favorire la ristrutturazione delle Centrali termoelettriche di base, tenendo presenti i programmi coordinati a livello nazionale, in modo che rispettino i limiti di impatto ambientale compatibili con le normative conseguenti al Protocollo di Kyoto ed emanate dalla UE e recepite dall'Italia;
- favorire una implementazione delle infrastrutture energetiche, con particolare riguardo alle grandi reti di trasporto elettrico;
- sostenere il completamento delle opere per la metanizzazione per i grandi centri urbani, le aree industriali ed i comparti serricoli di rilievo;
- creare, in accordo con le strategie dell'U.E, le condizioni per un prossimo sviluppo dell'uso dell'Idrogeno e delle sue applicazioni nelle Celle a Combustibile, oggi in corso di ricerca e sviluppo, per la loro diffusione, anche mediante la realizzazione di sistemi ibridi rinnovabili/idrogeno;
- realizzare forti interventi nel settore dei trasporti (biocombustibili, metano negli autobus pubblici, riduzione del traffico autoveicolare nelle città, potenziamento del trasporto merci su rotaia e mediante cabotaggio).

Per quanto riguarda le relazioni del Progetto di Sviluppo del Campo Vega B in esame con il PEARS si evidenzia quanto segue:

- il Progetto contribuirà a favorire le condizioni per una sicurezza degli approvvigionamenti e per lo sviluppo di un mercato libero dell'energia;

- il Progetto valorizzerà le risorse regionali di idrocarburi.

Il progetto non presenta quindi elementi di contrasto con le indicazioni regionali in materia di pianificazione energetica (PEAR).

4 IL PROGETTO E LE SUE ALTERNATIVE

Al fine di introdurre le attività di progetto previste per lo sviluppo del Campo Vega B si riporta di seguito una descrizione dell'esistente piattaforma Vega A e delle attuali attività di coltivazione.

4.1 DESCRIZIONE DELLE ATTUALI ATTIVITÀ DI COLTIVAZIONE

4.1.1 Generalità

Il giacimento Vega ricade nella concessione di coltivazione denominata "C.C6.EO", operata da Edison S.p.A.. L'area in concessione si estende su di una superficie di 184.8 km².

Nel mese di Dicembre 2011 è stato richiesto il rinnovo della concessione di coltivazione³.

La concessione di coltivazione "C.C6.EO" ed è intestata alle società:

- Edison S.p.A. (60%, in qualità di rappresentante unico);
- ENI S.p.A. (40%).

La concessione è mostrata nella Figura 1.a mostrata in precedenza.

4.1.2 Contenuti del Programma di Sviluppo

Il programma di sviluppo allegato al DM 17 Febbraio 1984 prevedeva lo sfruttamento delle riserve disponibili mediante la realizzazione di:

- No. 2 piattaforme fisse ancorate al fondo con pali, da realizzare in tempi successivi, per un massimo di No. 24 pozzi ciascuna;
- un sistema di condotte per il trasferimento del greggio.

Per quanto riguarda il trasferimento del greggio, il piano prevedeva la realizzazione di una monoboa collegata alle piattaforme e connessa ad una nave di stoccaggio, con trasferimento della produzione a terra mediante navi cisterna. Il flussante necessario per la movimentazione del greggio era previsto essere trasferito dalla nave di stoccaggio alle piattaforme tramite la monoboa.

Era previsto che la piattaforma principale ricevesse la produzione dell'altra mediante una condotta sottomarina ed ospitasse gli impianti di trattamento della produzione totale (potenzialità di circa 15,000 t/g di greggio e 60,000 m³/g di gas) e quelli per il pompaggio alla nave di stoccaggio. Il programma di sviluppo prevedeva inoltre un'altra condotta da adibire al trasferimento dalla piattaforma principale all'altra del prodotto necessario per il flussaggio del greggio.

Per il gas, separato in due separatori in parallelo, era previsto in parte l'utilizzo per i fabbisogni energetici delle piattaforme e in parte la combustione in torcia.

³ Istanza di proroga decennale della concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi "C.C6.EO", sottoscritta da Edison S.p.A. ed Eni S.p.A. e trasmessa in data 22 Dicembre 2011 al Ministero dello Sviluppo Economico (Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, Divisioni I, IV e VI)

Il programma illustrava, inoltre:

- gli esiti delle prove di produzione condotte e le previsioni di produzione;
- gli investimenti totali e i costi di esercizio;
- i tempi di realizzazione;
- la valutazione economica della coltivazione del campo secondo le linee di sviluppo assunte.

Solo parte degli impianti previsti dal programma lavori sono stati ad oggi realizzati. In particolare sono state realizzate le seguenti opere:

- una piattaforma di estrazione, denominata “Vega A”;
- un deposito galleggiante FSO “Leonis” (Floating Storage and Offload) ormeggiato ad una monoboa SPM (Single Point Mooring);
- condotte sottomarine di collegamento tra la piattaforma e il galleggiante;
- No. 21 pozzi off-shore.

Le attività di coltivazione in atto riguardano la sola culminazione orientale del giacimento (campo olio Vega A), che ad oggi ha prodotto circa 55.5 milioni di barili di olio.

4.1.3 Autorizzazione all'Esercizio e Capacità Produttiva

L'esercizio definitivo del complesso Vega è stato autorizzato dal Ministero dell'Industria Commercio e Artigianato, ai sensi dell'art. 75 del DPR No. 886 del 24 Maggio 1979⁴, con Prot. No. 1040 del 15 Febbraio 1988.

La massima capacità produttiva inizialmente prevista, riferita ai treni di produzione per il trattamento del greggio, era di circa 75,000 barili/giorno, di cui 60,000 di greggio e 15,000 di diluente. La capacità produttiva è stata limitata ad una produzione media annua di 7,000 barili /giorno con successivo Decreto di autorizzazione delle emissioni in atmosfera del 7 Settembre 1994.

Nella seguente Tabella sono riportate le produzioni annue di petrolio (al netto del diluente iniettato) e di gas prodotti su Vega A registrate nel periodo 2009-2011 (Edison, 2011c; Edison, 2011r). Si evidenzia che i valori relativi al 2009 riguarda il periodo di interruzione della produzione dovuto alla sostituzione del galleggiante FSO (si veda il successivo Paragrafo 4.1.7.2); la produzione è ripresa a fine 2009.

Tabella 4.1: Piattaforma Vega A - Produzione Annuale di Petrolio e Gas

Tipologia	UdM	2009	2010	2011
Produzione di Petrolio (al netto del diluente iniettato)	Barili	65,900	1,306,000	1,108,690
Produzione di Gas	m ³	49,000	965,000	779,602

⁴ Contenente prescrizioni per la sicurezza degli impianti in superficie delle piattaforme di perforazione, modificato dall'articolo 103, comma 2, lettera b) del D.Lgs 25 novembre 1996, No 624

4.1.4 Gestione delle Acque di Produzione

Attualmente la produzione del campo olio Vega è anidra (priva di acqua).

4.1.5 Caratteristiche Generali del Giacimento

Nel periodo 1978-80 è stato possibile, tramite l'acquisizione di sismica 3D, individuare la struttura del giacimento Vega e la sua estensione. Il giacimento Vega è stato scoperto tramite la perforazione del pozzo esplorativo Vega 1 (1980-81). Altri pozzi esplorativi (Vega 2, Vega 3 e Vega 1 Profondo) sono stati perforati negli anni 1982-1983 e 1992 per delineare la struttura e stimare l'estensione del giacimento.

Lo sviluppo del campo è avvenuto tra il 1983 e il 1987, anno in cui è iniziata la produzione di olio dalla piattaforma Vega A.

Dal giacimento si estrae olio ad alta densità: la mineralizzazione, infatti, è rappresentata da un olio pesante (15.5°API), sottosaturo (pressione di bolla 31 bar) e molto viscoso (punto di congelamento a 18° C).

Il giacimento si trova ad una profondità sotto il livello del fondale marino variabile da 2,400 a 2,800 metri, ha una forma allungata con dimensione maggiore in direzione Nord-Nord-Ovest/Sud-Sud-Est di 14 km, una larghezza variabile da 1 a 2 km e si estende su una superficie di circa 28 km². Il contatto olio-acqua si trova ad una profondità di circa 2,750 m s.s.l.

4.1.6 Impianti e Infrastrutture Attualmente Installate

Impianti e infrastrutture a servizio delle attività di coltivazione, descritte nel presente paragrafo, sono le seguenti:

- No. 21 pozzi di coltivazione (di cui No. 18 produttivi);
- la piattaforma di estrazione, denominata "Vega A";
- un deposito galleggiante FSO ("Floating Storage and Offload") ormeggiato ad una monoboa SPM ("Single Point Mooring");
- condotte sottomarine di collegamento tra la piattaforma e il galleggiante.

4.1.6.1 Caratteristiche dei Pozzi

Sulla piattaforma Vega A afferiscono No. 21 pozzi, di cui No. 18 risultati produttivi.

No. 14 dei pozzi sono stati pre-perforati con un impianto semisommersibile (il "Biscay 1") nel periodo 1983-1986. I restanti No. 7 pozzi sono stati perforati e completati dalla piattaforma nel periodo 1987- 1991. Le No. 14 teste pozzo sottomarine dei pozzi pre-perforati sono state poi collegate al deck della piattaforma installando tre "tie back"⁵ casing per ogni pozzo. I pozzi Vega 6, 9 e 14 non sono attualmente in attività.

⁵ Tie-back: operazione di collegamento tra un pozzo già perforato e la piattaforma fissa di produzione.

4.1.6.2 Piattaforma VEGA A

Vega A, rappresentata nella successiva Figura, è la più grande piattaforma petrolifera realizzata nell'Offshore italiano.



Figura 4.a: Piattaforma Vega A

La piattaforma è stata installata nel Febbraio 1987 e si trova a circa 11 miglia marine (20 km) dalla linea di base delle acque interne. Le coordinate geografiche della piattaforma, riferite al Datum WGS84, sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 4.2: Piattaforma Vega A - Coordinate Geografiche

Piattaforma	Latitudine WGS84	Longitudine WGS84
VEGA A	36° 32' 23.600" N	14° 37' 38.600" E

Il fondale marino, in corrispondenza della piattaforma, si trova a una profondità di circa 120 m slm.

La piattaforma è formata da una struttura portante ("jacket") e da moduli. Il jacket è costituito da una torre reticolare alta 140 m, con otto colonne ("gambe") collegate da traversi e diagonali. Le dimensioni del jacket sono di 70 x 48 m a fondo mare e 50 x 18 m in sommità.

Il jacket è ancorato al fondo da No. 20 pali verticali in acciaio lunghi 85 m e del diametro di 2.6 m, battuti ad una profondità di 65 m sul fondale. Il peso delle strutture permanenti ed ausiliarie del jacket al momento del varo era di 11,200 tonnellate, il peso dei No. 20 pali di 4,300 tonnellate.

Due travi parallele situate nella parte più alta del jacket sostengono gli impianti modulari di produzione, di alloggio e ausiliari. Tutti gli impianti sono contenuti in moduli con struttura indipendente l'uno dall'altro. I moduli presenti e la relativa funzione sono descritti in sintesi nella seguente Tabella mentre la struttura della piattaforma è illustrata nella riportata nel seguito.

Tabella 4.3: Piattaforma Vega A - Impianti Modulari

Impianto Modulare	Funzione
Modulo 010	Riguarda la zona strutturale
Modulo 100	Sala controllo e zona generatore aria calda, trasformatori energia elettrica
Modulo 110	Zona pompe acqua di mare, antincendio e generatore emergenza (comprende officine e laboratorio analisi), lance di salvataggio e rescue boat
Modulo 120	Zona produzione (separatori, scambiatori e pompe di trasferimento)
Modulo 130	Zona teste pozzo
Modulo 140	Moduli alloggi (mensa, uffici, archivio, sala radio, cabine e sala TV)
Modulo 150	Zona elideck
Modulo 160	Zona fiaccola e stoccaggio prodotti chimici
Modulo 170	Zona gru
Modulo 180	Zona stoccaggio gasolio, diluente, acqua potabile, trattamento acque nere
Moduli D3-D4-D6	Comprende tutta l'area di movimentazione sul parco tubi, sala motori e diesel d'emergenza

La superficie complessiva della struttura è di circa 6,000 m²; la massima altezza sul livello del mare è di 58.7 m (sommità torcia).

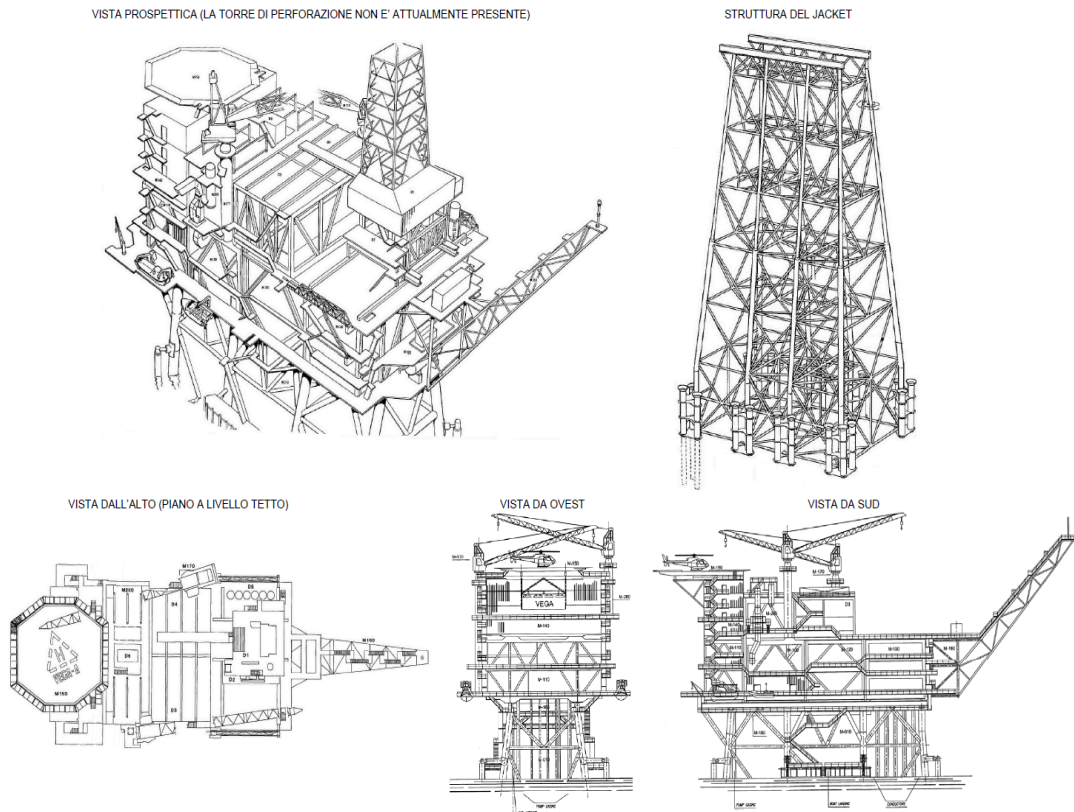


Figura 4.b: Piattaforma Vega A – Schema Strutturale

La piattaforma Vega A è presidiata da un equipaggio che varia dalle 18 alle 28 persone per ciascuno dei due turni (12.00-24.00 e 24.00-12.00). Il personale Edison (5 persone) gestisce l'impianto di produzione e servizi (con il presidio della sala controllo e perlustrazioni presso l'impianto) e la gestione delle scadenze e delle verifiche sulle apparecchiature di sicurezza. La manutenzione programmata e di primo intervento e la gestione della distribuzione dell'energia elettrica è affidata ad una società esterna di global service. Altri servizi di mantenimento della piattaforma per verniciatura, controlli, ispezioni strutturali, catering, trasporti, sono appaltati a ditte esterne.

Il personale usufruisce dei turni di riposo secondo una turnazione che prevede 14 giorni a bordo e 14 giorni di riposo a terra. L'accesso al campo Vega per l'avvicendamento del personale e degli eventuali tecnici incaricati di manutenzioni straordinarie avviene in elicottero dall'eliporto di Siracusa o con mezzo navale dal porto di Pozzallo (supply vessel).

4.1.6.3 FSO Leonis

La FSO "Leonis" è di proprietà di una società terza ("Consorzio CEM"), cui Edison ha affidato un contratto di noleggio per la gestione e la trasformazione della petroliera Leonis in deposito galleggiante. Si tratta di un galleggiante adibito a ricevere il greggio estratto dalla Piattaforma Vega A. Il greggio viene stoccato e periodicamente trasferito su navi cisterna che possono dunque trasportare li greggio alle raffinerie ubicate lungo le coste italiane.

L'unità navale di tipo Aframax⁶ "Leonis", a doppio scafo e doppio fondo, è stata installata nel 2009, in sostituzione del precedente galleggiante a singolo scafo ("Vega Oil"), al fine di ottemperare alle nuove normative europee in materia di doppio scafo.

Ad Ottobre 2007 la produzione della piattaforma Vega A è stata sospesa e, nel Luglio 2008, la Vega Oil è stata disconnessa dalla monoboa SPM con lo sganciamento telecomandato a distanza delle flange di accoppiamento.

Il galleggiante FSO è rappresentato nella seguente Figura, nella quale è visibile, in giallo a prua della FSO, il sistema di ormeggio al SPM.



Figura 4.c: FSO Leonis

Le coordinate geografiche della FSO sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 4.4: FSO Leonis - Coordinate Geografiche

Latitudine	Longitudine
36° 33' 33.069" N	14° 38' 14.075" E

FSO Leonis si trova a pochi km di distanza in direzione Nord rispetto a Vega A. Il fondale marino sottostante si trova a una profondità di circa 120 m.

⁶ Termine internazionale per nave petroliera di portata lorda (DWT) tra le 80,000 e le 120,000 tonnellate. Il termine deriva dal sistema di classificazione stabilito con l'Average Freight Rate Assessment o AFRA (Sito web www.federimorchiatori.it, Federazione Italiana Armatori di Rimorchiatori).

La nave è dotata di No. 7 cisterne di carico, con capacità complessiva di 98,400 m³ (al 98%), di cui circa 84,000 m³ circa, al netto delle capacità destinate allo stoccaggio gasolio diluente, possono esser utilizzati per lo stoccaggio del carico.

Il greggio pompato dalla piattaforma arriva al FSO tramite condotta sottomarina e condotte rigide fissate al SPM e poi tramite condotte flessibili fissate al braccio di ormeggio. In derivazione alle condotte di arrivo a prua è installato un dispositivo di ricezione coi collettori di imbarco del grezzo. La FSO riceve il greggio, lo distribuisce nelle diverse cisterne di carico e, se necessario, lo riscalda tramite sistema a vapore per mantenere la giusta fluidità e contenere le sollecitazioni termiche nelle strutture della nave. Una seconda condotta consente di trasferire il diluente (gasolio) dal FSO alla piattaforma per rendere più fluido il greggio.

Le caratteristiche della nave FSO Leonis e la capacità delle cisterne di carico sono sintetizzate nelle seguenti Tabelle.

Tabella 4.5: FSO Leonis – Caratteristiche

Dato		Valore
Costruttore		FINCANTIERI ANCONA
Dimensioni (lunghezza fuori tutto x larghezza)		233 x 43 m
Portata alla massima marca ⁷		85,600 ton
Cisterne di Carico		
Cisterna	Capacità (m ³)	Sostanza stoccata
1	11,059	Stoccaggio Blend
2	14,114	Stoccaggio Blend
3	14,277	Stoccaggio blend
4	14,277	Settling blend
5	14,277	Gasolio diluente
6	14,261	Stoccaggio Blend
7	16,124	Stoccaggio Blend

Nota:

Al fine di diminuire il numero di allibi di gasolio diluente è stato proposto di modificare la destinazione d'uso della cisterna No. 3 per adibirla a stoccaggio di gasolio diluente.

La FSO Leonis può ruotare a 360° intorno alla boa in modo da offrire sempre la minor resistenza al vento, alle onde e alla corrente, minimizzando gli effetti di rollio e beccheggio.

Il sistema di ormeggio “ark-yoke” è costituito da una colonna articolata ancorata al fondo marino da una base a gravità inglobante un giunto cardanico che assicura lo snodo tra colonna e base.

⁷ Segno di riferimento che indica il livello massimo di immersione dello scafo nel rispetto delle condizioni di sicurezza previste dal costruttore (Sito web www.federimorchiatori.it, Federazione Italiana Armatori di Rimorchiatori).

La FSO è ormeggiato in permanenza alla colonna tramite un braccio d'ormeggio rigido e l'adeguamento del grado di libertà è dato da un giunto triassiale sulla testa della colonna e dalle cerniere sulla prua della nave.

La circolazione del greggio fra i risers sottomarini ed il serbatoio di stoccaggio è realizzata tramite un insieme di tubazioni flessibili (che possono assorbire i movimenti di relativi del FSO nei piani verticale ed orizzontale e quelli di rotazione dovute a rollio e beccheggio) e da un giunto girevole che assicura la continuità del collegamento fra la parte fissa e quella girevole del sistema di ormeggio.

I due sistemi di ormeggio e di circolazione dei fluidi sono completamente indipendenti uno dall'altro.

Il personale a bordo della nave FSO Leonis è attualmente costituito da 12 unità. A bordo sono presenti alloggi per No. 30 persone.

4.1.6.4 Condotte Sottomarine

Tra la piattaforma Vega A e il Sistema di Stoccaggio e caricamento FSO sono attualmente posate 4 condotte sottomarine:

- No. 1 condotta da DN 8" che porta il diluente dalla FSO alla piattaforma;
- No. 1 condotta flessibile COFLEXIP da DN 6" (DI 152.44 mm) adibita al trasferimento di greggio dalla piattaforma alla FSO, priva di giunzioni intermedie e anodi sacrificali e con le sue estremità collegate alle tubazioni rigide della piattaforma e dell'SPM; Per tale condotta è previsto un intervento di manutenzione/sostituzione da realizzare indipendentemente dallo sviluppo del Campo Vega B;
- No. 2 condotte DN 10" (poste all'interno di tubazioni da 14" coibentate) utilizzate in passato per il trasferimento del greggio e dell'acqua di strato, attualmente tenute a disposizione.

Le condotte sono posate a profondità che variano da circa 120 m in corrispondenza della piattaforma Vega A a circa 115 m in corrispondenza di FSO Leonis. Il fondale marino è caratterizzato da argilla soffice melmosa giacente su basamento sabbioso compatto. Le condotte sottomarine sono semplicemente posate sul fondale marino.

4.1.7 **Descrizione del Processo: l'estrazione del petrolio dal giacimento**

L'assetto attuale del complesso produttivo comprende la piattaforma di estrazione Vega A ed il deposito galleggiante da circa 86,000 tonnellate, ricavato dalla trasformazione della ex-petroliera "Leonis" in unità FSO. Il deposito galleggiante è ormeggiato ad una monoboa SPM situata a circa 2 km dalla piattaforma in direzione Nord e ad essa collegata tramite condotte sottomarine.

La piattaforma Vega A è in esercizio da Agosto 1987 ed attualmente produce circa 3,000 barili di greggio al giorno. Il greggio estratto dai pozzi viene trattato in piattaforma e diluito con gasolio al fine di prevenire la solidificazione dell'olio e favorirne il trasporto alla nave di stoccaggio FSO.

Dalla piattaforma il greggio viene trasferito tramite la condotta flessibile da 6" al FSO che riceve il greggio e lo distribuisce nelle diverse cisterne di carico. La FSO funge inoltre da terminale per il caricamento delle navi cisterna che trasportano a terra il greggio prodotto.

4.1.7.1 Piattaforma Vega A

Sulla Piattaforma Vega A l'estrazione del greggio dai pozzi avviene in spontanea attraverso i tubi di produzione che dal giacimento (sotto il fondale marino) arrivano sino alla teste pozzo ubicate in piattaforma e rappresentate nella seguente Figura.



Figura 4.d: Piattaforma Vega A - Teste Pozzo

Il greggio estratto dai pozzi arriva ai “treni di produzione”. Si tratta di impianti adibiti alla stabilizzazione del greggio che consiste di fatto nel separare i componenti principali che caratterizzano il fluido estratto dal sottosuolo (miscela di greggio, gas e nel caso del giacimento Vega da bassissime percentuali, 0.1-0.2%, di acqua).

A causa dell'elevata viscosità, il greggio viene diluito con del gasolio denaturato (“diluyente” o “flussante”) fornito alla piattaforma dal FSO tramite un'apposita condotta sottomarina.

Nel collettore del treno di produzione vengono iniettati in continuo dei prodotti chimici (anticorrosivo, antischiuma, etc) che favoriscono la protezione delle condotte e delle apparecchiature di processo ed impediscono la formazione di schiume che possono inficiare la funzionalità delle apparecchiature. A spot viene iniettato anche un battericida.

La produzione di Vega A è gestita in maniera da annullare l'effetto di richiamo delle acque dell'acquifero profondo all'interno dei pozzi di produzione (coning). Il greggio estratto da Vega A è quindi sostanzialmente anidro, con contenuti di acqua < 1% (nell'ordine del 0.1-0.2 %). Tali esigue percentuali di acqua consentono di non avere esigenze di gestione di acque di produzione. La piccola percentuale di acqua che resta anche dopo il processo di trattamento nei treni di separazione nel blend (grezzo+diluyente), viene inviata alla FSO e da essa in raffineria mediante trasporto su petroliere.

Il blend in uscita dal separatore di primo stadio passa attraverso uno scambiatore di calore a fascio tubiero (greggio/Hot Oil) per la fase di riscaldamento e quindi viene inviato nel separatore di secondo stadio dove avviene una seconda separazione del gas e la sua disidratazione. Il greggio, scaldato fino a 80-90°C, viene inviato tramite le pompe di

trasferimento attraverso la sealine da 6" al FSO, dove giunge ad una temperatura di circa 30°C.

Il fluido caldo necessario per riscaldare l'olio diatermico (Hot Oil) viene prodotto da un generatore di aria calda (combustore) che utilizza come combustibile il gas a bassa pressione separato dall'olio greggio. Attualmente vengono complessivamente prodotti, fra separatore di primo e secondo stadio, circa 100 Nm³/h di gas, con tenore in metano che può scendere fino a circa il 30%. Parte del gas è utilizzato per l'alimentazione del combustore, con portata variabile nel corso dell'anno (minore in estate) in relazione alle necessità di riscaldamento del blend.

La parte eccedente di gas che non viene impiegata per usi di processo, mediamente pari a circa 30 Nm³/h, viene bruciata in torcia.



Figura 4.e: Piattaforma Vega A – Torcia

I condensati prodotti dal sistema di raffreddamento del gas vengono recuperati in produzione. Anche i drenaggi delle linee e delle apparecchiature di processo vengono raccolti in un apposito serbatoio per i drenaggi chiusi e recuperati in produzione.

La **generazione di energia elettrica sulla piattaforma** è assicurata da No. 4 gruppi generatori elettrici con motore diesel Caterpillar, da 920 kW ciascuno. Per assicurare il fabbisogno di energia elettrica della piattaforma, nelle normali condizioni operative sono in marcia No. 2 gruppi generatori, i rimanenti gruppi sono fermi come riserva.

In caso di avaria dei generatori Caterpillar un generatore diesel di emergenza, ubicato nel modulo 110, entra automaticamente in funzione per garantire la funzionalità delle apparecchiature essenziali quali pompa acqua mare, compressore aria, pompa diluente, pompa iniezione diluente ad alta pressione, segnali ottici ed acustici, impianti di telecomunicazioni, sistemi di monitoraggio e di allarme, le luci di emergenza etc.

A bordo è inoltre presente un sistema di batterie di emergenza (locate nel modulo 110 e nel modulo 140)..

Un **generatore di aria calda (combustore)** è utilizzato per il riscaldamento del blend (greggio + diluente) è alimentato con il gas di giacimento ed ha una potenzialità di 4,000,000 kcal/h. Il combustore è stato installato nel 1995.

Altri impianti ausiliari sono:

- sistema pompaggio acqua di mare e desalinizzazione: L'acqua di mare viene utilizzata per il raffreddamento di impianti e apparecchiature. Il prelievo avviene tramite una singola opera di presa. L'approvvigionamento di acqua dolce per usi civili è garantito da un impianto ad osmosi inversa, mentre per il consumo potabile viene utilizzata acqua minerale, approvvigionata tramite supply vessel;
- stoccaggi e pompaggio prodotti.

4.1.7.2 FSO Leonis

La FSO è costituita fondamentalmente dai seguenti impianti:

- Impianto del Carico: costituito da tubazioni, cisterne e pompe utilizzate per le operazioni di carico dei prodotti in arrivo da Vega A e successivamente per scaricare il greggio alle navi cisterna (che trasportano il greggio alle raffinerie a terra);
- sistema di riscaldamento del greggio: si tratta di caldaie adibite alla produzione di calore per riscaldare il greggio e quindi garantire la fluidità necessaria al pompaggio sulle navi cisterna
- pompaggio acqua di mare e desalinizzazione;
- sistema di lavaggio cisterne;
- sistema generazione energia: generatori diesel per l'autoproduzione di energia elettrica;
- inertizzazione serbatoi: al fine di evitare ogni atmosfera esplosiva;
- impianto zavorra: pre garantire il corretto assetto della FSO;
- altri servizi: gru, verricelli, piano di atterraggio elicottero, protezione catodica a correnti impresse.

4.1.7.3 Movimentazione di Prodotti e Materiali

Il greggio prodotto dal Campo Vega viene inviato periodicamente tramite navi cisterna (shuttle tanker da 30,000-50,000 t e lunghezza fino a 180 m ⁸) alle raffinerie (di norma la raffineria ENI di Gela). L'accosto alla FSO Leonis delle petroliere avviene sul lato di dritta, con ormeggio in configurazione a coppia - side to side.

L'approvvigionamento di gasolio diluente può essere effettuato con le stesse navi, dato che Vega A è in grado di accettare diluente con grado di contaminazione in greggio del 5% circa.

⁸ In circostanze particolari può essere utilizzata per il trasporto del greggio una petroliera con portata maggiore, comunque non superiore alla portata di progetto del FSO Leonis.

Il gasolio e la nafta necessari come combustibile per i motori diesel e le caldaie possono essere riforniti sia da navi cisterna sussidiarie che da bettoline.

Le operazioni di allibo di oli minerali devono essere autorizzate dalla Capitaneria di Porto di Pozzallo ed eseguite nel rispetto dell'Ordinanza 15-2002 del 21 Marzo 2002 e del relativo Regolamento applicativo.

Il trasporto di materiali, attrezzature e generi alimentari al campo olio viene effettuato tramite supply vessel di base a Pozzallo, in base ad un apposito contratto di fornitura stipulato da Edison. La frequenza dei carichi dipende dalle specifiche esigenze, compatibilmente con le condizioni meteo-marine.

Le operazioni di ricezione e trasferimento grezzo e diluente devono essere sospese quando interviene uno dei seguenti eventi:

- rilevamento gas oltre 60% di LEL⁹;
- rilevamento incendio;
- fuoriuscita oli con rischio di inquinamento delle acque circostanti;
- in caso di riparazioni che necessitano lavori a caldo in aree pericolose.

Durante gli allibi, il supply vessel assiste la FSO in veste di servizio antinquinamento, mentre le operazioni di accosto sono assistite dal rimorchiatore "Città di Augusta", anch'esso di base a Pozzallo.

4.2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO: LO SVILUPPO DEL CAMPO VEGA B

Il progetto di sviluppo del campo olio Vega B consiste in:

- realizzazione di una nuova piattaforma fissa di tipo "minimum facilities", denominata "Vega B" con jacket in circa 130 m d'acqua, ubicata a circa 6 km di distanza da Vega A, in direzione Nord-Ovest;
- perforazione da Vega B di No. 4 pozzi a singolo completamento;
- posa di due condotte sottomarine congiungenti Vega B e Vega A, una per la ricezione di diluente e una per l'invio del greggio diluito (blend) su Vega A, dove verrà trattato negli impianti esistenti mescolandosi alla produzione dei pozzi esistenti;
- posa di due cavi elettrici sottomarini congiungenti Vega B e Vega A per la fornitura di energia elettrica;
- realizzazione di alcune modifiche impiantistiche su Vega A, la principale delle quali è relativa alla sostituzione del sistema di generazione di energia elettrica con impianti maggiormente performanti di nuova generazione.

Preliminarmente alle attività di perforazione si prevede inoltre di effettuare un rilievo sismico 2D (mediante airgun) volto a definire la presenza di eventuali sacche di gas superficiale al fine di evitarne l'interferenza nelle prime fasi di perforazione (fino a 300 m).

⁹ Lower Explosive Limit. soglia inferiore di esplosività di un gas

4.2.1 Le Indagini Geofisiche Preliminari

Al fine di verificare la presenza di sacche di gas nell'area di prevista perforazione dei nuovi pozzi di Vega B è necessario un survey volto alla definizione della presenza di potenziali geohazard.

Le attività di indagine geofisica previste per Vega B saranno eseguite mediante una nave da ricerca equipaggiata con attrezzatura per rilievo sismico 2D ad alta risoluzione airgun.

Nell'acquisizione sismica marina sorgenti e ricevitori sono trainati da una nave mediante cavi.

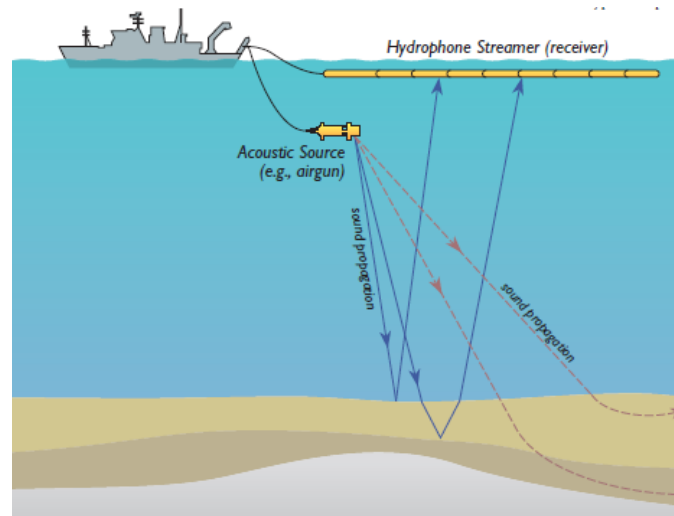


Figura 4.f: Schema Generale Sismica in Mare

Di seguito in Figura si riporta una rappresentazione dell'area di indagine con sismica 2D con indicazione della futura piattaforma Vega B. Sono previste No. 20 linee sismiche ognuna di lunghezza pari a 2.6 km, per un totale di circa 52 km (per ottenere la piena copertura nell'area di investigazione è necessario estendere l'acquisizione oltre l'area obiettivo di 2 x 2 km per una lunghezza di circa 600 m pari a circa la metà del cavo sismico di acquisizione).

L'area di acquisizione airgun è pari a 10.24 km².

Come mostrato di seguito in figura il programma di acquisizione prevede rilievi secondo due direzioni perpendicolari:

- direzione primaria (linee arancioni): le linee sismiche previste sono 13 con interdistanza di 200 m e relativo infittimento a 100 m in corrispondenza dell'area di ubicazione prevista per Vega B;
- direzione secondaria (linee blu) perpendicolari alle linee primarie: sono previste No. 7 linee con spaziatura di 500 m ed infittimento a 250 verso il centro del rilievo.

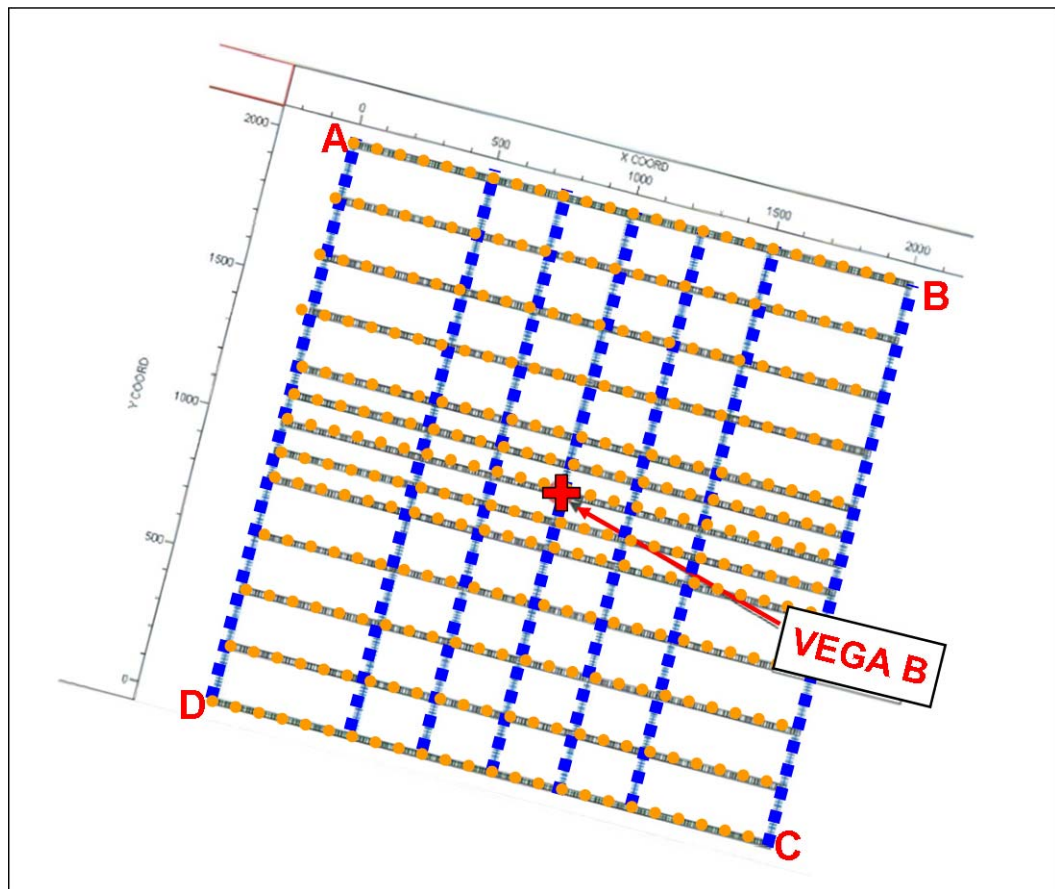
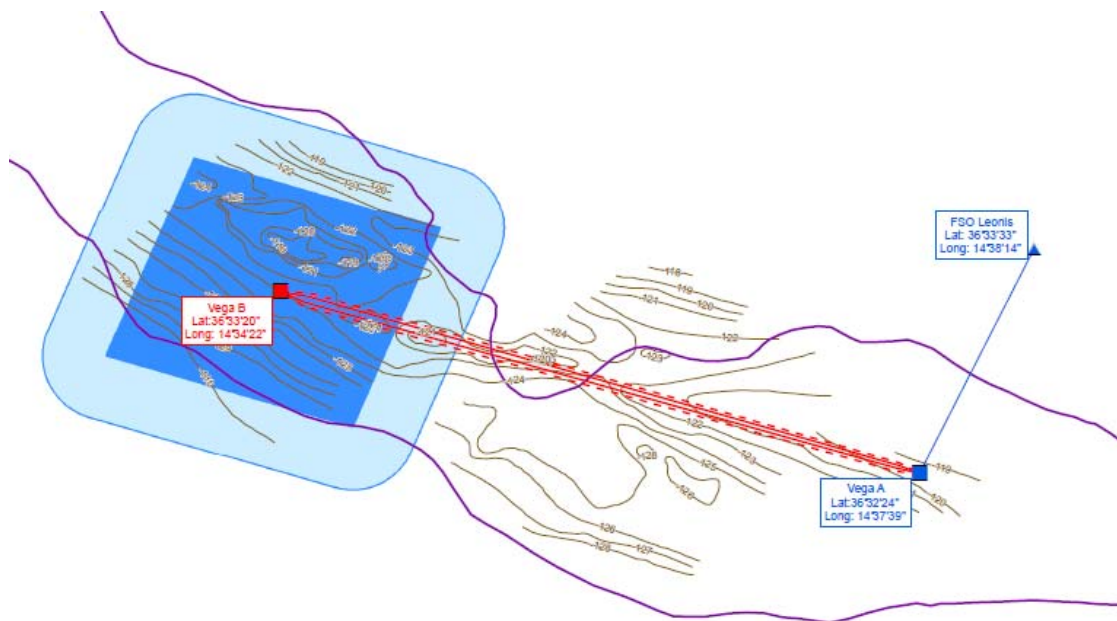


Figura 4.g: Programma di Acquisizione Sismica 2D

In Figura di seguito si presenta un estratto della figura a vasta scala dell'area di indagine con riferimento all'esistente piattaforma Vega A e alle opere a progetto oggetto del presente SIA.



Note: in Blu l'area obiettivo dell'indagine sismica (2 x 2 km). In azzurro l'area di prevista estensione delle indagini (3.2 x 3.2 km) al fine di garantire la copertura totale dell'indagine

Figura 4.h: Indagini Geofisiche Preliminari (Sismica 2D)

L'area di prevista indagine sismica prevista per l'area di Vega B è limitata ad un quadrato di circa 2 km di lato centrato sul punto di prevista ubicazione della nuova piattaforma Vega B. Gli elementi principali che compongono il sistema di rilevamento sono:

- una nave (dotata di tutte le attrezzature necessarie);
- sistema di ricezione: un singolo cavo sismico (streamer);
- sorgente artificiale: airgun array.

Il survey sismico sarà realizzato con una sola nave da ricerca della tipologia riportata a titolo di esempio in figura di seguito.



Figura 4.i: Esempio di Nave da Ricerca Geofisica (M/V Odin Finder)

L'indagine in oggetto sarà realizzata mediante un singolo streamer lungo 1,200 metri circa trainato ad una profondità di circa 3-4 metri. Il numero di idrofoni è previsto essere pari a circa 96. Di seguito in figura si riporta a scopo illustrativo uno streamer dotato di boa di coda durante la fase di svolgimento.



Figura 4.j: Messa a Mare di uno Streamer

Gli idrofoni riceveranno il segnale riflesso sotto forma di onda di pressione che si trasmette nell'acqua e lo convertiranno in forma di segnale elettrico e quindi convertito in un profilo sismico.



Figura 4.k: Schema Sismica 2D prevista per Vega B

Il modello di airgun che verrà impiegato potrà essere definito solo a valle dell'assegnazione del contratto con la ditta esecutrice. Si riportano di seguito le specifiche tecniche richieste per la realizzazione dell'indagine sismica.

Tabella 4.6: Specifiche Indagine Sismica 2D VEGA B - Airgun

Parametro	UdM	Valore
Numero di airgun che compongono l'array	No.	4
Numero di airgun attivi		variabile da 1-4
Numero di airgun di riserva	No	1 o 2
Volume attivo totale (somma dei volumi dei singoli airgun)	in ³ (litri)	140 - 160 in ³ (2.3 – 2.6)
Volume singoli airgun	in ³ (litri)	20 – 150 (0.3 – 2.5)
Pressione di esercizio dell'airgun;	psi	2,000
	bar	138
Numero di sub-array	No.	1
Profondità dell'array	m	2-3 metri
Lunghezza array	m	1-2 m
Intervallo tra impulsi sonori	m (sulla linea sismica)	12.5
	secondi (alla velocità di traino di 4 nodi)	6

Come mostrato in tabella si tratta di airgun a ridotto volume (max. 2.6 litri). La nave da ricerca percorrerà la griglia di rilevamento a una velocità costante di circa 4 nodi (7.4 km/h circa) trainando sia la sorgente di energia (airgun) sia il cavo di ricezione delle onde elastiche di ritorno (streamer).

Il terminale del cavo sismico sarà segnalato da una boa provvista di riflettore radar e di luce intermittente bianca.

Di seguito in tabella si riportano le tempistiche previste per la sismica 2D.

Tabella 4.7: Geofisica - Durata delle Fasi di Progetto

Fase	Durata
Preparazione e test delle apparecchiature in porto	2 giorni
Campagna di Acquisizione Sismica	circa 3 giorni di cui: - presenza mezzi nell'area marina: 3 giorni - durata delle sole attività di acquisizione: circa 0.5 giorni (circa 13 ore)

4.2.2 La Nuova Piattaforma Vega B

Le coordinate di prevista ubicazione della piattaforma Vega B, in WGS84, sono indicate nella seguente Tabella.

Tabella 4.8: Vega B - Coordinate Geografiche

VEGA B	Latitudine	Longitudine
	36° 33' 20" N	14° 34' 22" E

Nota:

Coordinate riferite al Sistema di Riferimento WGS84, ottenute con conversione delle coordinate metriche in Gauss Boaga Est mediante software ReGeo

Il fondale marino sottostante si trova a una profondità di circa 130 m.

Si prevede l'installazione di una piattaforma fissa a quattro gambe dotata di sovra-struttura (deck) di tipo integrato in grado di contenere gli impianti minimi indispensabili per assolvere le funzioni essenziali della piattaforma, che sarà normalmente non presidiata ma dotata di modulo di sopravvivenza e di eliporto.

La piattaforma è stata dimensionata assumendo come parametri di progetto:

- i dati meteo marini (vento, livello del mare, moto ondoso e corrente) relativi ad un periodo di ritorno massimo di 100 anni;
- una vita operativa di 25 anni;

La piattaforma Vega B sarà configurata con una struttura ("jacket") a 4 gambe e un deck a 3 livelli.

Il jacket è una struttura tronco piramidale costituita da elementi tubolari. Le principali caratteristiche del jacket sono riportate di seguito in Tabella.

Tabella 4.9: Caratteristiche Jacket Vega B

Parametro	Valore
Ingombro alla base	50 m x 58 m
Interasse colonne in testa al jacket	13.72 m x 18.00m
No. di piani orizzontali	6
Elevazione piani orizzontali	+6.0m, -14.0m, -36.0m, -64.0m, -92.0m, -122.0m
Peso previsto (jacket sollevato)	2,600 t
Peso previsto (jacket lanciato)	2,800 t
Protezione Catodica ad Anodi Sacrificali	100 t

L'ingombro del jacket sul fondale marino è circa 50 m x 58 m. La piattaforma è dotata di No. 2 attracchi disposti su due file tra loro perpendicolari in modo da consentire l'accesso dal mare. Le tre colonne non interessate dalla presenza degli attracchi sono protette contro urti accidentali da opportuni parabordi.

Gli attracchi e i parabordi saranno installati separatamente dal jacket. Il peso al sollevamento di un attracco è di circa 40 t, mentre il peso di un parabordo non supera le 5 t.

La struttura sommersa sarà dotata di anodi sacrificali di tipo Zn-Al-In per proteggere la struttura da fenomeni corrosivi. Il peso complessivo di tutti gli anodi è di circa 100 t.

Le fondazioni della piattaforma sono costituite da No. 8 pali in acciaio a punta aperta di diametro compreso tra 2,000 mm e 2,500 mm ed un peso complessivo di circa 2,400 t.

I pali saranno infissi nel fondale a mezzo battitura attraverso delle opportune guide (pile sleeves) posizionate alla base del jacket.

Una volta raggiunta l'infissione di progetto (prevista in circa 70 m), i pali saranno collegati al jacket pompando malta di cemento nell'intercapedine tra palo e guida.

Il deck di piattaforma (la sovrastruttura che ospiterà gli impianti) è costituito da 3 livelli aventi le seguenti caratteristiche dimensionali:

- dimensioni del main deck (con helideck): 38 m x 26 m;
- dimensioni cellar deck: 30 m x 26 m;
- dimensioni lower deck: 30 m x 26 m;
- interasse colonne deck: 14 m x 18 m;
- peso stimato strutturale deck: 860 t;
- peso stimato equipment: 300 t.

Il deck è di tipo integrato e contiene gli impianti minimi indispensabili per assolvere alle funzioni essenziali della piattaforma, che sarà normalmente non presidiata ma dotata di modulo di sopravvivenza e di eliporto.

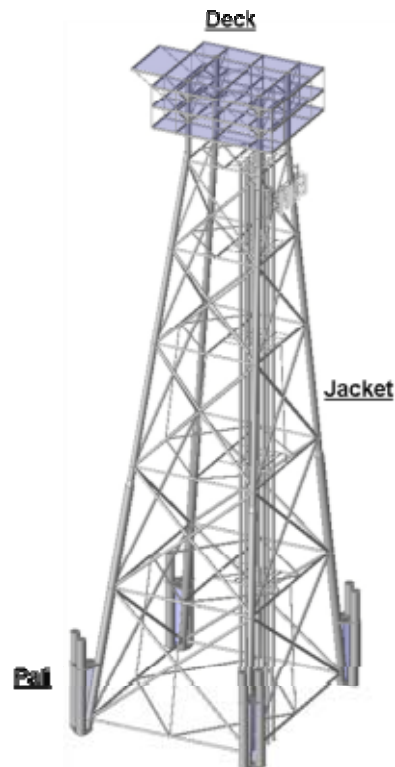


Figura 4.I: Piattaforma Vega B
Vista Assometrica del Jacket e del Deck

Una volta installato il deck, su di esso saranno posizionati gli impianti necessari e perforati i No 4 pozzi di estrazione in progetto.

Sulla piattaforma Vega B saranno inoltre presenti:

- mezzi sollevamento e movimentazione: mezzi di sollevamento e movimentazione (gru) idonei per le operazioni sui pozzi e le operazioni di sollevamento materiale;
- eliporto;
- modulo sopravvivenza: Vega B sarà dotata di un modulo di sopravvivenza da utilizzare in caso di impossibilità all'evacuazione della piattaforma causa maltempo/emergenza adatto ad ospitare 8 persone per un massimo di 7 giorni e completo delle apparecchiature di distribuzione acqua per le docce, per i bagni e per la cucina e del sistema di climatizzazione. L'accumulo dell'acqua sarà progettato in base alla capienza massima e sarà presente un sistema di sterilizzazione dell'acqua a raggi UV. Sarà dotato inoltre di tutti i sistemi di sopravvivenza in accordo alle SOLAS. Non si prevede alcun scarico a mare delle acque grigie e nere prodotte che verranno invece raccolte e smaltite tramite bettolina.

4.2.3 Descrizione del Processo di Estrazione del Greggio su Vega B

La piattaforma Vega B è stata progettata per rispondere ai seguenti obiettivi:

- produzione e invio del greggio in multifase sulla piattaforma Vega A;

- garantire tutte le utilities necessarie per un normale funzionamento della piattaforma;
- produzione anidra (WC < 1%), in analogia allo stato attuale della coltivazione del campo Vega;
- piattaforma non presidiata, controllata da Vega A e alimentata da Vega A con cavo elettrico sottomarino;
- configurazione strutturale in grado di ospitare un impianto di perforazione assistito da mezzo semisommersibile (TAD). La piattaforma Vega B è anche dimensionata per ospitare impianti di perforazione tipo “Sundowner rig”, interamente alloggiati sul piano superiore della piattaforma. Tali impianti potranno essere impiegati sia nel caso di interventi di work-over sui pozzi, sia per l'esecuzione di eventuali pozzi successivi alla prima campagna di perforazione, sia come alternativa agli impianti TAD.

Nel seguito si elencano i principali impianti previsti su Vega B:

- teste pozzo: per ogni pozzo perforato sarà installata su Vega B una testa pozzo;
- pompe di rilancio: per consentire il trasferimento del greggio, opportunamente miscelato con diluente ai fini di trasporto, sulla piattaforma madre Vega A dopo circa 6 km di tragitto lungo la sealine di collegamento;
- iniezione diluente;
- aria compressa: compressori aria (uno operativo e uno di riserva) per il funzionamento di valvole;
- iniezione prodotti chimici: serbatoi e pompe dosatrici per ciascun chimico che verrà iniettato al manifold di produzione. In particolare qualora sarà necessario si prevede l'iniezione di: anticorrosivo, per prevenire la corrosione nel sealine di trasferimento blend verso Vega A; antischiuma; anticera per prevenire i depositi di cere lungo la condotta Vega B-Vega A.
- sistema azoto: principalmente la domanda di azoto deriva dalla necessità di polmonare i serbatoi presenti in piattaforma (serbatoio diluente, serbatoio diesel, serbatoio raccolta drenaggi chiusi) creando così atmosfere non esplosive (skid composto da bombole di azoto);
- drenaggi chiusi: per raccogliere tutti i drenaggi (chiusi) con presenza di fluidi pericolosi che possono arrivare da tutte le apparecchiature di processo contenenti idrocarburi, prima di ogni intervento di manutenzione;
- drenaggi aperti: Lo scopo dell'unità è quello di raccogliere e smaltire le acque provenienti dalle ghiotte delle varie apparecchiature e dai vari piani della sovrastruttura (deck);
- trappola di lancio: per consentire periodicamente l'effettuazione delle operazioni di pulizia e controllo del sealine di trasporto blend alla piattaforma Vega A mediante pig di tipo intelligente;
- generazione elettrica di emergenza: l'unità di generazione elettrica di emergenza ha lo scopo di alimentare i carichi delle apparecchiature necessarie a mantenere in condizioni di sicurezza la piattaforma Vega B in caso di guasto del sistema principale di generazione di energia (cavo elettrico sottomarino da Vega A);
- sistema antincendio;

- sistema telecomunicazioni;
- sistema di controllo: la piattaforma Vega B, normalmente non presidiata e telecontrollata da Vega A, sarà dotata di un sistema di controllo estensione dell'attuale sistema di controllo di Vega A che avrà funzioni sia di controllo che ESD/F&G. Il sistema permetterà agli operatori di monitorare le condizioni operative e regolare la produzione tramite apertura e chiusura delle valvole su ogni stringa nonché di lanciare un arresto di emergenza da remoto. Il sistema F&G proteggerà la piattaforma rilevando eventuali fughe di gas/incendi/fuoco e prenderà le rispettive misure atte a proteggere personale/piattaforma. Un sistema di videosorveglianza (telecamera su imbarcadero e eliporto) permetterà agli operatori in sala controllo posta su Vega A di monitorare accessi indesiderati in piattaforma. Il sistema di supervisione (SCADA) in sala controllo permetterà di immagazzinare tutti i dati di processo, controllare la produzione, avere i trend necessari ad una corretta gestione della produzione;
- sistema di depressurizzazione di emergenza (ESD): la piattaforma Vega B sarà dotata di un collettore dedicato alla depressurizzazione automatica (apertura Blow Down Valve - BDV per intervento ESD) della porzione di impianto tra valvole di pozzo e valvola Shut-Down Valve - SDV sull'export line.

4.2.4 Nuovi Pozzi

Per lo sviluppo del campo olio Vega B è prevista inizialmente la perforazione di 4 pozzi di sviluppo a partire dalla nuova piattaforma Vega B che sarà ubicata sulla culminazione occidentale del giacimento.

La piattaforma sarà in grado di sostenere eventuali ulteriori perforazioni, che saranno valutate in futuro in funzione degli esiti minerari della perforazione dei No. 4 pozzi di sviluppo di Vega B in progetto fino ad un massimo di No. 12 pozzi, per sostenere i profili di produzione di Vega B.

L'obiettivo è la formazione geologica denominata "Siracusa" a 2,448 m di profondità effettiva. Il completamento sarà quello tipico dei pozzi Vega, cioè da open hole, con packer di produzione fissato a circa 1,200 m TVD nel casing da 9 5/8", senza sollevamento artificiale.

Nelle seguenti Tabelle sono riportati i dati di progetto relativi ai parametri caratteristici PVT dell'olio, ai dati preliminari di produzione per pozzo e alla composizione del greggio.

Tabella 4.10: Parametri PVT dell'Olio

Parametri PVT	
Condizioni di giacimento	271.2 kg/cm ² 101 °C
Densità olio	15.4° API
Viscosità olio	60-160 cP

Tabella 4.11: Dati Preliminari di Produzione per Pozzo

Produzione per Pozzo	
Portata massima	2,000 barili/giorno
Portata plateau	1,000 barili/giorno
Portata minima	100 barili/giorno
Water cut	1% ¹⁰
GOR	10-20 Sm ³ gas/m ³ olio

4.2.5 Adeguamento Impiantistico Piattaforma Vega A

4.2.5.1 Sistemi di Generazione Elettrica

Per fornire la potenza elettrica necessaria al funzionamento delle due piattaforme è prevista la sostituzione del sistema di generazione di energia elettrica esistente su Vega A con impianti maggiormente performanti di nuova generazione (da installare sempre su Vega A). Si prevede la dismissione dei 4 motori Caterpillar e l'installazione di nuovi motori secondo la seguente configurazione base:

- No. 2 gruppi elettrogeni con motori alimentati con il gas di giacimento;
- No. 2 gruppi elettrogeni con motori diesel.

In alternativa potranno essere valutati gruppi elettrogeni di tipologia “dual fuel”, in grado cioè di essere alimentati sia a gas di giacimento che a diesel, fermo restando che questa soluzione tecnica, in termini di emissioni in fase di esercizio, è del tutto analoga alla configurazione base sopra riportata.

Questa configurazione consentirà di massimizzare il recupero del gas di separazione dal greggio ai fini della generazione elettrica, minimizzando allo stesso tempo l'impatto sull'ambiente rispetto ad una soluzione con solo motori diesel, che comporterebbe invece la necessità di inviare a combustione in torcia tutto il gas di separazione non utilizzato per l'alimentazione del combustore.

La configurazione operativa sarà la seguente:

- 2 unità in esercizio continuativo;
- le rimanenti unità in stand-by/manutenzione a rotazione.

Durante il normale esercizio delle piattaforme, in cui sarà disponibile gas dai processi di separazione in quantità e qualità sufficiente, saranno in funzione i due motori a gas.

In caso di:

- fuori servizio dei motori a gas;
- qualità del gas insufficiente per alimentare i motori,

oppure quando, in seguito alla diminuzione della produzione di greggio dai pozzi di Vega A e Vega B, e alla concomitante diminuzione della quantità di gas associato al greggio il gas

¹⁰ Greggio anidro in analogia con l'attuale coltivazione del campo olio Vega A

non sarà più disponibile in quantità sufficiente ad alimentare almeno un motore, saranno eserciti i motori diesel.

Nella configurazione prescelta sarà previsto un recupero termico dai fumi di scarico; potrà inoltre essere previsto un ulteriore recupero termico dai circuiti dei motori (principalmente circuiti camicie olio ed intercooler), in modo da ridurre il carico termico che dovrà essere generato dal combustore (W-021).

Il quantitativo di gas in eccesso sarà inviato alla torcia, esistente (FL-001), per essere bruciato prima di essere immesso in atmosfera, nelle seguenti condizioni:

- durante il normale esercizio dei motori a gas, sarà inviato alla torcia il minimo eccesso di gas (ossia la differenza fra il gas prodotto dai processi e quello consumato dai motori e dal combustore per soddisfare i carichi elettrici e termici delle piattaforme);
- durante il funzionamento di back-up con i motori diesel, massimo eccesso di gas (ossia la differenza fra il gas prodotto dai processi e quello consumato dal solo combustore per soddisfare i carichi termici delle piattaforme, ad integrazione di quello recuperato dai circuiti ausiliari dei motori diesel).

I motori a gas saranno normalmente eserciti a carico parziale, due in marcia in parallelo, in modo da sostenere i carichi elettrici di Vega A e Vega B. In caso di funzionamento di back-up anche i motori diesel, analogamente a quelli a gas, saranno eserciti a carico parziale (due in marcia in parallelo).

I motori potranno essere eserciti anche in modalità combinata con un motore a gas e un motore diesel.

Sarà previsto un sistema di trattamento gas per l'alimentazione dei motori a combustione interna, in grado di ridurre la concentrazione di idrocarburi pesanti (es: C₅ e superiori) per consentire il corretto funzionamento delle macchine.

Al fine di garantire il rispetto dei requisiti di legge, sarà previsto dove necessario (es. fumi dei motori a gas) un sistema di trattamento di tipo catalitico senza iniezione di reagenti nel flusso di gas di scarico.

Al fine di consentire il recupero di calore sensibile dai fumi di scarico, saranno previsti degli scambiatori ad olio diatermico, che si integreranno nell'attuale circuito di riscaldamento del greggio.

L'alimentazione delle utenze elettriche della piattaforma Vega B avverrà via cavo da Vega A.

4.2.5.2 Altre Modifiche

Al fine di garantire il trattamento della produzione del giacimento Vega B, sulla piattaforma Vega A saranno, inoltre, necessarie alcune modifiche impiantistiche di seguito elencate:

- installazione di riser da 8" per trasferimento sul deck di produzione di Vega A del blend di Vega B;
- installazione di riser da 4" per trasferimento del flussante da Vega A a Vega B;
- nuove pompe di trasferimento del flussante da Vega A a Vega B: esse saranno in configurazione 2 x 100% (1 spare) con una portata nominale di circa 20 Nm³/h;

- nuove pompe di trasferimento blend da Vega A a FSO Leonis: esse saranno in configurazione 3 x 50% (1 spare) con una portata complessiva pari a circa 40 Nm³/h ciascuna;
- integrazioni al sistema di telecomunicazione, controllo, ESD e F&G su Vega A per telecontrollare la piattaforma Vega B;
- interventi di tie-ins sulle tubazioni esistenti su Vega A per consentire di connettere la nuova linea di blend da 8" sul manifold di produzione di Vega A e per consentire il prelievo di flussante dal circuito esistente di Vega A per alimentare le nuove pompe di trasferimento flussante su Vega B.

Qualora nel corso del tempo non fosse più possibile produrre anidro, le eventuali acque di strato recuperate su Vega A, potranno essere reiniettate attraverso apposito pozzo iniettore nella stessa unità geologica di provenienza, previa richiesta e rilascio di apposita autorizzazione ministeriale.

4.2.6 Condotte Sottomarine

Per permettere il trasporto di olio dalla nuova piattaforma Vega B alla piattaforma Vega A saranno installate due condotte sottomarine, una per il trasporto del blend (olio + diluente) e una per il trasporto del diluente (proveniente da Vega A), che si miscierà all'olio prodotto in piattaforma (Vega B) per consentirne il trasporto.

Le caratteristiche delle nuove linee sono sintetizzate nella seguente Tabella.

Tabella 4.12: Sea Line da Installare

Caratteristiche	Produzione Vega B - Vega A	Diluente Vega A – Vega B
Diametro esterno (OD)	8"	4"
Lunghezza	6 km	6 km
Pressione operativa massima (P max)	14 bara	5 bara
Portata massima	65 m ³ /h	11 m ³ /h
Materiale	Acciaio al carbonio (X52)	Acciaio al carbonio (X52)

Il trasferimento della produzione da Vega A al FSO avverrà mediante le linee esistenti.

4.2.7 Cavi Elettrici

L'alimentazione elettrica di Vega B avverrà tramite No. 2 cavi sottomarini (uno in ridondanza rispetto all'altro) in media tensione a 6 kV.

I cavi saranno posati tra le due piattaforme Vega A e Vega B, ad una distanza di circa 20-25 m dalle condotte sottomarine.

Sulla piattaforma Vega B sarà presente un trasformatore MT/BT 6 kV/400V 60 Hz che permetterà l'alimentazione di tutte le utenze di piattaforma.

4.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI CANTIERE E PERFORAZIONE

4.3.1 Durata dei Cantieri e delle Perforazioni

Preliminarmente a tutte le attività di sviluppo del progetto si rende necessaria un'indagine sismica 2D volta a definire la presenza di eventuali sacche di gas superficiale al fine di evitarne l'interferenza nelle prime fasi di perforazione (fino a 300 m). Di seguito in tabella si riportano le tempistiche previste.

Tabella 4.13: Geofisica - Durata delle Fasi di Progetto

Fase	Durata
Preparazione e test delle apparecchiature in porto	2 giorni
Campagna di Acquisizione Sismica	circa 3 giorni di cui: - presenza mezzi nell'area marina: 3 giorni - durata delle sole attività di acquisizione: circa 0.5 giorni (circa 13 ore)

Nella seguente Tabella si riporta una sintesi della durata indicativa prevista per le singole fasi di cantierizzazione.

Tabella 4.14: Cantierizzazione - Durata delle Fasi di Progetto

Fase	Durata (giorni)
Costruzione jacket e deck a terra	310
Installazione jacket	36-39
Installazione deck	35
Posa delle sealine (condotte + cavi) ⁽¹⁾	35
Adeguamento impiantistico piattaforma Vega A	90

Nota:

1) 35 giorni complessivi, comprensivi delle attività di pre-commissioning, commissioning, test e avvio di cavi e tubi

Nella successiva Tabella si riportano le tempistiche previste per la perforazione e completamento dei pozzi.

Tabella 4.15: Perforazione Pozzi - Durata delle Fasi di Progetto

Operazione	Durata (giorni)			
	Vari	Perforazione	Completamento	Totale
Ancoraggio TAD ed innalzamento derrick set	10	-	-	10
Pozzo B-1Dir (scost. 650 m)	-	50.5	7.7	58.2
Pozzo B-2Dir (scost. 1,150 m)	-	56.5	8.2	64.7
Pozzo B-3Dir (scost. 1,150 m)	-	56.5	8.2	64.7
Pozzo B-4Dir (scost. 1,150 m)	-	56.5	8.2	64.7

Operazione	Durata (giorni)			
	Vari	Perforazione	Completamento	Totale
R/D derrick set, secure e allontanamento TAD	10	-	-	10
Contingent (WOW)	9	-	-	9
Totali	29	220	32.3	281.3

Le aree di cantiere saranno costituite da Vega A, Vega B e dallo specchio marino interessato dalla posa di condotte e cavi sottomarini

4.3.2 Elenco Preliminare Mezzi e Macchine di Cantiere

Nella seguente Tabella si riportano le tipologie e il numero di mezzi marittimi che si prevede di utilizzare (oltre a eventuali mezzi di tipo tug e AHT) per l'installazione della piattaforma Vega B con riferimento alle quattro possibili opzioni di installazione della piattaforma Vega B.

Tabella 4.16: Installazione Piattaforma Vega B - Mezzi e Potenze Caratteristiche

Opzione 1 Jacket Lanciato		
Tipologia	No. Mezzi	Potenza [kW]
Pontone da lancio	1	3,000 ⁽¹⁾
Crane Vessel 500 ton	1	1,250 ⁽²⁾
Crane Vessel 1,500 ton (solo sollevamento)	1	2,400 ⁽³⁾
Pontone trasporto Pali, Conductors & Deck	1	3,000 ⁽¹⁾
Totale	4	9,650
Opzione 2 Jacket Sollevato		
Tipologia	No. Mezzi	Potenza [kW]
Crane Vessel > 3,000 ton	1	5,000 ⁽⁴⁾
Pontone trasporto Jacket	1	3,000 ⁽¹⁾
Crane Vessel 500 ton	1	1,250 ⁽²⁾
Crane Vessel 1,500 ton	1	2,400 ⁽³⁾
Pontone trasporto Pali, Conductors & Deck	1	3,000 ⁽¹⁾
Totale	5	14,650
Opzione 3 Jacket Sollevato		
Tipologia	No. Mezzi	Potenza [kW]
Crane Vessel >3,000 ton	1	5,000 ⁽⁴⁾
Pontone x trasporto Jacket, Pali, Conductors	1	3,000 ⁽¹⁾
Crane Vessel 1500 ton	1	2,400 ⁽³⁾
Pontone Deck	1	3,000 ⁽¹⁾
Totale	4	13,400
Opzione 4 Jacket Sollevato		
Tipologia	No. Mezzi	Potenza [kW]

Crane Vessel >3,000 ton	1	5,000 ⁽⁴⁾
Pontone x trasporto Jacket, Pali, Conductors	1	3,000 ⁽¹⁾
Pontone Deck	1	3,000 ⁽¹⁾
Totale	3	11,000
Note: (1) Potenza rimorchiatore Megara Offshore (http://www.augustea.com/) della medesima società armatoriale del Rimorchiatore "Città di Augusta" attualmente utilizzato per le operazioni di allibo presso Leonis (2) Potenza tipica di un 250 ton Self Propelled Floating Crane (3x Rolls-Royce Diesel Engines Power @ 1,500 RPM 418 kW) (3) Potenza tipica di un 2,000 ton Self Propelled Floating Crane (1,200 kW x 2) (4) Potenza stimata pari a circa il doppio della potenza considerata per la Crane Barge da 1,500 ton (si veda il punto 3)		

Ai fini delle valutazioni ambientali è stata presa in considerazione, in via conservativa, l'opzione "2" (Installazione del jacket con sollevamento) in quanto caratterizzata dal maggior numero di mezzi e potenza complessiva.

4.3.3 Descrizione delle Fasi di Installazione della Piattaforma Vega B

Le fasi principali per la realizzazione del Progetto consisteranno in:

- installazione del jacket (struttura portante della piattaforma) di Vega B: tale fase sarà realizzata con mezzi off-shore quali pontoni e crane-barge (mezzi navali dotati di gru di grande capacità). Le fasi principali sono:
 - messa in galleggiamento del jacket (con varo da pontone o con gru),
 - verticalizzazione in acqua,
 - posizionamento sul fondo,
 - installazione dei pali di fondazione (infissi nel fondale marino con battipalo sottomarino)
- installazione delle sovrastrutture e degli impianti.
- predisposizione per l'installazione dell'impianto di perforazione.

4.3.4 Perforazione dei Pozzi

I 4 pozzi saranno perforati a partire dalla nuova Piattaforma Vega B. Le caratteristiche geometriche di dettaglio così come la denominazione dei pozzi è in corso di definizione. Nel seguito si farà pertanto riferimento ai No. 4 pozzi previsti, denominati come segue:

- Vega B-1Dir (con scostamento di circa 650 m);
- Vega B-2Dir, Vega B-3Dir e Vega B-4Dir (con scostamento di circa 1,150 m).

Nella seguente Tabella sono riportati i valori indicativi delle principali caratteristiche tecniche dell'impianto TAD di tipo semi-sub, self-erecting che si presume di utilizzare per la perforazione dei pozzi del campo olio Vega B.

Tabella 4.17: Caratteristiche Tecniche Impianto Perforazione Tipo TAD

Caratteristica	U.M.	Valore
TAD		
Tipologia unità		TAD di tipo Semi-sub, self-erecting in configurazione "Zero discharge"
Classe		+A1 Column Stabilized Unit
Lunghezza	m	circa 95
Larghezza	m	circa 36
Altezza	m	circa 27
Stazionamento		con ancore (circa 125 m WD)
Consumo medio di combustibile (Fase di Perforazione)	m ³ /d	circa 14
Profondità Operativa	m	> 130
Helideck		per Sikorsky S61
Alloggio		120-140 operatori
Stoccaggio diesel fuel	m ³	circa 1,000
Stoccaggio drilling water	m ³	circa 1,700
Stoccaggio acqua potabile	m ³	circa 500
Stoccaggio fango	m ³	circa 500
Pompe fango (mud pumps)		Ottimale 3 pompe da 1,600 HP ognuna
Sistema circolazione alta pressione	psi	5,000
Silos per barite (capacità totale)	m ³	circa 180
Silos per cemento (capacità totale)	m ³	circa 180
Potenza totale installata	kW	6,500
Deck Set Package (DSP)		
Derrick Static HL capacity	ton	minimo 450 ton (1,000 kips)
Nominal drilling Capacity w/ 5" DPs	m	6,000
Top drive		si (tipo TDS-4), minimo 1,000 HP
Drawworks	HP	minimo 2,000 HP
Rotary type e carico statico	"/ton	37 1/2" 726 ton
Stand Pipe size & rated press.		4 1/16" 5,000 psi
Shakers		No. 4, capacità per 850-900 gpm
Diverter ¹¹		29 1/2" - 500 psi (c/w overshot installation)
21 1/4" BOP Stack ¹²		1 anulare 21 1/4" – 2,000 psi

¹¹ Sistema di sicurezza usato per allontanare dal pozzo i fluidi che ne fuoriescono in caso di eruzione, all'inizio della perforazione, quando non sono ancora montati i dispositivi di sicurezza (BOP Stack)

¹² Dispositivo di sicurezza installato sulla testa pozzo per la prevenzione e il controllo delle eruzioni (blowout) durante le operazioni di perforazione, completamento e workover. La sua azione è di chiudere il pozzo, sia

Caratteristica	U.M.	Valore
		2 a ganasce 21 1/4" – 2,000 psi (w/ shearing capacity)
12 5/8" BOP Stack		1 anulare 13 5/8" – 5,000 psi 1 a singola ganasca 13 5/8" – 10,000 psi 2 a doppia ganasca 13 5/8" – 10,000 psi (one set of rams w/ shearing capacity)
Sistema di controllo BOP		Unità principale, pannello di comando remoto su piattaforma e tender
Choke&kill Manifold ¹³		4 1/6" – 10,000 psi WP
Number of DSP lifts		12-16
Max DSP lift weight	ton	circa 700

Le operazioni principali che costituiscono la fase di perforazione sono di seguito elencate:

- accettazione dell'impianto in piattaforma e preparativi per la perforazione (confezionamento dello "spud mud"¹⁴, kill mud, etc);
- installazione e test del diverter 29 1/2" da 500 psi sul conductor pipe già predisposto durante l'installazione della piattaforma;
- perforazione con scalpello 24" da fondo mare a circa 350 m TVD s.l.m. con l'impiego di spud mud;
- tubaggio del casing da 18 5/8" fino a circa 350 m TVD s.l.m. e cementazione in risalita fino a fondo mare;
- sollevamento del diverter e taglio del conductor pipe e del casing da 18 5/8" a misura per l'installazione della flangia base da 21 1/4" – 2,000 psi;
- installazione e prova a pressione della flangia base 21 1/4" da 2,000 psi; installazione e test del BOP stack da 21 1/4" 2,000 psi;
- composizione della batteria di perforazione per il foro da 17 1/2" e discesa in pozzo per il fresaggio del collare e della scarpa¹⁵ del casing 18 5/8";

esso libero che ingombrato da attrezzature. Il controllo dell'ingresso in pozzo dei fluidi di strato avviene principalmente in modo idraulico gestendo in modo appropriato il fluido di perforazione (fango). Quando il controllo idraulico si rivela insufficiente, viene attivato il BOP per isolare meccanicamente il pozzo dall'ambiente esterno e per ripristinare le condizioni idrauliche di sicurezza indispensabili per la continuazione delle operazioni.

¹³ Choke Manifold. insieme di tubi, valvole e ugelli per circolare il fango con BOP chiuso in caso di ingresso in pozzo di fluidi di strato a maggior pressione. Kill a well: controllare la pressione dei fluidi di strato e neutralizzarla contrastandola idrostaticamente con un fluido di opportuna densità ("kill mud"); tale operazione viene effettuata a BOP chiuso

¹⁴ Spud mud: fango utilizzato per la perforazione della prima parte di pozzo

¹⁵ Casing shoe: fondello o parte terminale del casing, sagomata per facilitarne la discesa. Generalmente dotata di un foro per il passaggio di fango o cemento.

- ripresa della perforazione con lo scalpello da 17 ½"; per i pozzi con inclinazione di circa 40° verrà richiesta l'impostazione della deviazione durante la perforazione di questa sezione di foro. Il fango di perforazione sarà a base acqua o, in alternativa, a base olio Low Toxic con proprietà inibenti dell'idratazione delle argille e con buona capacità di trasporto dei detriti perforati;
- perforazione del foro da 17 ½" fino alla prevista profondità finale di circa 1,150-1,200 m TVD s.l.m.. Per scostamenti al target di circa 650 m, questa profondità sarà raggiunta in verticale. Per i pozzi con scostamento al target di 1,100-1,150 m questa profondità sarà raggiunta con un'inclinazione del foro alla scarpa di circa 30°;
- predisposizione per il controllo delle perdite di circolazione, anche severe, che potrebbero verificarsi durante la perforazione delle formazioni "Ragusa" e/o "Amerillo";
- circolazione al fondo di fango condizionato per l'esecuzione dei log elettrici (se previsti);
- tubaggio del casing da 13 3/8" a circa 1,150-1,200 m TVD s.l.m. e cementazione in risalita a fondo mare;
- sollevamento del I BOP stack da 21 ¼" e taglio del casing a misura per l'installazione del casing spool¹⁶ 21 ¼" da 2,000 psi x 13 5/8" 3000 psi, eseguendo i test di tenuta;
- installazione e prova a pressione del BOP stack da 13 5/8"-5,000 psi (o 10,000 psi);
- composizione della batteria di perforazione per il foro da 12 ¼" e discesa in pozzo per il fresaggio del collare e della scarpa del casing 13 3/8";
- ripresa della perforazione con lo scalpello da 12 ¼":
 - per i pozzi con inclinazione finale di circa 30° verrà richiesta l'impostazione ed il mantenimento della deviazione durante la perforazione di questa sezione di foro,
 - per i pozzi con inclinazione finale di circa 40°, sarà richiesto di completare il "build-up"¹⁷ fino all'inclinazione finale ed il suo mantenimento fino al casing point¹⁸;
- il fango di perforazione sarà a base acqua o, in alternativa, a base olio Low Toxic con proprietà inibenti dell'idratazione delle argille e con buona capacità di trasporto dei detriti perforati;
- perforazione del foro da 12 ¼" fino alla prevista profondità finale di circa 2,480 m TVD s.l.m.. L'effettiva profondità per il casing da 9 5/8" sarà definita sulla base delle correlazioni geologiche, tese a definire con esattezza il top della formazione "Siracusa";
- predisposizione del controllo di potenziali perdite di circolazione, anche severe, durante la perforazione delle formazioni "Buccheri" ed al top della formazione "Ragusa";
- circolazione al fondo di fango condizionato per l'esecuzione dei log elettrici (se previsti);

¹⁶ Casing spool: componenti della testa pozzo specifici per ogni singolo diametro di casing, fungono da elementi di supporto per l'ancoraggio in superficie delle varie colonne e sono montati progressivamente componendo la testa pozzo

¹⁷ Build up: nella perforazione direzionale indica un tratto a curvatura costante e inclinazione crescente

¹⁸ Casing point: quota della scarpa del casing

- tubaggio del casing da 9 5/8" alla profondità finale e cementazione con risalita del cemento adeguata ad assicurare il buon isolamento della scarpa del casing al di sopra della formazione Siracusa;
- sollevamento del BOP stack da 13 5/8" e taglio del casing a misura per l'installazione del tubing spool da 13 5/8"-3,000 psi o 11"-3,000 psi, eseguendo i test di tenuta;
- re installazione e prova a pressione del BOP stack da 13 5/8"-5,000 psi (o 10,000 psi).
- composizione della batteria di perforazione per il foro da 8 1/2" e discesa in pozzo per il fresaggio del collare e della scarpa del casing da 9 5/8";
- ripresa della perforazione con lo scalpello da 8 1/2" con lo stesso fango utilizzato per il precedente foro, nel caso si utilizzasse fango a base acqua, oppure sostituendo il fango a base olio Low Toxic con un fango a base acqua; in casi contingenti si ipotizza l'utilizzo di fanghi LTOBM anche in questa fase. Sono attese perdite totali di circolazione nella perforazione della formazione Siracusa; in tal caso si procederà a perforare in perdita con acqua di mare;
- perforazione del foro da 8 1/2" fino alla profondità finale del pozzo, prevista per circa 100-120 m entro la formazione Siracusa. L'effettiva profondità finale sarà definita sulla base delle correlazioni geologiche e sulla natura del reservoir carbonatico;
- registrazione dei log elettrici come e dove richiesto dal programma geologico;
- prosecuzione delle operazioni con il completamento del pozzo.

Il completamento sarà di tipo singolo senza sollevamento artificiale, con il packer di produzione¹⁹ fissato alla profondità di circa 1,200 m TVD s.l.m.. Il pozzo sarà dotato di valvola di sicurezza (Surface Controlled Sub-Surface Safety Valve - "SCSSSV") posta circa 50 m sotto il fondo mare.

Per l'esecuzione delle operazioni di perforazione è previsto l'utilizzo delle tipologie di fango a base acqua e Base Olio Low Toxic.

4.3.5 Testa Pozzo e Apparecchiature di Sicurezza

Nella seguente Figura è illustrata la testa pozzo prevista per i pozzi della piattaforma Vega B.

La Figura illustra una configurazione di testa pozzo tipo "Split-Compact". In alternativa potrebbe essere utilizzata una testa pozzo di tipo "API" flangiata. La "split-compact" presenta alcuni vantaggi operativi mentre dal punto di vista funzionale entrambe le tipologie sono assimilabili.

In sostanza la testa si compone di una "Drilling Section", dove sono alloggiati i casing che compongono il profilo del pozzo, e di una croce di produzione ("X-mas Tree") che, con il Tubing di Produzione, ha la funzione di portare in superficie i fluidi di strato prodotti.

La pressione di esercizio nominale sia della testa pozzo che della croce di produzione sarà di 5,000 psi (circa 340 atm).

¹⁹ Packer di produzione: elemento utilizzato per separare due sezioni del pozzo, posizionato mediante la batteria di perforazione o con il tubing di produzione. E' dotato di elementi elastici di tenuta in gomma per la tenuta idraulica e di cunei di ancoraggio per la tenuta meccanica

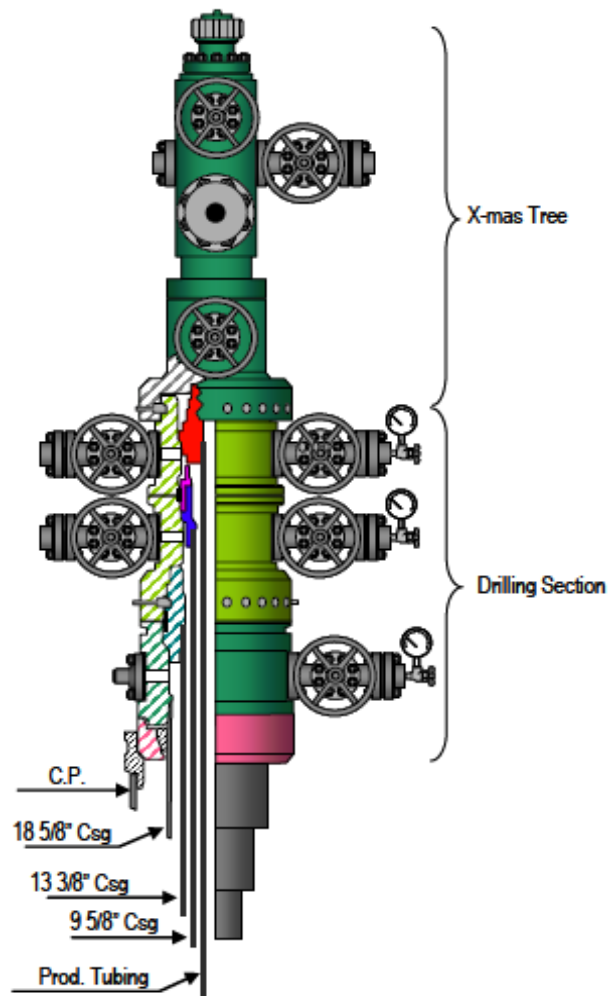


Figura 4.m: Vega B - Testa Pozzo

Le diverse configurazioni delle apparecchiature di sicurezza che verranno installate sulla testa pozzo durante le varie fasi di perforazione sono illustrate nella Figura seguente.

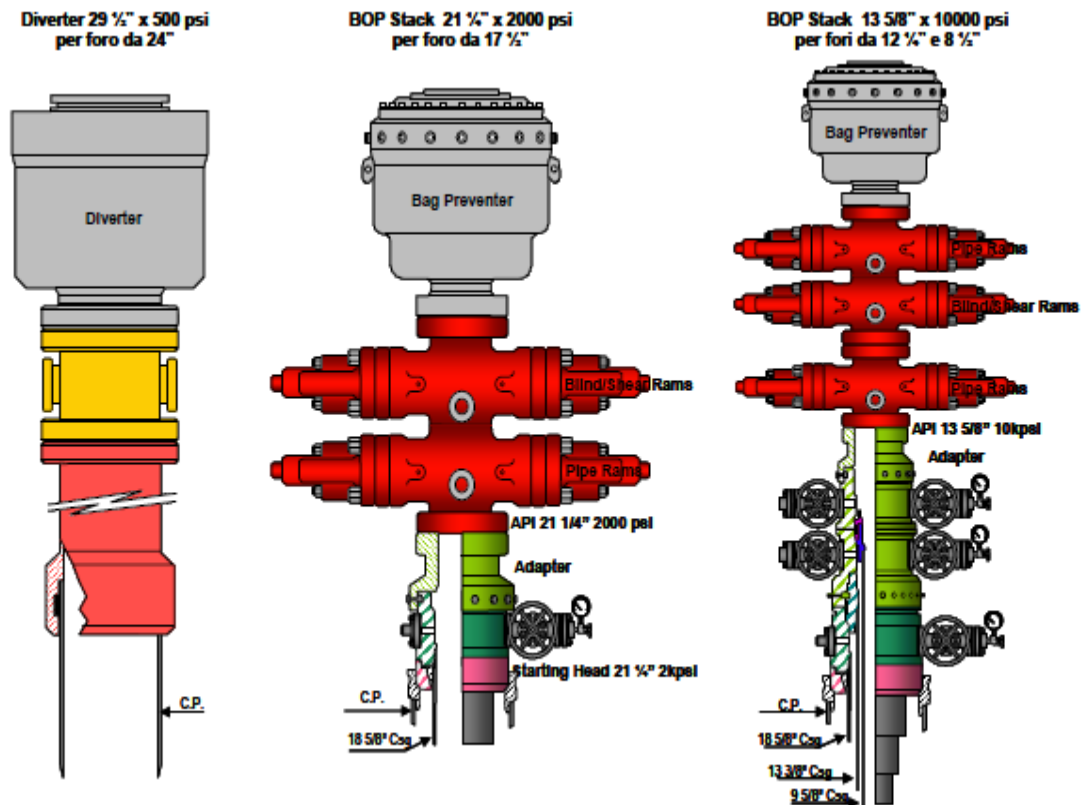


Figura 4.n: Apparecchiature di Sicurezza sulla Testa Pozzo in Fase di Perforazione

4.3.6 Posa delle Condotte Sottomarine

Le condotte saranno installate con la metodologia S-lay, tipica per le profondità di fondale e i diametri di progetto.

L'installazione potrebbe essere effettuata dallo stesso mezzo utilizzato per l'installazione della piattaforma, qualora sia del tipo Derrick-pipelay barge. Il vessel utilizzato potrebbe essere tipicamente un mezzo ancorato al fondale oppure un mezzo in DP (Dynamic Positioning). In caso di mezzo ancorato il posizionamento delle ancore (24 a prua e poppa del pontone) sarà effettuato mediante rimorchiatore di tipo AHT (anchor handling tug). Il pontone potrà spostarsi sui verricelli sulle ancore per alcune centinaia di metri. Il layout delle ancore sarà definito in fase di ingegneria di dettaglio, tenendo conto dei survey geofisici/ambientali previsti, in particolare evitando aree che dovessero presentare peculiarità ambientali.

Nella seguente Figura è rappresentata schematicamente la modalità di posa.

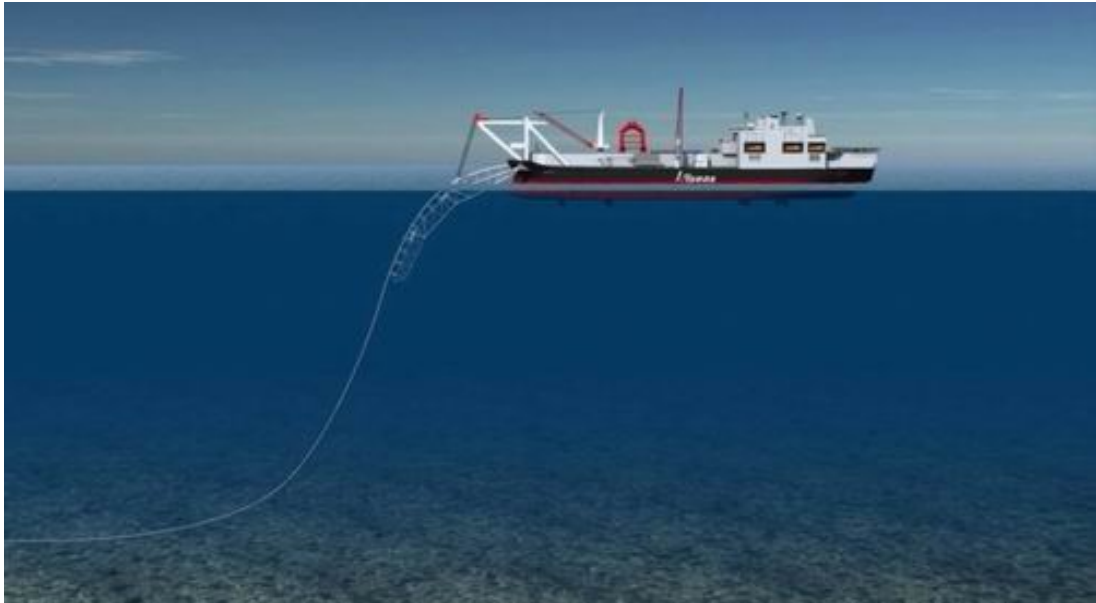


Figura 4.o: Tipologia di Varo Tubazione Tipo S-Lay

4.3.7 Posa dei Cavi

La posa dei due cavi sottomarini sarà effettuata solo a seguito dello sviluppo dell'ingegneria di dettaglio sulla base di ricognizioni ed indagini del fondale e della posizione di installazione della futura piattaforma Vega B, della configurazione della rotta delle tubazioni sottomarine, del dimensionamento finale del cavo stesso e dei mezzi utilizzati.

Il mezzo di installazione sarà scelto in base allo spazio richiesto dalle apparecchiature di posa e dalla motorizzazione idraulica della bobina sul ponte nonché dalla necessità di avere a bordo dell'imbarcazione i mezzi di monitoraggio subacqueo come ROV e sommozzatori con sistema di saturazione. Preferibilmente sarà utilizzato un mezzo dotato di moonpool centrale e sbraccio del ROV laterale. Sul vessel sarà montato uno stinger per cavi in modo da agevolare l'uscita e la discesa del cavo in acqua.

Per lo svolgimento delle operazioni è previsto l'utilizzo di un mezzo ausiliario (supply vessel) e di un gommone/scialuppa per il trasferimento delle persone sulla piattaforma Vega B.

4.4 ANALISI DELLE ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE

L'ubicazione della piattaforma Vega B è stata scelta in funzione della struttura del giacimento, delle risultanze delle indagini ambientali condotte e dei limiti di distanza stabiliti dalla normativa.

Come mostrato nella Figura successiva, Vega B sarà realizzata sulla culminazione occidentale del giacimento, denominata "Vega B". La perforazione di pozzi di tipo direzionato consentirà lo sfruttamento anche della culminazione più occidentale minimizzando la distanza da Vega A, che funzionerà come piattaforma principale e sulla quale si svolgerà il processo principale di separazione dei fluidi pozzo.

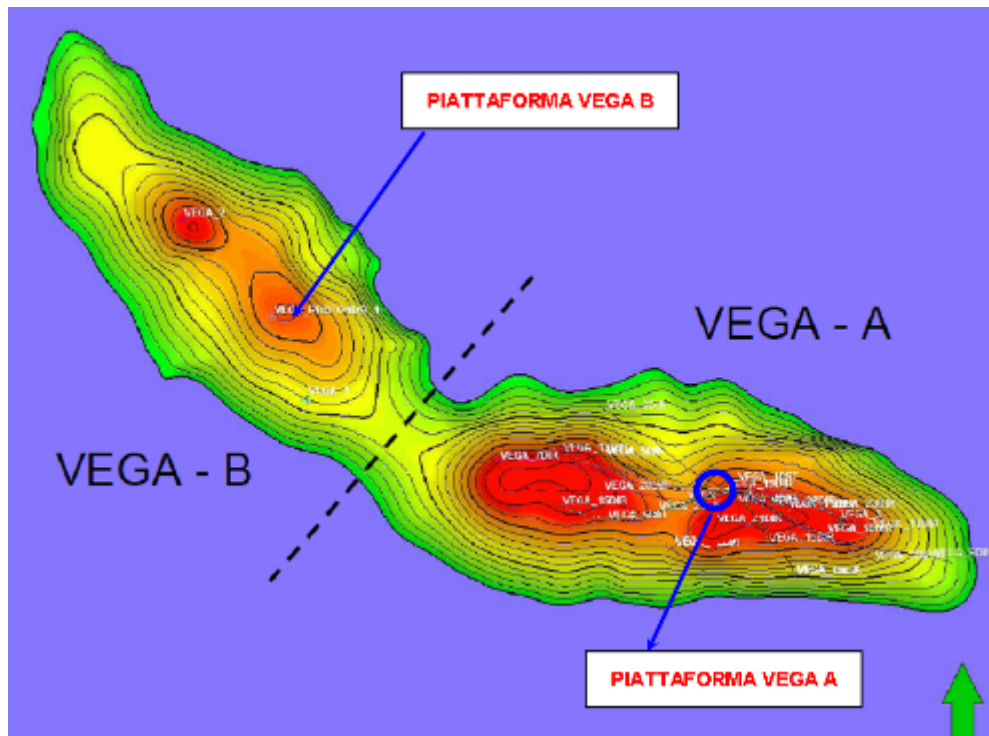


Figura 4.p: Ubicazione della Piattaforma Vega B e Giacimento Vega

Durante la fase di progettazione e di sviluppo del presente SIA è stata tenuta in considerazione la presenza di affioramenti rocciosi rilevati nel corso di precedenti survey geofisici (Edison-GAS, 1991) e accertati e caratterizzati nell'ambito di indagini ROV condotte *ad hoc* nel mese di Settembre 2011.

Le indagini ROV hanno permesso di evidenziare la presenza di alcuni affioramenti a coralligeno di elevato valore naturalistico e di caratterizzare ampie aree a blocchi sparsi di piccole dimensioni. Al fine di non provocare alcuna interazione diretta gli elementi di maggior interesse naturalistico (affioramenti di rilevanti dimensioni con popolamento coralligeno ben strutturato) la piattaforma Vega B è stata ubicata in direzione Sud rispetto ad essi mantenendo tuttavia accettabile la posizione rispetto al giacimento per un ottimale sfruttamento della risorsa (maggiori dettagli relativi alla presenza di bioconcrezioni sono forniti nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA).

Inoltre la nuova piattaforma Vega B e l'area interessata dalla posa delle condotte e dei cavi sottomarini risultano essere comprese all'interno del limite delle acque territoriali e poste oltre il limite delle 12 miglia dalle aree marine e costiere protette più prossime, in linea con quanto stabilito dal D.Lgs 128/2010.

La definizione della rotta delle condotte tra Vega A e Vega B è stata concepita in considerazione della caratterizzazione geofisica dell'area in esame, assunta sulla base dei dati disponibili utilizzati per progetti sviluppati nella stessa area effettuati nel 1991 e dalle posizioni delle piattaforme Vega A e Vega B.

In data 2 Settembre 2011 sono stati effettuati, tramite mezzo filoguidato ROV, dei controlli visivi di alcune aree che erano state identificate durante il survey geofisico del 1991 e catalogate come affioramenti rocciosi senza investigarne la natura. Le recenti ispezioni

visive hanno permesso di verificare che la gran parte delle aree segnalate non risulta essere di particolare rilievo ambientale, ad eccezione di un'area individuata a circa 500 m in direzione Nord, dal punto di prevista installazione della piattaforma Vega B, nella quale sono stati individuati degli affioramenti con un ricco popolamento bentonico di pregio naturalistico. Tali aree non saranno interessate dalle opere.

5 I PRINCIPALI VINCOLI SUL TERRITORIO

Il progetto di sviluppo del Campo Vega B si realizzerà nel mare territoriale italiano, sulla piattaforma continentale italiana e all'interno della concessione di coltivazione C.C6.EO all'interno della quale Edison S.p.A. in qualità di operatore (e titolare unitamente ad Eni S.p.A.) ad oggi sta sfruttando il giacimento Vega A (che costituisce la porzione orientale del giacimento Vega).

Si anticipa che il progetto non presenta alcuna interazione con vincoli di qualsiasi natura presenti sul territorio.

Nel seguito del Capitolo è riportata l'analisi dei principali vincoli presenti sul territorio.

5.1 REGIME GIURIDICO DELL'AREA DI STUDIO

La piattaforma Vega A e la futura piattaforma Vega B sono localizzate all'interno delle acque territoriali italiane (Figura 1.b)

Nei paragrafi seguenti si riporta una analisi dei principali riferimenti normativi al fine di fornire un quadro del regime giuridico con particolare riferimento a:

- Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare, che definisce il regime giuridico del tratto di mare interessato dal progetto;
- Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128 “*Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 Aprile 2006, No. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 Giugno 2009, No. 69*”;
- Convenzione di Espoo, sulla valutazione dell'influenza ambientale in un contesto transfrontaliero.

5.1.1 Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare

Il diritto internazionale marittimo è delineato dalla Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS – United Nations Convention on the Law of the Sea) firmata a Montego Bay il 10 Dicembre 1982 e ratificata dall'Italia con Legge 2 Dicembre 1994, No. 689 (in vigore dal 20 Dicembre 1994).

La Convenzione di UNCLOS ha, tra gli altri, lo scopo di proteggere e preservare l'ambiente marino oltre che conservare e gestire le risorse marine viventi e, in particolare all'art. 194, comma 5, inserisce tra le misure di tutela la protezione degli ecosistemi rari o dedicati e gli habitat di specie in diminuzione o in via di estinzione.

Il tratto di mare ed il relativo fondale interessato dal progetto di realizzazione della nuova Piattaforma Vega B e delle connessioni con la Piattaforma esistente Vega A **ricadono all'interno del mare territoriale** (si veda la Figura di seguito nel testo), su cui, in base all'Art. 2, lo Stato costiero esercita diritti sovrani.

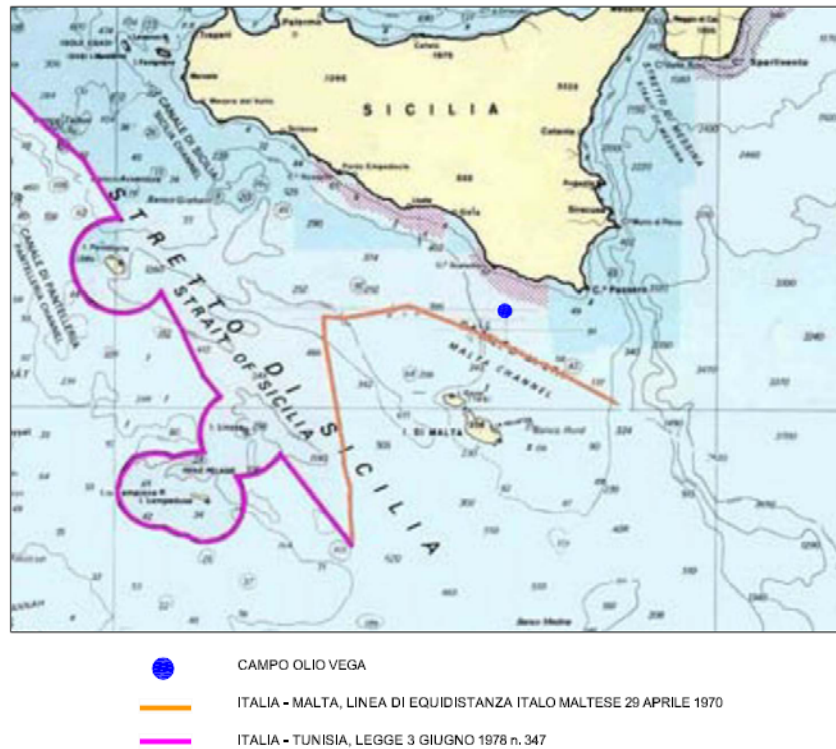


Figura 5.a: Piattaforma Continentale Italiana

Come stabilito dall'art. 21 lo Stato costiero può emanare leggi e regolamenti, conformemente alle disposizioni della Convenzione UNCLOS e ad altre norme del diritto internazionale, relativamente al passaggio inoffensivo attraverso il proprio mare territoriale, in merito a tutte o a una qualsiasi delle seguenti materie:

- sicurezza della navigazione e regolamentazione del traffico marittimo;
- protezione delle attrezzature e dei sistemi di ausilio alla navigazione e di altre attrezzature e installazioni;
- protezione di cavi e condotte;
- conservazione delle risorse biologiche del mare;
- prevenzione delle violazioni delle leggi e dei regolamenti dello Stato costiero relativi alla pesca;
- preservazione dell'ambiente dello Stato costiero e prevenzione, riduzione e controllo del suo inquinamento;
- ricerca scientifica marina e rilievi idrografici;
- prevenzione di violazioni delle leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari o di immigrazione dello Stato costiero.

5.1.2 Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128

Il Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128 “Modifiche ed integrazioni al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 Giugno 2009, No. 69” interviene sulla Parte I (disposizioni generali), nonché sulle Parti II (VIA, VAS, IPPC) e V (Aria) del D. Lgs 3 Aprile 2006, No. 152 “Norme in materia ambientale”, modificando le procedure per la valutazione di impatto ambientale e per la valutazione ambientale strategica, e dettando nuove disposizioni in materia di inquinamento atmosferico.

Con particolare riferimento alle attività in oggetto, si evidenzia che l'Articolo 2, comma 3, lett. h) aggiunge il seguente comma 17 all'Articolo 6 del D.Lgs No. 3 Aprile 2006, No. 152:

“17. Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della Legge 9 Gennaio 1991, No. 9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia marine dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette, oltre che per i soli idrocarburi liquidi nella fascia marina compresa entro cinque miglia dalle linee di base delle acque territoriali lungo l'intero perimetro costiero nazionale. Al di fuori delle medesime aree, le predette attività sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del presente decreto, sentito il parere degli enti locali posti in un raggio di dodici miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle attività di cui al primo periodo. Le disposizioni di cui al presente comma si applicano ai procedimenti autorizzatori in corso alla data di entrata in vigore del presente comma. Resta ferma l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla stessa data. Dall'entrata in vigore delle disposizioni di cui al presente comma e' abrogato il comma 81 dell'articolo 1 della Legge 23 Agosto 2004, No. 239”.

Nella figura seguente è riportato un estratto, per l'area di interesse, della “Mappa delle Zone Marine aperte alla Prospezione, Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi Liquidi e Gassosi e delle Aree Vietate” (UNMIG, 2011a), nella quale sono perimetrati i limiti imposti dal D.Lgs No. 128/2010.

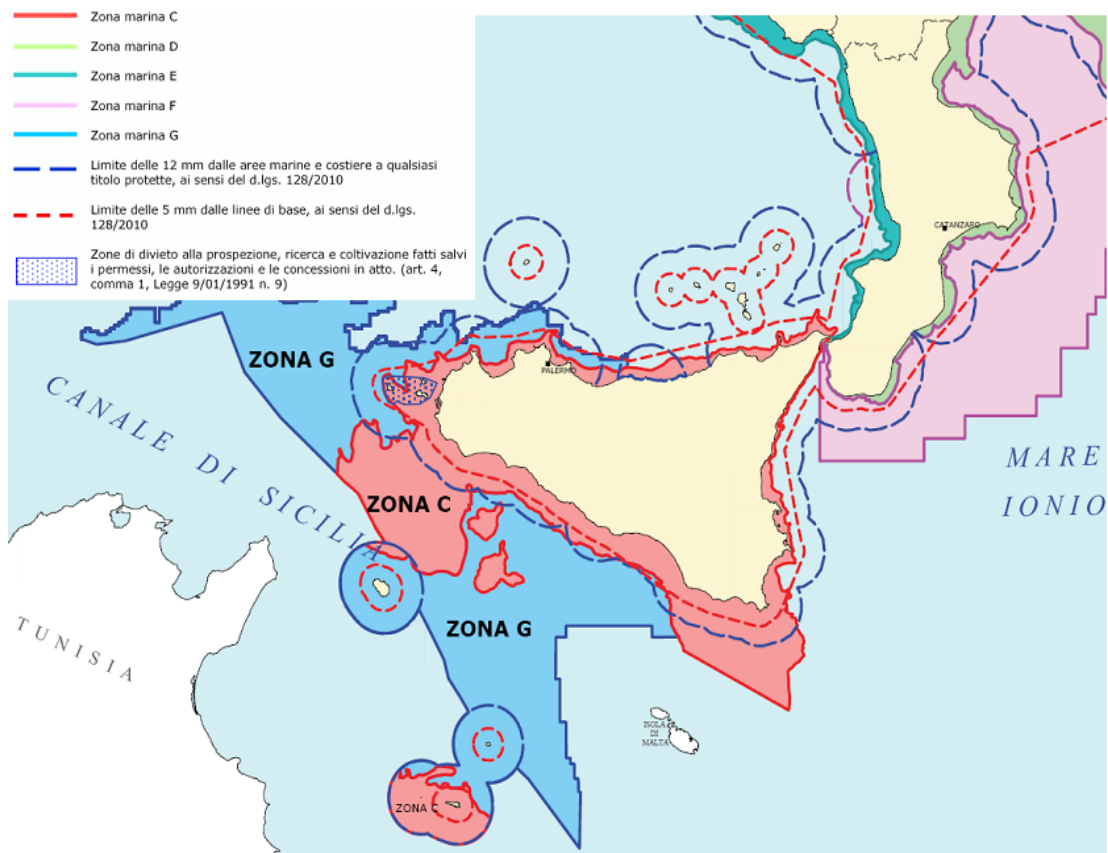


Figura1.5.b: Mappa delle Zone Marine aperte alla Prospezione, Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi Liquidi e Gassosi e delle Aree Vietate

L'area di prevista installazione della nuova piattaforma Vega B, la piattaforma Vega A e il corridoio interessato dalle condotte sottomarine congiungenti le due piattaforme non interessano aree sottoposte a divieto, essendo localizzate ad una distanza superiore alle 12 mn dalle aree protette presenti nell'area come specificato nel dettaglio nel Paragrafo 5.2 di seguito.

5.1.3 Convenzione di Espoo

La **convenzione sulla valutazione dell'influenza ambientale in un contesto transfrontaliero**, firmata ad Espoo il 25 Febbraio 1991 e ratificata dall'Italia con Legge No. 640 del 3 Novembre 1994, è entrata in vigore il 10 Settembre 1997. Tale documento si prefigge di rispondere alla necessità di limitare gli impatti ambientali di alcuni settori di attività con particolare riferimento ai contesti transfrontalieri, ovvero per quei progetti i cui effetti in un'area sotto la giurisdizione di una Parte o Stato siano riconducibili ad attività localizzate interamente o parzialmente in una area sotto la giurisdizione di un'altra Parte o Stato.

La convenzione di Espoo è stata firmata dalla Repubblica di Malta in data 20 Ottobre 2010 ed è entrata in vigore in data 18 Gennaio 2011.

La nuova piattaforma Vega B sarà situata a circa 32 mn (circa 58 km) dalle coste maltesi e quindi a circa 20 mn dal limite delle 12 mn delle acque territoriali maltesi. In relazione a tale distanza, si esclude la presenza di qualsiasi impatto di tipo transfrontaliero.

5.2 REGIME VINCOLISTICO ED AREE PROTETTE

Nel presente capitolo sono analizzati:

- Aree Marine Protette,
- Convenzione di Barcellona (ASPIM),
- Siti Natura 2000 e IBA,
- Aree Marine di Tutela o Vincolo, con particolare riferimento a:
 - Zone di Tutela Biologica Marina,
 - Zone Interdette alla Pesca e alla Navigazione ed Ancoraggio,
 - Zone e Siti di Interesse Storico e Archeologico,
- Aree Sottoposte a Restrizioni di Natura Militare.

5.2.1 Aree Marine Protette

Nella Figura seguente sono individuate le Aree Marine Protette Istituite a scala dell'Italia Meridionale (Sito web: www.minambiente.it).



Figura 2.5.c: Aree Marine Protette Istituite

Nella Figura seguente sono riportate le Aree Marine Protette di Prossima Istituzione, ossia le Aree di Reperimento per le quali è in corso l'iter istruttorio. Tale iter è previsto per le aree comprese nell'elenco delle 49 “Aree di reperimento” indicate dalle Leggi No. 979/82 (Art. 31) e No. 394/91 (Art. 36). In Figura sono rappresentate le aree marine protette di prossima istituzione, qualunque sia lo stato di avanzamento del previsto iter amministrativo. (Sito web: www.minambiente.it).



Figura 3.5.d: Aree Marine Protette di Prossima Istituzione

Nella Figura seguente sono riportate le rimanenti Aree Marine di Reperimento, indicate dalla legge come meritevoli di tutela ma per le quali non è ancora iniziato alcun iter amministrativo per l'istituzione (Sito web: www.minambiente.it).



Figura 5.e: Aree Marine di Reperimento

Come mostrato nelle figure sopra riportate **le aree protette istituite, in corso di istituzione e di reperimento sono tutte ubicate a considerevole distanza dalle aree interessate dal progetto.** In particolare:

- l'Area Marina Protetta più vicina, l'AMP "Plemmirio" è ubicata a oltre 80 km (pari a circa 43 mn) di distanza;

- l'Area Marina Protetta in corso di istituzione più prossima, la futura AMP "Pantani di Vindicari" è ubicata a oltre 50 km (pari a circa 27 mn) di distanza;
- l'Area Marina di Reperimento (individuata dalla Legge 394/91) più vicina è costituita da "Capo Passero", ubicata in Provincia di Siracusa ad una distanza dalle aree di progetto di circa 50 km (pari a circa 27 mn).

In considerazione di quanto sopra esposto non si rilevano elementi di contrasto con la normativa vigente in tema di aree protette.

5.2.2 Convenzione di Barcellona

La protezione del Mare Mediterraneo contro l'inquinamento è sancita dalla Convenzione di Barcellona, adottata il 16 Febbraio 1976 ed entrata in vigore il 12 Febbraio del 1978 il cui scopo è stato quello di formalizzare il quadro legislativo del Piano di Azione per il Mediterraneo (MAP - Fase I) stipulato a Barcellona nel 1975 e che divenne il primo piano riconosciuto come Programma dei Mari regionali sotto l'egida dell'UNEP (Programma per l'Ambiente delle Nazioni Unite). Tale Piano aveva inizialmente come obiettivi principali l'assistenza agli Stati del Mediterraneo limitatamente alle attività di controllo dell'inquinamento marino, all'attuazione di politiche ambientali, al miglioramento della capacità dei governi, nell'identificare modelli di sviluppo alternativi e ottimizzare le scelte per lo stanziamento delle risorse.

Successivamente la Convenzione, a cui attualmente hanno aderito tutti i 21 Stati del Mediterraneo e l'Unione Europea, è stata modificata durante la conferenza intergovernativa tenutasi a Barcellona il 10 Giugno 1995 e resa pubblica come "*Convenzione per la protezione dell'ambiente marino e della regione costiera del Mediterraneo*", MAP - Fase II (entrata in vigore il 9 Luglio 2004). L'obiettivo di tale ratifica è stato quello di adeguare la Convenzione all'evoluzione della disciplina internazionale in materia di protezione ambientale, impegnando le parti contraenti a promuovere programmi di sviluppo sostenibile.

L'Italia ha ratificato la Convenzione con Legge 11 Gennaio 1979, No. 30 e, successivamente, con la Legge 27 Maggio 1999, No. 175 "*Ratifica ed esecuzione dell'Atto finale della Conferenza dei plenipotenziari sulla Convenzione per la protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento, con relativi protocolli, tenutasi a Barcellona il 9 e 10 Giugno 1995*".

La "Convenzione di Barcellona" ha prodotto 7 protocolli indirizzati ad altrettanti specifici aspetti della protezione dell'ambiente mediterraneo (Sito Web: <http://www.unepmap.org>):

- Protocollo sugli scarichi in mare (Dumping Protocol): "Protocollo per la prevenzione dell'inquinamento nel Mediterraneo derivante dagli scarichi di mezzi navali ed aerei", adottato il 16 Febbraio 1976 (Barcellona, Spagna) ed entrato in vigore il 12 Febbraio 1978. Il protocollo è stato successivamente emendato e registrato come "Protocollo per la prevenzione dell'inquinamento nel Mediterraneo derivante da scarichi di mezzi navali ed aerei o da incenerimento di rifiuti in mare", adottato il 10 Giugno 1995 (Barcellona, Spagna) e non ancora non entrato in vigore;
- Protocollo sulla prevenzione e sulle emergenze (Prevention and Emergency Protocol): "Protocollo sulla cooperazione per la prevenzione dell'inquinamento derivante dal traffico marittimo e, in casi di emergenza, per combattere ogni altra forma di inquinamento nel Mar Mediterraneo". È stato adottato il 25 Gennaio 2002 (Malta) ed è entrato in vigore 17 Marzo 2004;

- Protocollo sull'inquinamento derivante da sorgenti e attività sulla terraferma (LBS, Land-Based Sources Protocol): "Protocollo sull'inquinamento derivante da fonti presenti e attività umane svolte sulla terraferma che costeggia il Mediterraneo", adottato il 7 Marzo 1996 (Siracusa, Italia) ed entrato in vigore l'11 Maggio 2008;
- Protocollo sulle Aree Protette di Particolare Interesse e sulla Biodiversità (SPA, Specially Protected Areas and Biodiversity Protocol): "Protocollo sulle Aree Protette di Particolare Interesse e sulla Diversità Biologica nel Mediterraneo", adottato il 10 Giugno 1995 (Barcellona, Spagna) ed entrato in vigore il 12 Dicembre 1999. Gli Allegati Annessi (Annexes) allo "SPA and Biodiversity Protocol" sono stati approvati il 24 Novembre 1996 a Monaco;
- Protocollo sull'Altomare (Offshore Protocol): "Protocollo per la Protezione del Mediterraneo contro l'inquinamento derivante dall'esplorazione e dallo sfruttamento della Piattaforma Continentale e dei suoi fondali, nonché del relativo sottosuolo", adottato il 14 Ottobre 1994 (Madrid, Spagna) e non ancora entrato in vigore;
- Protocollo sui rifiuti pericolosi (Hazardous Wastes Protocol): "Protocollo contro il pericolo di inquinamento del Mediterraneo derivante dal trasporto e dallo scarico in mare di sostanze pericolose", adottato il 1 Ottobre 1996 (Izmir, Turchia) e entrato in vigore il 19 Gennaio 2008;
- Protocollo sul controllo per uno sviluppo ecosostenibile delle Zone Costiere nel Mediterraneo (Integrated Coastal Zone Management - ICZM Protocol), adottato il 21 Gennaio 2008 (Madrid, Spagna) e non ancora entrato in vigore.

Dei sette protocolli attualmente risultano in vigore in l'Italia i seguenti (United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan, 2011a):

- Protocollo relativo alle Aree Specialmente Protette e la Biodiversità dal 12 Dicembre 1999;
- Protocollo sull'Inquinamento derivante da Sorgenti e Attività sulla Terraferma dal 11 Maggio 2008.

Il protocollo relativo alle Aree Specialmente Protette e la Biodiversità in Mediterraneo (Protocollo SPA), prende in considerazione anche le specie protette e quelle sfruttate commercialmente; inoltre prevede l'istituzione di Aree Speciali Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM), con criteri che prendono in considerazione il grado di biodiversità vero e proprio, la peculiarità dell'habitat e la presenza di specie rare, minacciate o endemiche.

Non si evidenzia la presenza di ASPIM istituite nell'area di interesse per il presente progetto, la più vicina è rappresentata dall'area "Plemmirio", classificata anche come area marina protetta istituita (si veda il Paragrafo precedente).

Si rileva che in occasione della riunione straordinaria di esperti e rappresentanti del Centro regionale dell'UNEP/MAP tenutasi ad Istanbul in Turchia nei giorni 1-2 Giugno 2010, poco prima della celebrazione del World Environment Day del 5 Giugno 2010, sono state identificate 12 nuove ASPIM, di cui 5 localizzate in parte nelle acque territoriali italiane (United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan, 2011b); tra esse si evidenzia la presenza di una vasta area che interessa tutto lo stretto di Sicilia (si veda la Figura seguente).



**Figura 5.f: Aree Candidate per la Creazione di Nuove ASPIM
(United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan, 2011b)**

5.2.3 Siti Natura 2000 e Iba

Di seguito si riporta un estratto della figura in cui viene riportato un inquadramento generale dei Siti della Rete Natura 2000 localizzati nel tratto di costa prospiciente l'area interessata dagli interventi a progetto, costituiti da:

- realizzazione della piattaforma Vega B;
- perforazione di No. 4 pozzi a singolo completamento;
- realizzazione delle 2 sealines e dei 2 cavi elettrici di collegamento tra la nuova piattaforma Vega B e l'esistente piattaforma Vega A.

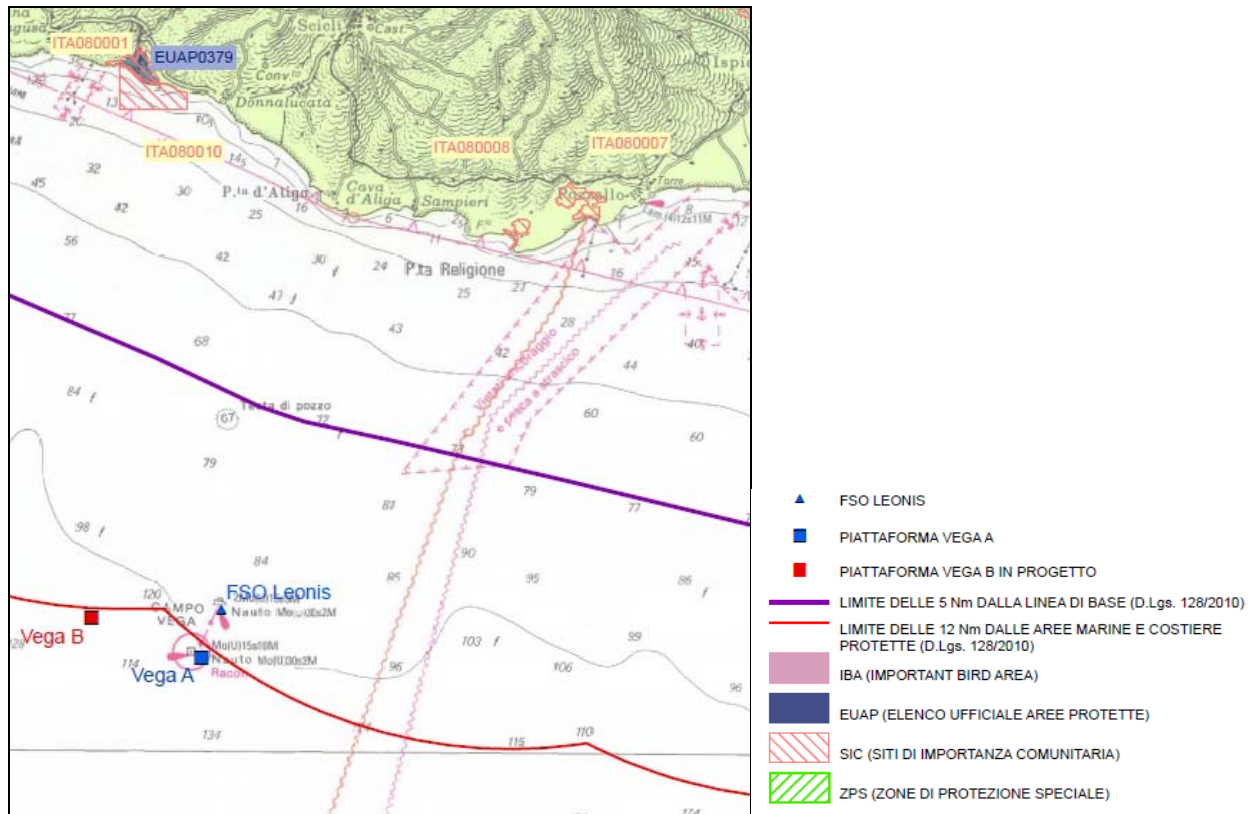


Figura 5.g: Aree Naturali Protette, Siti Natura 2000 e IBA

I Siti Natura 2000 presenti nell'area si trovano tutti a distanza superiore a 12 mn dalla nuova piattaforma Vega B, dalla piattaforma Vega A e dal corridoio interessato dalle condotte sottomarine congiungenti le due piattaforme.

Il progetto in esame non presenta elementi di contrasto con le IBA. Le IBA presenti lungo il tratto di costa prospiciente l'area interessata dalle nuove installazioni sono situate a significativa distanza dalle stesse (oltre 30 km, pari a circa 16 mn).

5.2.4 Aree Marine di Tutela o Vincolo

5.2.4.1 Zone di Tutela Biologica Marina

Le Zone di Tutela Biologica Marina sono istituite con la finalità di proteggere gli ambiti marino-costieri caratterizzati dalla presenza di zone di mare riconosciute come aree di riproduzione o di accrescimento di specie marine di importanza economica o che risultassero impoverite da un troppo intenso sfruttamento.

Nella seguente figura sono riportate le zone di tutela biologica indicate dal Piano di Gestione della Pesca per la Geographical Sub-Area (GSA) No 16 relativa allo Stretto di Sicilia, avente per oggetto le navi da pesca con lunghezza fuori tutta maggiore di 18 metri iscritte nei compartimenti marittimi ricadenti nella GSA 16 che praticano la pesca a strascico.

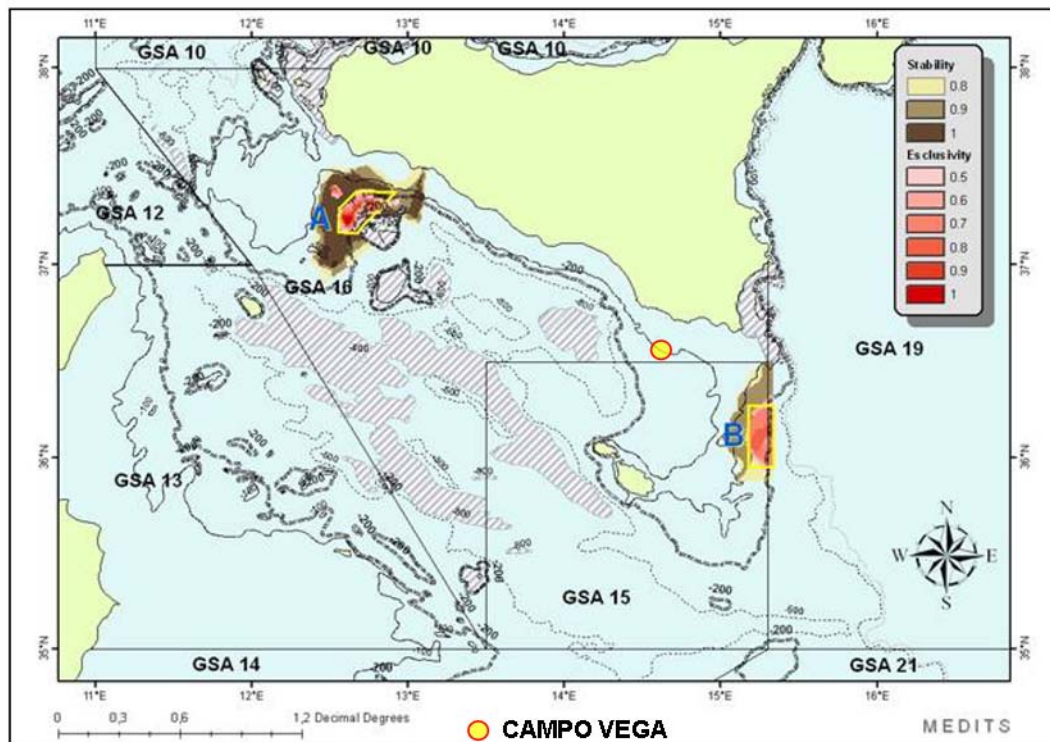


Figura 5.h: Zone di Tutela Biologica Stretto di Sicilia

La ZTB indicata con la lettera A in figura è riconducibile alla nursery sita sulla porzione di levante del Banco Avventura, sita in acque internazionali all'interno della GSA No. 16. Tale area, estesa circa 1,040 km² e ricadente quasi per intero entro l'isobata 200 m, è attualmente interessata in modo esclusivo dall'attività di strascico svolta da imbarcazioni siciliane.

La ZTB indicata con la lettera B ricade invece nelle acque internazionali entro la GSA No. 15 (Malta), ha un'estensione di circa 1,020 km² ed è posta anch'essa entro l'isobata 200 m.

In considerazione delle distanze tra l'area di intervento e le ZTB segnalate nel Canale di Sicilia non si riscontra alcun elemento di contrasto tra progetto e Zona di Tutela Biologica.

5.2.4.2 Zone Interdette alla Pesca e alla Navigazione ed Ancoraggio

Dall'esame della cartografia nautica per l'area vasta interessata dal progetto (scala 1:250,000 di cui si riporta un estratto nella Figura 1.b) non si evidenzia la presenza di aree sottoposte a vincoli o restrizioni nelle vicinanze delle aree di progetto, eccezion fatta per l'area di interdizione alla navigazione per la piattaforma Vega A, di raggio pari a 4 km, istituita con Ordinanza della Capitaneria di Porto di Siracusa No. 46/86.

Alcune aree interdette alla pesca e all'ancoraggio sono localizzate nei tratti costieri in prossimità dei porti e delle zone interessate da condotte sottomarine.

All'interno dell'area vasta, sempre in ambito costiero, si evidenzia la presenza di due aree soggette a temporanea interdizione per ritrovamento di presunti ordigni bellici e oggetti metallici di possibile natura esplosiva, in particolare:

- specchio acqueo antistante il litorale del Comune di Ispica, interdetto alla navigazione, balneazione, pesca, immersioni e altre attività connesse ad usi pubblici, con Ordinanza della Capitaneria di Porto di Pozzallo No. 135/2010 per ritrovamento di presunti ordigni bellici;
- specchio acqueo antistante la riviera Camarina, in località Scoglitti (Comune di Vittoria), interdetto alla navigazione, balneazione, pesca immersioni e altre attività connesse ad usi pubblici, con Ordinanza della Capitaneria di Porto di Pozzallo No. 84/2010 per ritrovamento di presunti oggetti metallici di possibile natura esplosiva.

5.2.4.3 Zone e Siti di Interesse Storico e Archeologico

Nella seguente figura è riportata la Mappa dei Relitti elaborata dalla Soprintendenza per i Beni Culturali e Ambientali del Mare della Regione Sicilia, dove sono visualizzati i siti subacquei caratterizzati da reperti/relitti di interesse storico-artistico e/o etno-antropologico delle acque siciliane nei quali vige attualmente un'ordinanza di regolamentazione.

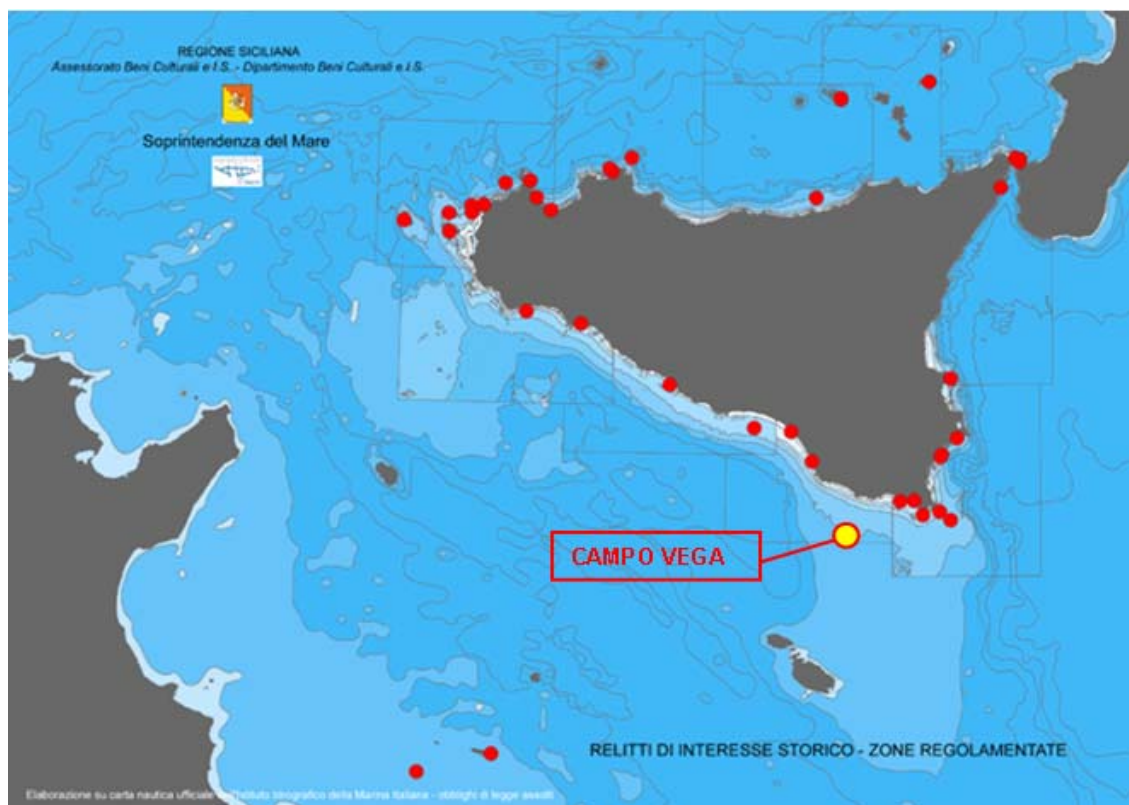


Figura 5.i: Relitti di Interesse Storico – Zone Regolamentate

Come si può osservare in figura i siti i siti subacquei caratterizzati da reperti/relitti di interesse storico-artistico e/o etno-antropologico delle acque siciliane nei quali vige attualmente un'ordinanza di regolamentazione sono localizzati a significativa distanza dalle aree di progetto. I siti più vicini, localizzati in prossimità della costa siciliana, sono rappresentati da:

- “Cannoni di Cammarana”, sito subacqueo di particolare interesse storico limitrofo ad una vasta area marina connotata da reperti subacquei di interesse archeologico in prossimità della zona di Camarina, in località Scoglitti (Comune di Ragusa), a circa 80 m dalla riva e circa 3 m di profondità, regolamentato da Ordinanza della Capitaneria di Porto di Pozzallo No. 23/07;
- “Cannone di Secca della Circe”, sito subacqueo di particolare interesse storico, in prossimità delle coste del Comune di Ispica (RG), a circa 500 m dalla costa e circa 8 m di profondità, regolamentato da Ordinanza della Capitaneria di Porto di Pozzallo No. 24/07.

Oltre a tali siti, nell'area vasta si segnala la presenza di:

- un relitto di nave a due alberi, presumibilmente di rilevanza storica, situato a circa 20 m dalla riva in località “Spinasantà” nel Comune di Scicli, ad una profondità di 2 m. Con Ordinanza della Capitaneria di Porto di Pozzallo No. 99/2010 è stato interdetto lo specchio acqueo antistante il ritrovamento del relitto per un raggio di 20 m;
- due relitti (entrambi non pericolosi con battente d'acqua sconosciuto) indicati sulla Carta Nautica:
 - al largo di Capo Scaramia (Marina di Ragusa), a circa 2 km dalla costa e ad una profondità di circa 20 m,
 - a Sud Est rispetto al Campo Vega, ad una distanza di circa 30 km, ad una profondità dell'acqua di circa 108 m.

Con riferimento alle aree direttamente interessate dal progetto, si evidenzia che sono stati condotti nel 1991 studi geofisici dettagliati volti a caratterizzare gli aspetti geomorfologici, stratigrafici e strutturali, sia superficiali sia profondi, dei fondali del Campo Vega. Le indagini, effettuate mediante rilevamento batimetrico con ecoscandaglio, Side Scan Sonar, Sub-Bottom Profiler e Sparker, non hanno evidenziato la presenza di target associabili a oggetti di origine antropica nei pressi delle future installazioni. Nuove indagini, eseguite nel mese di Settembre 2011, hanno confermato tali risultati.

5.2.5 Aree Sottoposte a Restrizioni di Natura Militare

Lungo le coste italiane esistono alcune zone di mare nelle quali sono saltuariamente eseguite esercitazioni navali di Unità di superficie e di sommergibili, di tiro, di bombardamento, di dragaggio ed anfibe.

Dette zone sono pertanto soggette a particolari tipi di regolamentazioni dei quali viene data notizia a mezzo di apposito Avviso ai Naviganti.

Di seguito si riporta un estratto della figura con l'indicazione delle “Zone normalmente impiegate per le esercitazioni navali di tiro e delle zone dello spazio aereo soggette a restrizioni” per quanto riguarda l'area di interesse (Carta No. 1050, Scala 1:700,000, dell'Anno 2002).

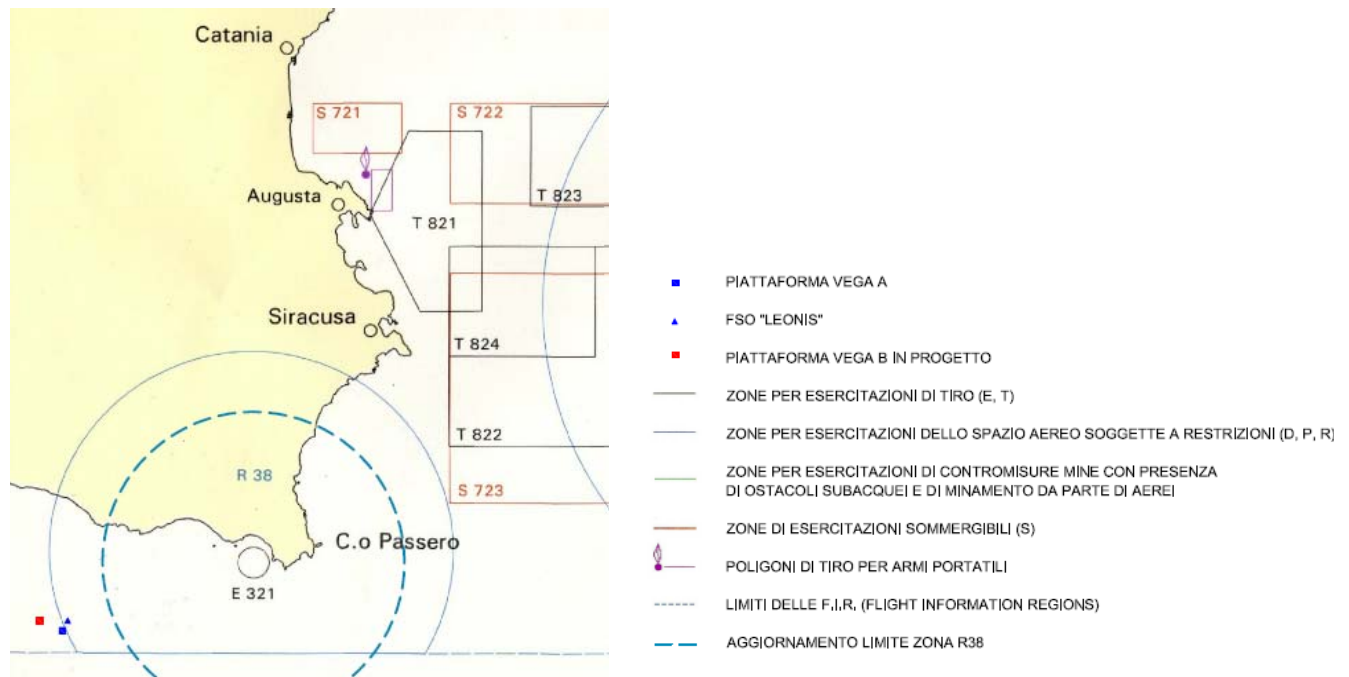


Figura 5.j: Aree Sottoposte a Restrizioni di Natura Militare

Dall'analisi della Figura l'area interessata dalle opere a progetto risulta prossima all'area militare regolamentata indicata come R38. Per tale zona R38 è stato approntato l'aggiornamento relativo al fascicolo "Avvisi ai Naviganti No. 1 – 2011" redatto dall'Istituto Idrografico della Marina:

Zona R38 "Zone per Esercitazioni dello spazio aereo soggette a restrizioni" delimitata come segue:

"Cerchio di raggio 15 M e centro in Pachino: 36° 40' 20" N - 015° 00' 53" E, delimitato a S dalla congiungente i punti:

- 36° 30' 00" N - 014° 47' 03" E;
- 36° 30' 00" N - 015° 14' 26" E",

"Traffico aereo vietato (pericoloso fuori delle acque territoriali), eccetto voli militari precedentemente autorizzati, dalla superficie sino al livello di volo (flight-level-FL) 370 (circa 11,850 m), per intensa attività di tiro a fuoco aria/terra" (Istituto Idrografico della Marina – Genova, 2011).

Come evidenziato in figura la nuova piattaforma Vega B così come anche l'esistente piattaforma Vega A ricadono al di fuori dell'area militare R38. La distanza tra gli interventi a progetto e l'area militare è pari a circa 10 km.

6 IL TERRITORIO, L'AMBIENTE E LE LORO RELAZIONI CON IL PROGETTO

Nel presente Capitolo, sulla base degli studi effettuati per la predisposizione dello Studio di Impatto Ambientale, sono descritte le principali caratteristiche del territorio che ospiterà i nuovi impianti previsti dal progetto. Tali elementi costituiscono la base per la valutazione degli impatti ambientali e per l'identificazione delle necessarie misure di mitigazione riportati al Capitolo successivo.

6.1 QUALITÀ DELL'ARIA

I fenomeni di inquinamento dell'ambiente atmosferico sono strettamente correlati alla presenza sul territorio di attività umane e produttive di tipo industriale ed agricolo e di infrastrutture di collegamento, etc..

L'area di intervento è situata off-shore a circa 20 km dalle coste della Sicilia. Dati di qualità dell'aria sono disponibili per i poli industriali di Gela e Priolo-Melilli, ubicati a distanze ancora maggiori.

Nelle vicinanze delle aree a progetto non sono presenti aree naturali protette né aree tutelate a livello naturalistico, quali Siti Natura 2000. I SIC e ZPS più prossimi sono ubicati a più di 20 km delle aree oggetto di intervento.

Per quanto concerne i recettori antropici, pur in considerazione della notevole distanza (circa 20 km) dalle coste della Sicilia, tenuto conto che le ricadute al suolo degli inquinanti emessi possono ricadere fino ad diversi km di distanza, sono state considerate le aree urbane più prossime.

6.2 ACQUE MARINE

L'area su cui sorgeranno la piattaforma Vega B e le opere connesse è situata in alto mare (Canale di Sicilia) ed è caratterizzata da una profondità pari a circa 120-130 m.

Si riporta di seguito la sintesi della caratterizzazione ambientale condotta con riferimento a:

- correnti marine;
- moto ondoso
- caratteristiche chimico-fisiche delle acque marine.

La piattaforma Vega A è dotata da tempo di un sistema di monitoraggio meteo-marino. La caratterizzazione meteo-marina è stata condotta a partire da dati registrati nel lungo periodo.

Sulla piattaforma è presente un sistema di monitoraggio della velocità e direzione della corrente marina superficiale. Si riporta di seguito in tabella i valori di velocità e direzione delle correnti marine superficiali relative all'anno 2009.

Tabella 6.1: Vega A -Correnti Superficiali (Anno 2009)

Correnti Superficiali	Vmax (m/s)	Vmed (m/s)	Dir (°)
Gennaio-Marzo	0.5	0.095	178
Aprile-Giugno	0.22	0.062	279
Luglio-Settembre	0.49	0.183	121
Ottobre-Dicembre	0.66	0.169	155
Anno 2009	0.47	0.127	183

Per quanto riguarda invece le correnti di fondo, l'analisi dell'idrodinamismo profondo presente nell'area del Campo Vega B è stata desunta dalle informazioni contenute in bibliografia nell'ambito della ricerca scientifica MESC 06/07. Sulla base delle informazioni sopra riportate si possono assumere, sul fondo (circa 100-120 m di profondità), velocità di corrente dell'ordine di circa 0.1 m/s e direzione prevalente verso SE (135°-145°).

La caratterizzazione del regime ondoso nell'area di interesse è effettuata attraverso l'analisi di serie storiche registrate presso la piattaforma Vega A. Nel 2009 i due valori massimi delle altezze significative sono stati di 6.60 m e 5.80 m, registrati rispettivamente nei mesi di Gennaio e Ottobre.

Per quanto riguarda la variabilità stagionale del regime ondoso si riportano di seguito i dati di sintesi per i 4 trimestri del 2009 (Figura 5.f). Dall'analisi dei diagrammi si evince come:

- durante i mesi invernali (trimestre Gennaio-Marzo) il mare predominante proviene dal settore NW-N con prevalenza di altezza d'onda compresa tra 0.5 m e 1.5 m. Mari con altezza d'onda di 1.5-2.0 m provengono prevalentemente da N;
- durante i mesi primaverili (trimestre Aprile-Giugno) il mare predominante proviene dal settore SW- NW così come da SE con altezze d'onda comprese tra 0 e 1.5 m;
- durante i mesi estivi (trimestre Luglio-Settembre) il mare predominante proviene da SE con altezze d'onda contenute e comprese tra 0 e 1 m. Meno frequenti sono i mari da NW anch'essi con altezze d'onda comprese tra 0 e 1 m;
- durante i mesi autunnali (trimestre Ottobre-Dicembre) il mare predominante proviene da NW-N con altezze d'onda comprese prevalentemente comprese tra 0.5 m e 1.5 m. In questi mesi sono state registrate mareggiate con altezze d'onda comprese tra 2 m e 3 m prevalentemente provenienti da N.

Relativamente alle caratteristiche chimico-fisiche delle acque marine nel mese di Marzo 2012 è stata condotta una campagna di rilevamento ad hoc. Le acque nell'area oggetto di indagine hanno rivelato caratteristiche tipiche di ambienti offshore, quali elevata trasparenza, ridotta torbidità fluorescenza. I profili verticali dei parametri chimico-fisici indagati hanno rivelato una generale condizione di ridotta stratificazione ed elevata omogeneità della colonna d'acqua. I valori di fluorescenza e la concentrazione di clorofilla *a* lungo l'intera colonna d'acqua, assieme alle ridotte concentrazioni dei nutrienti analizzati, rivelano una generale condizione di oligotrofia, anch'essa tipica di ambienti offshore caratterizzati da un ridotto apporto di materiali alloctoni da aree costiere.

Le concentrazioni degli analiti investigati in colonna d'acqua si sono rivelate per la maggior parte al di sotto dei limiti di rilevabilità o comunque estremamente ridotte. Confrontando i risultati con i livelli definiti dal D.M. 56/2009 per la qualità delle acque marino-costiere

(Tab. 1/A), emergono valori superiori per il solo mercurio, le cui concentrazioni risultano più elevate dei relativi valori nei campioni considerati²⁰.

L'unico corpo idrico recettore è costituito dal mare del Canale di Sicilia.

Tabella 6.2: Ambiente Idrico Marino, Elementi di Sensibilità e Potenziali Ricettori

Descrizione	Relazione con le Opere a Progetto	
	Interferenza Diretta	Distanza Minima
Qualità delle Acque Marine (Canale di Sicilia)	X	

6.3 SUOLO E SOTTOSUOLO

Nel 1991 sono stati condotti studi geofisici dettagliati volti a caratterizzare gli aspetti geomorfologici, stratigrafici e strutturali, sia superficiali sia profondi, dei fondali sovrastanti il giacimento Vega (Edison-GAS, 1991). Le indagini sono state svolte mediante rilevamento batimetrico con ecoscandaglio e Side Scan Sonar. Al fine di indagare gli strati sedimentari sub-superficiali sono state portate a termine indagini sismiche con Sub-Bottom Profiler e Sparker. Durante il survey Edison-GAS sono stati inoltre prelevati 12 campioni di sedimento mediante campionatore a gravità.

In corrispondenza del Campo Vega il fondale marino presenta una profondità compresa tra circa 118 m e circa 130 m. Tra la piattaforma Vega A e l'area di prevista ubicazione della piattaforma Vega B il fondale si presenta abbastanza regolare nella porzione più orientale mentre presenta una maggiore irregolarità nella porzione occidentale dove sono state evidenziate aree leggermente depresse e altre elevate. I rilevamenti Side Scan Sonar hanno permesso di evidenziare, nella porzione occidentale dell'area di indagine, la presenza di affioramenti di probabile natura organogenica. Tali affioramenti si elevano per circa 1-3 m dai fondali circostanti e sono meno estesi e poco frequenti nella zona orientale prossima alla piattaforma Vega A.

I fondali presenti nell'area del Campo Vega, nei punti campionati, si presentano prevalentemente costituiti da Argille-Siltose. Le analisi condotte sulle porzioni più profonde dei campioni (tra 50 e 100 cm) hanno mostrato un aumento della frazione sabbiosa e in minore misura anche di quella grossolana.

Le opere a progetto interessano in gran parte fondali argillosi. In particolare la piattaforma Vega B sarà localizzata in un'area a sedimenti argillosi caratterizzati da presenza di matrice più grossolana e presenza di affioramenti di modeste dimensioni (decimetrica) sparsi o coperti da strato sedimentario. Alcuni affioramenti rocciosi di rilievo sono presenti a Nord della futura piattaforma Vega B a circa 300-500 m di distanza. Il tracciato delle sealines è rettilineo tra le 2 piattaforme e interessa in prevalenza fondali argillosi con radi affioramenti di piccole dimensioni in aree localizzate.

²⁰ Il valore medio riscontrato per il parametro mercurio è di 0.3 µg/l, a fronte di uno SQA pari a 0.06 µg/l. La concentrazione del parametro misurata in tutti i campioni di sedimento (si veda il successivo Paragrafo 6.2.4.3) è risultata comunque inferiore ai limiti di rilevabilità (0.0005 mg/kg s.s.) e quindi agli SQA indicati dal D.M. 56/2009, pari a 0.3 mg/kg s.s

Nel Marzo 2012 sono stati condotti prelievi di sedimento mediante box-corer volti alla caratterizzazione chimico-fisica dei fondali interessati dalle opere.

La totalità dei sedimenti indagati²¹ è risultata caratterizzata da condizioni ossidanti (range 148-310 mV), con valori degli strati superficiali generalmente più elevati di quelli degli strati più profondi, indice di un buon grado di ossigenazione.

Le concentrazioni dei metalli in tracce sono risultate nella maggior parte dei casi estremamente ridotte. Confrontando tali concentrazioni con i livelli definiti dal D.M. 56/2009 per la qualità dei sedimenti marini²², emergono valori superiori per i soli Cadmio e Arsenico. Per quest'ultimo, in particolare, una pubblicazione relativa all'area dei mud volcanos prossimi alla zona di studio mostra valori di arsenico anche superiori, nell'ordine di 40-70 mg/kg s.s. (Cangemi et Al., "Geochemistry and Mineralogy of Sediments and Authigenic Carbonates from the Malta Plateau, Strait of Sicily – Central Mediterranean : Relationship with Mud/Fluid Release from a Mud Volcano System, Chemical Geology", 2010). Per il Cadmio il superamento si osserva in tutti i campioni analizzati, che hanno mostrato concentrazioni medie pari a 1.23 mg/kg s.s. contro un livello pari a 0.3 mg/kg s.s..

Le concentrazioni di IPA e BTEX sono risultate sempre al di sotto dei limiti di rilevanza strumentale; le concentrazioni di PCB rilevate sono risultate in tutti i campioni estremamente ridotte, e la somma molto al di sotto degli 8 µg/kg s.s. riportati nel D.M. 56/2009.

L'assenza di tossicità dei sedimenti indagati è indicata dai saggi effettuati su *V. fischeri* e *B. plicatilis*, in cui le percentuali di effetto EC20 ed EC50 non sono mai risultate calcolabili.

Nella seguente tabella è riportata la localizzazione degli elementi di sensibilità identificati nelle aree di interesse.

Tabella 6.3: Suolo e Sottosuolo, Individuazione di Ricettori Potenziali ed Elementi di Sensibilità

Descrizione	Relazione con gli Interventi a Progetto		
	Cantiere/Opera	Interferenza Diretta	Distanza minima
Vulcani di Fango e Affioramenti con emissioni di metano	Piattaforma Vega B e Condotte Sottomarine		5 km
Outcrops organogeni	Piattaforma Vega B		500 m
	Condotte Sottomarine		500 m
Sorgenti Sismogenetiche (Sciaci-Giarratana)	Piattaforma Vega B e Condotte Sottomarine		circa 20 km
Eventi Sismici di Magnitudo 4-5 (registrati tra il 1800-2010)	Piattaforma Vega B e Condotte Sottomarine		circa 10-20 km (offshore plateau siculo-maltese)
Eventi Sismici di Magnitudo 5-6 (registrati tra il 1800-2010)	Piattaforma Vega B e Condotte Sottomarine		circa 30-40 km (onshore Sicilia sud-orientale)
Eventi Sismici di Magnitudo 6-7 (registrati tra il 1800-2010)	Piattaforma Vega B e Condotte Sottomarine		circa 100 km (Etna)
Eventi Sismici di Magnitudo 7-8 (registrati tra il 1800-2010)	Piattaforma Vega B e Condotte Sottomarine		circa 200 km (Stretto di Messina)

²¹ I sedimenti sono risultati essere composti da granulometria fine, per lo più silt (dal 46 al 61%).

²² Relativamente alle sostanze prioritarie, di cui alla Tabella 2/A

6.4 ECOSISTEMI NATURALI

La caratterizzazione degli ecosistemi naturali è stata condotta con riferimento a:

- biocenosi bentoniche;
- mammiferi e rettili marini
- risorse per la pesca
- identificazione delle aree protette presenti in area vasta
- identificazione di zone di tutela biologica

La caratterizzazione biocenotica di dettaglio dei fondali dell'area Vega è avvenuta in fasi distinte come di seguito riportato:

- Fase I - reperimento e studio delle informazioni bibliografiche disponibili per l'area vasta;
- Fase II - analisi e interpretazione biocenotica preliminare della Carta Morfobatimetrica e della Carta Geomorfologica e Sedimentologica;
- Fase III - verifica diretta, campionamento e indagini ROV (Remotely Operated Vehicle) e Sonar.

L'analisi biocenotica ha permesso di verificare che la Piattaforma Vega B sarà ubicata in un'area caratterizzata a bassa sensibilità ecologica ("Mosaico di Biocenosi dei Fanghi Terrigeni Costieri (VTC) e radi affioramenti di dimensione decimetrica a Coralligeno (C)". L'area di elevata sensibilità ecologica del "Mosaico di Detritico del Largo Infangato (DL) e affioramenti di dimensione decimetrica a Coralligeno con facies a *Callogorgia verticillata* (C)" è situata a Nord del punto di prevista ubicazione della piattaforma a circa 300 m di distanza.

Il tracciato delle sealine di collegamento tra Vega A e Vega B interesserà prevalentemente aree a bassa sensibilità ecologica caratterizzate da "Fanghi Terrigeni Costieri (VTC), facies a *Funiculina quadrangularis*" e in alcuni tratti "Mosaico di Biocenosi dei Fanghi Terrigeni Costieri (VTC) e radi affioramenti di dimensione decimetrica a Coralligeno (C)". Un breve tratto delle sealines interesserà l'Area 2 caratterizzata da una bassa sensibilità ecologica in corrispondenza dei Fanghi Terrigeni Costieri (VTC) e da una moderata sensibilità ecologica in corrispondenza dei piccoli affioramenti a coralligeno (C) sparsi e di dimensione sub-metrica.

I risultati delle indagini condotte nel Marzo 2012 hanno permesso di calcolare l'indice AMBI. L'indice AMBI - (AZTI Marine Biotic Index), è stato messo a punto primariamente per la definizione dello stato ecologico. I fondali che caratterizzano l'area di intervento possiedono uno **stato ecologico di livello buono-elevato**.

Relativamente ai mammiferi e ai rettili marini, la caratterizzazione mediante analisi bibliografica ha permesso di valutare che l'area del Campo Vega è idonea alla presenza dei cetacei come il Tursiopo, Stenella e Delfino Comune. Aree di svernamento della Balenottera comune sono segnalate a circa di 200 distanza. Tra i rettili marini è possibile il passaggio di *Caretta caretta* specie tipica del Mediterraneo. La presenza del Capodoglio segnalata in tutto il Canale di Sicilia è ritenuta più probabile nelle aree di scarpata ubicate a diversi km di distanza dall'area di progetto.

Per quanto riguarda le risorse ittiche di interesse per la pesca l'analisi bibliografica ha permesso di identificare le principali aree di nursery delle specie ittiche. L'area del campo Vega può essere sede delle fasi di deposizione e nursery della Triglia di fango. Sono state identificate inoltre aree di presenza di acciuga e sardina.

Le principali aree di nurseries in acque siciliane sono localizzate lontano dall'area di previsto intervento. Tali aree sono di fatto tutelate con zone di tutela biologica.

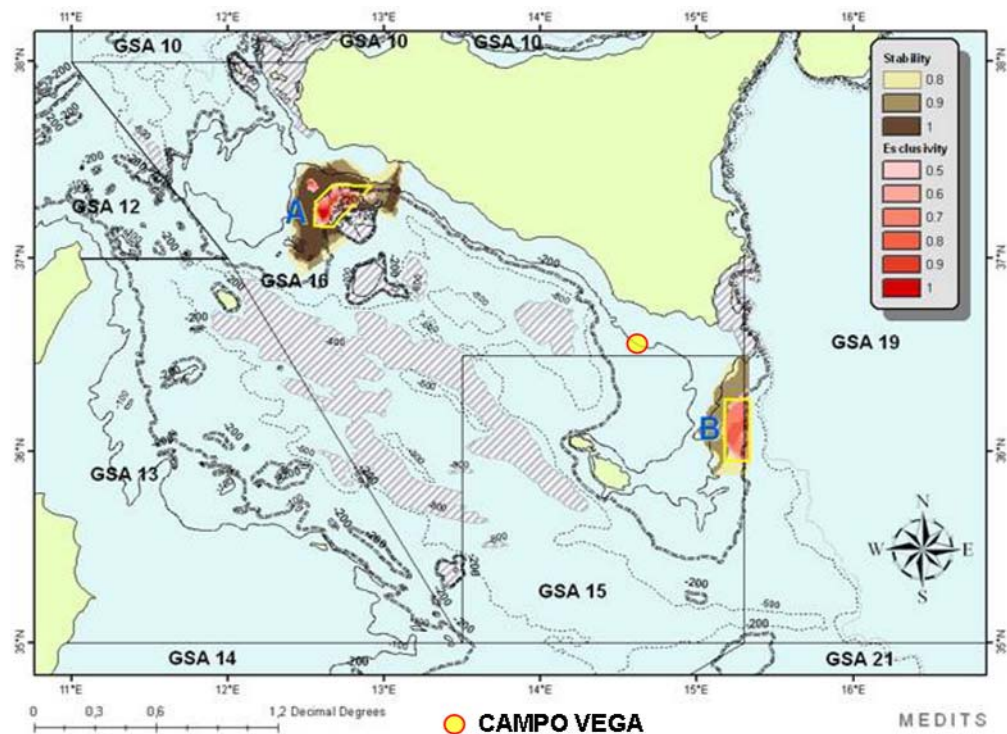


Figura 6.a: Zona di Tutela Biologica per il Nasello

In linea generale, potenziali ricettori ed elementi di sensibilità sono i seguenti:

- aree naturali protette;
- habitat di interesse naturalistico;
- presenza di specie di interesse faunistico.

Si evidenzia che l'opera a progetto è ubicata in alto mare a considerevoli distanze dalle Aree Naturali Protette, dai Siti della Rete Natura 2000 e dalle IBA presenti nell'area vasta in esame: in considerazione delle loro distanze dall'opera a progetto non costituiscono elementi di sensibilità per la presente valutazione di impatto ambientale. La caratterizzazione di dettaglio delle risorse demersali e della fauna ittica così come la caratterizzazione delle biocenosi bentoniche hanno permesso di individuare i seguenti elementi di sensibilità.

Tabella 6.4: Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi, Elementi di Sensibilità e Potenziali Ricettori

Descrizione	Relazione con gli Interventi a Progetto	
	Opera	Distanza minima
Bioconcrezioni organogene	Piattaforma Vega B	circa 300 m
	Sealine Vega A-Vega B	circa 300 m
Principali Aree di Nursery Risorse Demersali del Canale di Sicilia (Garofalo et al., in stampa) e Zone di Tutela Biologica	Campo Vega B	oltre 50 km
Aree di Deposizione e Idonee alla Triglia di Fango	Campo Vega B	potenziale interazione diretta
Aree di Nursery per la Triglia di fango	Campo Vega B	potenziale interazione diretta
Aree di elevata biomassa di Acciuga e Sardina	Campo Vega B	potenziale interazione diretta
Habitat idoneo alla presenza di Stenella, Tursiope e Delfino Comune	Campo Vega B	potenziale interazione diretta
Aree di svernamento per motivi trofici di Balenottera comune (Isola di Lampedusa)	Campo Vega B	circa 200 km
Aree Potenzialmente Idonee alla presenza di Zifio	Campo Vega B	circa 70 km (scarpata orientale della piattaforma siculo – maltese a Sud Est di Capo Passero)
Aree Potenzialmente Idonee alla presenza di Capodoglio (segnalato come "presente" nell'area di progetto; frequenta aree profonde, segnalato per lo più nel Mar Ionio, recentemente nello Stretto di Messina ²³)	Campo Vega B	circa 20 km da aree presumibilmente idonee (scarpata occidentale della piattaforma siculo – maltese ad Ovest del Campo Vega) circa 70 km da aree a presenza documentata (scarpata orientale della piattaforma siculo – maltese a Sud Est di Capo Passero, "confine" col Mar Ionio)

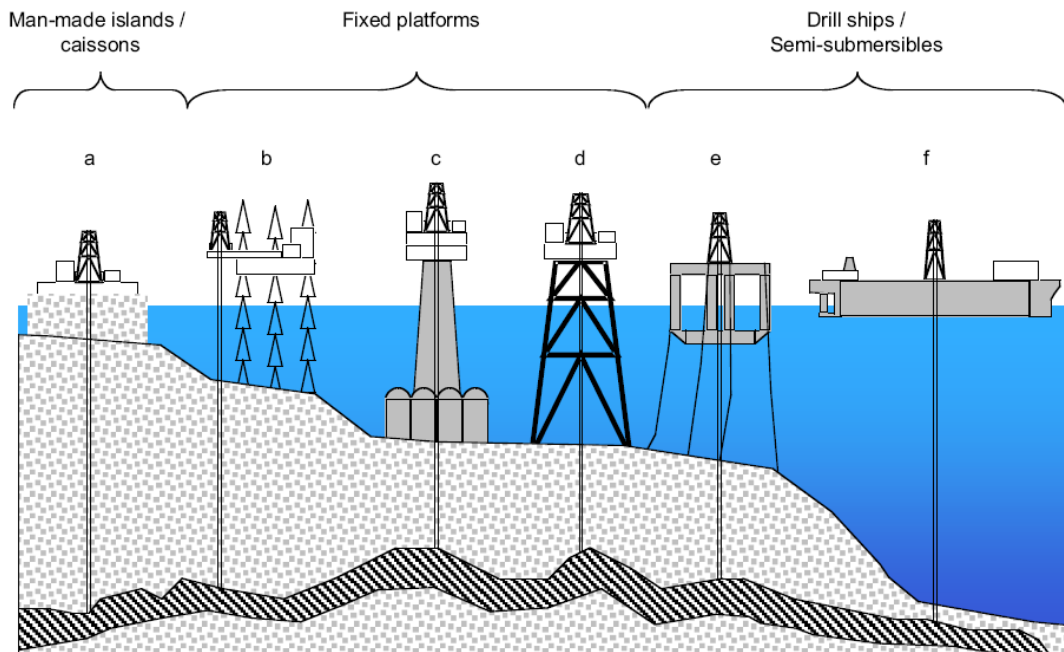
6.5 RUMORE

In considerazione del fatto che le attività di installazione e il successivo esercizio della piattaforma Vega B avverranno in alto mare il Capitolo è stato sviluppato con principale riferimento alla diffusione del rumore in ambiente marino. Obiettivo della caratterizzazione del rumore sottomarino è quello di stabilire gli effetti significativi determinati dall'opera sulla fauna marina, ed in particolare sui mammiferi marini e rettili marini.

²³ Pavan G., La Manna G., Zardin F., Riccobene G., Cosentino G., Speziale F., NEMO Collaboration, 2007. LONG TERM ACOUSTIC MONITORING OF SPERM WHALES OFF CATANIA WITH ONDE. INFN LNS Reports 2006: 148-150.

Per quanto concerne, nello specifico, il rumore associato a impianti di produzione off-shore, si evidenzia innanzitutto che le tipologie di apparecchiature impiegate hanno forme e dimensioni varie. Esse si dividono in tre categorie generali (si veda la figura seguente):

- isole/cassoni artificiali;
- piattaforme fisse;
- navi preposte ad attività di perforazione e rig semi-sommersi.



Note:

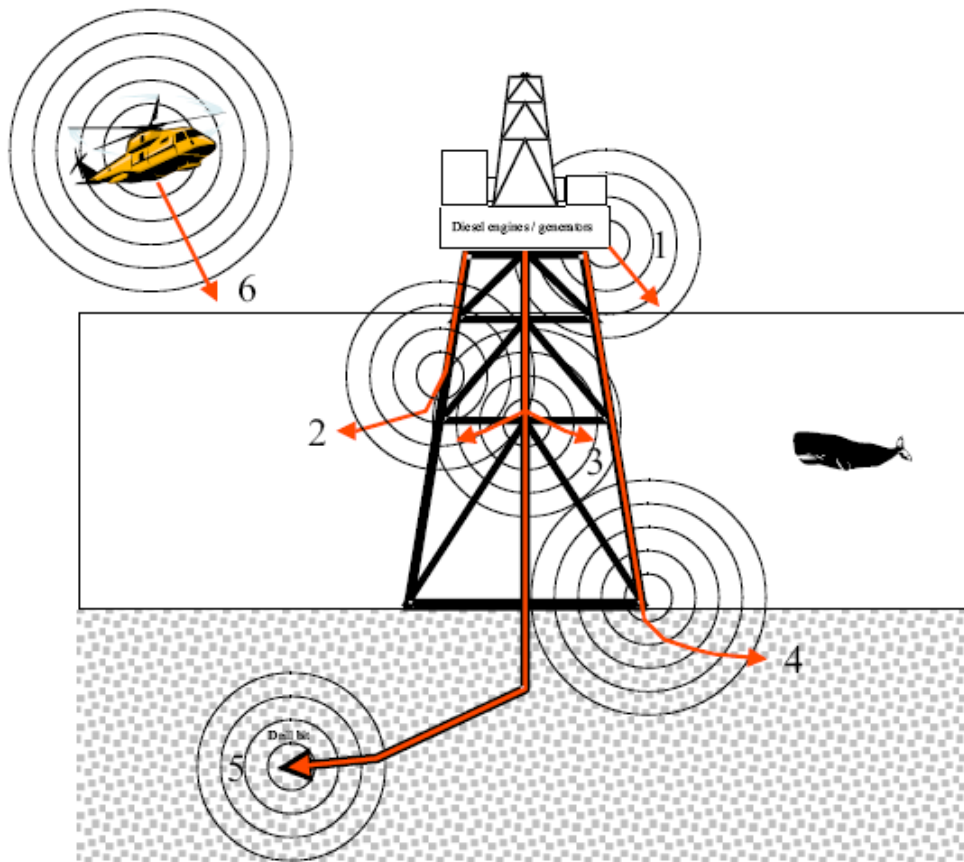
- (a) Man-made island
- (b) Jack-up rig
- (c) Gravity based structure

- (d) Metal jacket
- (e) Semi-submersible rig
- (f) Drill ship

Figura 6.b: Tipologie più comuni di Impianti di Perforazione e Piattaforme (Simmonds et al., 2004)

Le caratteristiche di tali strutture (design e materiali) e le condizioni oceanografiche locali (temperatura, salinità e pressione) influenzano sia la propagazione del suono nella colonna d'acqua che l'intensità con cui viene trasmesso. Generalmente maggiore è la superficie a contatto con l'acqua, maggiore è il rumore che viene trasmesso, così le navi preposte ad attività di perforazione, le installazioni di tipo FPSO (Floating Production Storage and Offloading) e le installazioni semi-sommerse trasmettono più rumore nella colonna d'acqua rispetto alle piattaforme fisse ed alle isole artificiali.

Per quanto riguarda la Piattaforma Vega A e la futura Piattaforma Vega B nella figura seguente sono schematizzate le fonti di rumore tipicamente associate ad una piattaforma fissa.



Note:

- (1) Scarico fumi motori diesel/generatori
- (2) Vibrazioni in acqua attraverso le gambe della piattaforma
- (3) Aste di perforazione
- (4) Vibrazioni verso il fondale
- (6) Rumore da elicotteri e imbarcazioni

Le note (3) e (6) fanno riferimento ad una piattaforma in fase di perforazione

Figura 6.c: Trasmissione del Suono associato a una Piattaforma Fissa

In linea generale, potenziali ricettori ed elementi di sensibilità sono i seguenti:

- presenza di mammiferi marini e rettili marini (presenza di aree di riproduzione, nutrizione, rotte migratorie, etc.);
- aree di deposizione e nursery per le risorse ittiche demersali e pelagiche;

Nella seguente tabella è riportata la loro localizzazione nelle aree di interesse.

Tabella 6.5: Rumore, Elementi di Sensibilità e Potenziali Ricettori

Descrizione	Relazione con gli Interventi a Progetto	
	Opera	Distanza minima
Principali Aree di Nursery Risorse Demersali del Canale di Sicilia (Garofalo et al., in stampa) e Zone di Tutela Biologica	Campo Vega B	oltre 50 km

Descrizione	Relazione con gli Interventi a Progetto	
	Opera	Distanza minima
Aree di Deposizione e Idonee alla Triglia di Fango	Campo Vega B	potenziale interazione diretta
Aree di Nursery per la Triglia di fango	Campo Vega B	potenziale interazione diretta
Aree di elevata biomassa di Acciuga e Sardina	Campo Vega B	potenziale interazione diretta
Habitat idoneo alla presenza di Stenella, Tursiope e Delfino Comune	Campo Vega B	potenziale interazione diretta
Aree di svernamento per motivi trofici di Balenottera comune (Isola di Lampedusa)	Campo Vega B	circa 200 km
Aree Potenzialmente Idonee alla presenza di Zifio	Campo Vega B	circa 70 km (scarpata orientale della piattaforma siculo – maltese a Sud Est di Capo Passero)
Aree Potenzialmente Idonee alla presenza di Capodoglio (segnalato come "presente" nell'area di progetto; frequenta aree profonde, segnalato per lo più nel Mar Ionio, recentemente nello Stretto di Messina ²⁴)	Campo Vega B	circa 20 km da aree presumibilmente idonee (scarpata occidentale della piattaforma siculo – maltese ad Ovest del Campo Vega) circa 70 km da aree a presenza documentata (scarpata orientale della piattaforma siculo – maltese a Sud Est di Capo Passero, "confine" col Mar Ionio)

6.6 ASPETTI SOCIO-ECONOMICI, INFRASTRUTTURE E SALUTE PUBBLICA

La caratterizzazione della componente è stata condotta con riferimento ai seguenti ambiti:

- pesca;
- turismo;
- attività minerarie;
- attività portuali e traffici marittimi;
- salute pubblica.

Relativamente alle attività di pesca sono state analizzate le fonti bibliografiche esistenti relative alla pesca in Sicilia così come nella Repubblica di Malta. In considerazione della distanza dalla costa del Campo Vega solo la pesca a strascico praticata da mezzi d'altura (quindi con licenza oltre le 6 miglia nautiche) e la pesca a circuizione possono interagire con

²⁴ Pavan G., La Manna G., Zardin F., Riccobene G., Cosentino G., Speziale F., NEMO Collaboration, 2007. LONG TERM ACOUSTIC MONITORING OF SPERM WHALES OFF CATANIA WITH ONDE. INFN LNS Reports 2006: 148-150.

le attività a progetto (si evidenzia tuttavia che l'area della Piattaforma Vega A è interdetta a tali attività).

Per quanto riguarda il turismo, altre attività minerarie, traffici marittimi e la salute pubblica non si segnalano elementi di particolare sensibilità.

L'individuazione dei ricettori dei potenziali impatti sono riassunti nel seguito.

Tabella 6.6: Componente Pesca, Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica, Individuazione di Ricettori Potenziali ed Elementi di Sensibilità

Descrizione	Distanza Minima
Zone di Pesca	
Zone di pesca d'altura (strascico oltre le 6 miglia nautiche)	interferenza diretta
Zone di pesca costiera (pesca a circuizione, strascico, artigianale) entro le 6 miglia nautiche	circa 11 km (6 mn)
Popolazione esposta a potenziali rischi per la salute	
Area costiera della Sicilia Sud Orientale	circa 20 km
Zone di transito trasporti marittimi	
Rotte di transito Est-Ovest nel Canale di Malta	interferenza diretta (attuale presenza di area di interdizione alla navigazione pari a 4 km da Vega A)
Rotte di Transito Linea Pozzallo-Malta	indicativamente circa 10-15 km in direzione Est
Attività produttive di rilievo economico	
Aree a Sfruttamento Minerario (Gela, Prezioso e Perla)	circa 54 km in direzione Nord Ovest
Aree turistiche	
aree costiere balneari	circa 20 km
aree marino-costiere (navigazione costiera da diporto e pesca sportiva)	circa 16 km (9 miglia)

7 SINTESI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E DELLE MISURE DI MITIGAZIONE

7.1 IMPATTI E MISURE DI MITIGAZIONE IN FASE DI COSTRUZIONE E PERFORAZIONE

7.1.1 Qualità dell'Aria

Le interazioni tra il progetto e la componente atmosfera possono essere così riassunte:

- rilievo sismico 2D (airgun): emissioni in atmosfera connesse al traffico del mezzo navale di supporto;
- fase di cantiere. Le attività di costruzione della piattaforma Vega B e la posa delle condotte sottomarine determineranno:
 - emissioni di inquinanti gassosi in atmosfera dai motori dei mezzi impegnati nelle attività di costruzione,
 - emissioni in atmosfera connesse al traffico dei mezzi navali di supporto;
- fase di perforazione. Le attività di perforazione sono caratterizzate dall'attività di motori diesel posizionati su mezzi di perforazione e di traffico marittimo per il trasporto dei materiali. Tale fase determinerà:
 - emissioni di inquinanti in atmosfera attraverso i fumi di combustione prodotti dai generatori diesel che alimentano l'impianto di perforazione,
 - emissioni in atmosfera connesse al traffico marittimo indotto;
- fase di esercizio. La coltivazione del giacimento Vega B e la realizzazione delle modifiche progettuali previste presso la piattaforma Vega A determineranno alcune modifiche agli attuali impatti connessi alla coltivazione del giacimento. In particolare:
 - modifica alle emissioni di inquinanti in atmosfera dalle sorgenti presenti su Vega A,
 - emissioni in atmosfera connesse al traffico marittimo e aereo indotto.

Al fine di valutare l'impatto ambientale sono state condotte simulazioni numeriche del fenomeno di dispersione; è stato utilizzato il sistema modellistico CALPUFF, sviluppato dalla Sigma Research Corporation per il California Air Resource Board (CARB).

Dall'analisi effettuata risulta che sulla costa siciliana, anche considerando la sovrapposizione delle ricadute dovute alla perforazione dei nuovi pozzi e all'esercizio dello stato attuale (Vega A), i valori stimati sono **trascurabili**, in quanto le ricadute di inquinanti (NO_x, SO_x, CO e PM₁₀) sono prevalentemente localizzate in prossimità del Campo Vega, come mostrato, a titolo esemplificativo, dalla seguente figura.

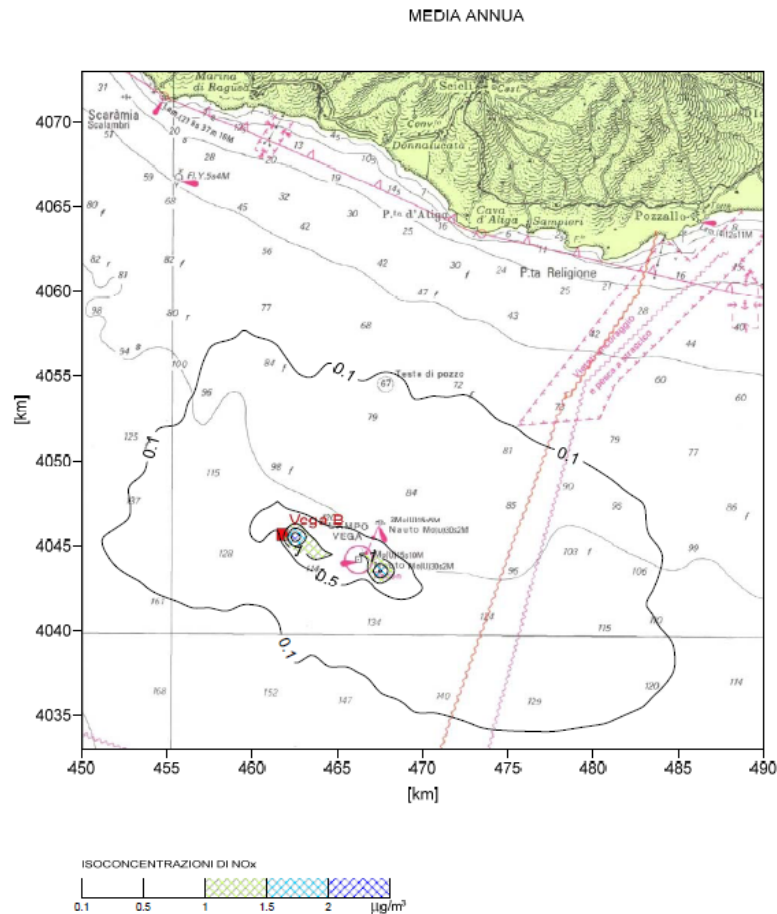


Figura 7.a: Stima delle Ricadute Medie Annuie al Suolo di NO_x in Fase di Perforazione e Esercizio Attuale

7.1.2 Acque Marine

Durante la fase di cantiere le interazioni con le acque marine sono legate fundamentalmente alla sospensione di sedimenti e alla alterazione di torbidità della massa d'acqua in prossimità alle aree di intervento sul fondale marino.

Le valutazioni sono state condotte con l'ausilio del software MIKE 3 a proposito della movimentazione di sedimenti dovuta alle attività di installazione del jacket della piattaforma Vega B.

Gli obiettivi delle simulazioni numeriche effettuate sono state:

- stimare l'entità del fenomeno di sospensione, causa di un temporaneo intorbidimento delle acque per immissione del materiale movimentato, e individuare le zone entro cui il fenomeno è circoscritto;
- valutare lo spessore dei sedimenti movimentati che si ridepositano sul fondale;
- stimare la dispersione a mare dei sedimenti movimentati;

- valutare la durata delle perturbazioni sopraccitate e gli eventuali impatti connessi.

Le simulazioni numeriche mediante software MIKE 3 sono state eseguite per la fase di appoggio delle gambe della piattaforma sul fondale marino, in quanto essa è ritenuta essere l'attività più impattante tra quelle svolte durante la costruzione della piattaforma, la posa delle sealines e la successiva perforazione dei pozzi. Si evidenzia infatti quanto segue:

- le attività di posa delle sealines non genereranno una significativa sospensione di sedimenti in considerazione delle modalità di installazione (semplice posa sul fondale marino delle condotte e dei cavi), della limitata dimensione delle condotte e dei cavi elettrici (condotte da 8'' e 4'' e cavi di diametro pari ad alcuni decimetri) e delle limitate velocità di posa e quindi di impatto sul fondale (di norma pari a circa 1 km/giorno);
- la fase di infissione e cementazione dei pali di fondazione delle gambe del jacket così come l'infissione dei conductor pipes comporterà un limitato interessamento di fondale (tubi di diametro pari a circa 2.5 m) e quindi sospensione di sedimenti minima. La cementazione avverrà attraverso linee di cementazione preinstallate sul jacket e la tenuta del cemento nell'intercapedine sarà garantita attraverso sistemi di ritenuta attivi (inflatable packers) o passivi (grout seals) installati nella parte terminale degli sleeves;
- la fase di perforazione dei 4 pozzi avverranno all'interno dei conductor pipe (preventivamente installati mediante battitura) e non comporteranno alcuno scarico in mare di fanghi di perforazione (configurazione "zero discharge" dell'impianto di perforazione).

Sulla base dei risultati delle simulazioni effettuate non si rilevano particolari criticità, né per quanto concerne la risospensione di sedimenti, né per quanto riguarda il deposito, e non si stimano dunque potenziali effetti negativi sullo stato di qualità delle acque marine. L'impatto associato è ritenuto dunque di **moderata entità**, temporaneo e reversibile.

7.1.3 Suolo e Sottosuolo

Durante la fase di cantiere e di perforazione le interazioni tra il progetto e la componente suolo e sottosuolo possono essere così riassunte:

- utilizzo di materie prime e interazione con il fondale marino;
- produzione di rifiuti e immissione di sostanza organica e di nutrienti nei sedimenti;
- occupazione/limitazioni d'uso di fondale marino.

Il principale impatto è legato alle interazioni con il fondale marino durante le attività di cantiere ed in particolare alla movimentazione di sedimenti marini e alla potenziale variazione morfologica del fondale.

Le simulazioni condotte mediante il Software MIKE hanno permesso di:

- valutare lo spessore dei sedimenti movimentati che si ridepositano sul fondale;
- stimare la dispersione a mare dei sedimenti movimentati.

La stima degli impatti connessi alla movimentazione di fondale e alla successiva rideposizione dei sedimenti nei due scenari di riferimento (Scenario S1 rappresentativo delle condizioni di corrente tipica dell'area e Scenario S2 di condizioni di calma) mostra che per quanto riguarda lo spessore dello strato di sedimenti (sabbie e ghiaia fine) depositati sul fondo, si possono prevedere valori di circa 5 cm nei primi 10 m dalle gambe della

piattaforma, con picchi comunque inferiori a 10 cm. Ad una distanza di circa 25 m il deposito dei sedimenti è trascurabile (inferiore a 1 cm).

Si sottolinea che le simulazioni numeriche mediante software MIKE 3 sono state eseguite per la fase di appoggio delle gambe della piattaforma sul fondale marino, in quanto essa è stata ritenuta essere l'attività più impattante tra quelle svolte durante la costruzione della piattaforma, la posa delle sealines e la successiva perforazione dei pozzi. Si evidenzia infatti quanto segue:

- le attività di posa delle sealines non genereranno una significativa sospensione di sedimenti in considerazione delle modalità di installazione (semplice posa sul fondale marino delle condotte e dei cavi), della limitata dimensione delle condotte e dei cavi elettrici (condotte da 8" e 4" e cavi di diametro pari ad alcuni decimetri) e delle limitate velocità di posa e quindi di impatto sul fondale (di norma pari a circa 1 km/giorno). Le variazioni morfologiche del fondale saranno del tutto trascurabili (tale stima è peraltro confermata dalle indagini ROV condotte durante i survey di Settembre 2011 lungo le sealines esistenti tra Vega A e FSO);
- la fase di infissione e cementazione dei pali di fondazione delle gambe del jacket comporterà un limitato interessamento di fondale (tubi di diametro pari a circa 2.5 m) e quindi sospensione di sedimenti minima e trascurabile rispetto alla posa del jacket sul fondale;
- la fase di perforazione dei 4 pozzi avverranno all'interno dei conductor pipe (preventivamente installati mediante battitura) e non comporteranno alcuno scarico in mare di fanghi di perforazione (configurazione "zero discharge" dell'impianto di perforazione). Anche questo caso non si prevedono variazioni morfologiche di rilievo (aspetto peraltro confermato grazie alle indagini ROV condotte durante i survey di Settembre 2011 presso alcune teste pozzo del campo Vega).

Si evidenzia infine che le fasi di cantiere e perforazione saranno caratterizzate dall'utilizzo di linee di ancoraggio per il mantenimento in posizione dei mezzi marittimi e di perforazione (la posa delle sealines potrebbe avvenire anche in posizionamento dinamico). L'utilizzo degli ancoraggi comporta un'interazione con il fondale in grado di causare modificazioni, seppur limitate, sul fondale marino che in genere hanno l'aspetto di avvallamenti (impronta delle ancore) e tracce sul fondale di diversi metri di lunghezza (in genere alcune centinaia di metri di appoggio sul fondale delle linee).

In considerazione di quanto sopra si ritiene che l'impatto sulla componente suolo e sottosuolo associato alla fase di cantiere e perforazione sia di **lieve entità**.

Relativamente alla produzione di rifiuti sull'impianto di perforazione oltre alla produzione di fanghi avrà luogo comunque la produzione di altri rifiuti che possono essere ritenuti di modesta quantità e comunque sempre gestiti e smaltiti nel rispetto della normativa vigente.

In considerazione di quanto sopra riportato si ritiene che l'impatto associato alla produzione di rifiuti durante la perforazione sia di **entità moderata**.

7.1.4 Ecosistemi Naturali e Rumore Sottomarino

I principali impatti sugli ecosistemi naturali durante la fase di cantiere e perforazione possono essere così riassunte:

- impatti diretti sugli organismi marini bentonici connessi all'installazione della piattaforma Vega B e installazione delle sealines sul fondale marino;
- effetti sugli organismi marini connessi alla produzione di emissioni sonore sottomarine da mezzi e macchinari e da traffico marittimo indotto durante le fasi di costruzione e perforazione e durante le fasi preliminari di rilievo geofisico.

Relativamente ai potenziali impatti sulle biocenosi bentoniche sia la Piattaforma Vega B e le sealine a progetto non interessano aree di elevato pregio naturalistico. Le aree più sensibili sono state identificate e caratterizzate (ubicata a circa 300 m a Nord).

In considerazione dell'ubicazione degli elementi di sensibilità e dei risultati delle valutazioni condotti per la qualità delle acque e per il suolo e sottosuolo, l'impatto sulle biocenosi bentoniche connesso alla movimentazione di sedimenti marini durante le fasi di cantiere e di perforazione è di **lieve entità** e comunque temporaneo e reversibile.

Per quanto riguarda la produzione di rumore Al fine di caratterizzare le sorgenti sonore che durante la sismica 2D e la fase di installazione del campo Vega B contribuiranno alla produzione di rumore sottomarino sono state consultate le seguenti fonti bibliografiche:

- Southall et al. (2007), "Marine Mammal Noise Exposure Criteria: Initial Scientific Recommendations", recentemente pubblicato con il supporto della European Association for Aquatic Mammals, Alliance of Marine Mammal Parks and Aquariums e International Marine Animal Trainer's Association;
- OSPAR (2009) "OSPAR Commission: Overview of the impacts of anthropogenic underwater sound in the marine environment", della Convenzione per la Protezione dell'Ambiente Marino del Atlantico Nord Orientale;
- DECC-UK United Kingdom (2011) "Review and Assessment of Underwater Sound Produced from Oil and Gas Sound Activities and Potential Reporting Requirements under the Marine Strategy Framework Directive", realizzato per il Dipartimento dell'Energia e del Cambiamento Climatico del Regno Unito (www.og.decc.gov.uk).

Le attività che comporteranno la maggiore produzione di emissioni sonore e per le quali si procederà nei paragrafi seguenti ad effettuare la valutazione dell'impatto sono:

- rilievo sismico 2D realizzato con una nave da ricerca sismica, singolo airgun array da circa 2.6 l di volume massimo (4 airgun in batteria);
- fase di battitura dei pali di fondazione con battipalo idraulico sottomarino (in quanto rappresentativa di eventi impulsivi ad elevata energia);
- fase di perforazione (in quanto rappresentativa di significative emissioni sonore su un lungo periodo pari a circa 280 giorni di effettiva perforazione).

Relativamente al rilievo sismico 2D, dall'analisi dei dati di progetto le caratteristiche degli airgun previsti per il survey di Vega B rientrano nella categoria di sorgenti a bassa energia. Secondo le esperienze di NOAA-NFS-USGS²⁵ a 100 m di distanza dalla sorgente il livello di pressione sonora ricevuta è minore di 180 dB re 1µPa (rms). Un livello ricevuto di pressione sonora pari a 180 dB re 1µPa (rms) è equivalente a un'energia sonora pari a 170 dB SEL (NOAA-NFS-USGS, 2011).

Confrontando i valori di emissione con i valori di soglia (SEL) proposti da Southall et al. (2007) e ISPRA (2012) si possono prevedere fenomeni di risposta comportamentale da parte dei cetacei che possono essere presenti nell'area di intervento (soprattutto tursiope, delfino comune e stenella). Danni uditivi temporanei (TTS) sono potenzialmente verificabili solo nel caso in cui gli esemplari siano esposti all'energizzazione di un airgun ad brevissima distanza: la soglia SEL per tutti i cetacei è pari a circa 183 dB re 1µPa² mentre per airgun a ridotto volume (bassa energia) sono stati valutati SEL pari a 175 dB re:1µPa² s a circa 25 m dalla sorgente e di 180 dB re:1µPa² s in corrispondenza della sorgente stessa.

L'impatto sui cetacei può essere ritenuto di **lieve entità in considerazione della breve durata delle indagini sismiche, del ridotto volume di esercizio dell'airgun array e grazie all'adozione delle misure mitigative** applicabili al progetto in esame proposte da ACCOBAMS (in particolare soft-start e presenza di Marine Mammal Observer). Si evidenzia soprattutto che le attività di rilevamento sismico 2D avverranno in tempi molto brevi (si possono stimare circa 13 ore di effettiva energizzazione da parte degli airgun) e su aree limitate (circa 10 km²).

Le attività di battitura per l'infissione dei pali di fondazione del jacket di Vega B avverranno mediante battipalo idraulico in ambiente sottomarino mentre quelle di battitura dei conductor pipes con battipalo tradizionale. I livelli di emissioni alla sorgente variano tra circa 210 dB (re 1 µPa a 1 m) fino a circa 260 dB (re 1 µPa a 1 m). Confrontando i valori di emissione con i valori di soglia (SEL) proposti da Southall et al. (2007) e ISPRA (2012) si possono prevedere sicuramente fenomeni di risposta comportamentale da parte dei cetacei che possono essere presenti nell'area di intervento (soprattutto tursiope, delfino comune e stenella). Danni uditivi sono potenzialmente verificabili nel caso in cui gli esemplari transitino in zone prossime al battipalo.

L'impatto sui cetacei può essere ritenuto di **moderata entità in considerazione della temporaneità dell'attività e grazie all'adozione delle misure mitigative** applicabili al progetto in esame proposte da ACCOBAMS (in particolare soft-start e presenza di Marine Mammal Observer). Si evidenzia in ogni caso che le attività di battitura dei pali di fondazione e dei conductor pipe avverranno mediamente in tempi relativamente brevi (si possono stimare circa 8 ore a palo sulla base di dati di progetti simili).

Per quanto riguarda l'impianto di perforazione OSPAR (2009; e bibliografia in essa citata) riporta quanto segue:

- piattaforme di perforazione: 115 dB re 1 µPa a 405 m di distanza e 117 dB re 1 µPa a 125 m di distanza (con energia principale nel range 31-62 Hz 1/3 ottava);

²⁵ NOAA-NFS-USGS, 2011, Final Programmatic Environmental Impact Statement/ Overseas Environmental Impact Statement for Marine Seismic Research Funded by the National Science Foundation or Conducted by the U.S. Geological Survey, June 2011

- impianti di perforazione galleggiante semi-affondanti: 190 dB re 1 μ Pa RMS a 1 m (1 Hz – 10 kHz), che include sia sorgenti connesse strettamente alla perforazione ma soprattutto quelle legate ai propulsori per il posizionamento dinamico del vessel.

L'impianto di perforazione che si prevede possa essere utilizzato per lo sviluppo del Campo Vega B potrà essere di tipo di tipo semi-galleggiante (TAD) o "fast move" (installato sulla piattaforma Vega B). Ai fini della stima di impatto sono stati considerati in via cautelativa i livelli di rumore disponibili in letteratura (OSPAR, 2009; DEEC-UK, 2011) per impianti semi-galleggianti.

Come evidenziato sopra i livelli medi di emissione alla sorgente possono raggiungere i 190 – 195 dB re 1 μ Pa RMS a 1 m (1 Hz – 10 kHz). Si evidenzia che tali valori sono soprattutto legati al funzionamento dei propulsori per il posizionamento dinamico. Anche nel caso in cui per lo sviluppo di Vega B venga impiegato un impianto TAD si evidenzia che esso sarà ancorato e dunque i livelli di emissione sonora saranno sensibilmente inferiori. Confrontando i valori di emissione con i valori soglia di danno per sorgenti non impulsive proposti da Southall et al. (2007) si può assumere che i cetacei probabilmente presenti nell'area di intervento (soprattutto tursiope, delfino comune e stenella) non subiranno danni uditivi e potranno manifestare in ogni caso risposte comportamentali variabili in funzione della specie.

L'impatto sui cetacei può essere ritenuto cautelativamente quindi di **moderata entità**.

7.1.5 Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica

Le interazioni tra il progetto e la componente durante la fase di cantiere e perforazione possono essere così riassunte:

- limitazioni/perdite d'uso dell'area marina e dei fondali;
- disturbi al traffico marittimo;
- incremento dell'occupazione conseguente alle opportunità di lavoro connesse alle attività di costruzione e perforazione;
- emissioni sonore e sviluppo di polveri e inquinanti.

La realizzazione delle indagini geofisiche preliminare richiede tempi molto brevi (circa 3 giorni) e non comporterà interferenze significative con la componente.

Relativamente alle limitazioni/perdite d'uso dell'area marina e dei fondali l'area di piattaforma continentale interessata dal Campo Vega, secondo le informazioni bibliografiche disponibili, è caratterizzata dalla potenziale presenza di aree di pesca per la triglia (pesca a strascico) e per il pesce azzurro come acciughe e sardine (pesca a circuizione) ma, in considerazione delle distanze da costa e quindi dai tempi e costi necessari a raggiungere le zone di cala, e dalla presenza ormai da alcuni decenni dell'interdizione alla navigazione e pesca connessa a Vega A si ritiene che l'impatto associato alla limitazione d'uso di area marina sia di entità **trascurabile**.

Relativamente ai disturbi al traffico marittimo le interferenze con traffico marittimo sono connesse all'incremento di mezzi navali, costantemente presenti durante le fasi di installazione e perforazione e periodicamente in fase di esercizio. L'area del Canale di Sicilia in cui si localizza il Campo Vega costituisce una zona di transito Est-Ovest tra il Mediterraneo occidentale e quello orientale. Poiché la piattaforma Vega A è in esercizio

dagli anni '80 l'area di prevista ubicazione di Vega B sarà di fatto in parte compresa all'interno dell'area di interdizione di 4 km stabilita con ordinanza della CP Pozzallo. Si ritiene che gli impatti sul traffico marittimo connessi all'incremento di mezzi navali durante le fasi di installazione e perforazione e periodicamente in fase di esercizio **non saranno significativi**.

Relativamente all'incremento dell'occupazione conseguente alle opportunità di lavoro connesse alle attività di costruzione e perforazione la realizzazione del progetto comporta una richiesta di manodopera essenzialmente ricollegabile a:

- attività di costruzione del jacket e del deck che verranno realizzate in aree di cantiere a terra. La localizzazione delle attività di cantiere può essere definita solo in fase di avanzata progettazione e a valle dell'ingegneria esecutiva (alcune aree portuali della Sicilia sono potenzialmente idonee, ed hanno già in passato ospitato, attività di questo genere): il numero di addetti che potranno essere coinvolti non è al momento noto ma è elevata la probabilità che tali attività comportino un positivo impatto a livello locale;
- attività di installazione con mezzi marittimi presso l'area marina di previsto sviluppo del campo Vega B: in considerazione dei mezzi previsti e descritti nel Quadro di Riferimento Progettuale si stima un numero totale di addetti di alcune centinaia (nave posatubi e impianto di perforazione) senza considerare i mezzi di supporto alle operazioni. In considerazione della tipologia di lavoro si tratterà di manodopera specializzata che nel caso dei mezzi di installazione non avrà ripercussioni a livello locale (regionale). Le attività di supporto navale (rimorchiatori e supply vessel) potranno invece essere con molta probabilità garantiti da aziende locali presenti nei principali porti industriali della Sicilia.

Durante la fase di esercizio poiché la Piattaforma Vega B sarà non presidiata non si prevedono significativi incrementi occupazionali.

In considerazione di quanto sopra riportato, l'impatto di segno positivo sull'occupazione, connesso alla creazione di opportunità di lavoro in fase di realizzazione dell'opera risulta quindi di **lieve entità** e limitato nel tempo. Durante la fase di esercizio non si attendono impatti positivi significativi.

Infine relativamente alla **salute pubblica** la produzione di inquinanti connessa alla realizzazione del progetto in esame e gli eventuali effetti sulla salute pubblica possono essere in sintesi collegati alle emissioni di inquinanti da attività di cantiere e perforazione.

Per quanto riguarda le emissioni di inquinanti in fase di perforazione e la stima delle relative ricadute al suolo, si noti che l'impatto sulla componente Atmosfera dovuto alle attività sopra indicate è stato trattato nel paragrafo relativo alla qualità dell'aria. In base alle simulazioni condotte l'impatto è risultato assolutamente **trascurabile**, temporaneo e reversibile.

Per quanto concerne le emissioni di inquinanti in fase di esercizio, come indicato paragrafo relativo alla qualità dell'aria, le ricadute al suolo risultano assolutamente trascurabili (ricadute di diversi ordini di grandezza inferiori rispetto ai limiti normativi).

Gli indicatori utilizzati per la stima di tali impatti possono essere considerati indicatori dell'eventuale impatto sulla salute pubblica che risulta dunque essere **non significativo**.

7.2 IMPATTI E MISURE DI MITIGAZIONE IN FASE DI ESERCIZIO

7.2.1 Qualità dell'Aria

La coltivazione del giacimento Vega B e la realizzazione delle modifiche progettuali previste presso la piattaforma Vega A determineranno alcune modifiche agli attuali impatti connessi alla coltivazione del giacimento. In particolare:

- modifica alle emissioni di inquinanti in atmosfera dalle sorgenti presenti su Vega A,
- emissioni in atmosfera connesse al traffico marittimo e aereo indotto.

Per fornire la potenza elettrica necessaria al funzionamento delle due piattaforme è prevista la sostituzione del sistema di generazione di energia elettrica esistente su Vega A con impianti maggiormente performanti di nuova generazione (da installare sempre su Vega A). Si prevede la dismissione dei 4 motori Caterpillar e l'installazione di nuovi motori secondo la seguente configurazione base:

- No. 2 gruppi elettrogeni con motori a gas alimentati con il gas di giacimento;
- No. 2 gruppi elettrogeni con motori diesel.

In alternativa potranno essere valutati gruppi elettrogeni di tipologia "dual fuel", in grado cioè di essere alimentati sia a gas di giacimento che a diesel, questa soluzione tecnica, in termini di emissioni in fase di esercizio, è del tutto analoga alla configurazione base sopra riportata.

Durante il futuro esercizio del complesso produttivo Vega A+Vega B non si prevedono sorgenti di emissione in atmosfera installate sulla piattaforma Vega B.

Al fine di stimare l'impatto indotto sulla qualità dell'aria dalle emissioni associate all'esercizio del complesso produttivo Vega A + Vega B previsto nella nuova configurazione di esercizio sono state condotte analisi dettagliate sulla dispersione degli inquinanti tramite il modello Calpuff. La stima dell'impatto è stata condotta effettuando la simulazione di dispersione degli inquinanti connessi a:

- l'esercizio della piattaforma Vega A nello stato attuale di funzionamento;
- l'esercizio del complesso produttivo Vega A + Vega B nello stato futuro in 2 diversi scenari, uno relativo al funzionamento di normale esercizio (motori a gas), uno relativo al caso di back up (motori diesel).

Per la previsione dell'impatto sulla qualità dell'aria in fase di esercizio, sono stati analizzati 3 diversi scenari:

- funzionamento della piattaforma Vega A nell'assetto attuale;
- normale esercizio (motori a gas) del complesso produttivo Vega A + Vega B nel primo anno di esercizio, nel quale risulteranno massimi i valori di produzione;
- caso di back-up (motori diesel) del complesso produttivo Vega A + Vega B, sempre con riferimento al primo anno di esercizio.

I risultati delle analisi eseguite per il normale esercizio mostrano, per quanto concerne l'NOx, che grazie alla sostituzione del sistema di generazione di energia elettrica con impianti maggiormente performanti, i valori massimi di ricaduta in prossimità del campo

Vega (sia per la media annua che per il percentile delle massime orarie) inferiori a quelli stimati per lo stato attuale. In prossimità della costa le ricadute sono trascurabili in entrambi gli scenari.

Per quanto riguarda gli altri inquinanti (SO_x, Polveri e CO), emessi per la maggior parte dal combustore e dalla torcia di sicurezza, nello scenario futuro di normale esercizio si osservano in prossimità del campo Vega ricadute leggermente superiori a quelle stimate per lo stato attuale. Si evidenzia che le ricadute sulla costa sono comunque assolutamente trascurabili.

Sulla base delle simulazioni condotte si stima che l'impatto sulla qualità dell'aria dovuto al normale esercizio del complesso produttivo Vega A + Vega B sia **trascurabile**.

I risultati delle analisi eseguite per lo scenario di back-up (motori diesel) mostrano che per tutti gli inquinanti simulati in prossimità del campo Vega ricadute superiori a quelle stimate per lo stato attuale e per lo stato futuro in normale esercizio (motori a gas). Si evidenzia che le ricadute sulla costa sono comunque trascurabili.

Sulla base delle simulazioni condotte si stima dunque che l'impatto sulla qualità dell'aria, anche in caso di utilizzo dei motori diesel e di invio in torcia del massimo eccesso di gas (scenario di back-up simulato cautelativamente per un intero anno), sia **trascurabile**.

7.2.2 Acque Marine

La realizzazione del progetto potrà determinare potenziali perturbazioni all'ambiente marino durante la fase di esercizio in conseguenza prevalentemente di prelievi e scarichi idrici.

- rilascio di metalli da anodi sacrificali;
- eventuali spillamenti e spandimenti accidentali.

L'esercizio del complesso produttivo Vega A + Vega B comporterà essenzialmente un consumo di acqua di mare per il raffreddamento dei motori, per la produzione di acqua dolce ad uso civile e acqua di mare antincendio su Vega A analogamente a quanto accade attualmente per l'esercizio di Vega A.

A tal riguardo, tenendo in considerazione che la nuova Piattaforma Vega B sarà non presidiata si ritiene che i prelievi idrici si manterranno quantitativamente analoghi a quelli dell'attuale assetto produttivo.

In considerazione di quanto sopra **non si prevedono impatti significativi** sulla componente.

Analogamente al prelievo di acque di mare anche per gli scarichi idrici non si prevedono significative variazioni rispetto all'attuale assetto produttivo di Vega A.

La piattaforma Vega B, sarà dotata di in particolare di:

- sistema di drenaggi chiusi per la raccolta di idrocarburi in caso di interventi di manutenzione, costituito da un sistema di raccolta e da un serbatoio, con rilancio in produzione tramite pompe;
- sistema di drenaggi aperti, costituito da un serbatoio di raccolta degli scarichi provenienti dalle ghiotte e dai drenaggi posizionati in aree pericolose. L'eventuale fase oleosa che si separa nel serbatoio nei livelli superiori per effetto di sedimentazione, verrà periodicamente rimossa e smaltita tramite pompa portatile e successivo caricamento su bettolina di servizio. I drenaggi di piano localizzati in area non pericolosa verranno raccolti e inviati al tubo separatore (sea-sump).

- serbatoio di raccolta dei drenaggi dall'eliporto, con periodico allontanamento mediante bettolina.

La piattaforma Vega B sarà dotata di servizi igienici, utilizzati in maniera saltuaria data l'assenza di personale a bordo nelle normali condizioni operative. Si evidenzia, inoltre, che non è previsto lo scarico a mare delle acque grigie e nere prodotte, che verranno raccolte e smaltite tramite bettolina.

In considerazione di quanto sopra **non si prevedono impatti significativi** sulla componente.

Impatti di **lieve entità** sono stati stimati relativamente al rilascio di metalli da anodi sacrificali;

Relativamente ad eventuali spillamenti e spandimenti accidentali il complesso produttivo Vega è dotato di uno specifico "Piano di Emergenza per l'Antinquinamento Marino". Dal 1987 ad oggi non risultano essere avvenuti sversamenti di prodotti idrocarburici a mare.

7.2.3 Suolo e Sottosuolo

In fase di esercizio il principale impatto sulla componente è connesso all'occupazione/limitazioni d'uso di fondale marino per la presenza della Piattaforma Vega B e delle condotte sottomarine.

In considerazione della distanza da costa delle opere a progetto e del fatto che lo sviluppo del Campo Vega B insisterà in un'area limitrofa all'attuale Campo Vega A (dove di fatto è già limitato il transito marittimo e quindi la fruibilità del fondale marino sottostante) l'aumento di superficie occupata in fase di cantiere, in fase di perforazione e quindi anche fase di esercizio non sembra essere tale da comportare impatti significativi sulla componente suolo e sottosuolo.

Altri impatti sono stati valutati relativamente a:

- immissione di sostanza organica e di nutrienti nei sedimenti;
- potenziale contaminazione del fondale per effetto del rilascio di metalli dalle strutture in fase di esercizio.

Come riportato nel precedente paragrafo per quanto riguarda gli scarichi idrici non si prevedono significative variazioni rispetto all'attuale assetto produttivo di Vega A. La piattaforma Vega B sarà dotata di servizi igienici, utilizzati in maniera saltuaria data l'assenza di personale a bordo nelle normali condizioni operative. Si evidenzia, inoltre, che non è previsto lo scarico a mare delle acque grigie e nere prodotte, che verranno raccolte e smaltite tramite bettolina. In considerazione di quanto sopra non si prevedono impatti sulla componente.

Relativamente al rilascio di metalli grazie ai monitoraggi effettuati per piattaforme esistenti si può ritenere che l'impatto potenziale di alterazione delle caratteristiche di qualità dei sedimenti marini sia da considerarsi localizzato e di **moderata entità**.

7.2.4 Ecosistemi Naturali e Rumore Sottomarino

In fase di esercizio le interazioni tra il progetto e la componente possono essere così riassunte:

- effetti sugli organismi marini connessi allo scarico di effluenti liquidi;

- effetti sugli organismi marini connessi allo rilascio di metalli in mare;
- effetti sugli organismi marini connessi a potenziali spillamenti/spandimenti;
- effetti sugli organismi marini connessi alla produzione di emissioni sonore sottomarine da mezzi e macchinari e da traffico marittimo indotto.

Relativamente allo scarico di effluenti liquidi l'impatto sulla componente è stato valutato di **moderata entità** in quanto si protrarrà per l'intera vita di funzionamento degli impianti del complesso produttivo Vega A+B.

Per quanto riguarda l'immissione di metalli (prevalentemente Alluminio) connessa alla dissoluzione degli anodi sacrificali l'impatto sugli organismi marini bentonici connesso al rilascio di metalli da anodi scarificali è ritenuto di **lieve** entità (l'utilizzo di anodi scarificali di nuova generazione a basso contenuto di Zinco costituisce la primaria misura di mitigazione volta al contenimento degli impatti sull'ecosistema marino).

Durante la fase di esercizio delle piattaforme fisse Vega A e Vega B le emissioni di rumore saranno contenute e limitate alla trasmissione del rumore e delle vibrazioni connesse al funzionamento dei macchinari e alle attività realizzate sulla piattaforma. Il livello di rumore prodotto da una piattaforma in produzione è sensibilmente inferiore a quello prodotto dagli impianti di perforazione e dalle attività di installazione descritte nei paragrafi precedenti. L'impatto sui cetacei così come sulla fauna marina in genere può essere ritenuto di **lieve entità**.

7.2.5 Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica

Durante la fase di esercizio le interazioni principali tra il progetto e la componente possono essere così riassunte:

- limitazioni/perdite d'uso dell'area marina e dei fondali;
- emissioni in atmosfera ed emissioni sonore;
- incremento occupazionale diretto e indotto;
- interferenze con il traffico marittimo;
- incremento della produzione di idrocarburi;
- spillamenti/spandimenti accidentali.

Relativamente alle limitazioni/perdite e d'uso dell'area marina e dei fondali così come ai disturbi al traffico marittimo, analogamente a quanto valutato in fase di cantiere e perforazione l'impatto è stato valutato come **trascurabile**.

Durante la fase di esercizio poiché la Piattaforma Vega B sarà non presidiata non si prevedono significativi incrementi occupazionali.

Relativamente alla **salute pubblica** la produzione di inquinanti connessa alla fase di esercizio, come indicato relativamente alla qualità dell'aria (nei paragrafi precedenti), le ricadute al suolo risultano assolutamente trascurabili (ricadute di diversi ordini di grandezza inferiori rispetto ai limiti normativi). Gli indicatori utilizzati per la stima di tali impatti possono essere considerati indicatori dell'eventuale impatto sulla salute pubblica che risulta dunque essere **non significativo**.

Infine per quanto riguarda la produzione nazionale di idrocarburi, lo sviluppo del Campo Vega B permetterà, nel primo anno di esercizio, di triplicare la produzione di greggio rispetto ai volumi attualmente estratti da Vega A. La produzione ha un trend negativo che col passare degli anni calerà ma permetterà tuttavia di mantenere ancora per 15 anni la produzione attuale di Vega A (che ovviamente calerebbe drasticamente senza lo sfruttamento dei nuovi 4 pozzi).

Ai fini della stima degli impatti positivi connessi alla realizzazione del Campo Vega B si evidenzia che:

- la caratterizzazione del mercato energetico evidenzia un continuo aumento di richiesta di risorse energetiche sia a livello mondiale sia nazionale;
- il Campo Vega B si sviluppa al di fuori delle aree di divieto indicate dal D.Lgs 128/2010 all'interno delle acque nazionali;
- lo sviluppo del Campo Vega B è in grado di garantire una produzione prevista di circa 16.9 milioni di barili tra il 2016 e il 2037 rivestendo quindi un ruolo fondamentale nell'assicurare i fabbisogni energetici del Paese.

In considerazione di quanto sopra l'impatto sull'economia nazionale e quindi sulla componente socio-economica è ritenuto **di segno positivo**.

8 IMPATTI TRANSFRONTALIERI

Le coste della Repubblica di Malta distano tra circa 60 e 70 km nel settore compreso tra Sud-Ovest e Sud. Il limite delle acque territoriali maltesi (12 mn dalla linea di base maltese) è ubicato a circa 20 mn dalla piattaforma Vega B.

In considerazione delle valutazioni effettuate nei precedenti Capitoli non si prevedono impatti transfrontalieri che possano interferire con lo stato ambientale della Repubblica di Malta.

9 VALUTAZIONI CONCLUSIVE

Nel complesso le valutazioni che sono state condotte hanno permesso di stabilire che gli impatti ambientali associati alla fase di costruzione siano relativamente modesti. Ciò è stato possibile in virtù della scelta localizzativa (basata su indagini geofisiche di dettaglio e supportata da survey ambientali mirati volti ad escludere le aree di maggior rilievo naturalistico) della nuova Piattaforma Vega B e delle relative sealine così come grazie alla scelta di un impianto di perforazione di tipo “zero-discharge”.

Inoltre l'applicazione delle misure di mitigazione individuate in fase progettuale nonché di quelle previste a livello operativo e gestionale nel cantiere, consentiranno di minimizzare i rischi e ridurre (o eliminare) gli impatti sull'ambiente e, più in generale, sul territorio.

Per quanto riguarda la fase di esercizio gli impatti sono stati valutati, nel complesso, di entità contenuta, anche considerando l'ottimizzazione del progetto nell'ambito di una realtà produttiva esistente e consolidata (Vega A è operativa dal 1987). In particolare è possibile evidenziare quanto segue:

- le emissioni in atmosfera riconducibili al funzionamento degli impianti di produzione di energia elettrica e termica su Vega A avranno valori massimi circoscritti nelle aree intorno al Campo Vega e non interesseranno le aree costiere della Sicilia;
- gli scarichi idrici non subiranno alcuna modificazione qualitativa e saranno analoghi all'attuale esercizio di Vega A;
- gli ecosistemi naturali presenti nelle aree circostanti il Campo Vega sono stati approfonditamente indagati e valutati. La progettazione è avvenuta con la consapevolezza degli elementi di maggior pregio e condotta con lo scopo primario di proteggerne la conservazione;

In conclusione si ritiene che l'impatto ambientale delle opere proposte sia ambientalmente sostenibile.

Si evidenzia infine che la realizzazione del progetto di sviluppo del Campo Vega B è:

- un intervento previsto nel programma di sviluppo del Campo Vega allegato al DM 17 Febbraio 1984;
- ricopre una rilevante importanza strategica per l'Italia in quanto finalizzato alla valorizzazione di riserve ad alto potenziale, in grado di garantire livelli di produzione significativi;
- permette lo sfruttamento di risorse nazionali di idrocarburi localizzate in acque territoriali italiani, sulla piattaforma continentale italiana e pienamente coerente con i vincoli normativi e territoriali presenti sul territorio.

MRD/MCO/CSM/RC: mcs

RIFERIMENTI

D'Appolonia, 2012, Studio di Impatto Ambientale del Progetto di Sviluppo Campo Vega B, Concessione di Coltivazione C.C6.EO – Canale di Sicilia, preparato per Edison S.p.A., Doc. No. 11-522-H1, H2 e H3, Maggio 2012.