

Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS

Parere n. 1319 del 02 agosto 2013

Progetto:	ID 2298 ISTRUTTORIA VIA - AIA Studio di Impatto Ambientale Progetto di Sviluppo Campo Vega B Concessione di coltivazione C.C6.EO- CANALE DI SICILIA
Proponente:	 EDISON GAS S.p.A.

[Handwritten notes and signatures on the right margin]

[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

[Handwritten notes and signatures at the bottom]

La Commissione Tecnica di Verifica per l'Impatto Ambientale - VIA e VAS

VISTO che in data 25/07/2012 con nota acquisita al prot. n. DVA-2012-18306 del 27/07/2012 la società EDISON S.p.A., ha presentato domanda, ai sensi del D.Lgs. 152/2006 così come modificato dal D.Lgs. 4/2008, di pronuncia di compatibilità ambientale del progetto VIA e AIA congiunto "Progetto di Sviluppo Campo Vega B - Concessione di coltivazione C.C6.EO- Canale di Sicilia";

VISTO il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n.152 recante "Norme in materia ambientale" e smi

VISTO il Decreto del Presidente della Repubblica del 14 maggio 2007, n. 90 concernente "Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, a norma dell'articolo 29 del D.L. 4 luglio 2006, n.223, convertito, con modificazioni, dalla L. 4 agosto 2006, n.248" ed in particolare l'art.9 che prevede l'istituzione della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA-VAS;

VISTO il Decreto Legge 23 maggio 2008, n. 90, convertito in legge il 14 luglio 2008, L. 123/2008 "Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto legge 23 maggio 2008, n. 90 recante misure straordinarie per fronteggiare l'emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Campania e ulteriori disposizioni di protezione civile" ed in particolare l'art. 7 che modifica l'art. 9 del DPR del 14 maggio 2007, n. 90;

VISTO il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. n. GAB/DEC/150/07 del 18 settembre 2007 di definizione dell'organizzazione e del funzionamento della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale - VIA e VAS; e le modifiche ad esso apportate attraverso i decreti GAB/DEC/193/2008 del 23 giugno 2008 e GAB/DEC/205/2008 del 02 luglio 2008;

VISTI i Decreti del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di nomina dei componenti della Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS;

VISTI il Decreto Lgs. 29 giugno 2010 n.128, il Decreto Legge 22 giugno 2012 n.83 "Misure urgenti per la crescita del Paese" e la Legge 7 agosto 2012 n.134, che hanno modificato l'art.6, comma 17, del D.Lgs. 3 aprile 2006 n.152 recante "NORME IN MATERIA AMBIENTALE", che stabilisce l'applicabilità del divieto di attività di ricerca, di prospezione, nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4,6 e 9 della L.9 gennaio 1991 n.9, 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 dell'Unione Europea e internazionali e nelle zone di mare poste entro 12 miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette, fatti salvi i procedimenti concessori di cui agli articoli 4,6, e 9 della L. n.9 del 1991 in corso alla data di entrata in vigore del D.Lgs 29 giugno 2010 n. 128 ed i procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi, nonché l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla medesima data, anche ai fini della esecuzione delle attività di ricerca, sviluppo e coltivazione da autorizzare nell'ambito dei titoli stessi delle eventuali relative proroghe e dei procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi. Tali attività sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di VIA, sentito il parere degli enti locali posti in un raggio di 12 miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle attività di prospezione, ricerca e coltivazione.

VISTA la Direttiva 2013/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 12 giugno 2013, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea del 28.06.2013, concernente "la sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi" che modifica la Direttiva 2004/35/CE;

VISTO e CONSIDERATO il parere istruttorio conclusivo AIA, prot. CIPPC-00_2013-0000735 del 22/04/2013, acquisito al prot. CTVA-2013-1422 del 22/04/2013, rilasciato nell'ambito del coordinamento previsto dall'art. 8, comma 2 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i tra la Commissione Tecnica per la verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS e la Commissione Istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale - IPPC;

VISTO il piano di monitoraggio e controllo (PMC) allegato al presente parere del quale costituisce parte integrante e sostanziale;

VISTA la documentazione presentata che, ai sensi dell'art. 10, comma 1 del D.Lgs. 152/2006 come modificato dal D.Lgs. 4/2008 deve contenere "anche le informazioni previste ai commi 1 e 2 dell'articolo 5 e il provvedimento finale le condizioni e le misure supplementari previste dagli articoli 7 e 8 del medesimo D.Lgs 59/2005" e si compone dei seguenti elaborati:

- studio di impatto ambientale, progetto definitivo e sintesi non tecnica fornito dalla Società proponente e acquisiti al prot. n. DVA-2012-18306 del 27/07/2012 e prot. CTVA 2012-2990 del 30/08/2012;
- integrazioni fornite dalla Società Proponente comprendenti:
 - chiarimenti alle Osservazioni e Pareri della Provincia Regionale di Ragusa (Doc. 11-522-H11) Novembre 2012;
 - documentazione integrativa, acquisita al prot. DVA-2013-0004447 del 20/2/2013, in riscontro alla nota Prot. DVA-2013-0000585 del 10/01/2013;
 - integrazioni volontarie PROT. CTVA-2013-0001206 del 3/4/2013.
 - l'ulteriore documentazione integrativa "Approfondimenti alle Osservazioni della Provincia di Ragusa (Prot. No. 025280 del 20 Giugno 2013) - Doc. No. 11-522-H16, Luglio 2013)" trasmessa dal Proponente in data 24/07/2013 al fine di fornire risposta alle osservazioni della Provincia di Ragusa con prot. 025280 del 20/06/2013, acquisita a prot. DVA-2013-17772 del 30/07/2013

VALUTATO che il valore delle opere in progetto nella dichiarazione sostitutiva dell'atto di notorietà a firma del Procuratore della Soc. Edison ing. Giovanni Di Nardo, calcolato secondo le modalità indicate nella Circolare MATTM del 18/11/2004, appare congruo in relazione alla tipologia delle opere previste;

PRESO ATTO che la pubblicazione dell'annuncio relativo alla domanda di pronuncia di compatibilità ambientale del progetto VIA e AIA congiunto ed al conseguente deposito del progetto e dello studio di impatto ambientale per la pubblica consultazione, è avvenuta in data 26/07/2012 sui quotidiani "Il Sole 24 Ore" e "La Sicilia";

PRESO ATTO che nel corso dell'Istruttoria è pervenuto il parere positivo della Soprintendenza dei Beni Culturali ed Ambientali del Mare - sede di Palermo - prot. E CTVA 2163 del 19 giugno 2013;

PRESO ATTO che nel parere positivo si prescrive che tutti i dati emersi nelle indagini geofisiche "vengano forniti sia in forma grezza sia elaborata" per dare "l'opportunità ad un tecnico della soprintendenza del mare di visionarli in compresenza di un tecnico che è stato presente alla loro raccolta ed elaborazione"; si prescrive inoltre che "siano effettuate ulteriori ricerche preventive finalizzate alla tutela dei beni culturali sommersi" eventualmente presenti. Tale indagine geofisica dovrà effettuarsi con il supporto di un side scan sonar ad alta frequenza.

Si raccomanda di porre inoltre la massima attenzione affinché vengano ridotti al minimo gli impatti sull'ambiente, sui cetacei e sulle attività umane (pesca e turismo).

PRESO ATTO che nel corso dell'istruttoria sono pervenute le seguenti osservazioni:

- Golfo di Castellamare prot. DVA - 2012 - 22439
- Comitato Stoppa la piattaforma prot. DVA - 2012 - 23162
- Comune di Scicli prot. DVA - 2012 - 22786
- Provincia Regionale di Ragusa prot. DVA - 2012 - 23014
- Provincia di Ragusa prot. DVA - 2012 - 23536

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the number '3' at the bottom right.

- Legambiente prot. DVA – 2012 – 23450
- Provincia Regionale di Ragusa prot.. DVA – 2012 – 23530
- Provincia Regionale di Ragusa prot. DVA – 2012 – 23536
- Comune di Sciacca prot. DVA – 2012 – 24710
- Comune di Modica prot. DVA – 2012 – 23650
- Associazioni il Carrubo, il Melograno, Gruppo proposte prot. DVA – 2012 – 23450
- Sig.ra Silvia Ferrandes prot. DVA – 2012 – 27343
- Ing. Francesco Giunto prot. DVA – 2013 – 5966
- Provincia Regionale di Ragusa prot. DVA – 2013 – 14588
- Provincia Regionale di Ragusa prot. DVA – 2013 – 15237
- Provincia Regionale di Ragusa prot. DVA – 2013 – 8159
- Provincia Regionale di Ragusa prot. DVA – 2013 – 8729

PRESO ATTO che le osservazioni presentate riguardano i seguenti punti:

- importanza dell'area di indagine per il settore ittico e per la biodiversità del canale di sicilia e impatti degli airguns
- rischio di incidenti
- rischio geologico/sismico
- interventi di emergenza in caso di sversamenti in mare e piano antinquinamento
- procedibilità dell'istanza autorizzativa

VALUTATO che:

con riferimento all'importanza dell'area di indagine per il settore ittico e per la biodiversità del canale di sicilia e agli impatti degli airguns

- il quadro ambientale del SIA e le successive integrazioni contengono una dettagliata trattazione in merito effettuata sulla base del Rapporto Annuale Pesca e Acquacoltura in Sicilia e di numerose fonti autorevoli (pubblicazioni scientifiche, progetti di ricerca a livello italiano);
- 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 la definizione degli enti di ricerca scientifica americani NOAA-NFS-USGS.
- l'impatto sulla fauna marina è stato valutato con riferimento ai mammiferi marini confrontando i valori di emissione con i valori di soglia (SEL) proposti da Southall et al. (2007) e ISPRA (2012)
- le attività di rilevamento sismico 2D avverranno in tempi molto brevi (circa 13 ore di effettiva energizzazione da parte degli airgun) e su aree limitate (circa 10 km²).

- È prevista l'adozione delle all'adozione di misure di mitigazione in accordo alle linee guida internazionali come citate nelle recenti Linee Guida ISPRA e ACCOBAMS (in particolare soft-start e presenza di Marine Mammal Observer)
- In relazione a quanto sopra sono stati quindi esclusi effetti significativi sullo stato di conservazione degli habitat e delle specie presenti nelle aree Natura 2000 più prossime (e distanti circa 20 km)

con riferimento al rischio di incidenti in fase di perforazione:

con riferimento al rischio di incidenti in fase di perforazione:

- l'ambiente geologico del Campo Vega B è ben conosciuto grazie ai pozzi esplorativi già realizzati e provati, che hanno consentito le misure reali di pressione, portate e natura dei fluidi di strato;
- l'ambiente geologico è il medesimo della struttura sviluppata dalla piattaforma "Vega A", in produzione dallo stesso tema minerario dal 1987 con 21 pozzi;
- l'olio di Vega è classificato come "pesante" in base alle norme API, con una densità di ca. 15°API che corrispondono a ca. 0.94-0.96 kg/dm³, di poco inferiore alla densità dell'acqua di mare. La possibilità di manifestarsi spontaneamente in superficie è data da questo minimo differenziale, che quindi determina portate di flusso limitate e pressioni basse di erogazione;
- la testa pozzo e le apparecchiature di sicurezza si troveranno in superficie, a circa 25 metri sopra il livello mare, sempre accessibili dal personale addetto alle operazioni. Il pozzo, nell'intervallo verticale da fondo mare fino alla testa pozzo, è costituito da 4 tubazioni di acciaio concentriche che contengono il condotto entro cui scorre l'olio prodotto. Si tratta di tubazioni continue, senza elementi soggetti a movimento e usura. Una perdita di olio a fondo mare è totalmente da escludere;
- rispetto ad una pressione massima di testa pozzo, in condizioni di pozzo aperto e completamente pieno di olio (condizione di per sé quasi irrealizzabile nelle normali condizioni di perforazione), di circa 25 kg/cm², le apparecchiature di sicurezza e la testa pozzo sono progettate per pressioni fino ad almeno 352 kg/cm², con almeno 3 livelli di chiusura;
- qualora anche si verificasse l'ingresso accidentale di fluidi di strato nel pozzo in fase di perforazione, il loro controllo è dato dalla natura del giacimento, costituito da carbonati fratturati, per cui è sufficiente mantenere un flusso costante di acqua di mare a testa pozzo per risospingere l'olio entro la formazione stessa. Ciò significa che la pressione esercitata da una colonna di acqua di mare sulla formazione mineralizzata è sufficiente a bilanciare la pressione della stessa, impedendo quindi l'ingresso in pozzo di fluidi di strato. In perforazione viene utilizzato un fluido appesantito (fango) in modo da assicurare un ulteriore margine di sicurezza;
- in considerazione delle basse pressioni di giacimento, dell'approfondita conoscenza del giacimento Vega e dell'esperienza di esplorazione e coltivazione posseduta grazie al Campo Vega A attualmente in esercizio, l'eventualità di un blow-out per i pozzi di Vega B è praticamente inesistente.

Con riferimento alla valutazione dei danni potenziali dovuti a sversamenti accidentali di idrocarburi

- è stata effettuata una valutazione dei danni potenziali dovuti a sversamenti accidentali di idrocarburi, a causa di incidenti dovuti a errori umani o ad eventi naturali;
- sono stati analizzati i possibili scenari incidentali connessi ad errori umani sia in fase di perforazione (blow out, collisione di un mezzo contro la piattaforma Vega B, rottura di una manichetta per trasferimento del gasolio alla piattaforma Vega B durante il rifornimento di diesel per generatori e gru) sia in fase di esercizio (apertura accidentale valvole di drenaggio, rottura di una manichetta per

trasferimento del gasolio alla piattaforma Vega A durante il rifornimento di diesel per generatori e gru; rottura delle linee congiungenti le due piattaforme).

- uno scenario di collisione di un mezzo contro la piattaforma Vega B con conseguenze significative è ritenuto poco credibile in considerazione delle procedure operative di sicurezza che definiscono le azioni da mettere in atto in caso di cattive condizioni meteo marine quali ad esempio la sospensione delle operazioni di perforazione, la messa in sicurezza del pozzo (indipendente dal vessel) e l'allontanamento del vessel;
- in caso di una apertura accidentale delle valvole di drenaggio (apertura manuale) in fase di esercizio eventuali fuoriuscite di idrocarburi confluirebbero nel sistema di raccolta drenaggi chiusi evitando quindi ogni sversamento a mare. La presenza di operatori a bordo consentirebbe di avviare inoltre immediatamente le procedure di emergenza;
- in fase di studi di dettaglio sulla base degli esiti dello studio "Analysis of the Interactions with Subsea Flowlines" per il progetto Vega B la sea-line per il trasporto del diluente è stata aumentata in diametro e prevista con rivestimento in polipropilene a protezione dell'integrità della stessa da eventuali impatti. Uno scenario di rottura è stato quindi ritenuto poco credibile in relazione agli accorgimenti progettuali adottati.
- Le strutture della nuova piattaforma Vega B sono dimensionate per resistere a eventi simili e meteorologici estremi. Sono quindi da ritenersi poco credibili scenari di significativi sversamenti accidentali di idrocarburi in conseguenza di tali eventi;
- Lo scenario incidentale più gravoso che è stato individuato è quindi quello relativo all'eventuale rottura della manichetta durante il rifornimento di diesel nei serbatoi presenti in piattaforma (diesel utilizzato per l'alimentazione dei generatori elettrici e per la diluizione dell'olio estratto dal giacimento).
- è stato utilizzato il software GNOME per simulare i principali processi di trasporto dell'idrocarburo, in caso di sversamento, mentre i processi di degradazione ("weathering processes") sono stati simulati con ADIOS2.
- la stima degli effetti sull'ecosistema è stata condotta a partire dai risultati delle simulazioni di oil-spill, dalle informazioni sui possibili effetti sugli organismi marini desunte dalla bibliografia e infine grazie all'analisi spaziale degli scenari di sversamento rispetto alla localizzazione degli elementi di sensibilità ambientale individuati grazie alla caratterizzazione ambientale effettuata nel Quadro di Riferimento Ambientale dello SIA
- non si prevedono impatti significativi sulle biocenosi costiere e di conseguenza sulle attività antropiche come la pesca e il turismo in quanto lo sversamento si degrada completamente nell'arco delle prime 18-24 ore e in nessuno dei casi simulati, nemmeno nelle condizioni meteorologiche critiche, la macchia di olio raggiunge la costa più vicina.
- relativamente al potenziale impatto sull'ecosistema marino dall'analisi degli scenari simulati e dalla localizzazione degli elementi di sensibilità ecologica si possono stimare impatti lievi e locali,
- relativamente al potenziale impatto sul comparto bentonico del largo e sulle risorse demersali (triglia ed altre risorse demersali) non si attendono impatti in quanto il volume di idrocarburi sversati tende a evaporare e disperdersi velocemente;
- relativamente alle aree protette e alle le Zone di Tutela Biologica presenti nel Canale di Sicilia non si prevedono impatti;

- relativamente alle aree di svernamento della Balenottera comune e alle aree predilette da parte di Zifio e Capodoglio non si prevedono impatti.

Con riferimento agli interventi di emergenza previsti in caso di sversamenti in mare e alla presenza di un piano antinquinamento

- l'attuale Piano di emergenza per l'antinquinamento marino sarà aggiornato prima dell'entrata in servizio della futura piattaforma Vega B e sarà ricalibrato considerando le diverse modalità di gestione delle piattaforme (Vega A presidiata, Vega B non presidiata).
- il piano di emergenza sarà dettagliato a valle del progetto esecutivo, quando saranno definiti e posizionati tutti i centri di pericolo.
- il ricorso ad eventuali tecniche innovative (quali la "lana sucida", "sapone magnetico, filtri Poss e Pegda) sarà valutato nella predisposizione del Piano di Emergenza Ambientale Anti Inquinamento del futuro complesso Vega;
- il prodotto disperdente CHIMEC Chimperse 2000, attualmente previsto, è costituito da tensioattivi non ionici, è conforme alle direttive CEE (91-155-EC, 93-112EC, 2001-58EC, 2004-73EC e 2001-60EC) ed è autorizzato dal Ministero dell'Ambiente con decreto DEC/DPN 851 del 20 maggio 2008 rinnovato con Decreto del Ministero dell'Ambiente DEC/DPN del 23 Giugno 2011 (G.U. della Repubblica Italiana, Serie generale No. 174 del 28 Luglio 2011). Le informazioni ecologiche riportate nella scheda evidenziano, in particolare, che il prodotto è facilmente biodegradabile e non presenta rischi di bioaccumulo;

Con riferimento al rischio geologico/sismico:

- durante lo sviluppo della progettazione le caratteristiche sismiche dell'area di progetto sono state definite in apposita indagine della risposta sismica all'interno dell'area vasta di progetto con lo studio "Seismic Hazard Report - Vega B Platform, Offshore Sicily - Mediterranean Sea".
- il Campo Vega è ubicato in un'area in cui il valore di ag è compreso tra 0.05 e 0.1 g (e, per tempi di ritorno di 2475 anni: tra 0.125 e 0.175).
- il margine meridionale della sorgente sismogenetica più prossima (ZS935, comprendente parte della provincia di Ragusa) si trova a circa 35 Km dal campo Vega.
- in corrispondenza del Campo Vega grazie ai profili sismici e alle recenti indagini geofisiche di dettaglio non sono stati rilevati segni di faglia nei depositi recenti superficiali
- dai dati di sismica multicanale acquisiti negli ultimi 40 anni nell'area di Vega e da quelli ministeriali non si riconoscono a mare strutture tettoniche che dislochino sedimenti pleistocenici nel settore di interesse del progetto Vega.
- il substrato di Vega B presenta, al di sotto dei 6 m circa, sedimenti compatti in avanzata diagenesi, costituiti da depositi per lo più carbonatici più o meno cementati che contribuiscono ad aumentare la rigidità del substrato stesso. Per questo motivo, anche in funzione della profondità delle fondazioni previste, si ritiene che non esistano fattori di amplificazione significativi della ag di scenario
- La lunghezza dei pali di fondazione garantisce che oltre la metà di essi sia infisso in calcareniti che sono troppo grossolane e cementate per dare luogo a fenomeni di liquefazione. Eventuali livelli di granulometria potenzialmente liquefacibile non sono documentati nei sondaggi effettuati e, se pur

presenti, non avrebbero spessori sufficienti a compromettere la tenuta del palo. **sulla base delle indagini disponibili non è stata quindi rilevata la presenza di geohazard nelle aree di progetto.**

Con riferimento alla procedibilità dell'istanza autorizzativa:

- l'istanza di VIA è stata giudicata procedibile dalla competente Direzione VIA con prot XXX in data 29/08/2012
- la competenza relativa alla procedura di autorizzazione unica (mineraria) è in capo al Ministero dello Sviluppo Economico, cui si rimanda, in particolare, in relazione all'applicazione della Legge 134/2012, art. 35.
- l'esercizio del titolo concessorio può continuare, ai sensi della Legge 18/04/2012 n. 179, in forza della richiesta di proroga inoltrata dal Proponente in data 22/12/2011; ricade comunque sotto la competenza del Ministero dello Sviluppo Economico la concessione della proroga e la conseguente autorizzazione al completamento del programma di sviluppo del campo di coltivazione.

PRESO ATTO che nel corso dell'istruttoria non è pervenuto il parere del Ministero per i Beni e le Attività Culturali;

VISTO in particolare il Parere dell'Assessorato delle Risorse Agricole della Regione Siciliana con delibera di Giunta n. 316 del 23/08/2012, acquisito al prot. E DVA n. 25013 del 16/10/2012

PRESO ATTO che tale Delibera richiama la Delibera della Giunta Regionale n. 263 del 14 luglio 2010 "Permessi di ricerca di idrocarburi su piattaforme offshore al largo delle coste siciliane", la Delibera della Giunta Regionale n. 325 del 4 settembre 2012 "Permessi di ricerca di idrocarburi lungo le coste e nell'entroterra della Regione", la Delibera n. 24 del 3 febbraio 2011 della Giunta Regionale (modifica d.g. n. 263), che esprime "una chiara e netta contrarietà al rilascio dei permessi di ricerca di idrocarburi su piattaforme offshore al largo delle coste della Regione Siciliana" e infine la nota n. 43911/Gab. del 27 luglio 2012 dell'Assessore Regionale per le Risorse Agricole ed Alimentari che evidenzia un serio rischio per l'equilibrio della biodiversità marina (Allegato "A");

VISTO E CONSIDERATO in particolare che la seguente Delibera della Regione Siciliana DGR n. 263 del 14/07/2010 con la quale la Regione Sicilia esprimeva la propria contrarietà alla realizzazione di impianti di coltivazione idrocarburi su piattaforme *off shore* è stata motivata sulla base delle seguenti considerazioni:

- la realizzazione di piattaforme *off shore* comporta un impatto paesaggistico sull'orizzonte marino;
- le potenziali ricadute in termini di fuoriuscite di petrolio costituiscono un fattore di rischio ambientale;
- le aree protette presenti lungo le coste, quali parchi e aree Natura 2000, rappresentano elementi di pregio da tutelare;
- l'esistenza di tre tipologie di cause di allarme in materia di sostenibilità ambientale su piattaforme petrolifere riconducibili a:
 - *blow-out* di gas durante la perforazione;
 - *blow-out* con fuoriuscita di petrolio incontrollata;
 - collisioni di navi con la piattaforma.
- le possibili cause climatologiche o i terremoti rappresentano ulteriori elementi di rischio.

VALUTATO che le motivazioni e i potenziali impatti ambientali richiamati nella Delibera di Giunta Regionale sopracitata e nei relativi allegati, di carattere generale e valide per qualsiasi attività di perforazione e per qualsiasi tipologia di piattaforma *off-shore*, sono state prese in esame durante lo svolgimento dell'istruttoria in oggetto, richiedendo specifiche integrazioni e prevedendo apposite prescrizioni, con

particolare riferimento alla riduzione del rischio di incidenti ed all'adozione di misure di tutela nei confronti di tutti gli elementi sensibili, compresi i siti Natura 2000. Si ritiene quindi che il progetto in esame e le prescrizioni impartite nel presente parere abbiano preso in esame e risolto gli elementi di incompatibilità ambientale descritti nella soprarichiamata Delibera di Giunta Regionale.

VISTA e CONSIDERATA la nota della Provincia di Ragusa, prot. 025280 del 20/06/2013, acquisita a prot. CTVA-2013-0002228 del 21/06/2013, nella quale sono riconfermati i pareri contrari alla realizzazione del progetto in esame, richiamando in particolare alcune criticità riconducibili a Rilievi geofisici, Ubicazione della piattaforma Vega B rispetto alla legislazione vigente, Rischio geologico, Definizione degli scenari accidentali, Piano antinquinamento marino.

VALUTATO che, in merito alle argomentazioni addotte dalla Provincia di Ragusa nella sopracitata nota il Proponente ha predisposto il documento di "Approfondimenti alle Osservazioni della Provincia di Ragusa (Prot.No. 025280 del 20 Giugno 2013) - Doc. No. 11-522-H16, Luglio 2013)".

PRESO ATTO che con Delibera n. 316 del 23/8/2012 si richiede:

- il blocco temporaneo ed immediato di tutte le autorizzazioni per progetti di ricerca e perforazione offshore, in attesa di una celere e puntuale regolamentazione della materia;
- la rapida istituzione nel Canale di Sicilia di una Zona di Protezione Ecologica (ZPE);
- la definizione di SIC, ai sensi della Direttiva Habitat 92/43 CEE, per le aree marine di rilevante pregio nel Canale di Sicilia.
- la regolamentazione più puntuale della materia di autorizzazioni e concessioni delle trivellazioni e dei sondaggi.

VISTO il Parere di competenza sul patrimonio culturale sommerso del Servizio Soprintendenza Beni Culturali e Ambientali del Mare della Regione Siciliana (Assessorato dei Beni Culturali e dell'Identità Siciliana - Dipartimento dei Beni Culturali e dell'Identità Siciliana), trasmessa con nota prot. 625 del 24/05/2013, acquisito al prot. CTVA-2013-2163 del 19/06/2013, nella quale "non avendo riscontrato alcuna emergenza" inclusa nel "Sistema Informatizzato Territoriale nell'area de quo, esprime parere favorevole" con prescrizioni

PRESO ATTO che tale Parere prescrive che siano effettuate ulteriori ricerche preventive finalizzate alla tutela dei beni culturali sommersi con oneri a carico del committente e che tali ricerche consistono in:

- un'indagine geofisica Side Scan Sonar ad alta frequenza in grado di fornire una mappatura completa dell'area marina interessata dal progetto,
- la restituzione, processing e georeferenziazione dei dati ottenuti,
- nel caso in cui la restituzione dei dati Side Scan Sonar evidenzi la presenza di target ritenuti di probabile natura antropica, allo scopo di chiarire la natura di tali target, un'indagine visiva diretta, con ausilio di ROV (Remotely Operated Vehicle) o AUV (Autonomous Underwater Vehicle),
- in caso di effettivo riscontro di emergenze culturali, nella predisposizione di opportune attività di tutela e salvaguardia.

PRESO ATTO che:

- Edison S.p.A. è titolare, unitamente ad ENI S.p.A., della concessione di coltivazione denominata C.C6.EO, ubicata nel Canale di Sicilia, circa 20 km offshore la costa Sud Orientale della Sicilia.

[Area containing multiple handwritten signatures and initials, including names like 'V. S.', 'A. D.', 'B. L.', and 'F. S.']

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).

RELATIVAMENTE AL QUADRO PROGRAMMATICO

CONSIDERATO che i principali strumenti di pianificazione presi in esame nello SIA sono i seguenti:

Relativamente alla programmazione del settore energetico

- Il piano Energetico Nazionale (PEN)
- Il Piano Energetico Ambientale Regionale della Regione Siciliana (PEARS)

Relativamente alla regolamentazione delle attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi

- Legge del 9/01/1991 n.9
- D.Lgs del 25/11/1996 n. 625
- D. Lgs del 31/03/1998 n. 112 (Riforma Bassanini) e Riforma art. 117 della Costituzione
- Legge del 21/12/2001 n. 443
- Legge del 23/08/2004 n. 239
- D. Lgs. del 29/06/2012 n. 128
- D.M. del 04/03/2011
- D. Direttoriale del 22/03/2011
- L. 7/08/2012 n. 134 (art. 35)
- L. 17/12/2012 n. 221 (ex D.L. 18/04/2012 n. 179)

Relativamente alle Normative Internazionali di Settore

- Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare
- Convenzione di Espoo
- Convenzione di Barcellona
- Convenzione di Londra (MARPOL)

Relativamente alle Normative sulle Aree Marine Protette

- Legge n. 979/1982
- Legge n. 394/1991
- Direttiva 79/409 CEE e successivi aggiornamenti
- Direttiva 92/43 CEE e successivi aggiornamenti
- Decreto Regionale n. 43 del 21/02/2005
- Decreto Regionale del 05/05/2006
- Decreto Regionale n. 45 del 12/03/2007
- Important Bird Areas (IBA)

Relativamente alle Zone di Tutela Biologica Marina

- Legge n. 963/1965
- D.P.R. n. 1639 del 02/10/1968

g

W

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

A

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

- D. Min. Politiche Agricole e Forestali del 19/06/2003

VALUTATO che:

- c'è coerenza tra il progetto in esame con la programmazione energetica nazionale, che individua la necessità di approvvigionamento di prodotti petroliferi da fonti interne al Paese, per diminuire l'importazione e migliorare il deficit della bilancia commerciale italiana.
- il progetto è stato sviluppato con l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili, al fine di limitare e contenere il più possibile le emissioni in atmosfera nell'esercizio del nuovo assetto produttivo VEGA A + VEGA B e di prevenire l'eventualità di possibili sversamenti accidentali in mare, nel rispetto della Normativa Vigente, con particolare riguardo alla concentrazione degli oli minerali.

VALUTATO che il progetto appare sostanzialmente coerente, o non interferente, con le indicazioni degli strumenti pianificatori sopra descritti.

RELATIVAMENTE AL QUADRO PROGETTUALE

ESAMINATE le caratteristiche generali e la consistenza delle opere in progetto, che di seguito sono riassunte nelle unità principali, rinviando alla Relazione Istruttoria i dettagli delle opere, soprattutto per ciò che concerne le opere complementari e accessorie

▪ RIASSUNTO DELLO STATO DI FATTO

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 coltivazione.

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

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

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.

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.

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 1979, 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; la produzione è ripresa a fine 2009.

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

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

Nel periodo 1978-80 è stato possibile, utilizzando l'acquisizione di sismica 3D, individuare la struttura del giacimento Vega e la sua estensione. Il giacimento Vega è stato scoperto tramite la perforazione

[Handwritten signatures and notes at the bottom of the page, including 'recess', 'AdS', and various initials.]

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.

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.

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 back5" casing per ogni pozzo. I pozzi Vega 6, 9 e 14 non sono attualmente in attività.

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.

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.

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).

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).

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 il 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.

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.

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 essere 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.

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.

[Handwritten signatures and initials at the bottom of the page]

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.

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

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 grezzo 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.

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.

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 ("diluente" 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+diluente), 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.

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.

La FSO è costituita fundamentalmente 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: per garantire il corretto assetto della FSO;
- altri servizi: gru, verricelli, piano di atterraggio elicottero, protezione catodica a correnti impresse.

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.) 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.

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 meteorologiche.

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

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

▪ **INDAGINE SISMICA 2D SU AREA VEGA B**

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.

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.

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.

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.

La durata effettiva dell'indagine sismica 2D sarà di circa 13 ore.

▪ La Nuova Piattaforma VEGA B

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.

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;

V

W

Handwritten signature

3

0

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten mark

Handwritten signatures and marks at the bottom of the page

- 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.

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.

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 ghotte 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.
- 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.

I 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.

Dati Preliminari di Produzione per Pozzo

[Handwritten notes and signatures]

21

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

▪ **Adeguamento impiantistico Piattaforma Vega A**

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.

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 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;
- durante il funzionamento di back-up con i motori diesel, massimo eccesso di gas.

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

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.

▪ **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 tele controllare 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.

▪ **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.

Sea Line da Installare

Caratteristiche	Produzione	Diluente
-----------------	------------	----------

[Handwritten notes and signatures surrounding the table, including 'Rece', '23', and various initials]

	Vega B – Vega A	Vega A – Vega B
Diametro esterno (OD)	8"	6"
Lunghezza	6 km	6 km
Pressione operativa massima (P max)	14 bara	5 bara
Portata massima	65 m ³ /h	13 m ³ /h
Materiale	Acciaio al carbonio (X60)	Acciaio al carbonio (X60)

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

▪ **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.

VALUTATO che:

per quanto riguarda la localizzazione dell'intervento

La piattaforma Vega B sarà situata a circa 32 mn (circa 58 km) dalle coste maltesi e quindi è esclusa la presenza di qualsiasi impatto transfrontaliero; essa si collocherà a circa 6 km NO rispetto all'esistente piattaforma Vega A, nell'Ambito della Concessione di coltivazione C.C6.EO nel Canale di Sicilia.

Le aree marine protette istituite e in corso di istituzione sono tutte a considerevole distanza dall'area di progetto: le più vicine sono a circa 27 mn di distanza dalla piattaforma Vega B.

Nel quadro di riferimento programmatico dello SIA presentato con istanza del 27 Luglio 2012, i siti Natura 2000 presenti nell'area si trovano tutti a più di 12 mn dalla nuova piattaforma.

Nel periodo successivo alla presentazione dello SIA l'Assessorato Territorio e Ambiente della Regione Sicilia, con Circolare dell'Agosto 2012 ha segnalato agli Enti istituzionali l'aggiornamento proposto alle perimetrazioni delle aree SIC e/o ZPS esistenti sul proprio territorio, tra le quali è compresa l'area SIC "Fondali della foce del Fiume Irminio" (ITA080010). Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha quindi provveduto all'aggiornamento (con data Ottobre 2012) della perimetrazione del suddetto SIC, nonché della relativa scheda formulario standard.

Con riferimento al sopraccitato aggiornamento la distanza delle opere in progetto dalla perimetrazione aggiornata del SIC ITA080010 risulta ricadere all'interno della fascia di 12 miglia dalle opere in progetto ovvero ad una distanza di circa 11 miglia nautiche.

Non ci sono interferenze con ZTB e zone di interesse archeologico e storico.

Per quanto riguarda le caratteristiche tecniche dei nuovi impianti

Il proponente ha effettuato il confronto con le Migliori Tecniche Disponibili (MTD) come risulta dalla relazione IPPC-AIA allegata al presente parere.

PRESO ATTO che:

9/

- Relativamente alla prevenzione degli incidenti, le MTD adottate riguardano principalmente:
 - le perdite per corrosione dei serbatoi, attraverso l'uso di metalli particolari o tipi di protezione;
 - gli strumenti per la rilevazione delle perdite;
 - l'approccio per il raggiungimento del livello di "rischio trascurabile".
- Relativamente all'uso efficiente dell'energia, le MTD adottate riguardano principalmente:
 - l'ottimizzazione dell'uso dell'energia tra i processi produttivi;
 - il controllo dei processi;
 - la manutenzione degli impianti;
 - il monitoraggio nella fase di esercizio;
 - i sistemi integrati di produzione dell'energia.
- Relativamente all'utilizzo delle materie prime, le MTD adottate riguardano il rifornimento o movimentazione delle materie prime.
- Relativamente alle emissioni di SOx di combustione, le MTD adottate prevedono l'utilizzo di combustibile a basso contenuto di zolfo;
- Relativamente alle emissioni fuggitive di COV dai componenti impiantistici, le MTD adottate riguardano la modifica o sostituzione dei componenti difettosi e l'implementazione di un LDAR (Leak Detection and Air Repair Program);
- Relativamente alla torcia le MTD adottate riguardano:
 - l'operatività della torcia senza formazione di pennacchio (indice di elevato contenuto di particolato) mediante immissione di vapore;
 - la minimizzazione dell'invio di gas in torcia, mediante opportune ottimizzazioni impiantistiche e di controllo del processo.
- Relativamente alla componente acqua, le MTD adottate riguardano:
 - la gestione ottimale dell'acqua mediante trattamento separato dei flussi più concentrati, prima del trattamento nell'impianto di depurazione generale;
 - riduzione e recupero degli idrocarburi presenti nelle acque reflue nel punto in cui esse sono generate;
 - scarico diretto dei drenaggi aperti (poco inquinanti), stoccaggio e recupero degli oli in produzione;
 - stoccaggio in appositi serbatoi di acque provenienti da aree considerate pericolose;
 - riduzione della richiesta di acqua, mediante sistemi a ricircolo;
 - riduzione delle emissioni di acqua, con controllo dei fenomeni di incrostazione e corrosione;
 - collettamento acque reflue e trattamento acque, evitando l'immissione di prodotti non biodegradabili o biocidi nei sistemi di depurazione biologica (malfunzionamenti).
- Relativamente alla componente rifiuti prodotti, le MTD adottate riguardano:

W

W
B
A
B
B
R

u

Recor
B
N
F
25

si
su

W
B
B

K
FETS

W
B
B

- la caratterizzazione chimica dei rifiuti prodotti;
 - l'ottimizzazione dei sistemi di stoccaggio (stoccaggi sicuri);
 - valutazione dei rischi dovuti alla movimentazione dei rifiuti;
 - l'adozione delle norme ISO 14'001 e BSI OHSAS 18001;
 - l'ottimizzazione (minimizzazione) della quantità di rifiuti prodotti.
- Relativamente alla componente Suolo e Sottosuolo, le MTD adottate riguardano il monitoraggio periodico dei sedimenti posti sul fondale marino in corrispondenza della piattaforma Vega B.

VALUTATO al riguardo che:

- la tecnologia e le configurazioni previste in progetto risultano in linea con gli standard più avanzati;
- tutte le pompe ed apparecchiature utilizzate per la movimentazione del greggio e del gasolio diluente saranno a doppie tenute;
- tutte le nuove unità previste all'interno del progetto verranno incluse nel programma di rilevamento e controllo delle perdite.

CONSIDERATO che:

per quanto riguarda il trattamento dei reflui e le emissioni in fase di esercizio

- tutti i reflui idrici prodotti nelle due piattaforme VEGA A + VEGA B dovranno rispettare i valori limite espressi nella TAB. B.10.2 "Emissioni in acqua" contenuta nell'Istruttoria AIA-IPPC;
- le eventuali emissioni fugitive in COV verranno gestite nell'ambito della manutenzione ordinaria.

per quanto riguarda la fase di costruzione

- la tempistica per la realizzazione della nuova piattaforma VEGA B e per l'adeguamento impiantistico della piattaforma VEGA A è riassunta nella seguente tabella

Fase	Durata (giorni)
Preparazione e test delle apparecchiature in porto	2
Campagna di Acquisizione Sismica	circa 3 di cui: - presenza mezzi nell'area marina: 3 - durata delle sole attività di acquisizione:0,5 (circa 13 ore)
Costruzione jacket e deck a terra	310
Installazione jacket	36-39

9/

Installazione deck	35
Posa delle sealine (condotte + cavi)	35
Adeguamento impiantistico piattaforma Vega A	90
Perforazione pozzi	281 circa

- l'elenco dei mezzi utilizzati sono:
 - pontoni da lancio e per trasporto jacket, pali, condutture e deck;
 - crane vessels da 500, 1500 e > 3'000 tonnellate;
- i materiali per la costruzione della piattaforma VEGA B, dei pozzi e delle tubazioni di collegamento con la piattaforma VEGA A saranno essenzialmente in acciaio;
- si prevede un traffico navale di pontoni e crane vessels tali da non creare interferenze significative con altri mezzi navali che transiteranno in quella zona di mare.

VALUTATO al riguardo che gli interventi previsti nel progetto CAMPO VEGA B avranno nel complesso un impatto transitorio e limitato ad un lasso di tempo ben definito sull'ambiente e sulle attività antropiche presenti nella zona.

VALUTATO che non esistono alternative alla localizzazione del progetto a causa della configurazione geologica e strutturale del sito.

VALUTATO che a causa della distanza della piattaforma VEGA B dalla piattaforma VEGA A non esistono problematiche connesse al cumulo degli impatti.

RELATIVAMENTE AL QUADRO AMBIENTALE

Il quadro di riferimento ambientale predisposto dal proponente contiene la caratterizzazione fisico-biologica ante-operam dell'ambiente marino in cui verranno ubicate le opere a progetto facendo riferimento alla presenza di aree protette a qualsiasi titolo, alle caratteristiche meteorologiche e oceanografiche dell'area, alle caratteristiche geologiche e geomorfologiche, alle principali caratteristiche chimico-fisiche della colonna d'acqua e dei sedimenti, alle biocenosi marine presenti e infine al contesto socio-economico dell'area in cui ricade l'opera.

La caratterizzazione dell'area vasta è stata redatta utilizzando dati di letteratura unitamente ai dati di dettaglio disponibili grazie al sistema di monitoraggio meteo-marino installato da diversi anni sull'esistente Piattaforma Vega A e con riferimento all'ambiente marino (acque, sedimenti e biocenosi marine) nonché le indagini più dettagliate condotte nei mesi di Agosto 2011 (indagini ROV) e Marzo 2012 (campagna oceanografica condotta dalla Società GAS S.r.l., Geological Assistance & Services, di Bologna, in collaborazione con la società Ecotechsystems S.r.l. di Ancona), per conto della società Edison S.p.a.

Il progetto in esame è interamente localizzato in mare aperto, al largo della costa sud-orientale della Sicilia (Canale di Sicilia) e le attività in progetto relative al "Campo Vega B", saranno realizzate a circa 20 km di distanza dalla fascia costiera (circa 11 miglia).

Per quanto riguarda la **caratterizzazione meteo-climatica**:

- i venti predominanti provengono dal settore Ovest
- nel 2009, i dati relativi alla velocità del vento hanno evidenziato un valore massimo della velocità, di circa 25.82 m/s (mese di Gennaio 2009). Le altre massime velocità mensili sono risultate mediamente comprese tra 11 e 25 m/s;
- in media i venti sono durante tutto l'anno compresi tra 3 e 8 m/s. Punte massime di velocità si registrano in particolare nei mesi che vanno da Ottobre a Gennaio con valori che possono anche raggiungere i 26 m/s (circa 90 km/h). Il massimo valore della velocità, di circa 25.82 m/s, si è verificato nel mese di Gennaio. Le altre massime velocità mensili sono risultate mediamente comprese tra 11 e 25 m/s;
- la temperatura massima, nell'anno 2009, è variata da circa 18° C nel mese di Gennaio ad oltre 31° C nel mese di Agosto, mentre la temperatura minima varia da circa 7° C nel mese di Febbraio a oltre 23° nel mese di Agosto. Il gradiente di temperatura mensile è quindi compreso tra 7.2° e 11.8° C; tale intervallo non risulta più ampio di quelli registrati negli anni precedenti;
- l'umidità relativa assume sempre valori elevati, con una media superiore al 60 %, con valori massimi del 89-100 %. Il valore minimo del 29% è stato registrato nel mese di Febbraio.

Per quanto riguarda la stato di qualità dell'aria:

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, alla data di presentazione dell'istanza, 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, trovandosi a notevole distanza (circa 20 km), non risentono delle modeste emissioni generate da Vega A.

Le emissioni in continuo convogliate provengono dai quattro camini dei generatori diesel, presenti sulla piattaforma VEGA A e dal combustore (torcia).

Vi sono poi emissioni di tipo discontinuo (gru e sfiati serbatoi) e da sorgenti di emergenza (generatori di emergenza, motopompe antincendio).

Le emissioni dei generatori diesel presentano le seguenti concentrazioni di inquinanti:

- polveri: 130 mg/Nmc
- CO: 650 mg/Nmc
- NOx: 2000 mg/Nmc

La torcia ha le concentrazioni seguenti:

- polveri: 10 mg/Nmc
- CO: 100 mg/Nmc
- NOx: 350 mg/Nmc (espresso come NO₂)
- SOx: 800 mg/Nmc (espresso come SO₂)

CONSIDERATO che:

- **relativamente alla situazione post-operam in fase di esercizio**

Due generatori diesel verranno sostituiti da due generatori a metano che saranno sempre in funzione, mentre gli altri due generatori diesel saranno sostituiti da due generatori, sempre diesel, ma più efficienti.

Nel primo periodo di esercizio delle piattaforme, in cui sarà disponibile gas dai processi di separazione in quantità e qualità sufficiente saranno in funzione No. 2 motori a gas. Quando la

produzione di gas non sarà più sufficiente ad alimentare almeno un motore a gas saranno eserciti i motori diesel. I motori potranno essere eserciti anche in modalità combinata con un motore a gas e un motore diesel.

- Le concentrazioni degli inquinanti rispetteranno i seguenti valori massimi:

- per i nuovi generatori a gas

- polveri: 130 mg/Nmc
- CO: 650 mg/Nmc
- NOx: 500 mg/Nmc

- per i nuovi generatori diesel (valori invariati)

- polveri: 130 mg/Nmc
- CO: 650 mg/Nmc
- NOx: 2000 mg/Nmc

- per la torcia (valori invariati)

- polveri: 10 mg/Nmc
- CO: 100 mg/Nmc
- NOx: 350 mg/Nmc
- SOx: 800 mg/Nmc

- Pertanto la realizzazione del progetto determinerà una riduzione complessiva per quanto riguarda la concentrazione del parametro NOx.

Le altre emissioni, di tipo discontinuo, avranno una incidenza trascurabile

CONSIDERATO inoltre che:

- si avranno temporanee emissioni di prodotti di combustione (NOx, SO₂, polvere, CO) dovuti ai motori dei mezzi impegnati nel cantiere; tali emissioni si configurano discontinue e limitate nel tempo, tali pertanto da non arrecare variazioni significative alla qualità dell'aria attuale;
- molti degli elementi costituenti l'impianto piattaforma saranno prefabbricati e installati in loco, al fine di ridurre gli impatti con l'ambiente circostante e minimizzare il traffico navale;

VALUTATO pertanto che:

- sulla base degli elementi forniti dal proponente, l'esercizio delle attività oggetto di valutazione da parte della scrivente Commissione determina un incremento modesto delle emissioni complessive degli inquinanti in atmosfera durante la fase di costruzione e una riduzione durante la fase di esercizio per quanto riguarda la fase di esercizio. Sono previste riduzioni delle emissioni di NOx in fase di esercizio fino a quando saranno in funzione i due motori a gas;
- 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 (NOx, SOx, CO e PM10) sono prevalentemente localizzate in prossimità del Campo Vega;

- Il Proponente dovrà rispettare il PMC redatto da ISPRA

CONSIDERATO che:

Per quanto riguarda la componente ambiente idrico-marino:

- 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. L'unico corpo idrico recettore è costituito dal mare del Canale di Sicilia;
- la caratterizzazione meteo-marina è stata condotta a partire da dati registrati nel lungo periodo al sistema di monitoraggio meteo-marino installato sull'esistente piattaforma Vega A;
- per quanto riguarda la velocità e direzione della corrente marina superficiale i dati di velocità e direzione delle correnti marine superficiali relative all'anno 2009 sono i seguenti:
 - Gennaio-Marzo : Vmax 0.5 m/s, Vmed 0.095 m/s, dir. 178°,
 - Aprile-Giugno: Vmax 0.22 m/s, Vmed 0.062 m/s, dir. 279°,
 - Luglio-Settembre: Vmax 0.49 m/s, Vmed 0.183 m/s, dir. 121°,
 - Ottobre-Dicembre: Vmax 0.66 m/s, Vmed 0.169 m/s, dir. 155°,
 - Anno 2009: Vmax 0.47 m/s, Vmed 0.127 m/s, dir. 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. Dall'analisi dei dati disponibili 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 considerati (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 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.).

e per quanto riguarda la situazione post-operam:

- Le acque nere eventualmente prodotte sulla piattaforma VEGA B (non presidiata) verranno raccolte in un apposito serbatoio e successivamente smaltite;
- Le acque provenienti dall'elideck di VEGA B verranno raccolte in apposito serbatoio e smaltite a terra;
- Le acque nere prodotte sulla piattaforma VEGA A vengono trattate in un impianto biologico sulla piattaforma e scaricate a mare dopo disinfezione;
- Le aree di processo coperte sono dotate di cordoli di contenimento per la raccolta di eventuali sversamenti accidentali;
- I drenaggi aperti e le acque meteoriche su aree classificate **non pericolose** (senza contaminazione da idrocarburi) verranno convogliati alla base delle piattaforme e scaricate per mezzo di separatori a gravità (seasump);
- I drenaggi aperti e le acque meteoriche su aree classificare **pericolose** verranno raccolti in appositi serbatoi;
- Gli oli recuperati verranno reimmessi in produzione, mentre le acque separate verranno scaricate;
- Non verranno prodotte acque di processo, in quanto l'olio estratto sarà anidro;
- I drenaggi chiusi delle linee e apparecchiature di processo verranno inviati ad un sistema di separazione e recupero dei prodotti idrocarburici per consentire lo smaltimento delle acque separate nel rispetto della Normativa vigente (L. 152/2006).

VALUTATO pertanto che:

sulla base del progetto fornito dal Proponente in fase di cantiere e di esercizio non si prevedono impatti significativi sull'ambiente marino per la componente ambiente idrico

CONSIDERATO che:

per quanto riguarda la componente suolo e sottosuolo:

- 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 rilievi 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;
- 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 indagati (i sedimenti sono risultati essere composti da granulometria fine, per lo più silt (dal 46 al 61%) 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 marini (relativamente alle sostanze prioritarie, di cui alla Tabella 2/A), emergono valori superiori per i soli Cadmio e Arsenico. Per quest'ultimo, in particolare, una pubblicazione concernente l'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 rilevabilità 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;
- per quanto riguarda i fenomeni sismici, l'area in cui si prevede realizzare le opere in progetto:
 - è caratterizzata da strutture tettoniche che interessano Formazioni Geologiche molto antiche e attive al tempo del Messiniano (circa 5.0 Milioni di anni fa),
 - grazie ai profili sismici e alle recenti indagini geofisiche di dettaglio realizzate nell'Ottobre 2012 dalla Società GAS, Geological Assistance & Services, di Bologna, per conto della società Edison S.p.a. (GAS, 2012), non è risultata essere caratterizzata da segni di faglia nei depositi recenti superficiali (le faglie non risultano attive almeno dal Pliocene - 5 Ma),
 - è ubicata a circa 35 km dal margine meridionale della Zona Sismogenetica 935 secondo la Zonazione Sismogenetica nazionale pubblicata nel database DISS 2.0, e secondo le elaborazioni dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV) (Zonazione sismogenetica ZS9 " App.2 al Rapporto Conclusivo. Gruppo di lavoro per la redazione della mappa della pericolosità sismica - Ordinanza PCM n.3247).
 - è ubicata in una zona in cui, secondo i Valori di Pericolosità Sismica OPCM 3519 del 28/04/2006, valore di a_g è compreso tra 0.05 e 0.1 g,
 - è ubicata in una zona in cui il valore di accelerazione massima del suolo con eccedenza del 10% in 50 anni riferita a suoli rigidi, Tempo di ritorno 475 anni ottenuto consultando il servizio <http://esse1.mi.ingv.it> è compreso tra 0.050-0.075 g
 - è ubicata in una zona in cui, per quanto riguarda il periodo di riferimento di 2475 anni (valore di accelerazione massima del suolo con eccedenza del 2% in 50 anni riferita a suoli rigidi, Tempo di ritorno 2475 anni), il valore di accelerazione stimato in corrispondenza di Vega B è compreso indicativamente nel range 0.125-0.175,

e per quanto riguarda la fase di cantiere:

- Durante la fase di trivellazione dei pozzi, della posa della piattaforma VEGA B e delle tubazioni sul fondale marino si avranno delle sospensioni di sedimenti ed un'alterazione della torbidità della massa d'acqua in prossimità delle aree di progetto.
- E' stata effettuata dal Proponente una valutazione di questo fenomeno, utilizzando il software MIKE 3, per quanto riguarda l'installazione del jacket della piattaforma VEGA B. L'obiettivo della simulazione è stato quello di:
 - stimare l'entità del fenomeno di sospensione e individuare le zone in cui il fenomeno è circoscritto;
 - valutare lo spessore dei sedimenti movimentati;

g

- stimare la dispersione in mare di questi sedimenti
- valutare la durata della perturbazione del fondale marino.
- Le altre operazioni, quali la posa delle sealines, l'infissione e cementazione dei pali di fondazione delle gambe del jacket e la perforazione dei pozzi (che avverrà all'interno dei "conductor pipes") non generano impatti significativi.

VALUTATO che:

sulla base dei risultati delle simulazioni effettuate non si rilevano particolari criticità e pertanto l'impatto prodotto sulla componente in esame e sulla qualità delle acque marine è di moderata entità, temporanea e reversibile

per quanto riguarda il rischio sismico:

- l'area in cui si prevede realizzare le opere in progetto è stata oggetto di una caratterizzazione specifica grazie alla realizzazione di uno studio di dettaglio "Seismic Hazard Report - Vega B Platform, Offshore Sicily - Mediterranean Sea" realizzato dalla Società SOIL s.r.l. per conto della Società Edison nell'Ottobre 2012. Lo studio sul rischio sismico redatto da SOIL S.p.A-Edison, 2012):
 - fa riferimento alle norme EN 1998 Eurocode 8 - structures for earthquake resistance - Part 1: General rules, seismic actions and rules for buildings, D.M. 14.01.2008, "Norme tecniche per le costruzioni", NTC 2008.
 - ha lo scopo di determinare le condizioni specifiche per la progettazione sismica della piattaforma Vega B e presenta anche la definizione del potenziale di liquefazione per l'area di Vega B,
 - ha preso in considerazione la distribuzione degli eventi sismici dell'intero territorio siciliano e la zonazione sismogenetica ZS9;
 - ha considerato che l'area di Vega B è ubicata in una zona differente rispetto all'area a sud di Catania e che quest'ultima è considerata come una delle aree italiane con maggiore rischio sismico in accordo al MP2004 "Working Group (2004). Italian Seismic Hazard Map. Final Technical Report for the National Department of Civil Protection, INGV, Milano-Roma, Aprile 2004";
 - si è tradotto, proprio in considerazione dell'elevato livello di esposizione e rischio sismico relativo della Sicilia, in un'estesa e appropriata analisi delle informazioni disponibili sulla sismicità e della loro influenza sull'area di Vega B;
 - ha considerato le sorgenti sismogenetiche INGV della Sicilia (S929- ZS930- ZS932- ZS933- ZS934- ZS935- ZS936) insieme alla "Malta Escarpment" e alla "Background Area";
 - ha confrontato i dati relativi agli spettri uniformi di rischio sismico dell'INGV con tempo di ritorno 475 anni e 2475 anni.
- sulla base dei dati geotecnici disponibili sono stati determinati i seguenti valori per i sismi di progetto:
 - SLE -Strength Level Earthquake, recurrence interval of 200 years, R=200 anni: PGA (bedrock)=0.064g, amax=0.106 g
 - RIE (Rare Intense Earthquake, recurrence interval of 2000 years), R=2000 anni: PGA (bedrock)=0.150g, amax=0.198 g

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including a large signature and some illegible text.

VALUTATO che:

- I valori di PGA determinati indicati dal proponente risultano essere coerenti con le indicazioni dell'INGV. Nel dettaglio:
 - il PGA per il SLE (Strength Level Earthquake, recurrence interval of 200 years) è maggiore, quindi cautelativo, del PGA indicato dall'INGV per un periodo di ritorno maggiore (475 anni);
 - il PGA per il RIE (Rare Intense Earthquake, recurrence interval of 2000 years) rientra nel range indicato dall'INGV per un periodo di ritorno maggiore (2475 anni) e risulta essere quindi cautelativo.

Handwritten notes and signatures on the left side of the page.

Handwritten notes and signatures on the bottom right side of the page, including a signature and the number 33.

CONSIDERATO che:

per quanto riguarda le caratteristiche del giacimento:

- l'ambiente geologico del Campo Vega B è ben conosciuto grazie ai pozzi esplorativi e di accertamento già realizzati e provati, che hanno consentito le misure reali di pressione, portate e natura dei fluidi di strato;
- l'ambiente geologico è praticamente lo stesso della struttura sviluppata dalla piattaforma "Vega A", in produzione dallo stesso tema minerario dal 1987 con 21 pozzi;
- la pressione di giacimento è uniforme. Le pressioni originarie della formazione mineralizzata (Siracusa, a circa 2,450 m di profondità da livello mare) sono normali, cioè a gradiente idrostatico.
- la pressione esercitata da una colonna di acqua di mare sulla formazione mineralizzata è sufficiente a bilanciare la pressione della stessa, impedendo quindi l'ingresso in pozzo di fluidi di strato,
- l'olio di Vega è classificato come "pesante" in base alle norme API, con una densità di circa 15°API che corrispondono a circa 0.94-0.96 kg/dm³, di poco inferiore alla densità dell'acqua di mare,

VALUTATO che:

- sulla base delle risultanze emerse dalla documentazione trasmessa dal proponente si desume che le caratteristiche del giacimento consentono di condurre le operazioni di perforazione in sicurezza;

CONSIDERATO che:

per quanto riguarda la componente ecosistemi naturali:

- sono state indagate le caratteristiche di 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 grazie al reperimento e studio delle informazioni bibliografiche disponibili per l'area vasta (Fase I), all'analisi e interpretazione biocenotica preliminare della Carta Morfobatimetrica e della Carta Geomorfologica e Sedimentologica (Fase II) e alla verifica diretta con campionamento e indagini ROV (Remotely Operated Vehicle) e Sonar (Fase III).
- La caratterizzazione biocenotica dell'area VEGA permette di classificare la piattaforma VEGA B su un'area a bassa sensibilità ecologica (Mosaico di Biocenosi dei Fanghi Terrigeni Costieri – VTC- e radi affioramenti di dimensione decimetrica a Coralligeno – C), mentre l'area di elevata sensibilità ecologica si trova a circa 300 m. – direz. NORD rispetto alla piattaforma VEGA B;
- Il tracciato delle sealines di collegamento VEGA A – VEGA B interesserà prevalentemente aree a bassa sensibilità ecologica, con un breve tratto su un'area a moderata sensibilità ecologica in corrispondenza di piccoli affioramenti a Coralligeno (C);
- Lo stato ecologico dei fondali è di livello buono-elevato;
- L'analisi bibliografica relativamente alla presenza di mammiferi e rettili marini permette di classificare l'area VEGA come idonea alla presenza di Tursiopi, Stenelle, e Delfini Comuni; aree di sversamento della Balenottera comune sono a circa 200 km. di distanza, mentre è possibile il passaggio delle Caretta Caretta, specie tipica del Mediterraneo;
- L'area del campo Vega, può essere sede delle fasi di deposizione e nursery della Triglia di fango, ma le aree principali di nurseries sono localizzate lontane dalle piattaforme in aree classificate come ZTB;
- L'area di progetto è ubicata in alto mare e a considerevole distanza da Aree Naturali Protette, Siti della Rete Natura 2000 e dalle IBA.
- L'area marina in cui si prevede la realizzazione delle opere in progetto non è interessata da zone soggette a vincoli di tutela biologica, naturalistica, archeologica e militare. Non sono presenti infatti Aree Marine Protette, Aree Specialmente 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);

- la distanza tra le opere a progetto e le Aree Marine Protette ai sensi della L. 349/1991, Siti della Rete Natura 2000 ai sensi della Direttiva Habitat 92/43/CEE e Direttiva Uccelli 2009/147/CE e IBA (Important Bird Areas) è sintetizzata di seguito:

Codice	Nome	Distanza dalle Opere a progetto
Area Marina Protetta	Plemmirio	> 80 km (> 43 mn)
Area Marina Protetta di Prossima istituzione	Pantani di Vendicari	> 50 km (> 27 mn)
Area Marina di Reperimento	Capo Passero	> 50 km (> 27 mn)
SIC ITA080010	Fondali Foce del Fiume Irmínio (perimetrazione modificata nell'Agosto 2012 successivamente alla presentazione dell'Istanza VIA)	> 11 mn
SIC ITA080001	Foce del Fiume Irmínio	38.5 km (20.8 mn)
SIC ITA080008	Contrada Religione	24.7 km (13.4 mn)
SIC ITA080007	Spiaggia Maganuco II	28.5 km (15.4 mn)
IBA167	Pantani di Vendicari e di Capo Passero	28.5 km (15.4 mn)

VALUTATO che la distanza dal SIC ITA080010 Fondali Foce del Fiume Irmínio è superiore a 10 mn e tale da garantire la non interferenza del progetto stesso con l'area protetta, per cui non sono ipotizzabili impatti di alcun genere;

VALUTATO che:

- Sulla base dell'ubicazione del progetto, l'impatto sulle biocenosi bentoniche dovuto dalla cantieristica e dall'attività di perforazione dei pozzi è di lieve entità e comunque temporaneo e reversibile;
- L'impatto sui mammiferi marini dovuto alla prospezione geofisica 2D, che sarà svolta prima della realizzazione dei lavori, è transitorio, di breve durata (13 ore) e mitigabile con le prescrizioni ACCOBAMS (in particolare soft-start e presenza MMOS).

CONSIDERATO che:

per quanto riguarda la componente rumore:

- in considerazione del fatto che le attività di installazione e il successivo esercizio della piattaforma Vega B avverranno in alto mare la caratterizzazione della componente rumore è stato sviluppata con riferimento alla diffusione del rumore in ambiente marino.
- obiettivo della caratterizzazione del rumore sottomarino è stato quello di stabilire gli effetti significativi determinati dall'opera sulla fauna marina, ed in particolare sui mammiferi marini e rettili marini. I potenziali ricettori ed elementi di sensibilità connessi alla produzione dei rumori in mare sono:
 - 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,
 - descritti nella sezione relativa alla flora, vegetazione, fauna ed ecosistemi.
- Le attività che comporteranno la maggiore produzione di emissioni sonore sono:
 - rilievo sismico 2D, realizzato mediante 4 airgun in batteria con singolo array; volume massimo degli airgun di circa 2,6 l (volume ridotto);
 - battitura dei pali di fondazione con battipalo idraulico sottomarino (azione impulsiva ad alta energia);
 - perforazione dei pozzi per un periodo minimo di circa 280 giorni effettivi;

Handwritten notes and signatures on the right margin, including a large '9' at the top and various scribbles and initials throughout the page.

Handwritten scribble on the left margin.

Handwritten scribbles and initials at the bottom left margin.

- L'energia sonora generata dagli airgun a 100 m. di distanza è pari a 170 dB;
- L'energia sonora generata dai battipali è compresa tra 210 e 260 dB.
- La durata della battitura dei pali è di circa 8 ore per ciascun palo
- L'energia sonora generata dalla perforazione dei pozzi è legata al funzionamento dei generatori.
- I livelli medi di emissione alla sorgente possono raggiungere i 190/195 dB a 1 metro: nella pratica però, con impianto di tipo semi-galleggiante (TAD), l'impianto stesso verrà ancorato e il livello sonoro sarà sensibilmente più basso.

VALUTATO che l'impatto sui mammiferi marini della componente rumore è dovuto principalmente all'azione degli airgun durante l'indagine sismica 2D e alle operazioni di infissione dei pali.

VALUTATO che le operazioni legate all'indagine sismica 2D e all'infissione dei pali saranno temporanee, limitate nel tempo e facilmente mitigabili, adottando le prescrizioni proposte da ACCOBAMS ed in particolare il soft start per gli airgun e la presenza di MMO's;

CONSIDERATO che

Per quanto riguarda la componente aspetti socio-economici, infrastrutture e salute pubblica:

- La caratterizzazione della componente è stata condotta con riferimento alla pesca, turismo, attività minerarie, attività portuali e traffici marittimi e alla 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 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.
- Durante la fase di cantiere sono trascurabili le limitazioni e perdite d'uso dell'area marina e dei fondali, i disturbi al traffico marittimo e gli effetti sulla salute pubblica;
- Per quanto concerne l'incremento dell'occupazione sarà limitato alla sola cantierizzazione (lavori di costruzione a terra, piattaforma, trivellazione pozzi e posa tubazioni); è previsto un numero totale di addetti di qualche centinaio di unità.

VALUTATO che l'impatto del progetto sulla componente aspetti socio- economici, infrastrutture e salute pubblica è di lieve entità e legato soprattutto alla fase di cantiere.

TUTTO CIO' VISTO, CONSIDERATO E VALUTATO

La Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS

ESPRIME

Parere favorevole riguardo alla compatibilità ambientale del Progetto:

**ISTRUTTORIA Congiunta VIA-AIA
"Progetto di sviluppo Campo VEGA B – Concessione
di coltivazione C.C6.EO – Canale di Sicilia",**

a condizione che si ottemperi alle seguenti prescrizioni:

9/

PRESCRIZIONI AIA**A- Sistema di gestione**

- 1- Il Gestore dovrà predisporre ed adottare un "Registro degli Adempimenti di Legge" concernenti l'ottemperanza delle prescrizioni in materia e quindi, in particolare, derivanti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, in cui dovranno trovare trascrizione, unitamente all'elenco degli adempimenti in parola, gli esiti delle prove e/o delle verifiche per la relativa ottemperanza. La registrazione degli esiti dei controlli di cui sopra dovrà risultare anche su supporto informatico. L'analisi e valutazione dei dati risultanti dai controlli eseguiti, espletata dal Gestore ed eventualmente integrata con l'indicazione di azioni correttive adottate e/o proposte, dovrà risultare in apposito rapporto informativo che, con cadenza annuale, dovrà essere inoltrato all'Ente di Controllo.

B- Approvvigionamento e stoccaggio materie prime ed ausiliarie e combustibili

- 2- Tutte le forniture devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato.
- 3- Devono essere adottate tutte le precauzioni atte a evitare sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni delle acque marine; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto.
- 4- Deve essere garantita l'integrità strutturale dei serbatoi e dei contenitori di stoccaggio e prevista una ispezione periodica per tutte quelle sostanze che possono provocare un impatto sull'ambiente.
- 5- Per i serbatoi dovrà essere previsto un adeguato contenimento dei potenziali sversamenti.

C- Emissioni in atmosfera

- 6- Il Gestore deve rispettare i valori limite emissivi di seguito indicati, nel rispetto di quanto previsto dal punto 2.2 dell'Allegato VI alla parte V del D.Lgs. 152/2006:

Rece

Vega A assetto attuale						
Punto emissivo	Parametro	limite alla capacità produttiva	Autorizzazione Previgente	Concentrazione ex D.Lgs.152/06	Concentrazione limite AIA	O ₂
		[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[%]
E1 (Motore Diesel)	NOx	2.000	2.000	4.000 ⁽¹⁾	2.000	5
	CO	650	650	650 ⁽¹⁾	650	
	Polveri	130	130	130 ⁽¹⁾	130	
E2 (Motore Diesel)	NOx	2.000	2.000	4.000 ⁽¹⁾	2.000	5
	CO	650	650	650 ⁽¹⁾	650	
	Polveri	130	130	130 ⁽¹⁾	130	
E3 (Motore Diesel)	NOx	2.000	2.000	4.000 ⁽¹⁾	2.000	5
	CO	650	650	650 ⁽¹⁾	650	
	Polveri	130	130	130 ⁽¹⁾	130	
E4 (Motore Diesel)	NOx	2.000	2.000	4.000 ⁽¹⁾	2.000	5
	CO	650	650	650 ⁽¹⁾	650	
	Polveri	130	130	130 ⁽¹⁾	130	
E5 a/b	NOx	350	-	500 ⁽²⁾⁽³⁾	500	5

Handwritten notes and signatures at the bottom of the page, including a large signature on the left and various initials and marks on the right.

Combustore	CO	100	-	-	100
	SOx	800	-	500 ⁽²⁾⁽⁴⁾	500 [800 ⁽⁶⁾]
	Polveri	10	-	10 ⁽⁵⁾	10
<p>(1) D.Lgs 152/06 – Allegato I alla Parte V – Parte III – Paragrafo 3 (Motori fissi a combustione interna – Motori ad accensione spontanea di potenza inferiore a 3 MW), come richiamato dall'Allegato I, alla parte V del D.Lgs. 152/06, parte IV, Sezione 2 - "Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici" - punto 2.6, ultimo paragrafo.</p> <p>(2) D.Lgs 152/06 – Allegato I alla Parte V – Parte II – Paragrafo 3 (Sostanze organiche che si presentano prevalentemente sotto forma di gas o vapore), come richiamato dall'Allegato I, alla parte V del D.Lgs. 152/06, parte IV, Sezione 2 - "Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici" - punto 2.6, penultimo paragrafo.</p> <p>(3) espressi come biossido di azoto.</p> <p>(4) espressi come biossido di zolfo.</p> <p>(5) D.Lgs 152/06 – Allegato I, alla parte V del D.Lgs. 152/06, parte IV, Sezione 2 - "Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici" - punto 2.6, penultimo paragrafo.</p> <p>(6) nei primi 12 mesi di validità dell'AIA le emissioni di SO_x dal combustore non dovranno eccedere gli 800 mg/Nm³.</p>					

Vega A + Vega B assetto futuro					
Punto emissivo	Parametro	limite alla capacità produttiva	Concentrazione ex D.Lgs.152/06	Concentrazione limite AIA	O ₂
		[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[%]
E19 (Nuovo Motore Gas 1)	NOx	500	500 ⁽¹⁾	500	5
	CO	650	650 ⁽¹⁾	650	
	Polveri	130	130 ⁽¹⁾	130	
E20 (Nuovo Motore Gas 2)	NOx	500	500 ⁽¹⁾	500	5
	CO	650	650 ⁽¹⁾	650	
	Polveri	130	130 ⁽¹⁾	130	
E21 (Nuovo Motore Diesel 1)	NOx	2.000	2.000 ⁽²⁾	2.000	5
	CO	650	650 ⁽²⁾	650	
	Polveri	130	130 ⁽²⁾	130	
E22 (Nuovo Motore Diesel 2)	NOx	2.000	2.000 ⁽²⁾	2.000	5
	CO	650	650 ⁽²⁾	650	
	Polveri	130	130 ⁽²⁾	130	
E5 a/b Combustore	NOx	350	500 ⁽³⁾⁽⁴⁾	500	5
	CO	100	-	100	
	SOx	800	500 ⁽³⁾⁽⁵⁾	500	
	Polveri	10	10 ⁽⁶⁾	10	
<p>(1) D.Lgs 152/06 – Allegato I alla Parte V – Parte III – Paragrafo 3 (Motori fissi a combustione interna - Altri motori a quattro tempi), come richiamato dall'Allegato I, alla parte V del D.Lgs. 152/06, parte IV, Sezione 2 - "Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici" - punto 2.6, ultimo paragrafo.</p> <p>(2) D.Lgs 152/06 – Allegato I alla Parte V – Parte III – Paragrafo 3 (Motori fissi a combustione interna - Motori ad accensione spontanea di potenza uguale o superiore a 3 MW), come richiamato dall'Allegato I, alla parte V del D.Lgs. 152/06, parte IV, Sezione 2 - "Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici" - punto 2.6, ultimo paragrafo.</p> <p>(3) D.Lgs 152/06 – Allegato I alla Parte V – Parte II – Paragrafo 3 (Sostanze organiche che si presentano prevalentemente sotto forma di gas o vapore), come richiamato dall'Allegato I, alla parte V del D.Lgs. 152/06, parte IV, Sezione 2 - "Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici" - punto 2.6, penultimo paragrafo.</p> <p>(4) espressi come biossido di azoto.</p> <p>(5) espressi come biossido di zolfo.</p> <p>(6) D.Lgs 152/06 – Allegato I, alla parte V del D.Lgs. 152/06, parte IV, Sezione 2 - "Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici" - punto 2.6, penultimo paragrafo.</p>					

- 7- Qualora la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale accerti che la collocazione geografica della piattaforma assicura una ottimale dispersione delle emissioni, evitando che le stesse interessino località abitate, nel rispetto di quanto previsto dall'Allegato I, alla parte V del D.Lgs. 152/06, parte IV, Sezione 2 - "Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici" - punto 2.6, i limiti di emissione si intendono rispettati quando in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale.
- 8- Le emissioni provenienti dagli ulteriori camini dichiarati dal Gestore sono autorizzate in qualità di emissioni non significative. Qualsiasi altra emissione significativa non dichiarata in fase di presentazione della domanda di AIA è ovviamente ritenuta non autorizzata.
- 9- Il Gestore, per i camini E1, E2, E3, E4 ed E5a/b (ovvero per l'assetto futuro per i camini E19,

E20, E21, E22 ed E5a/b) dovrà monitorare con frequenza trimestrale i seguenti parametri:

- T, %O₂, %H₂O, portata degli effluenti gassosi;
- I pertinenti parametri riportati nelle tabelle di cui al punto (6).

D- Emissioni in atmosfera non convogliate

10- Al fine di prevenire le emissioni fuggitive che eventualmente potrebbero verificarsi a stabilimento completamente implementato ed a regime e/o quindi durante tutta la fase di esercizio dello stesso, il Gestore dovrà stabilire un opportuno programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione delle eventuali perdite ed alla loro conseguente riparazione (tipo L.D.A.R - Leak Detection and Repair). Tale programma dovrà essere predisposto entro sei mesi dal rilascio dell'AIA e reso operativo nei successivi sei mesi.

E- Emissioni in acqua

11- Gli scarichi finali SF-A1, SF-A2 e SF-A3 (ovvero per l'assetto futuro SF-A1, SF-A2, SF-A3, SF-B1 e SF-B2) devono rispettare i limiti riferiti allo scarico in acque superficiali di cui alla tabella 3 dell'allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 e s.m.i [inclusa la nota (1) per il parametro T]; per gli olii minerali il limite da rispettare è 40 mg/l (comma 5 art. 104 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.). Qualsiasi altro scarico non dichiarato in fase di presentazione della domanda di AIA è ovviamente ritenuto non autorizzato.

12- I controlli degli scarichi, per la verifica del rispetto dei limiti, devono essere effettuati secondo le modalità indicate nel PMC.

13- I pozzetti di prelievo fiscale o comunque i punti di campionamento devono essere in ogni momento accessibili ed attrezzati per consentire il campionamento delle acque reflue da parte delle Autorità di controllo.

14- Deve essere costantemente monitorato e garantito il corretto funzionamento degli impianti di trattamento in tutte le loro fasi nonché la corretta gestione e manutenzione di tutte le strutture e delle infrastrutture annesse dotate di sistemi atti a garantire il rispetto delle misure di sicurezza.

F- Rifiuti

15- Il deposito temporaneo di rifiuti prodotti deve essere gestito nel rispetto di quanto indicato al comma 1) lettera BB) "deposito temporaneo" dell'articolo 183 del DLgs 152/2006 e s.m.i., e in particolare:

- b. il Gestore deve indicare preventivamente di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo);
- c. il deposito temporaneo deve essere effettuato per categorie omogenee di rifiuti e nel rispetto delle relative norme tecniche, nonché, per i rifiuti pericolosi, nel rispetto delle norme che disciplinano il deposito delle sostanze pericolose in essi contenute;
- d. devono essere rispettate le norme che disciplinano l'imballaggio e l'etichettatura delle sostanze pericolose;
- e. le aree di deposito temporaneo devono avere le seguenti caratteristiche:
 - a. devono essere chiaramente identificate e munite di cartellonistica, ben visibile per dimensione e collocazione, indicante le quantità massime, i codici CER, lo stato fisico e le caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stoccati;
 - b. devono essere dotate di idonea copertura se stoccati all'aperto, oppure i rifiuti devono essere stoccati in contenitori chiusi e a tenuta;
 - c. devono essere adeguatamente protetti dal contatto con le acque meteoriche;

[Handwritten signatures and notes at the bottom of the page, including 'Fors' and various scribbles.]

- d. i fusti non devono essere immagazzinati su più di due livelli e deve essere sempre assicurato uno spazio di accesso sufficiente per effettuare ispezioni su tutti i lati;
- e. i contenitori devono essere immagazzinati in modo tale che perdite e sversamenti non possano fuoriuscire dai bacini di contenimento o dalle apposite aree di drenaggio impermeabilizzate;
- f. il Gestore dovrà verificare almeno una volta al mese, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi;
- g. il Gestore dovrà comunicare tempestivamente, all'autorità competente ed all'autorità di controllo nell'ambito del reporting annuale, eventuali variazioni della natura, dei quantitativi e delle relative aree di stoccaggio temporaneo dei rifiuti prodotti nell'impianto, rispetto a quanto riportato ai pertinenti paragrafi del presente PIC.

G- Manutenzione ordinaria e straordinaria

- 16- Il Gestore deve attuare un adeguato programma di manutenzione ordinario tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e sistemi rilevanti a fini ambientali. In tal senso il Gestore dovrà dotarsi di un manuale di manutenzione, comprendente quindi tutte le procedure di manutenzione da utilizzare e dedicate allo scopo.
- 17- Il Gestore, inoltre, dovrà disporre di macchinari di riserva in caso di effettuazione di interventi di manutenzione che impongano il fuori servizio del macchinario primario. Il Gestore dovrà altresì registrare, su apposito registro di manutenzione, l'attività effettuata. In caso di arresto di impianto per l'attuazione di interventi di manutenzione straordinaria, dovrà inoltre darne comunicazione con congruo anticipo e secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio, all'Ente di Controllo.

H- Malfunzionamenti

- 18- In caso di malfunzionamenti, il Gestore dovrà essere in grado di sopperire alla carenza di impianto conseguente, senza che si verifichino rilasci ambientali di rilievo. Il Gestore ha l'obbligo di registrare l'evento, di analizzarne le cause e di adottare le relative azioni correttive, rendendone pronta comunicazione all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

I- Eventi incidentali

- 19- Il Gestore deve operare per prevenire possibili eventi incidentali e comunque per minimizzarne gli eventuali effetti. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche in analogia con quanto previsto dal D.Lgs. 334/1999 e s.m.i., in materia di Sistema di gestione della Sicurezza.
- 20- Tutti gli eventi incidentali con potenziale effetto sull'ambiente devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente, all'Ente di Controllo, al Comune e alla Provincia, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo. Inoltre, fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per rimuoverne le cause e per limitare, per quanto possibile, le conseguenze. Il Gestore inoltre deve attuare approfondimenti in ordine alle cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

Le prescrizioni suddette sono pienamente condivise dalla Commissione VIA.

PRESCRIZIONI VIA

1. Presentare al MATTM, alle Capitanerie di Porto ed alla Regione Sicilia un dettagliato cronoprogramma per l'effettuazione della prospezione geofisica 2D sull'area dove sorgerà la piattaforma VEGA B e per i lavori di costruzione della piattaforma VEGA B, dei pozzi e delle sealines;
2. Al fine di tutelare i mammiferi marini da eventuali impatti causati dal rumore, adottare le linee guida sviluppate da ACCOBAMS ed in particolare il soft start degli airgun nell'indagine sismica 2D e la presenza di MMO's (marine mammals observers), sia durante l'indagine sismica sia durante l'operazione di infissione dei pali di fondazione;
3. L'eventuale esecuzione delle indagini sismiche con metodi diversi da quello autorizzato, comporterà una nuova procedura di VIA;
4. Garantire la completa osservanza delle Ordinanze delle Capitanerie di Porto interessate in materia di sicurezza della navigazione;
5. Prima dell'avvio dei lavori il proponente dovrà effettuare una più approfondita valutazione degli impatti per le attività di pesca e prevedere adeguate forme di compensazione.
6. In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori, tenuto conto che le sealines saranno ubicate in vicinanza di strutture ad alto rischio di incidente, dovrà essere condotta un'analisi di rischio delle condotte a mare con dettagliate analisi quantitative che tengano conto di tutti i possibili scenari accidentali causati da impatto e trascinarsi di ancore, interferenza con attrezzature di pesca, malfunzionamento delle attrezzature in uso alle piattaforme, errore umano, ecc. esattamente come previsto dalle normative internazionali DnV RP-F107 "Risk Assessment of Pipeline Protection"; ciò in considerazione del fatto che le sealine in questione sono escluse dal campo di applicazione del D.Lgs. 334/99 ai sensi dell'art. 4, lett. d). È prescritto altresì il pieno rispetto della normativa internazionale DnV-OS-F101 "Submarine Pipeline Systems" in cui è previsto che la probabilità di rottura di ogni condotta sottomarina sia inferiore a 1×10^{-5} /anno.
7. In fase di progettazione esecutiva il proponente dovrà redigere profili geologici dettagliati che permettano di evidenziare le problematiche geologiche lungo il tracciato delle sealine e nel tratto onshore così come un'analisi della sismicità locale legata ad attività tettonica.
8. Prima dell'avvio dei lavori, relativamente alle attività di perforazione dei pozzi, il Proponente dovrà predisporre ed eseguire un Piano di monitoraggio degli effetti prodotti sull'ambiente marino dalla realizzazione ed esercizio delle opere, con particolare riguardo alle eventuali alterazioni a carico delle comunità bentoniche ed ittiche, e le eventuali ripercussioni sulle attività di pesca. I contenuti del piano dovranno essere concordati con ISPRA.
9. In relazione alla natura dei lavori previsti per l'attuazione del progetto in esame, che comporteranno la movimentazione dei sedimenti e quindi la loro dispersione nelle acque dell'area marina interessata, prima dell'avvio dei lavori, il proponente dovrà attuare una campagna di monitoraggio *ante-operam* finalizzata ad aggiornare e confermare i dati già in possesso.
10. In relazione al fatto che l'attività di realizzazione della piattaforma VEGA B risulta quella maggiormente impattante sui mammiferi marini, si ritiene opportuno, nell'ambito del Piano di monitoraggio proposto, d'integrare la squadra addetta all'installazione della piattaforma con osservatori qualificati, esperti di biologia dei mammiferi marini, che inizino le osservazioni almeno 30 minuti prima dell'inizio dell'attività di battitura dei pali, per escludere la presenza di mammiferi

marini nel raggio di 1 miglio marino dalla sorgente. In caso di avvistamento di mammiferi marini, sarà necessario ritardare l'inizio delle attività per consentirne l'allontanamento e aspettare 20 minuti dopo l'ultimo avvistamento.

11. In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori dovrà essere predisposto uno scenario previsionale che quantifichi gli effetti negativi e significativi sull'habitat marino dovuti ad incidente in fase di perforazione del pozzo o coltivazione del giacimento, incendio sulla piattaforma, che valuti l'entità dell'eventuale danno producibile sull'ecosistema, la sua riparabilità, ed individui le misure per mitigare e compensare i danni creati sull'ecosistema e quantificati i costi per gli interventi. Il Piano di emergenza ambientale dovrà indicare le tecnologie che interverranno e le misure di pronto intervento da porre in essere in caso si verificasse l'evento incidentale, per contenere ed eliminare gli inquinamenti conseguenti a sversamento od eruzione. Dovrà essere accantonata la cifra necessaria a far fronte ai costi stimati per le operazioni di risanamento e ripristino dell'habitat.
12. In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori dovrà essere presentato un progetto di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante operam con la stima dei costi. Il ripristino dovrà essere attuato ad esaurimento del giacimento come quantificato dalla producibilità di progetto.
13. In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori il proponente dovrà presentare un piano operativo per lo svolgimento di attività di perforazione che soddisfi i seguenti requisiti:
 - a. Le schede tecniche di sicurezza e le caratteristiche qualitative e quantitative dei fluidi di perforazione e relativi componenti, esattamente come indicato dal D.M. 28.07.1994 e ssmm.ii..
 - b. L'obbligo ad effettuare la separazione dei cutting asportati dal fango solo ed esclusivamente sul deck del "Jack-up" o sulla coperta del pontone appoggio mediante l'uso di vibrovagli e almeno due batterie di idrocycloni in serie: la prima costituita da desander e la seconda costituita da desilter. Per il recupero dei materiali di appesantimento, per disidratare il fango esausto e i cutting prima del trasporto finale a discarica, è prescritto altresì l'uso di centrifughe a cilindri rotanti. Soluzioni alternative potrebbero essere realizzate alla sola condizione che sia comunque garantita una efficienza del processo finale non inferiore a quella sopra descritta.
 - c. In ogni caso, sempre sul deck del "Jack-up" o sulla coperta del pontone appoggio, dovranno essere previste diverse vasche di accumulo del fango (sia attive che di riserva per fronteggiare eventuali perdite di circolazione) dotate di agitatori meccanici o pneumatici per mantenere omogeneo il fango, oltre alle vasche di stoccaggio temporaneo dei cutting prima di essere trasportati a discarica e ai serbatoi di accumulo delle acque reflue.
14. Il Proponente dovrà definire, in accordo con ARPA Sicilia le modalità di esecuzione del collaudo delle sealines, con particolare riferimento alla caratterizzazione delle acque utilizzate per la pressurizzazione e l'eventuale pulizia delle sealines nella fase di collaudo, al fine di definire le modalità di smaltimento ovvero la possibilità di reimmissione in mare.
15. In fase di progetto esecutivo dovrà essere definita in dettaglio la composizione della lega metallica utilizzata nei sistemi di protezione anticorrosiva di tutte le strutture a mare e dovrà essere sottoposta alla valutazione dell'ARPA Sicilia al fine di verificare la necessità di predisporre un programma di monitoraggio di rilascio di metalli nell'ambiente marino per tutta la durata dell'esercizio, con modalità e tempistica da concordare con ARPA e con costi a carico del Proponente. Tale monitoraggio dovrà sicuramente essere realizzato qualora nei sistemi di protezione siano utilizzati materiali a base di zinco.
16. Al termine dei lavori il Proponente dovrà presentare un quadro riassuntivo dei lavori svolti, così come risulta dallo stato finale (o corrispondente al finale), comprendente eventuali varianti in corso d'opera

9

ed opere compensative; il Proponente dovrà altresì provvedere all'eventuale versamento del maggiore onere dovuto per lo 0,5 per mille.

17. In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori il Proponente dovrà aggiornare il piano di emergenza antinquinamento, sulla base degli ulteriori elementi conoscitivi ed in particolare in relazione alla definizione ed al posizionamento di tutti i centri di pericolo. Tale piano dovrà valutare il possibile ricorso a tecniche e materiali innovativi, quale ulteriore elemento di precauzione finalizzato alla minimizzazione dei rischi d'impatto ambientale sui recettori sensibili; il piano dovrà essere preventivamente concordato con ARPA SICILIA e successivamente trasmesso al MATTM per la relativa verifica di ottemperanza.
18. In merito alle modalità di controllo ed eventuale presidio della nuova piattaforma VEGA B, in fase di progettazione esecutiva ed alla luce degli ulteriori elementi conoscitivi tipici di detto livello progettuale, il Proponente dovrà aggiornare le valutazioni degli scenari di rischio, considerando il verificarsi di eventi accidentali in momenti in cui non sia presente personale a bordo. Nel caso in cui tali valutazioni evidenzino fattori di rischio non compatibili con la gestione in sicurezza della piattaforma, il Proponente dovrà prevedere la presenza di un presidio, almeno parziale. In alternativa il Proponente dovrà mettere in atto un sistema di monitoraggio basato su telecamere ad infrarossi con riporto in sala controllo (presidiata) della piattaforma VEGA A. I risultati di tali valutazioni, comprese le conseguenti misure di riduzione del rischio proposte, dovranno essere sottoposte a verifica di ottemperanza da parte del MATTM.

Le prescrizioni n. 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 16, 17 e 18 dovranno essere trasmesse al MATTM per la relativa verifica di ottemperanza.

[Handwritten signatures and initials scattered across the bottom half of the page, including names like 'S', 'u', 'K', 'IS', 'Per', 'fah', 'FR', 'BR', '43', and 'M']



PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO
Articolo 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

GESTORE	EDISON GAS - S.p.A.
LOCALITÀ	OFF SHORE - CANALE DI SICILIA A CIRCA 20 KM DALLA COSTA SUD ORIENTALE DELLA SICILIA
DATA DI EMISSIONE	18/04/2013
NUMERO TOTALE DI PAGINE	20



INDICE

PREMESSA.....	46
1. FINALITÀ DEL PIANO.....	46
2. PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO.....	46
Obbligo di esecuzione del piano.....	46
Divieto di miscelazione.....	46
Funzionamento dei sistemi.....	47
3. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME.....	48
Consumi/Utilizzi di materie prime.....	48
Controlli sui contenitori e sugli altri contenitori di stoccaggio.....	48
Aree di stoccaggio e bacini di contenimento.....	48
Consumi idrici.....	48
Consumi energetici.....	49
4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	49
Identificazione dei punti di emissioni in aria.....	49
Controlli previsti per i punti di emissione.....	50
Monitoraggio dei transitori.....	51
Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi.....	51
5. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA.....	52
Identificazione e monitoraggio degli scarichi idrici.....	52
6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	52
Metodo di misura del rumore.....	53
7. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	54
8. ATTIVITÀ DI QA/QC.....	54
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio dei campioni.....	55
Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità.....	55
Controllo di impianti e apparecchiature.....	55
9. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	56
Definizioni.....	56
Formule di calcolo.....	57
Validazione dei dati.....	57
Indisponibilità dei dati di monitoraggio.....	57
Eventuali non conformità.....	57
Obbligo di comunicazione annuale.....	58
Gestione e presentazione dei dati.....	59
10. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITÀ DI CONTROLLO.....	60
Attività a carico dell'Autorità di Controllo (previsione).....	61

Handwritten notes and signatures on the right margin, including a large signature that appears to be "G. G. G." and other illegible marks.

Handwritten notes and signatures at the bottom of the page, including a large signature that appears to be "G. G. G." and other illegible marks.



PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo (di seguito PMC) rappresenta parte essenziale dell'autorizzazione integrata ambientale ed il Gestore, pertanto, è tenuto ad attuarlo con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite per il campionamento e delle modalità di esecuzione dei previsti controlli e misure.

Il presente PMC è conforme alle indicazioni della Linea Guida in materia di "Sistemi di Monitoraggio" che costituisce l'Allegato II del decreto 31 gennaio 2005 recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372" (Gazzetta Ufficiale n. 135 del 13 Giugno 2005).

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, l'Autorità di controllo e il Gestore possono concordare e attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti che consentano una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità dell'impianto.

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del piano in parola, il Gestore deve dotarsi di una struttura, adeguatamente regolata in termini organizzativi ed inoltre provvista delle necessarie ed idonee attrezzature, in grado quindi di attuare correttamente quanto imposto in termini di verifiche, di controllarne e valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali, necessarie azioni correttive.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti e quindi di riferimento in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.

Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare a propri fini, potranno essere attuate dallo stesso anche laddove non contemplate dal presente PMC.

1. Finalità del piano

In attuazione dell'art. 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il presente PMC ha la finalità principale della verifica di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC (e non IPPC) dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

2. Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano

Obbligo di esecuzione del piano

Il Gestore dovrà eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio.

Divieto di miscelazione

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione delle emissioni, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.



Funzionamento dei sistemi

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"¹ durante l'esercizio dell'impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per necessità di manutenzione e/o calibrazione, l'attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo, si stabilisce inoltre che:

1. In caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'Ente di controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercito.
2. La strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il "campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.

¹ Un sistema o componente è definito operabile se la prova periodica, condotta secondo le indicazioni di specifiche norme di sorveglianza e delle relative procedure di sorveglianza, hanno avuto esito positivo.

[Handwritten signatures and initials at the bottom of the page, including 'S', 'su', 'B', 'ster', 'b', 'A', 'B', '47']

[Vertical handwritten notes and signatures on the right margin, including 'W', 'B', 'A', 'B', '47']

3. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

Consumi/Utilizzi di materie prime

Devono essere registrati i consumi di combustibile e gli approvvigionamenti delle altre materie prime utilizzate; per ciascuno di questi devono essere forniti i dati riportati nella seguente tabella 1.

Tabella 1: Consumi di materie prime

Tipologia	Codice Identificativo	Fase di utilizzo	Frequenza Monitoraggio	Metodo di misura	U.M.	Modalità di registrazione	Report
Gasolio diluente	(1)	AT-A2	Ogni arrivo		Sm ³	Database elettronico	Annuale
Anticorrosivo	(1)	AT-A4	Ogni arrivo		t	Database elettronico	Annuale
Gasolio	(1)	AT-A5 AT-A8 AT-A10 AT-A13	Ogni arrivo		m ³	Database elettronico	Annuale
Antischiuma	(1)	AT-A4	Ogni arrivo		t	Database elettronico	Annuale
Oli lubrificanti	(1)	Tutte	Ogni arrivo		Kg	Database elettronico	Annuale

(1) Il codice identificativo sarà registrato sulla base di quanto riportato nella scheda tecnica del materiale

Controlli sui contenitori e sugli altri contenitori di stoccaggio

Il Gestore dovrà verificare, tramite ispezioni annuali e in caso di eventi incidentali od anomali, lo stato dei contenitori delle materie sopra elencate, al fine di prevenire fenomeni di contaminazione in mare. Per i contenitori e le linee di distribuzione deve essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo.

Aree di stoccaggio e bacini di contenimento

Il Gestore dovrà trimestralmente effettuare controlli e pulizia delle aree di stoccaggio e dei bacini di contenimento annotando l'esito delle attività e informando tempestivamente l'Autorità di Controllo nel caso di anomalie riscontrate.

Consumi idrici

Devono essere registrati i consumi idrici, direttamente o indirettamente tramite la stima dell'operatività delle pompe ad esso collegate, con le modalità riportate nella tabella sottostante.

Tabella 3: Consumi idrici

Tipologia	Punto di prelievo	utilizzo	Parametro	U.M.	Frequenza monitoraggio	Modalità di registrazione	Report
Acqua di mare	PP - A1/2/3/4	casing elettropompe per raffreddamento, antincendio, etc	Portata	m ³ /h	Sulla base dell'utilizzo delle pompe di prelievo	Database elettronico	Annuale
			temperatura	°C	Continuo		
Acqua di mare	PP-A5/6	casing motopompe di emergenza per raffreddamento, antincendio, etc.	Portata	m ³ /h	Sulla base dell'utilizzo delle pompe di prelievo	Database elettronico	Annuale
			temperatura	°C	Continuo		



Consumi energetici

Devono essere registrati i consumi e la produzione di energia e deve essere compilata la seguente tabella 4 riepilogativa con un Rapporto con cadenza annuale.

Tabella 4: Consumi di energia

Parametro	U. M.	Metodo Monitoraggio	Frequenza Monitoraggio	Modalità di registrazione	Report
Produzione energia elettrica	MWh	Contatore	Mensile	Database elettronico	Annuale
Consumi energia elettrica	MWh	Contatore	Mensile	Database elettronico	Annuale

Combustibili

Devono essere registrati i consumi dei combustibili utilizzati e deve essere compilata la seguente tabella 5 riepilogativa con un Rapporto con cadenza annuale.

Tabella 5: Combustibili

Parametro	Metodo di misura	Frequenza Monitoraggio	U.M.	Modalità di registrazione	Report
Gasolio	Contatore	Mensile	m ³	Database elettronico	Annuale
Gas di separazione	Contatore	Mensile	t	Database elettronico	Annuale

4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

La selezione dei punti di emissione significativi e delle sostanze con obbligo di monitoraggio, con le relative frequenze, derivano dall'analisi del processo e da obblighi di legge. Sono in particolare da tenere in considerazione gli obblighi di monitoraggio derivanti dal D.lgs. 152/2006.

Identificazione dei punti di emissioni in aria

Per quanto attiene all'identificazione dei punti di emissione in aria, quelli da considerare sono riportati nella seguente tabella 7 (X e Y del Sistema di Riferimento delle coordinate UTM/WGS84).

Tabella 7: Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione	Latitudine	Longitudine	Altezza [m]	diametro [cm]
E1	Camino del motore diesel per la produzione di energia elettrica	da confermare/ comunicare	da confermare/ comunicare	18,5	30
E2	Camino del motore diesel per la produzione di energia elettrica	da confermare/ comunicare	da confermare/ comunicare	18,5	30
E3	Camino del motore diesel per la produzione di energia elettrica	da confermare/ comunicare	da confermare/ comunicare	18,5	30



E4	Camino del motore diesel per la produzione di energia elettrica	da confermare/ comunicare	da confermare/ comunicare	18,5	30
E5a/b	Camino del combustore	da confermare/ comunicare	da confermare/ comunicare	38	200

¹ Il valore è riferito al livello del mare

Controlli previsti per i punti di emissione

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nella successiva tabella 8.

Tabella 8: Parametri da misurare per le emissioni convogliate

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (Autorità competente)	U.M.	Frequenza Monitoraggio	Metodo di misura	Modalità Registrazione	Report
E5a/b	SO _x	Come da autorizzazione	mg/Nm ³	Trimestrale		Database elettronico	Annuale
Camini E1,E2, E3,E4, E5a/b, E19, E20, E21,E22	Temperatura	Parametri operativi	°C	Trimestrale		Database elettronico	Annuale
	Pressione	Parametri operativi	mbar	Trimestrale		Database elettronico	Annuale
	Portata	Parametri operativi	Nm ³ /h	Trimestrale	UNI EN 10169:2001 ⁽¹⁾	Database elettronico	Annuale
	Ossigeno	Parametri operativi	%	Trimestrale	UNI EN 14789:2006	Database elettronico	Annuale
	Umidità	Parametri operativi	%	Trimestrale	Metodo differenziale	Database elettronico	Annuale
	NO _x	Come da autorizzazione	mg/Nm ³	Trimestrale	UNI 10878:2000 UNI 14792:2006?	Database elettronico	Annuale
	Polveri	Come da autorizzazione		Trimestrale		Database elettronico	Annuale
	CO	Come da autorizzazione	mg/Nm ³	Trimestrale	UNI EN 15058:2006	Database elettronico	Annuale



Quando non espressamente indicato deve essere sempre preventivamente concordato con l'Autorità di Controllo.

Monitoraggio dei transitori

Oltre a quanto già espressamente indicato nelle tabelle 7, relativamente alle fasi di avvio dell'assetto futuro (piattaforme Vega A e Vega B) il gestore dovrà concordare con l'ISPRA un adeguato piano di Monitoraggio e Controllo che tenga conto del particolare momento di transizione, nonché delle eventuali fasi di collaudo e messa in esercizio. Il piano sarà volto a determinare (misurare o stimare) i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti indicati nelle tabelle 8, le rispettive emissioni massiche nonché il numero di avviamenti e spegnimenti e i relativi tempi di durata; tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse con la prevista cadenza all'Autorità Competente.

Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi

I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento da utilizzare per le analisi e i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

Il Gestore può proporre all'Autorità di Controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso in cui si accerti che nei metodi indicati sia presente un'inesattezza l'Autorità di controllo e il Gestore possono concordare le eventuali modifiche necessarie.

Norma UNI EN 10169:2001 - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot. Si sottolinea la necessità di una verifica del flusso misurato dal sistema continuo almeno ogni dodici mesi.

Allegato 1 al decreto ministeriale 25 agosto 2000 "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n. 203" (supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223) per il rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO₂ e NO₂.

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x.

Norma UNI EN 14789:2006 per O₂ in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 14790:2006 per vapore d'acqua in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 15058:2006 per CO in flussi gassosi convogliati.

Norma US EPA method 210 per la determinazione del PM₁₀ filtrabile.

Norma US EPA method 202 per la determinazione del PM₁₀ condensabile.

Si considera attendibile qualunque misura eseguita, con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo Piano di monitoraggio e controllo, purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** - procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

[Handwritten signatures and notes, including 'new' and 'Ks']



5. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Identificazione e monitoraggio degli scarichi idrici

Dovranno essere monitorati i differenti punti di scarico idrico sia continui che discontinui, di cui è dotato il terminale riportati in Tabella 9 con le relative frequenze.

Tabella 9: Emissioni in Acqua: parametri monitorati

Punto di Emissione	Parametro	Frequenza di Monitoraggio	U.M.	Limiti/prescrizioni	Modalità di registrazione	Report
SF -A1	Portata	trimestrale	m ³ /h	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
	Temperatura	trimestrale	°C		Database elettronico	Annuale
SF- A2	Portata	trimestrale	m ³ /h	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
	Temperatura	trimestrale	°C		Database elettronico	Annuale
SF- A3	Portata	trimestrale	m ³ /h	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
	Temperatura	trimestrale	°C		Database elettronico	Annuale
SF -B1	Portata	trimestrale	m ³ /h	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
	Temperatura	trimestrale	°C		Database elettronico	Annuale
SF- B2	Portata	trimestrale	m ³ /h	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
	Temperatura	trimestrale	°C		Database elettronico	Annuale

Tabella 10: Emissioni in Acqua: metodi di misura

Parametro	Metodo di misura
Temperatura	EN/IEC 60751
	DIN 43760
Portata	ISO 9104
	ISO 13359
	ISO 6817

I risultati dei controlli riportati nella tabella 9 dovranno essere contenuti nel Rapporto con cadenza annuale.

6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

L'impianto deve essere sottoposto a monitoraggio del rumore negli ambienti di lavoro in conformità alle normative vigenti in materia. Tale monitoraggio sarà predisposto secondo procedura definita preventivamente ed effettuato misurando periodicamente i livelli acustici negli ambienti di lavoro. Le misurazioni dovranno essere effettuate da personale qualificato e con strumentazione conforme alla normativa vigente, sottoposta a taratura periodica. Le misure dovranno essere ripetute ogni 2



anni dall'ultima campagna acustica effettuata. Nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico nei confronti dell'esterno, il Gestore dovrà effettuare una valutazione preventiva dell'impatto acustico. La relazione di impatto acustico dovrà comprendere le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura. La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16.3.1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, nel rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte secondo la zonizzazione territoriale di competenza del Comune interessato. Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente. Il Gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare all'Ente di Controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica. I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel Rapporto annuale.

Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16/3/1998. Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994. La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura. Tutta la documentazione attinente la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

[Handwritten signatures and initials, including 'ree', 'su', 'BR', 'FRL', 'SPR', and various illegible marks.]



7. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

La gestione dovrà essere effettuata in accordo vigente normativa italiana. Le quantità di rifiuti prodotti saranno registrate negli appositi registri dei rifiuti di bordo. La quantificazione e classificazione dei rifiuti prodotti verrà effettuata compilando la tabella seguente.

Tabella 10: Monitoraggio e controllo della quantità dei rifiuti prodotti

Categoria CER	Descrizione	U.M.	Frequenza Monitoraggio	Modalità Rilevamento	Modalità di registrazione	Report
Vari	Vari	Kg/m ³ /l	Ogni consegna	Buono Consegna Rifiuti di Bordo	Registro degli Idrocarburi e Registro per i Rifiuti Solidi	Annuale

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali e territoriali devono essere adempiute.

Controllo tipologia

La raccolta e la separazione dei rifiuti dovranno essere effettuate a partire dalla loro tipologia, in conformità a quanto previsto dalle vigenti normative nazionali ed internazionali. In particolare i rifiuti prodotti dovranno essere raccolti e suddivisi per tipologie in idonei contenitori, chiaramente identificabili, e posti nelle aree di stoccaggio dedicate; successivamente i rifiuti dovranno essere inviati a terra, e consegnati alla ditta concessionaria, autorizzata alla ricezione ed all'avvio a smaltimento/recupero degli stessi. Per garantire la corretta gestione dei rifiuti, le aree di raccolta rifiuti del Terminale verranno monitorate secondo quanto riportato nella seguente tabella:

Tabella 11: Gestione depositi dei rifiuti di bordo

Categoria CER	ID Area di Deposito	U.M.	Data del controllo	Stato del deposito	Quantità Presente nel Deposito	Modalità di Registrazione
	Piazzale Mod. 170					Registrazione su file
	Mod. 130					Registrazione su file

Fondale Marino

Per tutta la durata dell'esercizio del Terminale e per l'anno successivo alla sua dismissione, l'ambiente marino interessato dalla presenza del Terminale stesso dovrà essere sottoposta ad un Piano di monitoraggio, così come prescritto nell'ambito della procedura di V.I.A.

Le analisi del fondale dovranno essere ripetute con cadenza periodica.

8. ATTIVITÀ DI QA/QC

Tutte le attività di laboratorio, siano esse interne ovvero affidate a terzi, devono essere svolte in strutture accreditate per le specifiche operazioni di interesse. All'atto del primo rilascio di AIA è



fatto obbligo al Gestore che decide di utilizzare servizi di laboratorio esterni di ricorrere a laboratori dotati di sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 9000. Qualora il Gestore utilizzi strutture interne è concesso un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 9000.

Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio dei campioni

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti. Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione. Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano mantenute con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte. Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento. All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità

La strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica fiscale dovrà essere operata secondo le prescrizioni riportate nel presente piano di monitoraggio e controllo e sarà sottoposta a verifica da parte dell'autorità di controllo secondo le stesse procedure adottate nel presente piano. Il gestore dovrà conservare un rapporto informatizzato di tutte le operazioni di taratura, verifica della calibrazione ed eventuali manutenzioni eseguite sugli strumenti. Il rapporto dovrà contenere la data e l'ora dell'intervento (inizio e fine del lavoro), il codice dello strumento, la spiegazione dell'intervento, la descrizione succinta dell'azione eseguita e la firma dal tecnico che ha effettuato il lavoro. Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore a due anni, per assicurarne la traccia. Infine, qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato allo specifico strumento indicato nel presente piano di monitoraggio dovrà essere data comunicazione preventiva all'autorità di controllo. La notifica dovrà essere corredata di una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo PI&D con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

Controllo di impianti e apparecchiature

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di sistemi quali, sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., sistemi di abbattimento e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo (ISPRA) di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale. Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

[Handwritten signatures and notes at the bottom of the page, including names like 'Su', 'M', 'Bull', 'P', '55']



9. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Definizioni

Limite di quantificazione è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n misure replicate del bianco più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione, i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ per il calcolo dei valori medi, nel caso di misure puntuali (condizione conservativa). Saranno, invece, poste uguali a zero nel caso di medie per misure continue.

Media oraria è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 75% delle letture continue.

Media giornaliera è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue.

Media mensile è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue).

Nel caso di misure settimanali agli scarichi è la media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

Media annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali (nel caso di misure non continue).

Flusso medio giornaliero, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore.

La stima di flusso degli scarichi intermittenti consiste nella media di un minimo di tre misure fatte nel giorno di scarico.

Flusso medio mensile, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili

Megawattora generato mese. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Rendimento elettrico medio effettivo. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso **calcolo**, o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

Numero di cifre significative, il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

- Se il numero finale è 6,7,8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1);
- Se il numero finale è 1,2,3, e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0);
- Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0).

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate sarà cura del redattore del rapporto specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di media costituisce la componente obbligatoria



dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.

Formule di calcolo

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate anno sono calcolate dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch' essi misurati, di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno emesse in aria è la seguente

$$T_{\text{anno}} = \sum H (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) H \times 10^{-9}$$

T_{anno} = Tonnellate anno;

C_{misurato} = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm^3 ;

F_{misurato} = Media mensile dei flussi in Nm^3/mese ;

H = n° di mesi di funzionamento nell'anno.

Le emissioni annuali nei corpi idrici sono valutate con l'utilizzo della formula seguente:

$$K_{\text{anno}} = (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) \times 10^{-6}$$

K_{mese} = chilogrammi emessi anno

C_{misurato} = Media annuale delle concentrazioni misurate in mg/litro .

F_{misurato} = volume annuale scaricato in litri/anno

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, la spiegazione del perché è stata fatta la variazione e la valutazione della rappresentatività del valore ottenuto.

Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto in Autorizzazione.

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'AC.

Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del Rapporto annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il gestore deve dare comunicazione preventiva ad ISPRA della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Autorità Competente con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

Alla conclusione dell'evento il gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.

Tutti dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità Competente.

[Handwritten signatures and initials at the bottom of the page]



Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 30 aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Valutazioni Ambientali), all'Autorità di controllo (ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un Rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

Nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto

- Nome del Gestore e della società che controlla l'impianto.
- N° di ore di effettivo funzionamento di ogni gruppo.
- Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni gruppo.
- Energia generata in MW_h , su base temporale mensile, da ogni gruppo.

Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale

- Il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale.
- Il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo (ISPRA).
- Il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo (ISPRA).

Consumi

- Consumo di materie ausiliarie (oli) nell'anno.
- Consumo idrico nell'anno.
- Consumo di gasolio nell'anno suddiviso per consumo dei turbogas, consumo dei motori di lancio e consumo del gruppo elettrogeno e pompe antincendio.
- Energia importata da rete esterna, energia prodotta dai turbogas, energia prodotta da gruppo elettrogeno, energia immessa in rete, energia auto-consumata, su base temporale annuale.

Consumi specifici per MWhg generato su base annuale

- Acqua ($m^3/MWhg$), gasolio ($kg/MWhg$), energia elettrica auto-consumata ($kWh/MWhg$)

Caratteristiche dei combustibili

- Schede tecniche del gasolio utilizzato nell'anno, con annotazione delle caratteristiche chimico-fisiche eventualmente determinate tramite campionamento e analisi.

Emissioni per l'intero impianto (ognuno dei camini): ARIA

- Tonnellate emesse per anno NO_x , CO, polveri, SO_2 e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria
- Concentrazione media trimestrale in mg/Nm^3 di NO_x , CO, polveri, SO_2 e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria
- Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di NO_x , CO, polveri, SO_2 (in $kg/MWhg$)
- Emissione specifica annuale per unità di combustibile bruciato di NO_x e CO, polveri, SO_2 (in $kg/1000 t$)
- N° di accensioni e spegnimenti annui di ciascun gruppo.



9

- Emissioni in tonnellate per tutti gli eventi di avvio/spengimento di NO_x e CO, polveri, SO₂.

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

- Quantità emessa per anno di tutti gli inquinanti regolamentati in acqua.
- Risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti come previsto dal PMC

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti nell'anno precedente soggetti a deposito preliminare.
- Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/1000 t di gasolio ed in kg/MWh generato.
- Tonnellate di rifiuti avviate a recupero.
- Criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso.

W

S

W

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

- Risultanze delle campagne di misura al perimetro suddivise in misure diurne e misure notturne.

Eventuali problemi gestione del piano

- Indicare le problematiche che afferiscono al periodo di comunicazione.

R

R

R

u

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni, pertinenti, che il Gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto.

Gestione e presentazione dei dati

Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati. I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Ente di Controllo. Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi. Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

u

u

u

u

u

u

cd

u

u

u

u

u

u

u

u

u

u

u

u



10. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA DI CONTROLLO

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Combustibili e altre sostanze	Mensile/trimestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Risorse idriche	Continuo	Annuale			
Energia	Mensile	Annuale			
Aria					
Emissioni	Trimestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Acqua					
Emissioni	Trimestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Rumore					
Sorgenti	biennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Rifiuti					
Verifica depositi temporanei e preliminari	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale



Attività a carico dell'Autorità di Controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA	TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO (5 anni)
Valutazione Rapporto	Annuale	Tutte	5
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Biennale	Tutte	2
Campionamenti e analisi		<u>Emissioni in atmosfera</u> Campionamento ed analisi degli inquinanti emessi dai camini autorizzati con priorità per quelli ritenuti significativi dall'Ente di Controllo (criterio di rotazione del controllo ai camini)	2
		<u>Scarichi idrici</u> Campionamento ed analisi degli inquinanti relativi agli scarichi idrici autorizzati con priorità per quelli ritenuti significativi dall'Ente di Controllo (criterio di rotazione del controllo degli scarichi)	2

Handwritten notes and signatures at the bottom of the page, including various initials and scribbles.



ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Verifica dello stato dei luoghi (sorgenti e recettori) e valutazione documentale delle misurazioni effettuate dal Gestore	Biennale	<u>Rumore</u> Misurazione e valutazione a discrezione dell'Ente di Controllo	2
Verifica dello stato dei depositi temporanei e preliminari e delle prescrizioni tecniche e gestionali	Biennale	<u>Rifiuti</u> Campionamento ed analisi a discrezione dell'Ente di Controllo	2
Verifica dei registri di manutenzione ed ispezione	Biennale	Valutazione autocontrolli	2

Ing. Guido Monteforte Specchi
(Presidente)

Guido Monteforte Specchi
(Presidente)

Cons. Giuseppe Caruso
(Coordinatore Sottocommissione VAS)

Dott. Gaetano Bordone
(Coordinatore Sottocommissione VIA)

Gaetano Bordone

Arch. Maria Fernanda Stagno
d'Alcontres
(Coordinatore Sottocommissione VIA Speciale)

Avv. Sandro Campilongo
(Segretario)

Sandro Campilongo
(ASTENUTO)

Prof. Saverio Altieri

Saverio Altieri

Prof. Vittorio Amadio

ASSENTE

Dott. Renzo Baldoni

Renzo Baldoni
(ASTENUTO)

Dott. Gualtiero Bellomo

Gualtiero Bellomo
(ASTENUTO)

Avv. Filippo Bernocchi

Ing. Stefano Bonino

Stefano Bonino
(contrario)

Dott. Andrea Borgia

ASSENTE

Ing. Silvio Bosetti

Silvio Bosetti

Ing. Stefano Calzolari

Ing. Antonio Castelgrande

Arch. Giuseppe Chiriatti

Giuseppe Chiriatti
(CONTRARIO)

Arch. Laura Cobello

Laura Cobello
(CONTRARIO)

Prof. Carlo Collivignarelli

ASSENTE

Dott. Siro Corezzi

CONTRARIO (Mancini)

Dott. Federico Crescenzi

[Handwritten signature]

Prof.ssa Barbara Santa De Donno

[Handwritten signature]

Dott. Marco De Giorgi

[Handwritten signature]

Ing. Chiara Di Mambro

[Handwritten signature]

Ing. Francesco Di Mino

[Handwritten signature]

Avv. Luca Di Raimondo

[Handwritten signature]

Ing. Graziano Falappa

[Handwritten signature]

Arch. Antonio Gatto

[Handwritten signature]

Avv. Filippo Gargallo di Castel Lentini

[Handwritten signature]

Prof. Antonio Grimaldi

[Handwritten signature]

Ing. Despoina Karniadaki

[Handwritten signature] (Cautacio)

Dott. Andrea Lazzari

ASSENTE

Arch. Sergio Lembo

[Handwritten signature]

Arch. Salvatore Lo Nardo

[Handwritten signature]

Arch. Bortolo Mainardi

ASSENTE

Avv. Michele Mauceri

~~St. Mauceri~~ (CONTRARIO)

Ing. Arturo Luca Montanelli

Ing. Francesco Montemagno

F. Montemagno

ASSENTE

Ing. Santi Muscarà

Arch. Eleni Papaleludi Melis

E. Papaleludi Melis

Ing. Mauro Patti

Avv. Luigi Pelaggi

L. Pelaggi

Cons. Roberto Proietti

Dott. Vincenzo Ruggiero

V. Ruggiero

Dott. Vincenzo Sacco

Avv. Xavier Santiapichi

X. Santiapichi (Assente)

Dott. Paolo Saraceno

P. Saraceno

Dott. Franco Secchieri

F. Secchieri

Arch. Francesca Soro

F. Soro

Dott. Francesco Carmelo Vazzana

F. Vazzana

Ing. Roberto Viviani

R. Viviani (ASTENUTO)

Arch. Vera Greco (Rappr. Regionale)

V. Greco (CONTRARIO)