



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

COMMISSIONE TECNICA DI VERIFICA DELL'IMPATTO
AMBIENTALE - VIA E VAS

IL SEGRETARIO



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio
e del Mare - Commissione Tecnica VIA - VAS

U.prot CTVA-2013-0002301 del 27/06/2013



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali

E.prot DVA-2013-0015306 del 28/06/2013

Il Sig. Ministro
per il tramite del Sig. Capo di Gabinetto

Sede

Direzione Generale per le
Valutazioni Ambientali

Sede

Pratica N.

Ref. Mittente:

**OGGETTO: I.D. VIP 855 trasmissione parere n. 1263 CTVA del 21 giugno 2013.
Istruttoria integrata VIA-AIA Offshore Ibleo Campi gas Argo e
Cassiopea pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1 - supplemento di
attività istruttoria, proponente: ENI S.p.A. Divisione Exploration &
Production.**

Ai sensi dell'art. 11, comma 4 lettera e) del D.M. GAB/DEC/150/2007, e per le
successive azioni di competenza della Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali, si
trasmette copia conforme del parere relativo al procedimento in oggetto, approvato dalla
Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS nella seduta Plenaria
del 21 giugno 2013.

Si saluta.

Il Segretario della Commissione
(avv. Sandro Camplongo)

All. c/s

Ufficio Mittente: MATT-CTVA-US-00
Funzionario responsabile: CTVA-US-06
CTVA-US-06_2013-0187.DOC

MIN.
DELLA TUTELA
dell'Impatto
Ambientale

Commissione
Tecnica di Verifica
dell'Impatto Ambientale
VIA e VAS



La presente copia fotostatica composta
di N° 39 fogli è conforme al
suo originale.

Roma, li 27-06-2013

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

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

* * *

Parere n. 1263 del 21 giugno 2013

Progetto:	Istruttoria integrata VIA-AIA Offshore Ibleo Campi gas Argo e Cassiopea pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1
Proponente:	ENI S.p.A. Divisione Exploration & Production

ti
o



U

2
i

li
li
n
li
e,
e
le
le
di
di
el
re
to

V_s

6

al
e e
di
ali
in
di
dal
cui
29
cia
rca,
dei
evia
del
ne e
i al
rere
nare
reto
lare
lore

dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico, per assicurare il pieno svolgimento rispettivamente delle azioni di monitoraggio e contrasto dell'inquinamento marino e delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare”.

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 ha istituito la Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale - VIA e 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 Legge 6 luglio 2011, n. 98 convertito in legge il 15 luglio 2011, L. 111/2011 “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 6 luglio 2011, n. 98 recante disposizioni urgenti per la stabilizzazione finanziaria” ed in particolare l'art. 5 comma 2-bis;

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;

VISTO i Decreti del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. n. GAB/DEC/112/2011 del 20/07/2011 di nomina dei componenti della Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS (d'ora in avanti Commissione);

VISTO il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 marzo 2011 e in particolare l'art. 2 “Definizioni”, comma i) che di seguito si riporta “*«attività di coltivazione»: insieme delle operazioni necessarie per la produzione di idrocarburi liquidi e gassosi;*”

VISTA la nota n. DVA-2010-12618 del 17/05/2010 acquisita al protocollo al n. CTVA-2010-1469 del 20/05/2010 con cui la Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali (d'ora in avanti Direzione) ha comunicato alla Commissione l'esito positivo delle verifiche tecnico-amministrative per la procedibilità dell'istanza;

PRESO ATTO che la pubblicazione dell'annuncio relativo alla domanda di pronuncia di compatibilità ambientale ed al conseguente deposito del progetto e dello studio di impatto ambientale per la pubblica consultazione, è avvenuta in data 28/04/2011 sui quotidiani “Il Corriere della Sera” e “La Sicilia”;

VISTA la Relazione Istruttoria;

VISTA la documentazione esaminata che si compone dei seguenti elaborati forniti dalla società Proponente:

- Studio di impatto ambientale, sintesi non tecnica e Valutazione di Incidenza Ambientale presentati dalla Società proponente in data 28/04/2010 con nota acquisita al prot DVA-2010-11332 del 03/05/2010;
- “Specifica Tecnica per Monitoraggi Ambientali”, trasmessa dalla Società proponente in data 08/07/2010 con nota acquisita al prot DVA-2010-17690 del 15/07/2010;
- “Integrazione allo Studio di Impatto Ambientale”, trasmessa dalla Società proponente in data 15/10/2010 con nota acquisita al prot DVA-2010-24727 del 15/10/2010;
- “Specifica Tecnica per i Monitoraggi ambientali volti a valutare gli impatti conseguenti all'installazione di piattaforme di estrazione off-shore e la posa di condotte”, trasmessa dalla Società proponente in data 20/03/2011 con nota acquisita al prot DVA-2011-08311 del 06/04/2011;
- Documentazione integrativa presentata dalla società proponente a seguito della richiesta di integrazione trasmessa con nota 2200 del 30/09/2011 e acquisita al prot. CTVA-2011-3358 del 03/10/2011;

VISTA E CONSIDERATA la nota di chiarimento in merito trasmessa dal Proponente prot. n. 00149 del 30/01/2012, acquisita al prot. CTVA-2012-0381 del 01/02/2012;

PRESO ATTO che la pubblicazione dell'annuncio relativo al deposito della documentazione integrativa per la pubblica consultazione, è avvenuta in data 05/10/2011 sui quotidiani "Il Corriere della Sera" e "Il Giornale di Sicilia";

PRESO ATTO che:

- con nota DVA-2010-30724 del 17/12/2010 la Direzione ha comunicato alla Commissione che: ai sensi dell'art. 6 comma 17 del D.Lgs. 152/2006 *"la scrivente ha avviato, con il supporto del Servizio Cartografico della Direzione generale per la tutela del territorio e delle risorse idriche, una verifica tesa ad accertare l'interferenza dei progetti sopra elencati con le aree di divieto di cui alla normativa in questione. Da tali verifiche è emerso che tutti i progetti in questione interferiscono con le aree interdette. Si evidenzia che nell'applicazione della norma succitata, pur in attesa dei necessari chiarimenti in corso con l'Ufficio Legislativo sull'esatta portata della stessa, la scrivente ritiene cautelativamente che siano interessati da divieti di cui trattasi tutti i progetti le cui aree ricadano anche parzialmente all'interno di aree protette."*;
- con nota DVA-2011-04380 del 24/02/2011 la Direzione ha richiesto al Ministero dello Sviluppo Economico *"Con nota protocollo n. 003245 del 21.12.2010, trasmessa per conoscenza anche a codesta Direzione, la Società ENI S.p.A. ha richiesto la prosecuzione della procedura di VIA di cui in oggetto. L'area dell'istanza di concessione di coltivazione di cui trattasi, denominata convenzionalmente "d30.C-AG", interferisce per circa il 17% con le aree di interdizione di cui all'art. 2 comma 3 lettera h) del D.Lgs. 29 giugno 2010, n. 128 che prevede l'apporto di modifiche all'art. 6 del D.Lgs. 152/2006 aggiungendo il comma 17. La Società ENI S.p.A., nonostante l'acclarata interferenza dell'area richiesta in concessione con le zone di divieto summenzionate, in considerazione del fatto che il programma lavori si sviluppa totalmente oltre le 12 miglia marine dal perimetro di aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette, ha ritenuto di richiedere alla scrivente la prosecuzione della procedura di VIA. Risulta alla scrivente che codesta Direzione, in casi analoghi, ai fini del prosieguo del procedimento autorizzativo in corso, ha ritenuto di dover richiedere alla Società proponente la presentazione di una istanza di ripermimetrazione delle aree oggetto di ricerca o di coltivazione, tendente ad escludere le zone di divieto. Al fine di riscontrare la nota della Società ENI S.p.A. del 21.12.2010, si chiede di conoscere se in coerenza con precedenti casi analoghi, sia in corso di predisposizione; anche nella fattispecie in esame, da parte di codesta Direzione, una richiesta di ripermimetrazione dell'area di concessione al fine di escludere dalla stessa le zone interdette sulla base delle disposizioni di cui al D.Lgs 128/2010."*;
- con nota DVA-2011-13476 del 06/06/2011 la Direzione ha informato il Proponente che: *"La Società ENI S.p.A., nonostante l'acclarata interferenza dell'area richiesta in concessione con le zone di divieto summenzionate, in considerazione del fatto che il programma lavori si sviluppa totalmente oltre le 12 miglia marine dal perimetro di aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette, ha ritenuto di richiedere alla scrivente la prosecuzione della procedura di VIA. Il Ministero dello Sviluppo Economico, a fronte di una reiterata manifestazione di interesse da parte della Società ENI S.p.A. all'ottenimento della concessione di coltivazione, e conseguente specifica richiesta di conclusione del procedimento avviato presso la stessa Amministrazione, con nota prot. 10358 del 13/05/2011 (DVA-2011-12639 del 25/05/2011) conferma che è fatta salva l'efficacia del titolo abilitativo originario correlato al permesso di ricerca "GR.13.AG", con scadenza fissata al 21 maggio 2014, nel quale insiste l'istanza di concessione di coltivazione, e prende atto che seppur il programma dei lavori potrebbe essere realizzato, previa verifica di compatibilità ambientale, anche su un'area ripermimetrata conforme al D.Lgs 128/2010, le attività del programma lavori non ricadono comunque nelle aree interdette di cui al D.Lgs summenzionato. In conclusione, prosegue la nota, 'rilevata l'effettiva ubicazione delle attività di coltivazione nell'ambito dell'area richiesta, tenuto anche conto della rilevanza strategica della produzione nazionale di gas nell'attuale particolare contesto alla quale possono contribuire significativamente le produzioni previste nell'ambito dei giacimenti Argo e Cassiopea, si ritiene che non sussistano motivi ostativi a proseguire l'iter istruttorio dell'istanza'. Il Ministero dello Sviluppo Economico evidenzia comunque*

che la nuova delimitazione dell'area, in conformità ai disposti del D.Lgs. 128/10, potrà essere definita successivamente sulla base del parere del Consiglio di Stato circa il valore dell'affidamento derivante dalla disponibilità del titolo minerario di ricerca prima dell'entrata in vigore del D.Lgs. summenzionato. Considerato che la procedura di VIA costituisce un endoprocedimento nell'ambito del procedimento autorizzativo unico in capo al Ministero dello Sviluppo Economico, la scrivente, preso atto di quanto comunicato dal summenzionato Ministero con la nota del 13/05/2011, ritenute condivisibili le motivazioni dell'ENI non ravvisa motivi ostativi alla prosecuzione dell'istanza di VIA.”;

VISTO E CONSIDERATO che

- La Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS, nell'ambito dell'istruttoria VIA in oggetto, ha formulato all'Ufficio Legislativo del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con note prot. CTVA-2012-0000915 del 09/03/2012 e prot. CTVA-2012-0001326 del 13/04/2012, un *“Quesito in ordine all'applicazione dell'art. 6, comma 17 del D.Lgs. 152/06, come modificato dal D.Lgs. n. 128/2010”*, chiedendo in particolare di confermare o meno la seguente posizione espressa dalla Commissione medesima:
 - Considerato *“che la valutazione degli effetti ambientali generati dalle attività di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi viene effettuata nell'ambito della procedura di VIA, indipendentemente dalla presenza di aree marine e costiere protette”*.
 - Considerato altresì che *“in presenza di Siti Natura 2000 nel raggio di potenziale influenza delle attività anzidette la valutazione degli effetti su detti siti è oggetto di una specifica Valutazione d'Incidenza”*.
 - Considerato che *“l'area di divieto introdotta dal D.Lgs. n. 128/2010 può essere considerata come un'area di salvaguardia dal punto di vista ambientale della specifica area protetta, volta a prevenire il manifestarsi di impatti ambientali nell'area medesima, in particolare nel caso in cui verifichino incidenti o in generale in condizioni di emergenza”*.
 - *“In tale logica “attività di coltivazione” potenzialmente impattanti devono considerarsi solo quelle di perforazione e tutte le attività di superficie connesse”*.
 - La CTVIA ha quindi manifestato l'avviso che *“al fine di ottemperare ai disposti dell'art. 6, comma 17 del D.Lgs. 152/06, come modificato dal D.Lgs. n. 128/2010, sia necessario potere escludere interferenze tra l'area di sviluppo del programma lavori, coincidente in prima istanza con l'area della concessione, e l'area di divieto di 12 miglia marine dalle aree marine e costiere protette”*.
 - Nel chiedere conferma della suddetta “posizione”, la CTVIA ha richiesto all'Ufficio Legislativo se, diversamente, *“per “attività di coltivazione” ai fini dell'applicazione dei disposti dell'art. 6, comma 17 del D.Lgs. 152/2006, come modificato dal D.Lgs. n. 128/2010, l'area di salvaguardia sia da estendersi all'intera area di sviluppo del giacimento, restando di fatto necessario accertare che tale area di sviluppo non si estenda entro il perimetro di 12 miglia marine da aree marine e costiere protette”*.
- L'Ufficio Legislativo ha risposto al suddetto quesito con propria nota prot. GAB-2012-0007531/UL del 02/05/2012, acquisita con prot. CTVA-2012-0001544 del 02/05/2012, indicando che *“lo scrivente Ufficio ritiene che non siano ravvisabili ragioni per discostarsi dall'argomentata nota anzidetta, nella parte in cui – ai limitati fini dell'applicazione dell'art. 6, comma 17 del d.lgs. n. 152/2006, e impregiudicata quindi, da ogni altro punto di vista, la necessità di dare attuazione alla rimanente parte della normativa di tutela ambientale di cui caso per caso ricorrano in concreto i presupposti (valutazione di impatto ambientale, incidenza, etc.) – mostra di preferire, in via generale, l'indirizzo interpretativo secondo il quale è necessario escludere interferenze tra l'area di sviluppo del programma lavori, coincidente in prima istanza con l'area della concessione, e l'area di divieto di 12 miglia marine dalle aree marine e costiere protette”*.

PRESO ATTO che, l'art. 35, comma 1, della legge n. 134 del 2012 ha modificato il suddetto art. 6, comma 17 del D.Lgs. 152/2006 come segue: *“Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del*

perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici 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 legge n. 9 del 1991 in corso alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 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. Le predette attività sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del presente decreto, sentito il parere degli enti locali posti in un raggio di dodici miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle attività di cui al primo periodo. Dall'entrata in vigore delle disposizioni di cui al presente comma è abrogato il comma 81 dell'articolo 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239. A decorrere dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, i titolari delle concessioni di coltivazione in mare sono tenuti a corrispondere annualmente l'aliquota di prodotto di cui all'articolo 19, comma 1 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, elevata dal 7% al 10% per il gas e dal 4% al 7% per l'olio. Il titolare unico o contitolare di ciascuna concessione è tenuto a versare le somme corrispondenti al valore dell'incremento dell'aliquota ad apposito capitolo dell'entrata del bilancio dello Stato, per essere interamente riassegnate, in parti uguali, ad appositi capitoli istituiti nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico, per assicurare il pieno svolgimento rispettivamente delle azioni di monitoraggio e contrasto dell'inquinamento marino e delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare".

CONSIDERATO che

- In data 25 maggio 2012 codesta Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS ha espresso parere positivo di compatibilità ambientale per il progetto in esame con proprio parere n. 941/2012;
- Con nota prot. DVA-2012-0018931 del 06/08/2012, acquisita a protocollo CTVA-2012-0002942 del 16/08/2012, la DVA ha comunicato che il D.L. 05/2012, convertito in legge 4 aprile 2012, n. 35, ha integrato l'Allegato VIII del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., assoggettando ad Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) anche gli impianti localizzati in mare su piattaforme offshore, ed ha richiesto alla Commissione di procedere alla necessaria integrazione del procedimento di VIA con la procedura AIA.
- A seguito dell'entrata in vigore del suddetto emendamento al D.Lgs. 152/2006, la Società Eni S.p.A., ha presentato istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale, con nota prot. n. 1216 del 13/07/2012, e acquisita con prot. DVA-2012-0017212 del 17.07.2012, relativamente alla Piattaforma Prezioso Terminale K da installare nel Canale di Sicilia a 11 km dalla costa tra i Comuni di Licata (AG) e di Gela (CL);
- Nelle more dell'emanazione del provvedimento di compatibilità ambientale, la Società Eni S.p.A. ha chiesto, con nota prot. 001665 del 27/09/2012, acquisita a protocollo CTVA-2012-0003657 del 15/10/2012 tramite nota della DVA, ha chiesto l'annullamento delle prescrizioni n. 9, 13 e 14, il riesame delle prescrizioni n. 16 e 21 e chiarimenti relativi alla prescrizione n. 11 del suddetto parere n. 941/2012, specificando la motivazione delle richieste formulate.
- La Commissione Istruttoria IPPC ha trasmesso il proprio Parere Istruttorio Conclusivo relativo all'autorizzazione della Piattaforma "Prezioso K", facente parte del progetto in esame, rimesso nell'ambito della procedura integrata VIA-AIA, ai sensi dell'art. 10 comma 1 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

VISTA la documentazione relativa all'Autorizzazione Integrata Ambientale esaminata che si compone dei seguenti elaborati forniti dalla società Proponente:

- Domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata, presentate, ai sensi dell'art. 29 ter del D.Lgs. 152/06 quale procedimento integrato a quello di VIA in

corso di istruttoria, dalla Società Eni S.p.A., con nota prot. n. 1216 del 13/07/2012 e acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con prot. DVA-2012-0017212 del 17.07.2012, relativamente alla Piattaforma Prezioso Terminale K da installare nel Canale di Sicilia a 11 km dalla costa tra i Comuni di Licata (AG) e di Gela (CL);

- Documentazione integrativa volontaria inviata dalla Società Eni S.p.A. con nota del 19/10/2012 prot.001847, acquisita dal MATTM con prot. DVA – 2012 – 0025547 del 23/10/2012;
- Documentazione integrativa trasmessa da Eni S.p.A. con nota del 30/11/2012 prot.002138, a seguito di richiesta del MATTM prot. DVA-2012-0028796 del 28/11/2012.

PRESO ATTO che la pubblicazione dell'annuncio relativo al deposito della documentazione relativa alla procedura di AIA per la pubblica consultazione, è avvenuta in data 27/08/2012 sui quotidiani "La Repubblica" e "Il Giornale di Sicilia";

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

VISTE E CONSIDERATE le osservazioni da parte di terzi interessati espresse ai sensi del comma 4 dell'art. 24 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. di seguito riportate:

- Movimento ecologista europeo fare ambiente, acquisita al prot. DVA-2011-17854 del 16/07/2011;
- Provincia di Caltanissetta, acquisita al prot. DVA-2010-18860 del 29/07/2010;
- Provincia di Caltanissetta, acquisita al prot. DVA-2010-18862 del 29/07/2010;
- Italia Nostra, acquisita al prot. DVA-2010-21213 del 08/09/2010;
- Regione Siciliana, acquisita al prot. DVA-2010-23150 del 30/09/2010;
- Dott. Guido Pietrolungo, acquisita al prot. DVA-2011-31103 del 13/12/2011.

VISTA E CONSIDERATA la seguente Delibera della Regione Siciliana: DGR n. 263 del 14/07/2010, acquisita al prot. DVA-2010-20828 del 02/09/2010, con la quale la Regione Sicilia esprimeva la propria contrarietà alla realizzazione di impianti di coltivazione idrocarburi su piattaforme *off shore* al largo delle 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.

VISTO E CONSIDERATO il parere contrario espresso, con nota del 14/05/2013, dal rappresentante della Regione Sicilia in seno alla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale, motivato oltre che con i contenuti della sopracitata Deliberazione della Giunta Regionale, anche richiamando la posizione espressa dal governo regionale della Sicilia nella seduta dell'ARS del 06/03/2013, come da verbale n. 25, che ribadisce la "ferma volontà a procedere:

1) per la revoca immediata delle autorizzazioni in ordine agli iter amministrativi già conclusi;

- 2) per il fermo immediato di tutte le eventuali attività di ricerca e coltivazione già avviate;
- 3) per la sospensione immediata dei procedimenti autorizzatori ancora in corso;
- 4) perché vengano poste in essere economie e strategie di valorizzazione del territorio compatibili con le peculiarità del paesaggio;
- 5) a porre in essere complessivamente politiche ispirate alla salvaguardia del territorio, della salute e delle economie locali, impedendo che gli interessi costituiti di alcuni privati si risolvano in mere speculazioni a danno dell'Isola, ed assicurando che, di converso, le eventuali attività opportunamente regolate ed autorizzate determinino un reale e strutturale vantaggio per l'economia della Sicilia".

VALUTATO che le motivazioni e i potenziali impatti ambientali richiamati nella Delibera di Giunta Regionale sopracitata e nei relativi allegati, riprese anche dal rappresentante regionale, sono in parte riconducibili alla coltivazione di campi petroliferi, mentre presentano rischi potenziali nettamente inferiori nella coltivazione di campi gas come nel caso in esame. Le restanti considerazioni, 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. 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 prot. DVA-2013-0010886 del 10/05/2013, acquisita a prot. CTVA-2013-0001611 del 13/05/2013, con la quale la Direzione per le Valutazioni Ambientali ha trasmesso la nota prot. 19242 del 22/04/2013 della Regione Sicilia avente ad oggetto "Osservazioni all'integrazioni dell'istanza di VIA per i permessi di Ricerca Idrocarburi denominati "d 29 G.R.-NP", "d 30 G.R.-NP" e "d347 C.R.-NP" da realizzarsi nei tratti di mare antistanti le città di Sciacca, Ribera, Siculiana, Porto Empedocle, Agrigento da parte della società Northern Petroleum Limited con sede "principale" a Martin House, 5 Martin Lane, EC4 R0DP, Londra, UK". Considerato in particolare che nella suddetta nota la DVA, nell'evidenziare che le osservazioni trasmesse dalla Regione Sicilia riguardano specifici procedimenti [tra cui non rientra quello in oggetto] "considerando comunque la summenzionata nota anche numerosi rilievi in merito alla redazione degli Studi impatto ambientale ove si evidenziano lacune nella redazione degli argomenti, in particolare quelli trattati nel Quadro di riferimento ambientale" trasmette copia della nota della Regione Sicilia "ai fini delle istruttorie tecniche in corso".

CONSIDERATO che, per quanto concerne i contenuti delle osservazioni della Regione Sicilia, limitatamente alle considerazioni applicabili al procedimento in oggetto, sono riconducibili a:

- elementi riguardanti gli aspetti formali legati alla presentazione dei documenti ed alla completezza delle versioni elettroniche dei documenti stessi rese disponibili al pubblico attraverso la pubblicazione sul sito del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;
- elementi di carattere specifico riferiti ai potenziali impatti sull'ambiente ed in particolare sugli ecosistemi marini;
- elementi legati a carenze nella documentazione presentata dal proponente.

VALUTATO che, per quanto concerne il procedimento in esame:

- non sono stati riscontrati gli elementi critici descritti nella sopracitata nota della Regione Sicilia;
- la stessa Regione Sicilia, nell'ambito della procedura in corso ed in particolare per quanto concerne l'espressione del proprio parere in merito alla compatibilità ambientale dell'intervento in esame, non ha evidenziato alcuna criticità puntuale, né del tipo di quelle sopradescritte né di altra natura, limitandosi a trasmettere la soprarichiamata DGR n. 263 del 14/07/2010 avente carattere generale.

Per quanto concerne il Quadro di Riferimento Programmatico

CONSIDERATO che

- Relativamente alle attività *Offshore* il proponente ha preso in considerazione i seguenti elementi:
 - Settore Energetico Italiano;

- Normativa Internazionale di settore;
- Normativa Europea di settore;
- Normativa Nazionale di settore;
- Verifica della coerenza con gli strumenti normativi vigenti;
- La Politica Ambientale di eni s.p.a. – divisione e&p.
- Nell'ambito dello studio di incidenza, il Proponente analizza inoltre al coerenza degli interventi "Onshore" previsti dal progetto.
- Tale analisi ha coperto i seguenti strumenti:
 - Pianificazione e programmazione territoriale:
 - Piano Territoriale Paesistico Regionale;
 - Piano Territoriale Paesaggistico - Provincia di Caltanissetta;
 - Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale;
 - Piano Regolatore Generale (PRG) – Comune di Gela;
 - Piano Regolatore dell'Area di Sviluppo Industriale di Gela;
 - Piano di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (PAI);
 - Piano di Zonizzazione Acustica Comunale;
 - Regime vincolistico:
 - Vincolo Idrogeologico (R.D. 3267/1923);
 - Tutela del Patrimonio culturale e paesaggistico (D. Lgs. 42/2004 e s.m.i.);
 - Aree naturali protette (L. 394/1991);
 - Siti "Rete Natura 2000": SIC e ZPS.
- A seguito di richiesta di integrazioni il Proponente ha successivamente integrato i documenti del quadro programmatico, strutturandoli in maniera più consona alle indicazioni del D.P.C.M. 27/12/1988, Articolo 3 - aggiungendo:
 - in Normativa internazionale di settore:
 - Convenzioni internazionali sugli sversamenti di idrocarburi (OPPRC, CLC e IOPC);
 - in Normativa europea di settore:
 - Traffico marittimo;
 - Condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi - Direttiva 94/22/CE
 - in Normativa nazionale e regionale:
 - Normativa energetica per le attività in progetto;
 - Normativa di settore per le attività in progetto;
 - Normativa per la tutela dell'ambiente marino;
 - Pianificazione e programmazione territoriale:
 - Il Piano Territoriale Paesistico Regionale;
 - Il Piano Territoriale Paesistico Provinciale;
 - Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale;
 - Il Piano Regolatore Generale (PRG);

- Il Piano Regolatore dell'Area di Sviluppo Industriale di Gela;
- Siti di Interesse Nazionale (SIN);
- Il Piano di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (PAI);
- Il Piano di Utilizzo delle aree Demaniali Marittime (P.U.D.M.);
- Rumore:
 - La zonizzazione acustica;
- Il regime vincolistico:
 - Vincolo Idrogeologico (R.D. 3267/1923);
 - Tutela del patrimonio culturale e paesaggistico (D. Lgs. 42/2004 e s.m.i.);
 - Aree naturali protette (L. 394/1991 e s.m.i.);
 - Siti "Rete Natura 2000" (SIC, ZPS) e Important Bird Area (IBA);
- Pesca marittima ed acquacoltura:
 - Disciplina della pesca subacquea professionale.
- Secondo quanto dichiarato dal proponente, il Progetto "Offshore Ibleo" risulta pienamente coerente con i contenuti della normativa vigente e, in particolare:
 - con i provvedimenti di carattere strategico in ambito energetico (riduzione della dipendenza dell'Italia dagli approvvigionamenti provenienti dall'estero);
 - con i provvedimenti di tipo ambientale mirati alla riduzione dell'emissione di gas serra in atmosfera (la sealine costituirebbe un incentivo all'utilizzo del gas naturale con conseguente riduzione delle emissioni di CO2 in accordo agli obiettivi di Kyoto);
 - con gli strumenti di pianificazione energetica Nazionale e Regionale analizzati;
 - con le principali disposizioni normative da applicare durante le varie fasi del progetto stesso.
- Dall'analisi della pianificazione territoriale vigente nel territorio del Comune di Gela e analizzata nei diversi livelli di pianificazione si evince che l'area oggetto delle attività onshore risulta:
 - compresa all'interno di una Zona di Protezione Speciale (ZPS), "Torre Manfredi, Biviere e Piana di Gela" (ITA050012);
 - ubicata in prossimità di un Sito di Importanza Comunitaria (SIC), "Biviere e Macconi di Gela" (ITA050001);
 - compresa all'interno dell'area classificata come Important Bird Area (IBA) n. 166 "Biviere e Piana di Gela".
- Il Proponente allega al SIA la Valutazione di Incidenza Ambientale, al fine di identificare e valutare la significatività di eventuali effetti ambientali connessi alla realizzazione del progetto in esame sui Siti "Rete Natura 2000".
- In merito all'interazione con la fascia di 12 miglia dalle aree protette stabilita dal Decreto Correttivo n.128 del 29 Giugno 2010, il proponente segnala che nessuna attività di coltivazione risulta ubicata entro la fascia di 12 miglia marine dal perimetro esterno delle Aree Naturali Protette marine o costiere (art.6 D.Lgs.152/2006, modificato dall'Art. 2 comma 3 dal D.Lgs. 128/2010).
- Il Proponente chiarisce altresì che lo sviluppo del cono di subsidenza interessa la suddetta fascia di interdizione sin dalle prime fasi di coltivazione del giacimento.
- L'Area di Progetto per le attività onshore risulta ubicata in un'area soggetta a vincolo idrogeologico.
- Poiché l'area di progetto onshore risulta all'interno del SIN di Gela e Priolo, con conseguente necessità di attuare un processo di caratterizzazione ambientale e successiva bonifica.

VALUTATO che

Parere Istruttoria VIA - Campi off-shore Ibleo - Campi Gas Argo e Cassiopea

pag. 11 di 78

- La normativa stabilisce che gli interventi da realizzarsi dovranno essere sottoposti a richiesta di Nulla Osta per Vincolo idrogeologico, da inoltrarsi all'Ispettorato Dipartimentale delle Foreste della Provinciale di Caltanissetta.
- Gli interventi di progetto previsti all'interno dell'area SIN di Gela e Priolo, classificata come area "ad alto rischio ambientale" ai fini dell'inquinamento del suolo, potranno essere avviati esclusivamente a seguito del completamento della procedura di bonifica, con conseguente restituzione dell'area agli usi legittimi ai sensi della normativa vigente.
- Per quanto concerne la coerenza con i disposti dell'art. 6, comma 17 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., sebbene risulti che *"l'area dell'istanza di concessione di coltivazione di cui trattasi, denominata convenzionalmente "d30.C-AG", interferisce per circa il 17% con le aree di interdizione di cui all'art. 2 comma 3 lettera h) del D.Lgs. 29 giugno 2010, n. 128 che prevede l'apporto di modifiche all'art. 6 del D.Lgs. 152/2006 aggiungendo il comma 17", a fronte di una reiterata manifestazione di interesse da parte della Società ENI S.p.A. all'ottenimento della concessione di coltivazione, il Ministero dello Sviluppo Economico "prende atto che seppur il programma dei lavori potrebbe essere realizzato, previa verifica di compatibilità ambientale, anche su un'area ripерimetrata conforme al D.Lgs. 128/2010, le attività del programma lavori non ricadono comunque nelle aree interdette di cui al D.Lgs. summenzionato"* ed evidenzia comunque *"che la nuova delimitazione dell'area, in conformità ai disposti del D.Lgs. 128/10, potrà essere definita successivamente sulla base del parere del Consiglio di Stato circa il valore dell'affidamento derivante dalla disponibilità del titolo minerario di ricerca prima dell'entrata in vigore del D.Lgs. summenzionato"*.
- Il divieto di cui sopra si applica, nello specifico, ad *"attività [...] di coltivazione di idrocarburi [...] gassosi in mare di cui agli articoli 4,6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9"*.
- Il comma 3), articolo 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 specifica che *"l'area della concessione deve essere tale da consentire il razionale sviluppo del giacimento scoperto"*.
- Il comma i), articolo 2 del Decreto MISE del 4 marzo 2011, definisce *"«attività di coltivazione»: insieme delle operazioni necessarie per la produzione di idrocarburi liquidi e gassosi"*.
- L'Ufficio Legislativo del MATTM ha condiviso *"l'indirizzo interpretativo secondo il quale [ai fini dell'applicazione dell'art. 6, comma 17 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i.] è necessario escludere interferenze tra l'area di sviluppo del programma lavori, coincidente in prima istanza con l'area della concessione, e l'area di divieto di 12 miglia marine dalle aree marine e costiere protette"*.
- Da quanto sopra risulta che l'attività di coltivazione in oggetto, estendendosi a tutto il perimetro della concessione, ovvero a tutto il perimetro risultante dalla eventuale *"nuova delimitazione dell'area, in conformità ai disposti del D.Lgs. 128/20 [...] definita successivamente sulla base del parere del Consiglio di Stato circa il valore dell'affidamento derivante dalla disponibilità del titolo minerario di ricerca prima dell'entrata in vigore del D.Lgs. summenzionato"* non interferisce con l'area di interdizione delle 12 miglia dal SIC denominato "Litorale Palma di Montechiaro".
- Le valutazioni di cui sopra risultano comunque superate a seguito delle modifiche da ultimo apportate all'art.6, comma 17 del D.Lgs. 152/2006, dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134, in particolare per quanto concerne la non assoggettabilità al divieto per *"i procedimenti concessori di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge n. 9 del 1991 in corso alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128 ed i procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi"*.

Per quanto concerne il Quadro di Riferimento Progettuale

CONSIDERATO che

- Il progetto *"Offshore Ibleo"* è ubicato a circa 30 km a SW della città di Licata (AG), nell'ambito dell'Istanza di Concessione di Coltivazione *"d3G.C-AG"* (Campi di Gas ARGO e CASSIOPEA), che occupa una superficie pari a 145.6 km², all'interno dei Permessi di Ricerca *"G.R13.AG"* e *"G.R14.AG"*.
- Nello specifico, le attività di coltivazione all'interno dell'Istanza di Concessione di Coltivazione *"d3GC-AG"* prevedono la messa in produzione dei Campi Gas Argo e Cassiopea con la

perforazione, rispettivamente, di un pozzo (Argo 2) e di 5 pozzi (Cassiopea 1 – Cassiopea 5), e il proseguimento della ricerca mediante la realizzazione di due Pozzi esplorativi "Centauro 1" e "Gemini 1", rispettivamente a 25 e 28 km dalla costa.

- Secondo il Proponente, l'alternativa zero, ovvero la non realizzazione delle opere, è stata considerata non applicabile in quanto il progetto, così come dimostrato da precedenti attività esplorative nell'area, "può risultare estremamente vantaggioso ed è conforme al trend che l'Italia sta cercando di seguire, ovvero quello di ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero attraverso lo sfruttamento, economicamente favorevole e ambientalmente responsabile, delle risorse presenti sul territorio nazionale sia marino che terrestre".
- A sostegno delle valutazioni relative all'esclusione dell'alternativa zero, a seguito di richiesta di integrazioni, il proponente ha successivamente predisposto una valutazione qualitativa del progetto al fine di mettere in evidenza i benefici derivanti dallo stesso, sia in termini delle possibili ricadute occupazionali che del possibile ritorno economico pubblico.
- Il progetto "Offshore Ibleo" interessa
 - la coltivazione di due campi gas, con relativi pozzi di produzione, denominati Argo e Cassiopea;
 - la perforazione di pozzi esplorativi;
 - l'installazione della Piattaforma Prezioso K;
 - la realizzazione del processo di trattamento del gas
 - l'installazione delle strutture in alto fondale e posa delle sealines di collegamento tra i pozzi e la piattaforma Prezioso K e tra la piattaforma e il PipeLine End Manifold (PLEM);
 - l'installazione del riser;
 - la realizzazione dei sistemi di emergenza;
 - la realizzazione delle opere a terra del Progetto.
- I campi gas presentano le caratteristiche riassunte nella tabella seguente:

Campo Gas	Riserve stimate	Numero di pozzi
Argo	2.62 Gm ³	1
Cassiopea	7.55 Gm ³	5
TOTALE	10.17 Gm³	6

- Più specificatamente le attività previste per i campi gas Argo e Cassiopea, sono:
 - la ripresa di due pozzi esistenti denominati Argo 2 e Cassiopea 1 dir e la loro messa in produzione;
 - la perforazione e la messa in produzione di altri 4 pozzi denominati Cassiopea 2 dir, 3, 4 e 5.
- La litologia dell'area è costituita da intercalazioni sabbiose e argillose, appartenenti alla Formazione Ribera – Membro Nambrone (Pleistocene).
- I reservoir di gas sono localizzati in corrispondenza degli strati porosi di sabbia di questa formazione, intercalati alle serie argillo-sabbiose del Pleistocene Medio.
- I pozzi esplorativi previsti hanno le seguenti caratteristiche:

Nome e sigla del pozzo	CENTAURO 1	GEMINI 1
Classificazione iniziale	NFW	NFW
Profondità finale prevista verticale	2,200 m TVDSS	2,000 m TVDSS
Permesso di ricerca	G.R13.AG	G.R13.AG
Operatore	Eni	Eni
Quote di titolarità	Eni 60%, EDISON 40%	Eni 60%, EDISON 40%
Capitaneria di porto	LICATA	LICATA
Zona	G	G
Distanza dalla costa	23 km	16.78 mi
Distanza dalla base operativa	25 km (Licata)	29 km (Licata)
Fondale*	-624 m	-705 m

Nome e sigla del pozzo	CENTAURO 1	GEMINI 1
Linee sismiche di riferimento testa pozzo	I.L. 2080 -X.L.1959 del 3D "PANDA"	I.L. 1938-X.L.1648 del 3D "PANDA"
Litologia obiettivi	Sabbia -Strati da sottili a metrici	Sabbia -Strati da sottili a metrici
Formazione obiettivi	F.ne Argo (già RIBERA M.bro Narbone)	F.ne Argo (già RIBERA M.bro Narbone)
Profondità Top obiettivo, verticale	1,260 m TVDSS	1,290 m TVDSS
Profondità Base obiettivo, verticale	1,730 m TVDSS	1,690 m TVDSS
Spessore obiettivo	470 m	400 m
Latitudine -Longitudine di partenza (geografica)*	36° 55' 04.963" -13°45' 45.718"	36°52' 32.696" -13° 46' 02.801"
Latitudine -Longitudine. a fondo pozzo (geografica)*	36° 55' 04.963" -13°45' 45.718"	36°52' 32.696" -13°46' 02.801"
Latitudine -Longitudine di partenza (GBE metrica)*	4,086,562.38 N -2,409,784.50 E	4,081,864.47 N -2,410,146.61 E
Latitudine -Longitudine. a fondo pozzo (GBE metrica)*	4,086,562.38 N -2,409,784.50 E	4,081,864.47 N -2,410,146.61 E

- Il proponente fornisce una dettagliata descrizione del programma e delle modalità di perforazione dei pozzi esplorativi.
- La piattaforma Prezioso K sarà installata a circa 50 m di profondità, in vicinanza alla Piattaforma esistente Prezioso e collegata alla medesima.
- L'installazione della piattaforma avverrà attraverso le seguenti fasi sequenziali:
 - installazione del jacket e dei pali di fondazione;
 - installazione del modulo di transizione;
 - installazione del semideck e di moduli aggiuntivi sul semideck;
 - installazione del ponte di collegamento con la piattaforma esistente Prezioso.
- Le operazioni di trattamento del gas prevedono sia attività *offshore*, svolte a bordo della piattaforma Prezioso K che attività *onshore*.
- Le operazioni di trattamento del gas presso la piattaforma Prezioso K comportano l'installazione dei seguenti impianti:
 - 4 turbocompressori (3 in funzione e 1 di riserva) del tipo Solar Taurus 70;
 - 3 motogeneratori di potenza pari a 700 kW (2 in funzione più 1 di riserva) per la generazione di energia elettrica;
 - 1 generatore diesel di emergenza, di potenza pari a 400 kW.
- Il proponente fornisce una quantificazione delle emissioni inquinanti derivanti dai suddetti impianti.
- Il proponente fornisce una descrizione delle attività associate all'installazione delle strutture in alto fondale che consistono principalmente in:
 - Croci di Produzione (Xmas tree) e relative strutture di protezione (tramite rig);
 - Plem (Cassiopea Plem, Cassiopea 3 Plem, Argo Plem 1 e Argo Plem 2);
 - Cassiopea Manifold a circa 660 m di profondità d'acqua;
 - N.2 Condotte da 8" di collegamento tra i Pozzi Cassiopea e il Manifold;
 - N.1 condotta da 8" di collegamento tra il Pozzo Argo e il sistema
 - N.2 condotte da 10" tra il Manifold di Cassiopea e la piattaforma Prezioso K;

- installazione dell'ombelicale di controllo dei pozzi;
- Export Plem posizionato a circa 7 km dalla costa ad una profondità di circa 20 m;
- • condotta da 16" tra la Piattaforma Prezioso K e l'Export Plem.
- Il progetto in esame prevede la posa e l'installazione delle condotte di collegamento ("sealines") tra i pozzi sottomarini Cassiopea ed Argo, e la futura piattaforma Prezioso K, e tra la piattaforma ed il PipeLine End Manifold (PLEM), posizionato a circa 7 km dalla costa ad una profondità di circa 20 m. La distanza dalla costa del tracciato della futura *sealine* Cassiopea – PLEM è variabile ed è pari a circa 7 km in corrispondenza della postazione PLEM, a circa 11 km in corrispondenza del Manifold di Cassiopea. Le condotte sottomarine saranno interrate al fine di migliorare la stabilità sul fondo, minimizzare il rischio di interferenza con le attività di pesca a strascico presenti nell'area ed evitare interventi locali pre-varo per la correzione delle irregolarità del fondale.
- Il tracciato definitivo scelto dal proponente collegherà il gas estratto dai pozzi Cassiopea 1 dir, Cassiopea 2 dir, Cassiopea 3 e Argo 2, situati a circa 30 km dalla costa siciliana ad una profondità variabile tra i 450 m e 600 m e sarà costituito dai seguenti tratti di condotta:
 - sealine da 8" tra i pozzi Cassiopea 1 dir, Cassiopea 2 dir e il Manifold di Cassiopea e relativi spool di connessione per una lunghezza indicativa di 2,5 km circa;
 - sealine da 8" tra il pozzo Cassiopea 3 e il Manifold di Cassiopea e relativi spool di connessione per una lunghezza indicativa di 1,5 km circa;
 - sealine da 8" tra il pozzo Argo 2 e l'Argo PLEM 2 e relativi spool di connessione e un In-Line Tee lungo la sealine "Nord" da 10" per una lunghezza indicativa di 2,9 km circa;
 - due sealines da 10", indicate come "*sealine Nord*" e "*sealine Sud*" tra il Manifold di Cassiopea e la Piattaforma Prezioso K, entrambe di lunghezza pari a 35,5 km circa. I tracciati Nord e Sud partono in prossimità del Cassiopea Manifold, raggiungono l'area dell'Argo PLEM 2 e In-line Tee (posto lungo la sealine Nord), dalla quale proseguono fino a raggiungere la Piattaforma Prezioso K. A 5 km circa dalla Piattaforma Prezioso K, in direzione Ovest, le sealine in progetto attraverseranno l'esistente cavo elettrico "Licata – Linosa", posato in circa 60 m di profondità;
 - tratto di sealine da 16" tra la Piattaforma Prezioso K ed l'Export PLEM, posizionato in prossimità della testa d'abbandono della SPUR Line Green Stream. La batimetria del fondale lungo il tracciato della sealine da 16", lunghezza 25 km circa, varia tra 45 m di profondità, in prossimità della Piattaforma Prezioso K, 90 m nel tratto centrale e 20 m in corrispondenza dell'Export PLEM. La condotta attraverserà il cavo elettrico esistente "Prezioso – Perla" in due punti;
 - Spool da 32" per la connessione dell'export PLEM all'esistente sealine SPUR Line Green Stream. Lo spool da 32" attraverserà la condotta esistente Green Stream da 32".
- Relativamente alla gestione delle emergenze il proponente ha redatto i seguenti documenti:
 - Piano di Emergenza;
 - Procedura di Emergenza per costruzioni e installazioni off-shore;
 - Piano Antinquinamento Marino.
- Il progetto prevede l'installazione degli impianti a terra per la misura fiscale del gas proveniente dai giacimenti sottomarini di Argo e Cassiopea.
- Per l'approdo del gas estratto sulla costa verrà utilizzato il tratto di condotta già esistente denominato "SPUR", avente diametro 32" e lunghezza di circa 8 km, installato durante la realizzazione del Progetto Green Stream parallelamente alla condotta attualmente in funzione.
- L'area identificata per l'istallazione del progetto, di circa 2.500 m², è adiacente alle strutture di terra del gasdotto Green Stream e si tratta di un'area già a vocazione industriale e attualmente non utilizzata per alcuno scopo.

- Tra le attività a terra e prevista la realizzazione di servizi ausiliari.
- All'interno dell'area di progetto, inizialmente, verrà realizzato lo scortico completo del terreno da 0 a -2 m da piano campagna per tutta l'estensione dell'area, per un totale di ca. 6.000 m³ di terreno, che verrà stoccato in via provvisoria e a norma di legge per essere:
 - in parte (2.000-3.000 m³) riutilizzato in sito, per la preparazione del piano dell'area di progetto;
 - in parte (3.000-4.000 m³) smaltito o gestito esternamente al progetto a norma di legge.
- Successivamente allo scortico, saranno realizzati lavori di posa delle fondazioni delle strutture.
- È prevista la realizzazione della pavimentazione dell'area trappola pig, non delle strade di accesso all'area impianto, né delle strade interne all'impianto stesso e nemmeno delle aree in cui saranno installate le varie unità di impianto (sistema di regolazione, il sistema di misura, e il sistema di blow down).
- È, inoltre, previsto l'utilizzo di "ghiaia pressata", non cementata e neppure asfaltata, per le strade interne che prevedono l'accesso di mezzi pesanti.
- Durante i lavori civili descritti saranno utilizzati alcuni mezzi per la movimentazione terra quali bulldozer, escavatori a benna e a lama, oltre a compattatori di terreno.
- Sarà, infine, utilizzata una gru in grado di sollevare le strutture del vent, alte all'incirca 6.5 m.
- Il proponente ha predisposto matrici riepilogative per la stima degli impatti associati a ciascuna delle attività previste dal progetto considerando:
 - entità (magnitudo potenziale delle alterazioni provocate);
 - frequenza, ovvero la periodicità con cui si verifica il potenziale impatto;
 - scala temporale dell'impatto (reversibilità, irreversibilità, impatto a breve o lungo termine);
 - scala spaziale dell'impatto (localizzato, esteso, etc.);
 - incidenza su aree e comparti critici;
 - effetti secondari (bioaccumulo, effetti secondari indotti);
 - probabilità di accadimento dell'impatto.
- A ciascun criterio individuato il proponente ha assegnato un punteggio numerico variabile da 1 (minimo) a 4 (massimo) in base alla rilevanza dell'impatto in esame, secondo lo schema della tabella seguente.
- Il proponente ha quantificato ogni singolo impatto sommando i valori corrispondenti a ciascuno dei sette criteri sopra elencati; l'impatto risultante viene, quindi, classificato secondo la seguente scala:

Classe	Colore	Intervallo	Descrizione
I	Blu	7 ÷ 11	Trascurabile
II	Giallo	12 ÷ 16	Basso
III	Arancione	17 ÷ 21	Medio
IV	Rosso	22 ÷ 28	Significativo

- Per quanto riguarda l'interferenza della piattaforma Prezioso K con le rotte navali, il proponente, a seguito di richiesta di integrazioni, stima che nel tratto oggetto di indagine si verificano circa 39.000 attraversamenti all'anno, con una media di circa 320 attraversamenti all'anno per km di pipeline, articolati come mostrato in tabella.
- A riguardo il Proponente conclude affermando che *"al fine di prevenire qualsiasi interferenza tra le attività previste e il traffico navale presente nell'area di progetto, dovranno essere preventivamente stabilite delle zone di sicurezza sia attorno all'impianto di perforazione, sia durante le fasi di posa della sealine. Ai fini del presente studio si ritiene opportuno prevedere, una zona di sicurezza per le attività di navigazione pari a 500 m di raggio rispettivamente dal centro dell'impianto di perforazione e dalla sealine in fase di posa. La definizione di tali zone di sicurezza dovrà essere*

preventivamente concordate con la Capitaneria di Porto competente, sentita la Sezione Idrocarburi".

- Il proponente valuta inoltre che, in relazione all'analisi effettuata, l'esecuzione delle attività progettuali nel tratto di mare interessato, rappresenti un impatto temporaneo e trascurabile alla navigazione marittima dell'area.
- Per quanto attiene alla potenziale interferenza con le aree di pesca, durante le attività di perforazione, il proponente *"ritiene opportuno imporre una zona di sicurezza attorno all'impianto di perforazione, per le attività di pesca, pari a 2 km di raggio dal centro dell'impianto nel caso di impianto in modalità ancorata"*.
- Le zone di tutela previste dovranno essere preventivamente concordate con la Capitaneria di Porto competente, sentita la Sezione Idrocarburi.
- Il proponente valuta che le perturbazioni che si riflettono sulle attività di pesca possono essere espresse da due parametri: la riduzione di fondi pescabili e la resa di pesca.
- Per quanto riguarda le attività di perforazione, secondo il Proponente la riduzione dei fondali pescabili, nel caso di un impianto semisommersibile, è estremamente ridotta e limitata unicamente ai divieti di navigazione e pesca associati alla presenza dell'impianto e, pertanto, circoscritti ad un'area relativamente piccola con raggio variabile da 500 m a 2.000 m in caso di piattaforma in modalità ancoraggio.
- Il Proponente sottolinea un potenziale feedback positivo sull'ambiente marino, a causa della conseguente riduzione dello sfruttamento dei fondali e dell'uso di superficie per la pesca a strascico.
- Di conseguenza, il proponente stima gli impatti sulla pesca come ridotti e temporanei, affermando che *"non vi saranno variazioni a lungo termine delle risorse ittiche (pelagiche e demersali) e che lo stock ittico si riporterà a livelli simili a quelli ante-operam una volta terminate le operazioni di perforazione"*.
- Relativamente alla fase di esercizio della condotta, in fase progettuale il proponente ha deciso, cautelativamente, di interrare l'intera linea evitando, in tal modo, qualsiasi tipo di interferenza futura con le attività di pesca.
- Nel complesso la valutazione delle possibili ripercussioni sul benessere delle popolazioni costiere causate dalla riduzione temporanea delle attività di pesca è stata valutata dal Proponente come *"interferenza trascurabile, localizzata e di lieve entità, i cui effetti sono considerati reversibili"*.
- Per quanto concerne le caratteristiche dei fanghi di perforazione utilizzati il proponente riporta le schede dei prodotti (Bentonite, Guar Gum) *"regolatori di viscosità"* nei fanghi SW, utilizzati nel tratto di perforazione *"riserless"*.
- Entrambi i composti sono compresi nelle liste OSPAR/PLONOR - Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic/Preparations Used and Discharged Offshore which Are Considered to Pose Little or No Risk to the Environment (PLONOR) - Reference number: 2004-10 (2008 Update), come prodotti che non causano rischi significativi per l'ambiente marino.
- Relativamente alla realizzazione delle sealine il proponente ha effettuato una prima valutazione dei rischi di frana che interessano il tratto in esame.
- Nel caso di terremoti con tempi di ritorno superiori a 200 anni il proponente stima *"una remota probabilità che il fronte delle masse potenzialmente in movimento, a causa di eventi franosi, possa raggiungere il tracciato della condotta in progetto"*.
- Inoltre il Proponente ribadisce che *"la distanza delle sealine dalla porzione di scarpata a maggiori pendenze rappresenta un fattore di sicurezza rispetto al rischio di interferenza con eventuali frane"*.
- Il proponente effettua una valutazione del rischio vulcanico, osservando che in generale e in particolare sul Canale di Sicilia che *"[...] con queste premesse, gli eventuali effetti sulla stabilità dei*

fondali sottomarini e sulle opere antropiche dovute alla sismicità indotta, non possono essere considerati”.

- Relativamente alle attività che prevede di svolgere sulla piattaforma Prezioso K, il proponente fornisce una descrizione relativa alle modalità di gestione e smaltimento acqua di strato prodotta, indicando che, a seguito di opportuni trattamenti di raffreddamento e filtrazione, per le acque di strato è previsto lo scarico diretto a mare, salvo l'eventuale residuo composto da sale con tracce di glicole che, in tal caso, verrebbe smaltito secondo la normativa vigente.
- Il proponente indica un piano di monitoraggio delle acque scaricate a mare.
- Per quanto riguarda il monitoraggio delle matrici ambientali, come previsto dalle Linee Guida ISPRA, l'area d'indagine avrà un'estensione di circa 500 m di raggio dall'ubicazione della piattaforma Prezioso K e le matrici da indagare per rilevare un'eventuale contaminazione indotta dallo scarico a mare saranno:
 - acqua: monitoraggio della distribuzione spaziale e temporale delle sostanze contenute nelle acque di strato scaricate e caratteristiche fisiche e chimiche della colonna d'acqua;
 - sedimenti: caratteristiche chimiche e fisiche;
 - organismi filtratori: studio del bioaccumulo in organismi marini che comunemente colonizzano i piloni delle piattaforme petrolifere (*Mytilus galloprovincialis*) e/o in organismi trapiantati da aree indenni (in assenza di colonizzazione spontanea).
- La campagna di monitoraggio si articolerà in:
 - una “campagna di bianco”, da eseguire prima dell'inizio delle attività di scarico, al fine di stabilire le condizioni dell'ambiente recettore “ante operam”. Una prima caratterizzazione ambientale su acqua e sedimenti in corrispondenza della futura piattaforma Prezioso K è stata effettuata nel mese di Luglio 2009 (Appendice 5 del SIA originario);
 - due campionamenti nel corso del primo anno di attività, da effettuare in condizioni di massima e di minima stratificazione della colonna d'acqua (periodo estivo e invernale);
 - un campionamento l'anno per i restanti anni, da eseguire durante il periodo di massima stratificazione della colonna d'acqua (periodo estivo).
- Il proponente ha effettuato una stima dell'acqua marina di raffreddamento utilizzata e dell'anomalia termica provocata dal relativo scarico a mare.
- La simulazione modellistica della dispersione e miscelazione del rilascio termico in mare è stata effettuata mediante il modello Updated Merge (UM3), di tipo 3D, in grado di simulare il pennacchio termico di rilasci sommersi a singola o multipla porta.
- Le simulazioni sono state condotte in condizioni altamente conservative, ipotizzando un rilascio termico in regime continuo e nelle condizioni di picco ovvero di massimo esercizio per la piattaforma Prezioso K.
- Le condizioni maggiormente critiche sono rappresentate dal periodo invernale dove il differenziale tra la temperatura ambiente e quello dello scarico termico determina plume che hanno una estensione massima sia nella verticale (1.5 m) che lungo la direzione della corrente (18 m).
- Tuttavia, anche in queste condizioni maggiormente critiche, secondo il Proponente “*si osserva un impatto decisamente limitato ed inferiore ai limiti normativi vigenti che fissano un differenziale termico di 3 gradi per una distanza massima di 1,000 m (D.Lgs 152/06 e s.m.i.)*”.
- A seguito di richiesta di integrazioni il proponente ha fornito approfondimenti circa la gestione delle rocce da scavo con indicazione delle tipologie di campionamenti previsti.
- A riguardo il proponente indica che, sulla base dei risultati analitici sarà decisa la gestione del materiale scavato. In particolare è previsto il riutilizzo del materiale in sito per la preparazione del piano dell'area di progetto nel caso in cui sia verificato:

- il rispetto delle CSC di riferimento (Allegato 5 al Titolo V, Tabella 1, Colonna B, D.Lgs. 152/06);
- la conformità ai limiti previsti dalla Tabella 2 "Acque Sotterranee" (Allegato 5 al Titolo V del D.Lgs. 152/06)
- Qualora non sia confermata anche una sola delle predette condizioni o se, per motivi di natura logistica/operativa, non sia possibile prevedere un utilizzo del terreno per la preparazione del piano dell'area di progetto, il proponente dichiara che materiale sarà classificato come rifiuto (170503* Terre e rocce, contenenti sostanze pericolose; 170504 Terre e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 170503) e quindi avviato a smaltimento/recupero presso idoneo impianto esterno autorizzato, entro i termini previsti dall'art. 183 del D.Lgs. 152/06 per il deposito temporaneo.
- Il proponente fornisce una esauriente analisi della sicurezza degli impianti di perforazione, della piattaforma Prezioso K e della posa delle sealine in condizioni di mare estremo.

VALUTATO che

- Per quanto riguarda le interferenze della piattaforma di perforazione con le rotte navali, tenuto conto che in condizione ancorata l'occupazione della piattaforma è pari a 2.000 m di raggio, la zona di sicurezza di 500 m proposta non sembra rispondere pienamente ai criteri di sicurezza, come del resto è dimostrato dall'estensione a 2.000 m del raggio di sicurezza per le attività di pesca, in condizione ancorata della piattaforma.
- È necessaria una più approfondita valutazione degli impatti per le attività di pesca, considerata la quasi totale sovrapposizione dell'area di progetto con l'area di pesca B1.
- Al fine di chiarire la problematica del rischio da frana, è necessario lo studio dettagliato dei fenomeni franosi, con particolare attenzione alla cartografia morfologica, alla definizione dello stato di attività e ai cinatismi.
- In considerazione del fatto che, relativamente al rischio d'interferenza con il traffico marittimo e la pesca, il proponente effettua analisi circa il traffico marittimo e le attività di pesca nella zona che non sono orientate a definire il potenziale rischio di tali attività sulle sealine interrato, rischio connesso a eventi come l'agganciamento di ancore di vario peso, l'impatto con navi in affondamento, l'impatto e/o agganciamento dei divergenti usati per la pesca, l'impatto per caduta dei containers, tali aspetti devono essere oggetto di opportuni approfondimenti in fase di progettazione esecutiva.
- In relazione al nuovo tracciato ed alle nuove caratteristiche delle sealine è opportuno calcolare, tramite apposito modello, la nuvola di dispersione dei sedimenti risollepati dalla procedura d'interramento "post trenching", nei suoi aspetti spazio-temporali e nel suo potenziale impatto con l'ecosistema marino.
- Per quanto concerne la procedura per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotto (D.Lgs 152/06 Art. 186 comma 2), a cura del Proponente dell'opera, è la redazione di un progetto di utilizzo, completo di elaborati cartografici e non, tra cui si segnalano:
 - cartografie della classificazione urbanistica dell'area di scavo e di quella di destinazione;
 - planimetrie del sito di provenienza e del sito di conferimento con evidenziate le aree di scavo, di deposito e di riutilizzo;
 - planimetria del sito di scavo con indicati i punti di campionamento;
 - copia dei certificati di analisi merceologiche e chimiche svolte sui campioni prelevati dal sito di produzione dei materiali di scavo;
 - descrizione delle modalità e dei tempi di eventuale deposito dei materiali di scavo in attesa di utilizzo.

Per quanto concerne il Quadro di Riferimento Ambientale

Componente Atmosfera

CONSIDERATO che

Parere Istruttoria VIA - Campi off-shore Ibleo - Campi Gas Argo e Cassiopea

- Il proponente ha fornito una caratterizzazione meteoroclimatica dell'area interessata dall'intervento ed una rappresentazione del regime dei venti.
- Ai fini della valutazione degli impatti delle attività offshore il proponente ha effettuato una prima valutazione previsionale della dispersione degli inquinanti utilizzando il modello AERMOD ed il preprocessore meteorologico AERMET.
- Le simulazioni sono state condotte dal proponente rispetto a NOx, in quanto le emissioni di CO e Polverio sono state considerate trascurabili.
- In base ai risultati delle simulazioni il proponente afferma che non si evidenzia alcuna criticità legata alla qualità dell'aria né per le attività di perforazione dei pozzi né per il funzionamento degli impianti previsti sulla piattaforma Prezioso K.
- In conclusione, per quanto concerne le attività *offshore*, sia per l'attività di perforazione che per quella di produzione, il Proponente sostiene che gli impatti in atmosfera sono da classificarsi sempre in Classe I, corrispondente a "impatto trascurabile".
- Per quanto concerne la stima degli impatti dalle attività *onshore*, il Proponente ribadisce le considerazioni meteo climatiche, integrandole con l'analisi dei dati di vento, ricavati nella stazione meteorologica di Gela dal luglio 2005 al Novembre 2008.
- Il proponente ha quindi effettuato una caratterizzazione della qualità dell'aria *ante operam* da cui risulta che:
 - Biossido di Azoto (NO₂): La zona di Gela evidenzia, per tutto l'arco temporale considerato, superamenti dei limiti (v.l.) imposti per questo inquinante, soprattutto per quanto riguarda gli indici in media oraria, senza mostrare particolari cambiamenti dal 2003 al 2005. Come ci si potrebbe aspettare, la centralina che mostra la situazione peggiore da un punto di vista degli indici legislativi è quella posta a ridosso di importanti strade all'interno di centri abitati.
 - Monossido di Carbonio (CO): In nessuna delle centraline considerate è stato registrato un superamento della soglia di legge, a testimonianza del fatto che questo inquinante non rappresenta un rischio per la salute umana nella zona considerata.
 - Biossido di Zolfo (SO₂): Si osserva un deciso miglioramento della qualità dell'aria, in particolare per quanto riguarda le medie orarie. Per quanto riguarda le medie giornaliere, pur in un quadro di miglioramento rispetto al 2003, caratterizzato dal superamento del margine di tolleranza per tutte le stazioni, si segnala la persistenza di una condizione che corrisponde al superamento della soglia di valutazione superiore.
 - Benzene C₆H₆: In nessuna delle centraline considerate è stato registrato un superamento della soglia di legge, a testimonianza del fatto che questo inquinante non rappresenta un rischio per la salute umana nella zona considerata.
 - Polveri totali sospese (PTS): Nel territorio comunale di Gela, è stato registrato un netto miglioramento tra il 2003 ed il 2005 per gli indici relativi sia alle medie giornaliere, sia annuali di PM10. Nonostante ciò, in tutte le centraline, tra il 2004 e il 2005, sono stati rilevati comunque superamenti nella soglia di valutazione superiore (s.v.s.), rendendo necessaria, per tale inquinante, la predisposizione di un Piano di miglioramento/risanamento della qualità dell'aria, volto a garantire il rispetto dei limiti in tutte le zone in cui il superamento dei valori soglia sia stato accertato per almeno uno dei parametri.
- Per quanto riguarda gli impatti in fase di cantiere, il proponente stima che le emissioni in atmosfera siano legate principalmente ai fumi di combustione dei motori dei mezzi utilizzati nelle attività di cantiere e alle polveri dovute alla movimentazione di terreno, materiali e al transito dei mezzi di cantiere nell'area interessata dai lavori.
- A livello quantitativo, il proponente stima che gli effluenti gassosi e le polveri prodotte dai mezzi in transito lungo la strada di accesso all'area di progetto, pur costituendo un apporto aggiuntivo di inquinanti emessi in atmosfera, non comporteranno un impatto rilevante sulla qualità dell'aria della zona interessata dalle attività.

- Il proponente valuta inoltre che le ricadute delle polveri saranno concentrate esclusivamente nell'area prossima al cantiere e, considerando la temporaneità dell'evento, si può stimare che le emissioni di polveri risultino non significative e che, pertanto, non arrecheranno perturbazioni significative all'ambiente circostante.
- Nel complesso, l'impatto sulla componente atmosfera, a carattere temporaneo, è ritenuto di modesta entità e, comunque, reversibile.
- Relativamente agli impatti in fase di esercizio il proponente dichiara che tutti gli scarichi gassosi dell'impianto saranno convogliati, mediante un sistema di raccolta sfiati ed emessi in atmosfera in modo sicuro per mezzo di un sistema Vent che entrerà in azione solamente in caso di emergenza per depressurizzare l'impianto, con emissione del gas in atmosfera, ai fini di sicurezza.
- L'emissione d'emergenza della fiaccola e la progettazione di tali dispositivi sono stati valutati anche in relazione alla presenza delle strutture del Green Stream vicino all'area di progetto.
- Eventuali emissioni discontinue si potranno avere dai compressori, nel caso in cui siano alimentati da energia elettrica mediante motore diesel di servizio.
- In relazione a quanto sopra il proponente stima che gli impatti sul comparto Atmosfera in fase di esercizio possano essere considerati trascurabili.
- Il Proponente afferma che, in fase di cantiere, per contenere la produzione e la dispersione delle polveri verranno adottate le seguenti misure di mitigazione:
 - saranno bagnate le strade percorse da camion e da altri mezzi;
 - saranno mantenute umide le aree di lavoro interessate da movimentazione terra e da mezzi escavatori in movimento;
 - saranno mantenuti umidi, se necessario, i cumuli di materiale terroso e le strade di cantiere;
 - saranno bagnate le gomme degli automezzi e lavate all'uscita delle aree sterrate;
 - sarà limitata la velocità di transito dei mezzi di cantiere all'interno del sito e sulle strade sterrate esterne all'area;
 - saranno utilizzate zone appositamente dedicate per il carico/scarico dei materiali;
 - saranno adottati sistemi di copertura dei carichi e dei materiali polverulenti stoccati in sito.

Questi accorgimenti saranno presi in particolare durante i periodi di scarsa piovosità associati a giornate molto ventose.

- A seguito di richiesta di integrazioni il proponente ha poi effettuato una nuova valutazione previsionale della dispersione degli inquinanti in atmosfera adottando il modello CALPUFF associato al preprocessore meteorologico CALMET.
- Il proponente ha quindi preso in considerazione i seguenti 3 scenari, con i relativi inquinanti:
 1. Impianto di perforazione: sono state simulate le emissioni degli 8 motori principali dell'impianto di perforazione Scarabeo 9, ipotizzando cautelativamente il funzionamento continuativo dei gruppi motore per 365 giorni annui in corrispondenza del pozzo più vicino alla costa siciliana (Argo 2).
 - a. Inquinanti considerati: NOX, CO, SO2, PM10.
 - b. Dominio di calcolo (82x 52 km) con maglie quadrate di 2 km, raffittite a 250 m nell'intorno (4x4 km) delle sorgenti emissive.
 2. Piattaforma Prezioso K: è stato simulato il funzionamento continuo per 365 giorni annui di 2 turbocompressori e 2 motogeneratori a bordo della piattaforma.
 - a. Inquinanti considerati: NOX, CO.
 - b. Dominio di calcolo (82x 52 km) con maglie quadrate di 2 km, raffittite a 250 m nell'intorno (4x4 km) delle sorgenti emissive.

3. Cantiere onshore: le simulazioni hanno considerato la dispersione, nell'intorno dell'area di progetto onshore, degli inquinanti generati dalle attività di cantiere. In particolare sono state considerate le emissioni dovute a:
- mezzi pesanti utilizzati nell'area di progetto
 - movimentazione terra e sollevamento polveri, nell'area di progetto e lungo le strade non asfaltate di avvicinamento al cantiere.
- Al fine di considerare la totalità delle condizioni anemologiche nel corso dell'anno di riferimento, le simulazioni effettuate hanno considerato inizialmente le sorgenti attive in continuo per 365 giorni/anno; i risultati sono stati, quindi, opportunamente elaborati in considerazione della effettiva durata prevista per le operazioni (12 giorni lavorativi) al fine di definire i livelli minimi e massimi di ricadute previsti per i recettori circostanti.
 - Inquinanti considerati: NOX, PM10, PM2.5.
 - Dominio di calcolo (14x 14 km) centrato sull'area di progetto, con maglie quadrate di 1 km, raffittite a 1000 m nell'intorno (2x2 km) delle sorgenti emissive, con ulteriore integrazione di 4 recettori puntuali, in corrispondenza degli edifici prossimi alle aree di cantiere (vedi figura).
 - I risultati della simulazione modellistica relativa alle attività offshore sono i seguenti:
 - Scenario 1: Attività di perforazione

Località	NOx (µg/m³)		
	Massimo orario	19°valore Massimo orario	Media annuale simulata
D.Lgs. 155/2010- (NO2)* DM 60/2002	-	200	40
Offshore	401.2	99.1	6.0
Onshore	35.2	15.9	0.2
Licata	22.3	11.4	0.1
Gela	12.8	7.06	0.1
Valori di Fondo			
Gela città	152-370	87-188	28-41
Area Vasta	66-82	43	7

*Si consideri, inoltre, che i valori ottenuti per la simulazione di NOx vengono riferiti a NO₂, rendendo la simulazione ancora più cautelativa.

Località	SO ₂ (µg/m³)				
	Massimo orario	25° Massimo orario	Massimo giornaliero	4° Massimo giornaliero	Media annuale
DM 60/2002	-	350	-	125	30*
Offshore	26.7	6.584	5.007	3.455	0.401
Onshore	2.34	0.873	0.418	0.254	0.012
Licata	1.49	0.702	0.220	0.143	0.008
Gela	0.85	0.422	0.213	0.158	0.010
Valori di Fondo					
Gela Est	56-852	7-239	9-93	4-72	0.6-9.0
Area Vasta	28-145	2.5-15	3-13	1-4	0.3-0.9

* protezione della vegetazione

Località	PM ₁₀ (µg/m³)		
	Massimo giornaliero	36° Massimo giornaliero	Media annuale

DM 60/2002	-	50	40
Offshore	1.565	0.446	0.125
Onshore	0.131	0.012	0.004
Licata	0.069	0.009	0.003
Gela	0.067	0.009	0.003
Valori di fondo			
Gela Città	116-213	24-47	34-37
Area vasta	114-199	41-44	26-31

Località	CO (mg/ m ³)
	Massima media sulle 8 h
DM 60/2002	10
Offshore	0.003506
Onshore	0.000493
Licata	0.000331
Gela	0.000202
Valori di fondo	
Gela Città	1.3-3.5
Area vasta	1.3-2.1

- o Scenario 2: Attività sulla piattaforma Prezioso K

Località	NOx (µg/m ³)		
	Massimo orario	19°valore Massimo orario	Media annuale simulata
D.Lgs. 155/2010-(NO2)* DM 60/2002	-	200	40
Offshore	18.6	7.72	0.482
Onshore	16.6	2.90	0.038
Licata	2.69	1.47	0.025
Gela	1.62	1.00	0.032
Valori di Fondo			
Gela città	152-370	87-188	28-41
Area Vasta	66-82	43	7

*Si consideri, inoltre, che i valori ottenuti per la simulazione di NOx vengono riferiti a NO₂, rendendo la simulazione ancora più cautelativa.

Località	CO (mg/ m ³)
	Massima media sulle 8 h
DM 60/2002	10
Offshore	0.00342
Onshore	0.00358
Licata	0.000603
Gela	0.000467
Valori di fondo	
Gela Città	1.3-3.5
Area vasta	1.3-2.1

- o Relativa alla valutazione degli impatti il proponente afferma che dalle simulazioni effettuate si evince che le possibili ricadute di inquinanti emessi sia in fase di perforazione, sia in fase di produzione sono limitate alle vicinanze del sito indagato (entro 3 km circa). Poiché le attività in progetto saranno effettuate in mare aperto le possibili ricadute di inquinanti riscontrate in prossimità della costa, distante circa 25 km dall'area di progetto, risultano essere sempre inferiori rispetto ai limiti normativi.

- Il proponente afferma infine, anche il confronto con i valori rilevati nelle centraline di Gela tra il 2007 e il 2009, porta a valutare come altamente improbabile l'eventualità che le nuove temporanee sorgenti inquinanti, emesse sia durante le attività di perforazione, sia durante le attività di produzione dei Campi gas, possano comportare un peggioramento significativo della qualità dell'aria ambiente in corrispondenza della costa siciliana e un impatto indiretto sulla salute pubblica.
- Secondo il Proponente, tutte le attività offshore (perforazione pozzi di produzione e/o ricerca, attività di produzione gas) comportano impatti di classe I ("trascurabili").
- I risultati della simulazione modellistica relativa alle attività *offshore* sono stati effettuati considerando cautelativamente le sorgenti attive per 365 giorni/anno, in modo da valutare tutte le condizioni anemologiche possibili durante l'anno di riferimento
- Poiché le attività avranno, invece, una durata effettiva pari a 12 giorni lavorativi, è stato scelto il periodo di 12 giorni, cui corrispondono le massime ricadute.
- In via cautelativa, è stato simulato il cantiere con tutti i mezzi in opera in contemporanea, sebbene tale situazione operativa non sarà attuata, in quanto le attività di rimozione e allontanamento terreno saranno condotte in tempi differenti.
- Sono di seguito sintetizzati i risultati delle simulazioni della dispersione in atmosfera degli inquinanti emessi dalle attività onshore.
- I recettori 1,2,3 e 4 rappresentano i più vicini recettori sensibili (possibili abitazioni residenziali) individuati in prossimità dell'area di progetto

Località	NOx ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		
	Massimo orario	19° valore Massimo orario	Media annuale
LIMITE D.Lgs. 155/2010-(NO2)* DM 60/2002	-	200	40 30*
Rec 1 (730 m a NE)	0.0 ÷ 13.8	0 ÷ 2.35	0.00 ÷ 0.01
Rec 2 (750 m a E)	0.04 ÷ 14.7	0 ÷ 3.68	0.00 ÷ 0.02
Rec 3 (1030 m a ESE)	0.05 ÷ 7.61	0 ÷ 0.81	0.000 ÷ 0.005
Rec 4 (660 a S)	0.0 ÷ 49.2	0 ÷ 0.01	0.000 ÷ 0.015
Valori di fondo			
Gela Est	68-114	43-60	7-11
* protezione della vegetazione			

Località	PM ₁₀ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)			PM _{2.5} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
	Massimo giornaliero	Superamenti limite giornaliero	Media annuale	Media annuale
LIMITE D.Lgs. 155/2010-(NO2)* DM 60/2002	50	35	40	25
Rec 1 (730 m a NE)	0.00 ÷ 6.28	0	0.000 ÷ 0.045	0.00 ÷ 0.01
Rec 2 (750 m a E)	0.00 ÷ 3.22	0	0.000 ÷ 0.038	0.00 ÷ 0.01
Rec 3 (1030 m a ESE)	0.00 ÷ 1.88	0	0.000 ÷ 0.015	0.00 ÷ 0.01
Rec 4 (660 a S)	0.00 ÷ 2.31	0	0.000 ÷ 0.021	0.00 ÷ 0.01
Valori di fondo				
Gela Est	114-199	14-26	26-31	n.d.

- In relazione a quanto sopra il proponente valuta che *"le simulazioni effettuate non mostrano criticità né relativamente alle emissioni dal cantiere né rispetto al possibile effetto cumulo con la situazione preesistente di qualità dell'aria in prossimità dei 4 recettori sensibili dell'area"*.
- Il proponente afferma, inoltre, che *"per ridurre l'emissione e dispersione di inquinanti sarà attuata una politica di gestione della movimentazione dei mezzi che consentirà di distribuire le*

attività in modo uniforme nell'arco della giornata lavorativa, evitando l'utilizzo contemporaneo di un numero elevato di mezzi di cantiere", oltre ad attuare, all'interno del cantiere, tutte le misure di protezione individuale del personale operante.

- Per quanto riguarda la fase di esercizio, non sono previste emissioni in atmosfera in quanto il sistema di Vent si attiverà solo in caso di emergenza per la depressurizzazione dell'impianto.
- L'emissione d'emergenza della fiaccola e la progettazione di tali dispositivi sono stati valutati anche in relazione alla presenza delle strutture del Green Stream vicino all'area di progetto.

Componente Ambiente idrico

CONSIDERATO che

- Il proponente ha effettuato una caratterizzazione oceanografica dell'area e delle caratteristiche del moto ondoso.
- Per quanto concerne l'ambiente idrico di terra il proponente ha effettuato un'analisi relativa all'idrogeologia ed all'idrografia dell'area.
- Relativamente agli impatti delle attività a mare il proponente prevede, per quanto riguarda in particolare gli aspetti relativi a rifiuti e scarichi, i seguenti elementi critici:

- Fanghi di perforazione;
- Detriti di perforazione (cuttings);
- Oli usati;
- Imballaggi.

Tutti i rifiuti sopra indicati saranno raccolti separatamente e inviati a terra tramite supply vessels per il recupero/smaltimento in idonei impianti autorizzati.

Il trasporto dei rifiuti sulla terraferma e il successivo trattamento/smaltimento avverranno in accordo a quanto previsto dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

- Relativamente ai possibili sversamenti di olio, il proponente simula, utilizzando il software 3D MEDSLINK v. 5.1.3, due potenziali scenari di sversamento d'olio, relativi a:

- sversamento dalla Piattaforma Prezioso K;
- perdita dei serbatoi di carburante dall'impianto di perforazione del Pozzo Cassiopea 3.

- Relativamente alla stima degli impatti per le attività a terra il proponente valuta che:

- Fase di cantiere: Durante le fasi di cantiere non è previsto alcun prelievo di acque superficiali e sotterranee, in quanto l'acqua necessaria per le varie attività e per le necessità del personale in cantiere verrà fornita mediante autobotti. Non si prevedono, pertanto, alterazioni del regime di portata dei corpi idrici superficiali e sotterranei presenti nell'area vasta in oggetto, né eventuali impatti, diretti o indiretti. Data l'assenza di fasi liquide nei fluidi di impianto (processo e utilities), non si ritiene necessaria la presenza di un sistema di drenaggio. Non sono previste opere per il convogliamento delle acque meteoriche. Nello specifico, è prevista la pavimentazione dell'area trappola pig, ma non delle strade di accesso all'area impianto, né delle strade interne all'impianto stesso e nemmeno delle aree in cui saranno installate le varie unità di impianto ossia il sistema di regolazione, il sistema di misura e di blow down. È inoltre previsto l'utilizzo di "ghiaia pressata" per le strade interne che prevedono l'accesso di mezzi pesanti.
- Fase di esercizio: Durante le attività di esercizio dell'impianto non sono previsti né prelievi, né eventuali scarichi in corpi idrici superficiali e sotterranei. Pertanto, anche in tale fase possono essere esclusi eventuali impatti, diretti o indiretti

- A seguito di richiesta di integrazioni il proponente ha fornito i seguenti approfondimenti:

- Fase di cantiere: In riferimento all'ambiente idrico sotterraneo, le operazioni di scotico del terreno interesseranno i primi 2 metri di profondità da piano campagna attuale, per

cui non si prevede alcuna interferenza con la falda che si attesta ad una profondità di circa 10 m dal p.c.

Nel sito saranno adottate, inoltre, le seguenti misure di salvaguardia dell'ambiente idrico da eventi accidentali potenzialmente impattanti:

- movimentazione di mezzi a bassa velocità;
- fermata dei lavori in condizioni anemologiche particolarmente sfavorevoli;
- effettuazione delle operazioni di carico e scarico di materiali in zone appositamente dedicate;
- realizzazione di un apposito bacino di contenimento per il generatore diesel;
- deposito temporaneo dei rifiuti in idonei contenitori/aree per categorie omogenee, nel rispetto delle norme tecniche che ne disciplinano il deposito, impiegando adeguate misure di contenimento;
- dotazione di idonei materiali assorbenti per un intervento rapido ed efficiente in caso di sversamento accidentale e adeguata formazione del personale a fronteggiare eventuali situazioni accidentali.

Secondo il Proponente, quindi, in fase di cantiere *“non si prevedono interferenze né quantitative né qualitative con il sistema delle acque superficiali e sotterranee presenti nell'area”*.

- Fase di esercizio: In fase di esercizio non sono previste attività che interferiscono sull'ambiente idrico superficiale o profondo. Data l'assenza di fasi liquide nei fluidi di impianto (processo e utilities), il Proponente non ritiene necessaria la presenza di un sistema di drenaggio ed esclude, sulla base delle facilities installate, la possibilità di contaminazione delle acque meteoriche, non prevedendo, pertanto, un sistema di convogliamento delle stesse. Per evitare inquinamenti della falda a seguito di sversamenti accidentali è prevista la pavimentazione dell'area trappola pig, un adeguato bacino di contenimento per il generatore diesel e l'utilizzo di “ghiaia pressata” per le strade interne che prevedono l'accesso di mezzi pesanti. Inoltre, le tecnologie costruttive del serbatoio del gasolio, dotato di doppia camicia e di bacino di contenimento opportunamente dimensionato, sono tali da evitare immissioni e/o spargimenti sul terreno dovuti ad eventi accidentali. Le operazioni di carico del gasolio saranno effettuate in area impermeabilizzata e dotata di bacino di contenimento per il recupero di eventuali sversamenti di gasolio. Il gruppo di continuità (sistema UPS in C.C.) fornito di batterie, ubicato in sala tecnica, sarà sistemato in un locale la cui pavimentazione sarà dotata di un rivestimento antiacido e opportunamente inclinata per permettere la raccolta di eventuali perdite accidentali dalle batterie, che saranno raccolte in un apposito bacino di contenimento e successivamente recuperate mediante una pompa portatile e smaltite secondo la normativa vigente.

Anche in questo caso, quindi, il Proponente esclude la possibilità di contaminazione della falda idrica e, conseguentemente, eventuali impatti diretti o indiretti sulle acque.

VALUTATO che

- È opportuno valutare la possibilità di una sistemazione delle pendenze dell'area di progetto onshore in modo da evitare, in caso di eventi estremi di pioggia, il convogliamento delle acque meteoriche nel bacino di contenimento del generatore diesel.

Componente Suolo e Sottosuolo

CONSIDERATO che

- IL proponente ha fornito i seguenti elementi:
 - Inquadramento geologico.
 - Morfologia e sedimentologia.

- Subsidenza, sismicità, franosità: in particolare il proponente indica che *“il cono di subsidenza indotto dalla coltivazione del giacimento, dovrebbe estendersi per circa 58 km in direzione NO-SE e per circa 26 km in senso NE-SO, dopo 27 anni dalla fine della produzione, mantenendosi oltre i 12 km lontano dalla costa, in acque profonde tra i 150 e 750 m circa. Il tratto di fondo marino interessato è quindi ampio e comprende aspetti geomorfologici diversi che vanno attentamente valutati per poter redigere un quadro conoscitivo che permetta di valutare i possibili rischi”*. Osserva inoltre che *“appena saranno disponibili la carta batimetrica di dettaglio dell'intera area dell'offshore Ibleo e i risultati delle indagini geotecniche sui sedimenti superficiali, sarà possibile valutare meglio il rischio da frana, anche su base quantitativa. In particolare si potrà anche cercare di mettere in relazione i fenomeni gravitativi con l'intensità di un possibile sisma che li possa innescare”*.
- Rischio vulcanico: A seguito delle valutazioni svolte il proponente considera il rischio da eruzione nella zona interessata dal progetto molto basso, sia per la bassa probabilità di accadimento, sia perché un eventuale evento avrebbe scarse *“conseguenze sull'attività in mare e sulle popolazioni rivierasche”*.
- Erosione: Il proponente ipotizza l'eventualità che processi erosivi possano instaurarsi esclusivamente sui fondali sabbiosi presso la costa, pertanto propone *“in via cautelativa, [...] una volta iniziata la fase di produzione, di monitorare la situazione ambientale della prospiciente spiaggia che va da Licata ad Agrigento”*.
- A seguito di richiesta di integrazioni il proponente ha fornito:
 - Inquadramento geologico di dettaglio lungo il tracciato delle sealine.
 - Piano di monitoraggio della subsidenza e dei fenomeni erosivi: Tale documento contiene un dettagliato ed esaustivo programma di monitoraggio della subsidenza in grado di verificare le previsioni iniziali derivate dal *“modello dinamico”* che contempla *“una serie di misure e rilievi sia nella zona dei giacimenti sia nel tratto di costa antistante i giacimenti”*. In particolare il modello elaborato evidenzia, a 12 km dalla costa, l'esistenza di un cono di subsidenza delimitato dall'isolinea *“2 cm”*, in uno scenario che si spinge fino a 27 anni dal termine della produzione. Sulla base di ciò il Proponente osserva che l'impatto che si produrrebbe nell'area di costa è da ritenersi trascurabile relativamente *“all'elevata profondità, alla distanza dalla costa e alla localizzazione dei campi oltre la scarpata”*.
 - Per quanto riguarda il contenimento della contaminazione acque di falda in fase di perforazione il proponente dichiara che saranno attuate tutte le misure necessarie a eliminare possibili sversamenti a mare. Dichiara inoltre che, per evitare interferenze dirette delle attività di perforazione con le acque di strato si adotteranno i seguenti accorgimenti progettuali:
 - i fanghi di perforazione utilizzati avranno proprietà chimico-fisiche tali da poter controbilanciare la pressione dei fluidi contenuti nelle rocce attraversate e sostenere la parete del foro durante la fase di perforazione. In tal modo sarà possibile evitare infiltrazioni o perdite di fluido nelle formazioni minerarie attraversate durante la perforazione e, quindi, possibili contaminazioni del sottosuolo o di eventuali falde presenti;
 - si opererà isolando il foro con le colonne di rivestimento, cementate alle pareti del foro, a garanzia dell'isolamento completo delle eventuali falde incontrate nella perforazione;
 - il completamento del pozzo verrà effettuato utilizzando un *“foro tubato”* in cui la zona produttiva viene ricoperta con una colonna (*“casing o liner di produzione”*) con elevate caratteristiche di tenuta idraulica.
 - tutte le principali attrezzature di completamento (tubing, packer, etc...) garantiscono la tenuta idraulica della colonna di perforazione e la sicurezza delle

operazioni per evitare possibili contaminazioni del sottosuolo e delle eventuali falde presenti;

- la testa pozzo sarà dotata il Blow Out Preventers (BOP), sistema di apparecchiature che consente di chiudere il pozzo per impedire l'eruzione incontrollata in atmosfera di fluidi di strato.

VALUTATO che

- Sono necessari 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..
- All'interno del Piano di monitoraggio fenomeni geodinamici non sono presenti approfondimenti riguardo al monitoraggio dei processi erosivi lungo il tratto di litorale prospiciente l'area di interesse "da mettere a punto con le Autorità competenti".
- Per quanto riguarda lo studio idrogeologico sulla porzione *onshore*, il Proponente si limita a ricostruire le piezometriche limitatamente all'area dello Stabilimento, non fornendo informazioni su un'area più vasta. Non è, quindi, possibile verificare se particolari emungimenti al di fuori dello stabilimento possano intercettare le falde intermedia e inferiore, determinando dei disequilibri dell'acquifero multi falda, tali da produrre un richiamo delle acque della falda superiore verso il basso, con conseguente compromissione degli acquiferi ancora privi di inquinanti riconducibili all'attività dello Stabilimento.

Componente Ecosistema marino

CONSIDERATO che

- Nell'ambito del SIA del Progetto "Offshore Ibleo", nel mese di luglio 2009, il proponente ha realizzato un monitoraggio ambientale dell'area di studio.
- Sono stati considerati i risultati dei campionamenti eseguiti presso:
 - 5 punti in corrispondenza del Campo Gas Argo (distanza dalla costa circa 23 km);
 - 5 punti in corrispondenza del Campo Gas Cassiopea (distanza dalla costa circa 27 km);
 - 5 punti in corrispondenza della futura Piattaforma Prezioso K (distanza dalla costa circa 12 km);
 - 10 punti lungo i due probabili tracciati previsti per l'installazione delle sealine di collegamento tra i pozzi e la piattaforma Prezioso K e tra la stessa ed il PLEM;
 - 5 punti in corrispondenza del Pozzo esplorativo Centauro 1 (distanza dalla costa circa 26 km);
 - 5 punti in corrispondenza del Pozzo esplorativo Gemini 1 (distanza dalla costa circa 30 km).
- Ai fini della caratterizzazione ante operam dell'area di studio il proponente ha quindi fornito i risultati delle seguenti analisi:

Area	Stazioni	Profondità (m)	Indagini
Argo	ARG_01	542.30	profili verticali con sonda multiparametrica, analisi chimiche, fisiche, microbiologiche della colonna d'acqua e dei sedimenti, analisi del benthos
	ARG_02	517.70	profili verticali con sonda multiparametrica, analisi chimiche, fisiche, microbiologiche della colonna d'acqua e dei sedimenti, analisi del benthos
	ARG_03	526.40	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	ARG_04	554.50	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	ARG_05	554.00	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos

Area	Stazioni	Profondità (m)	Indagini
Cassiopea	CSP_01	608.00	profili verticali con sonda multiparametrica, analisi chimiche, fisiche, microbiologiche della colonna d'acqua e dei sedimenti, analisi del benthos
	CSP_02	595.00	profili verticali con sonda multiparametrica, analisi chimiche, fisiche, microbiologiche della colonna d'acqua e dei sedimenti, analisi del benthos
	CSP_03	602.70	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	CSP_04	624.00	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	CSP_05	607.10	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
Prezioso K	PRZK_01	41.00	profili verticali con sonda multiparametrica, analisi chimiche, fisiche, microbiologiche della colonna d'acqua e dei sedimenti, analisi del benthos
	PRZK_02	39.00	profili verticali con sonda multiparametrica, analisi chimiche, fisiche, microbiologiche della colonna d'acqua e dei sedimenti, analisi del benthos
	PRZK_03	41.90	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	PRZK_04	44.80	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	PRZK_05	43.20	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
Centaurio I	AM496_01	617.50	profili verticali con sonda multiparametrica, analisi chimiche, fisiche, microbiologiche della colonna d'acqua e dei sedimenti, analisi del benthos
	AM496_02	603.30	profili verticali con sonda multiparametrica, analisi chimiche, fisiche, microbiologiche della colonna d'acqua e dei sedimenti, analisi del benthos
	AM496_03	608.40	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	AM496_04	622.50	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	AM496_05	620.70	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
Gemini I	AM498_01	697.60	profili verticali con sonda multiparametrica, analisi chimiche, fisiche, microbiologiche della colonna d'acqua e dei sedimenti, analisi del benthos
	AM498_02	693.00	profili verticali con sonda multiparametrica, analisi chimiche, fisiche, microbiologiche della colonna d'acqua e dei sedimenti, analisi del benthos
	AM498_03	692.10	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	AM498_04	702.00	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	AM498_05	705.10	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
sealine	PPM_01	18.60	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	PPM_02	79.20	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	PPM_03	64.70	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	PPM_04	360.60	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	PPM_05	470.00	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	PPM_06	536.90	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	PPM_07	595.00	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	PPM_08	500.20	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos
	PPM_09	53.90	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos

Area	Stazioni	Profondità (m)	Indagini
	PPM_10	69.30	caratteristiche chimiche e fisiche e microbiologiche dei sedimenti, analisi del benthos

- Partendo dai dati di cui sopra il proponente ha effettuato un'analisi degli impatti sul fondale marino derivanti da:
 - Attività di coltivazione e produzione: Mediante l'applicazione dei criteri utilizzati per la stima delle interferenze indotte dall'intervento relativo ai Campi Gas Argo e Cassiopea, il proponente evidenzia l'assenza di impatti ambientali rilevanti derivanti dalle attività di progetto. La tipologia di impatto generato sul fondale marino e sul sottosuolo risulta infatti rientrare in Classe I, indicativa di un'interferenza localizzata e di lieve entità, i cui effetti sono considerati reversibili.
 - Attività di esplorazione dei pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1: Anche in questo caso dalle valutazioni effettuate dal proponente la tipologia di impatto generato risulta rientrare sempre in Classe I.
- Ai fini della caratterizzazione faunistica dell'area di progetto il proponente ha preso in considerazione:
 - Plancton;
 - Biocenosi bentoniche, sia per quanto riguarda il fondo roccioso che relativamente al fondo mobile;
 - Caratterizzazione della produzione ittica;
 - Rettili e mammiferi marini.
- Dalle analisi svolte circa gli impatti sugli organismi bentonici risulta che, nell'ambito delle perturbazioni indotte dalle operazioni previste dal Progetto "Offshore Ibleo", le capacità omeostatiche delle comunità bentoniche, che rivestono un ruolo di indicatori biologici, riusciranno a riportare alla normalità le condizioni originarie nel tempo necessario al completamento di un intero ciclo biologico per ogni organismo rappresentato nella comunità stessa.
- Nello specifico, nell'area di indagine dei Campi Gas Argo e Cassiopea, non sono state rilevate praterie della fanerogama marina *Posidonia oceanica*, né altre biocenosi ad elevato pregio ambientale ai sensi dell'ex D.Lgs. 152/99.
- Il proponente sottolinea l'effetto di richiamo delle strutture posizionate, come i pali di sostegno della piattaforma Prezioso K, come luogo di impianto di organismi bentonici (spugne, celenterati, briozoi, molluschi filtratori, etc.).
- Anche nell'area oggetto di indagine e interessata dalle attività di esplorazione, pozzi Centauro e Gemini, non sono state rilevate praterie della fanerogama marina *Posidonia oceanica*, né altre biocenosi ad elevato pregio ambientale ai sensi dell'ex D.Lgs. 152/99.
- Come risulta dalla Survey Ambientale del 2009 "*al fine di valutare con precisione l'eventuale presenza di biocenosi ad elevato pregio ambientale, ed in particolare le praterie di fanerogame, e di descrivere dettagliatamente le morfologie del fondo marino dell'area di studio, tra il 17 e il 18 Luglio 2009, è stata effettuata una survey con posizionamento GPS differenziale e con Side Scan Sonar (SSS) ad alta risoluzione. Il rilievo SSS non ha evidenziato la presenza di praterie a Posidonia oceanica.*"
- Per quanto riguarda le interferenze di natura fisica il proponente ha valutato gli effetti del rumore e vibrazioni su mammiferi marini e fauna pelagica.
- Relativamente all'impatto dell'incremento della luminosità notturna sugli organismi pelagici il proponente dichiara che l'interferenza dovuta all'illuminazione e il suo impatto risultano difficilmente quantificabili, inoltre non è riportato in letteratura scientifica un effetto evidente

sulla produttività del fitoplancton. Tuttavia, poiché la zona illuminata avrà un'estensione limitata e circoscritta all'area delle operazioni, gli effetti prodotti possono essere considerati trascurabili.

- Il proponente ha poi effettuato una stima dell'impatto della variazione delle caratteristiche trofiche delle acque su fitoplancton e fauna pelagica.
- Sulla base delle valutazioni effettuate, il Proponente ha compilato la matrice quantitativa della stima degli impatti sul comparto flora, fauna ed ecosistemi relativamente alle attività di coltivazione dei Campi Gas Argo e Cassiopea e relativamente alle attività di esplorazione dei Pozzi Centauro 1 e Gemini 1.
- Da tale matrice risulta la presenza di impatti ambientali che rientrano in pochi casi in Classe II, caratterizzata da alterazioni di entità generalmente bassa e effetti reversibili, mentre per la maggior parte dei casi la tipologia di impatto generato su tale comparto risulta rientrare in Classe I, ovvero nella classe caratterizzata da impatto ambientale trascurabile, e indicativa di un'interferenza localizzata e di lieve entità, i cui effetti sono considerati reversibili.
- Il proponente sottolinea come, in entrambi i casi, gli impatti maggiori si hanno sui Mammiferi marini e, in particolare per l'attività di esplorazione, sulla Fauna pelagica.

VALUTATO che

- Relativamente alle attività di perforazione dei pozzi è necessario che il Proponente predisponga ed esegua un Piano di monitoraggio degli eventuali impatti prodotti sull'ambiente marino dalla realizzazione ed esercizio delle opere, con particolare riguardo allo studio delle possibili alterazioni a carico delle comunità bentoniche ed ittiche, e le possibili ripercussioni sulle attività di pesca.
- Per quanto riguarda la caratterizzazione dello stato chimico-fisico attuale di acque e sedimenti nell'area che verrà interessata dalle attività di progetto la documentazione prodotta ed i relativi studi risultano adeguati ai fini dell'autorizzazione ex art. 109 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..
- Al fine di confermare le valutazioni di cui sopra risulta tuttavia necessario che il Proponente, in fase di progettazione esecutiva, esegua appositi approfondimenti finalizzati a confermare i dati e le informazioni sopradescritte.

Componente Salute pubblica

CONSIDERATO che

- Il proponente ha effettuato un'analisi della mortalità.
- Per valutare i potenziali impatti legati alle attività di progetto sono stati identificati i seguenti fattori di perturbazione, da considerarsi indiretti, poiché in grado di influenzare la salute pubblica attraverso il disturbo delle altre componenti ambientali individuate (atmosfera, clima acustico, ambiente idrico, suolo e sottosuolo, flora, fauna ed ecosistemi e aspetti socio-economici):
 - emissioni in atmosfera;
 - generazione di rumore e vibrazioni;
 - produzione di rifiuti e scarico di reflui a mare;
 - presenza fisica delle strutture;
 - aumento del traffico navale e terrestre.
- Lo studio prende in esame "i ricettori residenziali in prossimità dei siti di prevista realizzazione delle opere e valuta gli impatti connessi con il normale funzionamento degli impianti, sia nella fase di cantiere sia nella fase di esercizio. Sono stati invece esclusi i potenziali effetti sul personale addetto ai lavori di costruzione ed esercizio dell'opera (che ricadono nel comparto di salute e sicurezza sull'ambiente del lavoro) e l'analisi di eventuali eventi incidentali, sia nella fase di cantiere sia nella fase di esercizio delle opere".
- Il Proponente ha poi identificato i seguenti impatti potenziali diretti:

- Atmosfera: variazione delle caratteristiche di qualità dell'aria per emissioni e ricadute di inquinanti e polveri in atmosfera;
 - Clima Acustico: variazione del livello di rumorosità nell'ambiente circostante;
 - Ambiente Idrico: variazione delle caratteristiche di qualità delle acque;
 - Suolo e Sottosuolo: occupazione di suolo per presenza fisica delle strutture;
 - Flora, Fauna ed Ecosistemi: disturbi nei confronti degli organismi marini, in particolare pesci della fauna ittica;
 - Aspetti Socio-Economici: disturbi alle attività di pesca, produzione di rifiuti e aumento del traffico.
- A seguito dell'esposizione della caratterizzazione dello stato attuale delle componenti identificate, prestando particolare attenzione alla parte a terra in quanto più prossima a potenziali ricettori umani, l'analisi degli impatti attesi e la descrizione delle misure di mitigazione previste, il Proponente conclude che *"le attività previste, sia per la parte offshore sia per la parte onshore, non determinano impatti rilevanti sulle componenti ambientali direttamente interessate e di conseguenza nemmeno indirettamente sul comparto salute pubblica"*.

VALUTATO che

- Si ritiene opportuno, quindi, proprio per la 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, che venga attuata una campagna di monitoraggio *ante-operam* allo scopo di caratterizzare lo stato chimico-fisico dei sedimenti e delle acque all'interno dell'area che verrà interessata dalla realizzazione dell'opera in oggetto.

Componente Rumore e Vibrazioni

CONSIDERATO che

- Il proponente ha effettuato una valutazione degli effetti causati dal rumore e dalle vibrazioni prodotti dalle attività di progetto su rettili e mammiferi marini.
- Le caratteristiche delle specie di cetofauna segnalate sono le seguenti

Dati generali relativi alla cetofauna nel Canale di Sicilia					
Specie	Habitat	Sensibilità acustica	Osservazioni nello Stretto di Sicilia	Spiaggiamenti nella zona dello Stretto di Sicilia	Profondità preferita
<i>Tursiops truncatus</i>	Costiero	Odontocete	X	X	50 m
<i>Delphinus delphis</i>	Costiero	Odontocete	X		50-100 m
<i>Stenella coeruleoalba</i>	Pelagico	Odontocete	X	X	200-1000 m
<i>Grampus griseus</i>	Pelagico	Odontocete	X		200-500 m
	scarpata				
	continentale				
<i>Physeter catodon</i>	Pelagico	Odontocete	X		0-2000 m
	Scarpata				media=500 m
	Continentale				
<i>Globicephala melas</i>	Pelagico	Odontocete		X	media=2300 m
<i>Balenoptera physalus</i>	Pelagico	Misticete		X	250-500 m

- Per quanto il Progetto "Offshore Ibleo" in esame, le principali sorgenti di rumore sono di tipo continuo, dovute alle attività di perforazione e sono riconducibili al funzionamento dei motori diesel, dell'impianto di sollevamento (argano e freno) e rotativo (tavola rotary e top drive), delle pompe fango e delle cementatrici.
- La caratterizzazione delle perturbazioni associata all'attività di perforazione in entrambi gli impianti di perforazione è la seguente:
 - un rumore medio a bassa frequenza (200 Hz) pari a 96 dB in fase di perforazione, con un incremento di circa 20 dB rispetto al fondo naturale di 76 dB, assunto in base a dati

bibliografici e riferito alla colonna d'acqua nelle vicinanze della piattaforma (Evans & Nice 1996);

- o una zona di influenza, cioè l'area sottomarina entro la quale il rumore emesso dalla sorgente sonora supera il rumore ambiente.
- I rumori a bassa frequenza sono potenzialmente in grado di indurre un allontanamento dell'ittiofauna e un'interferenza con le normali funzioni fisiologiche e comportamentali di alcune specie.
- L'esposizione al rumore produce una gamma di effetti sui cetacei: un suono a basso livello può essere udibile dagli animali senza produrre nessun effetto visibile, mentre l'aumento del livello del suono può disturbare gli animali e indurre l'allontanamento o altre modifiche del comportamento (Potter and Delory, 1998).
- Alla luce degli ultimi studi scientifici relativi agli impatti acustici generati sulla fauna marina, il valore soglia considerato attendibile è pari a 150 dB (Accobams, 2002).
- Le operazioni di perforazione emettono principalmente rumori a bassa frequenza.
- Gli effetti di queste interferenze acustiche a bassa frequenza sulla maggior parte degli Odontoceti non risultano rilevanti in quanto la gamma sonora dei suoni utilizzati e recepiti da questi cetacei non rientra nella gamma di frequenza sonora dei rumori emessi dalle attività di perforazione nei pozzi offshore di tipo semisommersibile (frequenze al di sotto dei 200Hz).
- Tuttavia, diversi studi hanno evidenziato che i Mysticeti risultano vulnerabili alle interferenze acustiche provenienti da fonti di rumore di origine antropica associate a attività quale la perforazione dagli impianti di perforazione offshore.
- Il rumore continuo emesso dalle attività di perforazione ha effetti principalmente comportamentali (a breve o lungo termine); quando il rumore raggiunge livelli di suono intorno ai 110-130 dB (riferiti alla pressione sonora di 1 micro Pascal-metro) causa infatti disagio e stress all'animale, e ne induce l'allontanamento.
- Alcuni autori stimano un raggio di allontanamento, indotto dal rumore emesso, variabile tra i 675-1.040 m (Evans & Nice, 1996).
- È stato inoltre evidenziato (Davies et al., 1988) che l'esposizione prolungata a suoni che superano i 120 dB può provocare traumi acustici.
- Per essere esposto a questi livelli di rumore, l'animale dovrebbe trovarsi all'interno di un raggio di 220-345 m dalla piattaforma, durante le attività di perforazione.
- Il Proponente conclude, quindi, affermando che *"considerata la valutazione delle informazioni disponibili sull'area e la breve durata delle attività di perforazione sia dei Pozzi nei Campi Gas Argo e Cassiopea, sia dei Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, è possibile ipotizzare che le interferenze acustiche generate dalle attività in progetto sui mammiferi marini non siano significative"*.
- Il rumore prodotto durante l'infissione risulta generato dall'azione della massa battente che colpisce la testa del palo, con successiva propagazione di onde sonore che si diffondono sia in aria sia in acqua.
- L'effetto più rilevante in acqua è costituito dal rumore prodotto nella parte superiore del palo (onde di compressione, di taglio ed altri tipi più complessi) che si propaga nel fondale attraversando il palo stesso a seguito della battitura (Nedwell J. et al., 2003, Mardi C. Hastings, Arthur N. Popper, 2005).
- Il livello di sicurezza per la protezione dei mammiferi marini, utilizzato come riferimento nell'articolo sopra indicato, risulta pari a 190 dB a una distanza di 100 - 350 m dalla sorgente (in funzione della profondità).

- Al fine di rilevare le emissioni sonore generate in mare durante le varie fasi progettuali, il proponente prevede di predisporre un Piano di Monitoraggio che comprenderà:
 - misure di rumore subacqueo "bianco" effettuato in loco prima dell'inizio delle attività in progetto;
 - misure di rumore subacqueo irradiato durante la battitura dei pali di sostegno della piattaforma Prezioso K;
 - misure di rumore subacqueo irradiato in fase di perforazione dei pozzi;
 - misure di rumore subacqueo irradiato durante le attività di posa della sealine.
- Per quanto riguarda le attività *onshore*, il proponente ha effettuato una caratterizzazione acustica dell'area identificando 4 punti di rilievo, per ciascuno dei quali sono stati effettuati tre rilievi, in tre diverse fasce orarie.
- Dall'analisi dei risultati emerge che i valori riscontrati per i recettori virtuali R1 ed R2 sono influenzati dal traffico veicolare e pesante diretto verso il mare e verso la statale a nord del sito. In nessun caso si registra il superamento limite diurno di immissione sonora, sia per *"tutto il territorio nazionale"* sia per la Zona A (DM 1444/68), pari a 70 dB(A) e 65 dB(A) rispettivamente, in conformità all'Art. 6 del DPCM 01/03/1991 s.m.i.
- Nelle postazioni R3 ed R4, invece, le misure hanno evidenziato valori tipici di zone rurali o residenziali defilate e tranquille, ubicate a distanza rispetto alla viabilità principale. Il rumore di fondo è dovuto essenzialmente alla presenza di animali (canto di uccelli), fronde di alberi, cani e sporadicamente disturbato dal transito veicolare locale in lontananza. I valori risultano sempre inferiori ai limiti diurni di immissione.
- In periodo notturno il clima acustico in prossimità dei recettori virtuali R1 e R2 appare più tranquillo e caratterizzato da rumori naturali. I valori misurati nei punti R1 ed R2 risultano sempre inferiori ai limiti fissati, sia per *"tutto il territorio nazionale"* sia per la Zona A (DM 1444/68), pari a 60 dB(A) e 55 dB(A) rispettivamente, in conformità all'Art. 6 del DPCM 01/03/1991 s.m.i.
- Analogamente, in periodo notturno, le postazioni R3 ed R4 hanno evidenziato valori tipici di aree rurali, molto tranquille e silenziose, caratterizzate solo dal rumore di animali o insetti e qualche fronda di pianta. I valori risultano largamente inferiori ai limiti di immissione fissati.
- Il proponente ha effettuato una valutazione previsionale della propagazione dell'impatto acustico considerando sia le sorgenti sonore previste in fase di cantiere che quelle associate alla fase di esercizio.
- Il modello di calcolo utilizzato è stato il software previsionale SoundPLAN, sviluppato dalla Braunstein + Berndt GmbH.
- I risultati delle modellazioni per la fase di cantiere sono stati i seguenti.

Fase di cantiere														
Recettori	Ante operam				Modello		Post operam				Differenziale			
	Ld	Ln	Ld90	Ln90	Ld	Ln	Ld	Ln	Ld90	Ln90	ΔLd	ΔLn	ΔLd90	ΔLn90
R1	44.40	35.60	37.30	33.30	60.10	0.00	60.22	35.60	60.12	33.30	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
R2	46.15	34.10	35.65	32.30	44.10	0.00	48.26	34.10	44.68	32.30	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
R3 - S	38.50	42.20	33.80	36.50	28.30	0.00	38.90	42.20	34.88	36.50	0.40	0.00	1.08	0.00
R3 - W	38.50	42.20	33.80	36.50	28.70	0.00	38.93	42.20	34.97	36.50	0.43	0.00	1.17	0.00
R4 - S	38.45	42.00	32.90	37.20	29.60	0.00	38.98	42.00	34.57	37.20	0.53	0.00	1.67	0.00
R4 - W	38.45	42.00	32.90	37.20	29.70	0.00	38.99	42.00	34.60	37.20	0.54	0.00	1.70	0.00
R4bis - S	38.45	42.00	32.90	37.20	28.10	0.00	38.83	42.00	34.14	37.20	0.38	0.00	1.24	0.00
R4bis - W	38.45	42.00	32.90	37.20	28.40	0.00	38.86	42.00	34.22	37.20	0.41	0.00	1.32	0.00

Fase di cantiere														
Recettori	Ante operam				Modello		Post.operam				Differenziale			
	Ld	Ln	Ld90	Ln90	Ld	Ln	Ld	Ln	Ld90	Ln90	ΔLd	ΔLn	$\Delta Ld90$	$\Delta Ln90$
Legenda:														
Valori in dB(A) re: 20 μ Pa														
Ld = Livello diurno; Ln= Livello notturno; Ld90= L90 diurno; Ln90= L90 notturno; Δ = differenza tra post e ante operam														
Limiti di emissione (DPCM 14/11/1997): Area di tipo misto (Classe III) \rightarrow 55 (diurno) \rightarrow 45 (notturno)														
Limiti di immissione (DPCM 01/03/1991) : Zona "A" (DM 1444/68) \rightarrow 65 (diurno) \rightarrow 55 (notturno)														
Limiti differenziali (DPCM 01/03/1991): Zone non esclusivamente industriali \rightarrow 5 (diurno) \rightarrow 3 (notturno)														

- I livelli di emissione appaiono generalmente sotto i limiti.
- L'unica eccezione è il valore generato dal cantiere e rilevato proprio al confine della recinzione che presenta un valore pari a 60.10 dB(A).
- Secondo il Proponente, tuttavia, "ricordando che R1 non è un recettore reale (e quindi non applicabile) e che il cantiere ha una durata limitata di solo 12 giorni e che, infine, la simulazione ha previsto l'impiego in contemporanea di quasi tutti i mezzi, appare come questo valore non sia critico dal punto di vista del clima acustico".
- Inoltre, in questa simulazione è stato considerato il cantiere nella sua totalità come sorgente emissiva, e non le singole sorgenti, che prese singolarmente, rientrano ampiamente nel valore limite di emissione.
- Analogo discorso, relativamente al fatto che R1 e R2 non sono recettori reali, va fatto per i limiti d'immissione e per quelli differenziali, questi ultimi critici per i recettori R1 (ΔLd e $\Delta Ld90$) e R2 ($\Delta Ld90$).
- I risultati delle modellazioni per la fase di esercizio sono stati i seguenti.

Fase di esercizio														
Recettori	Ante operam				Modello		Post operam				Differenziale			
	Ld	Ln	Ld90	Ln90	Ld	Ln	Ld	Ln	Ld90	Ln90	ΔLd	ΔLn	$\Delta Ld90$	$\Delta Ln90$
R1	44.40	35.60	37.30	33.30	51.90	51.90	52.61	52.00	52.05	51.96	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
R2	46.15	34.10	35.65	32.30	32.40	32.40	46.33	36.34	37.33	35.36	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
R3 - S	38.50	42.20	33.80	36.50	14.30	14.30	38.52	42.21	33.85	36.53	0.02	0.01	0.05	0.03
R3 - W	38.50	42.20	33.80	36.50	14.90	14.90	38.52	42.21	33.86	36.53	0.02	0.01	0.06	0.03
R4 - S	38.45	42.00	32.90	37.20	17.20	17.20	38.48	42.01	33.02	37.24	0.03	0.01	0.12	0.04
R4 - W	38.45	42.00	32.90	37.20	17.30	17.30	38.48	42.01	33.02	37.24	0.03	0.01	0.12	0.04
R4bis - S	38.45	42.00	32.90	37.20	15.60	15.60	38.47	42.01	32.98	37.23	0.02	0.01	0.08	0.03
R4bis - W	38.45	42.00	32.90	37.20	32.40	32.40	38.47	42.01	32.99	37.23	0.02	0.01	0.09	0.03

Legenda:
Valori in dB(A) re: 20 μ Pa
Ld = Livello diurno; Ln = Livello notturno; Ld90 = L90 diurno; Ln90 = L90 notturno; Δ = differenza tra post e ante operam
Limiti di emissione (DPCM 14/11/1997): Area di tipo misto (Classe III) \rightarrow 55 (diurno) \rightarrow 45 (notturno)
Limiti di immissione (DPCM 01/03/1991): Zona "A" (DM 1444/68) \rightarrow 65 (diurno) \rightarrow 55 (notturno)
Limiti differenziali (DPCM 01/03/1991): Zone non esclusivamente industriali \rightarrow 5 (diurno) \rightarrow 3 (notturno)

- Il Proponente evidenzia che i risultati della simulazione evidenziano il rispetto dei limiti imposti dal D.P.C.M. 14/11/1997 per tutti i recettori virtuali e reali identificati.
- Anche i limiti differenziali, applicabili ai recettori residenziali hanno valori molto bassi ed entro i limiti.
- Sempre secondo il Proponente, anche i limiti di emissione rientrano nel valore limite, sebbene si possa osservare il non rispetto di quello notturno in prossimità dell'area (R1).
- In questo caso, trattandosi di una sola sorgente sonora, sicuramente non vi è il rispetto dei limiti di emissione.

VALUTATO che

- In relazione al fatto che l'attività di realizzazione della piattaforma Prezioso K 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.

- Dall'analisi del clima acustico realizzata dal Proponente emergono, sostanzialmente, due elementi di criticità entrambi connessi con i livelli di emissione, sia in fase di cantiere per il complesso delle attività, che in fase di esercizio, a causa della valvola di salto di pressione.
- È opportuno, anche a causa del valore differenziale molto alto (15.82 dB) che si ottiene in corrispondenza al recettore R1 (recinzione impianto), dotare la recinzione dell'impianto di sistemi fonoassorbenti durante la fase di cantiere, quantomeno in corrispondenza ai punti del perimetro per cui risulti superato il livello di emissione.
- Poiché per quanto riguarda la fase di esercizio, l'analisi acustica conferma il superamento del livello di emissione notturna causato dalla valvola di salto di pressione è opportuno dotare tale valvola di un sistema di schermatura fonoassorbente.

Componente Paesaggio

CONSIDERATO che

- L'Area di Progetto è ubicata nell'Ambito Territoriale 15, "Area delle pianure costiere di Licata e Gela" (PTPR), nella Piana di Gela, che è la più estesa piana alluvionale e zona irrigua della Sicilia meridionale, morfologicamente conformata a ripiani o terrazze, con colline argillose che giungono fino al mare.
- Si tratta di un paesaggio costituito da seminativi irrigui e aree cerealicole collinari e caratterizzato dalle dune (macconi) sulla costa, disposte in fasce larghe e compatte.
- L'Area di Progetto *onshore*, risulta ubicata nella zona di congiunzione tra la fascia litoranea del Comune di Gela, caratterizzata da un paesaggio totalmente antropizzato e la fascia dei seminativi e delle carciofaie
- Il proponente ha realizzato il fotoinserimento sia degli interventi *offshore* che degli interventi *onshore*.
- Il Proponente ha effettuato un dettagliato approfondimento relativo alla definizione del raggio visivo di interessamento del progetto, soprattutto in relazione alla vista dai centri abitati verso l'area di progetto da cui risulta che l'impatto visivo delle strutture *offshore* sul paesaggio, dalla terra verso il mare, sia trascurabile.

VALUTATO che

- Al fine di ottimizzare l'inserimento paesaggistico degli interventi *onshore*, è necessario realizzare alcune fasce piantumate con essenze vegetali locali autoctone, al fine di ridurre l'eventuale riverbero luminoso delle strutture metalliche.
- In virtù della considerazione degli effetti dell'isola di calore costituita dall'insediamento industriale, in seguito alla produzione di calore connessa al funzionamento della struttura, si raccomanda di considerare attentamente il tipo di materiali da utilizzare per la pavimentazione e le superfici riflettenti.

Componente Attività socio-economiche

CONSIDERATO che

- Il proponente ha effettuato una stima degli impatti che le attività previste dal progetto possono avere sulla navigazione marittima e sulla pesca.
- In base a tali valutazioni il proponente ritiene che sia per il posizionamento dei Campo Gas Argo e Cassiopea e dei pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, sia per la dimensione del tratto di mare in questione rappresenti un ostacolo minimo alla navigazione marittima dell'area.
- Il proponente evidenzia inoltre che la presenza dell'impianto di perforazione che verrà utilizzato per la perforazione dei pozzi e delle condotte di collegamento comporta l'imposizione di un'area

di rispetto e l'aumento del traffico marittimo nella zona, con una riduzione della superficie utilizzabile per la pesca.

- Il Proponente riferisce che una riduzione del fondo pescabile, anche se limitato nel tempo, potrebbe comportare un beneficio dal punto di vista ambientale ed ecologico, dovuto al ripopolamento della fauna marina nell'area interessata dalle attività progettuali, per poi riportarsi a livelli simili a quelli ante - operam, una volta terminate le operazioni.
- Considera inoltre che la presenza di altre strutture simili nell'area non comporta effetti dannosi sull'efficienza di pesca.
- Il proponente stima quindi che non vi saranno variazioni a lungo termine delle risorse ittiche (pelagiche e demersali).

Richiesta annullamento, revisione e chiarimento da parte della Società Eni S.p.A. di alcune prescrizioni del parere della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS, n. 941/2012

CONSIDERATO che le Società Eni S.p.A. ha formulato le seguenti richieste in merito alle prescrizioni del parere n. 941/2012:

- **Prescrizione n. 9**, relativa alla predisposizione di un approfondimento dello studio idrogeologico sulla porzione *onshore*: richiesta di annullamento, chiarendo, tra l'altro, che "non è previsto alcun emungimento di acque sotterranee durante l'esecuzione del progetto in esame, sia in fase di realizzazione che in fase di esercizio".
- **Prescrizione n. 11**, relativa alla necessità di attuare una campagna di monitoraggio *ante operam* per la caratterizzazione dei sedimenti e delle acque nelle aree interessate dalla realizzazione dell'opera. Il proponente chiede chiarimenti in merito al contenuto delle prescrizioni, in quanto ritiene di avere già ottemperato a tale richiesta con il Monitoraggio Ambientale *ante operam* realizzato nel 2009 in corrispondenza dell'area in esame.
- **Prescrizioni n. 13 e 14**, relative all'impatto acustico in fase di cantiere per la realizzazione delle attività *onshore*: li proponente richiede l'annullamento delle due prescrizioni in quanto ritiene, tra l'altro, che i risultati della simulazione condotta evidenziano il rispetto dei limiti imposti dal DPCM 14/11/1997 ed il limite di emissione non risulta applicabile in quanto non è presente una zonizzazione acustica comunale.
- **Prescrizione n. 16**, relativa alla richiesta di presentazione di un piano di monitoraggio per il controllo della subsidenza secondo metodiche specificate nel corpo della medesima prescrizione, tra cui l'adozione di marker radioattivi: il proponente chiede la riformulazione della prescrizione in quanto "i campi verranno sviluppati con pozzi equipaggiati con teste pozzo sottomarine e non sono previsti successivi workover con impianti di perforazione. Ciò rende irrealizzabile l'applicazione della tecnica dei marker radioattivi per il calcolo dei coefficienti di compressibilità "in situ", in quanto non sarebbe possibile l'esecuzione dei rilievi annuali tramite log FSMT. I coefficienti di compressibilità saranno determinati in laboratorio mediante prove edometriche su un numero significativo di campioni, prelevati da carote la cui acquisizione è già prevista durante la perforazione dei pozzi di sviluppo. Secondo le più moderne teorie, l'esecuzione dei test edometrici sarà effettuata sottoponendo i campioni ad un opportuno periodo di invecchiamento in laboratorio (aging) che permetterà di ricostruire quasi totalmente la struttura del materiale, perturbata per effetto del carotaggio. Ciò consentirà di ottenere valori di compressibilità utilizzabili per gli aggiornamenti del modello previsionale di subsidenza".
- **Prescrizione n. 21**, relativa alla definizione delle modalità di esecuzione del collaudo delle sealines e dello smaltimento dell'acqua per la pressurizzazione e pulizia delle sealines nella fase di collaudo, fornendo specifiche indicazioni in merito agli elementi oggetto di approfondimento in accordo con ARPA Sicilia: il proponente chiede la riformulazione della prescrizione, escludendo le modalità di smaltimento in quanto "per le operazioni di collaudo idraulico delle

condotte, viene normalmente prelevata e utilizzata acqua di mare, pompata nelle sealines fino alla pressione di collaudo. Dal momento che:

- Si tratta di condotte nuove senza traccia di sostanze/componenti chimiche potenzialmente inquinanti, che non necessitano di pulizia;
- i quantitativi di acqua necessari per tali operazioni sono notevoli;

si ritiene che la praticapiù compatibile dal punto di vista ambientale sia l'utilizzo di acqua di mare, reimmessa in mare, in quanto tale modalità non comporta ulteriore mobilitazione di mezzi navali per l'approvvigionamento, né attività di smaltimento consequenziali".

VALUTATO che:

- **Prescrizione n. 9:** la richiesta di annullamento risulta accoglibile per le motivazioni evidenziate dal proponente.
- **Prescrizione n. 11:** si ritiene opportuno specificare che, pur essendo previsto per la fase di esercizio un piano di monitoraggio per il controllo periodico delle condizioni chimico-fisiche delle acque, dei sedimenti e del bioaccumulo su organismi filtratori nell'area interessata dal progetto in esame, non è invece prevista l'attuazione di un piano di monitoraggio *ante-operam* per la caratterizzazione dello stato chimico-fisico attuale di acque e sedimenti nell'area che verrà interessata dalle attività di progetto, da realizzarsi, ad integrazione e conferma delle analisi già effettuate. La prescrizione n. 11 richiede, quindi, proprio per la 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, che venga attuata, in accordo con ISPRA, una campagna di monitoraggio *ante operam*, ad integrazione e conferma delle analisi già effettuate, allo scopo di caratterizzare lo stato chimico-fisico dei sedimenti e delle acque all'interno dell'area che verrà interessata dalla realizzazione dell'opera in oggetto. Per maggiore chiarezza la prescrizione verrà pertanto riformulata come segue: *"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 le risultanze delle campagne di monitoraggio ambientale realizzata nell'anno 2009, con particolare riferimento alla caratterizzare dello stato chimico-fisico dei sedimenti e delle acque all'interno dell'area che verrà interessata dalla realizzazione dell'opera in oggetto. I contenuti di tale campagna, preventivamente concordati con ISPRA, dovranno essere trasmessi al Ministero dell'Ambiente per la relativa verifica di ottemperanza"*.
- **Prescrizione n. 13 e 14:** la richiesta di annullamento delle prescrizioni 13 e 14 non risulta accoglibile in quanto dall'analisi del clima acustico realizzata dal Proponente emergono, sostanzialmente, due elementi di criticità, entrambi connessi con i livelli di emissione, sia in fase di cantiere per il complesso delle attività, che in fase di esercizio, a causa della valvola di salto di pressione. In particolare:
 - Nel primo caso, il Proponente sottolinea come il superamento del limite di emissione sia dovuto al complesso dei mezzi che operano, e non alla singola sorgente emissiva come vorrebbe il DPCM di riferimento. Ritiene, pertanto, che il valore di emissione, se riferito ad ogni singola sorgente sia rispettato. Tuttavia, si ritiene opportuno, anche a causa del valore differenziale molto alto (15.82 dB) che si ottiene in corrispondenza al recettore R1 (recinzione impianto), di dotare la recinzione dell'impianto di sistemi fonoassorbenti durante la fase di cantiere, quantomeno in corrispondenza ai punti del perimetro per cui risulti superato il livello di emissione.
 - Per quanto riguarda la fase di esercizio, l'analisi acustica conferma il superamento del livello di emissione notturna causato dalla valvola di salto di pressione. In realtà, il dato fornito dal Proponente di 86 dB a 1 metro dalla valvola, quindi in prossimità della sorgente dove si dovrebbe misurare il livello di emissione (Legge 447/1995, art. 2 comma e), fa ritenere che tale limite sia superato anche a livello diurno. Si ritiene, pertanto, opportuno dotare tale valvola di un sistema di schermatura fonoassorbente.

- **Prescrizione n. 16:** alla luce delle novità introdotte dalla nuova normativa intervenuta successivamente all'emanazione del parere n.941/2012 ed in considerazione del rapporto costi/benefici ambientali di un eventuale monitoraggio attraverso l'utilizzo dei markers gamma ray, la riformulazione proposta risulta accoglibile in quanto il livello di precisione delle modalità di misurazione alternative prospettate è pienamente adeguato rispetto alle esigenze di monitoraggio sottese dalla prescrizione in oggetto. La prescrizione sarà pertanto riformulata come segue: *"Entro sei mesi dal Decreto VIA il proponente dovrà presentare un progetto di monitoraggio per il controllo della Subsidenza, che preveda metodiche superficiali mediante stazioni assestimetrie/piezometriche, e rilievi satellitari RADARSAT, sottocosta con tecniche LADS – laser airborne depth sounder – sul fondale con rilievi multibem, e metodiche profonde su un pozzo ARGO e su tre pozzi CASSIOPEA mediante tecnica di prove edometriche su un numero su un numero significativo di campioni prelevati da carote durante la perforazione dei pozzi di sviluppo. Le attività previste dal progetto di monitoraggio dovranno essere installate almeno 12 mesi prima dell'inizio dell'attività di estrazione del metano dai pozzi. Il monitoraggio dovrà seguire l'evoluzione previsionale del cono di subsidenza indotto dalla coltivazione del giacimento che, secondo il proponente, dovrebbe estendersi per circa 78 km in direzione NO-SE e per circa 26 km in senso NE-SO, dopo 27 anni dalla fine della produzione, mantenendosi oltre i 12 km lontano dalla costa, in acque profonde tra i 150 e 750 m circa".*
- **Prescrizione n. 21:** la richiesta di riformulazione risulta parzialmente accoglibile, in quanto l'effettiva assenza di sostanze inquinanti nelle condotte da sottoporre a collaudo deve in ogni caso essere preventivamente valutata. Di conseguenza la prescrizione n. 21 verrà così riformulata: *"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".*

Elementi di rilievo ai fini dell'integrazione dell'Autorizzazione Integrata Ambientale nella procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, ai sensi dell'art. 10, comma 1 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

CONSIDERATO che

- Nel proprio Parere Istruttorio Conclusivo, la Commissione Istruttorio IPPC, *"ritiene che l'esercizio dell'impianto, stante il suo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente in cui è condotto, potrà avvenire nel rispetto dei criteri di cui al decreto legislativo n. 152 del 2006, se saranno rispettate le prescrizioni e i VLE (valori limite di emissione) per gli inquinanti"* riportati nel parere medesimo.

VALUTATO che

- Le conclusioni istruttorie e le relative prescrizioni contenute nel Parere Istruttorio Conclusivo della Commissione Istruttorio IPPC, risultano coerenti con le valutazioni e le assunzioni adottate dalla Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS;
- Si ritiene quindi opportuno integrare il quadro prescrittivo del presente parere con le prescrizioni definite dalla Commissione Istruttorio IPPC, di cui al sopracitato parere per l'analisi delle motivazioni e delle considerazioni alla base delle prescrizioni stesse.

Tutto ciò VISTO, CONSIDERATO E VALUTATO la Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS

ESPRIME

parere positivo riguardo alla compatibilità ambientale del progetto *"Campi off-shore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea"* – nello specifico relativamente alle attività di coltivazione all'interno dell'Istanza di Concessione di Coltivazione *"d30.C-AG"*, limitatamente alla nuova delimitazione dell'area in conformità ai disposti del D.Lgs. 128/10 di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico, comunque esterna

all'area di interdizione delle 12 miglia dal SIC denominato "*Litorale Palma di Montechiaro*", che prevedono la messa in produzione dei Campi Gas Argo e Cassiopea con la perforazione, rispettivamente, di un pozzo (*Argo 2*) e di 5 pozzi (*Cassiopea 1 - Cassiopea 5*), e il proseguimento delle attività di ricerca mediante la realizzazione di due Pozzi esplorativi "*Centauro 1*" e "*Gemini 1*", rispettivamente a 25 e 28 km dalla costa, oltre alla installazione della Piattaforma *Prezioso K* posta a circa 12 Km dalla costa, alla realizzazione del processo di trattamento del gas, all'installazione delle strutture in alto fondale, all'installazione del riser, alla realizzazione dei sistemi di emergenza ed alla realizzazione delle opere a terra del Progetto

e

parere positivo, all'esercizio dell'impianto denominato "*Piattaforma Prezioso K*" nel rispetto dei criteri di cui al decreto legislativo n. 152 del 2006, stante il suo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente in cui è condotto

a condizione che vengano ottemperate le seguenti prescrizioni e siano rispettati i seguenti VLE (valori limite di emissione) per gli inquinanti:

1. Per quanto riguarda le interferenze della piattaforma di perforazione con le rotte navali, in particolare per quanto concerne la zona di sicurezza il proponente dovrà ottenere il preventivo nulla osta della Capitaneria.
2. 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.
3. In fase di progettazione esecutiva il proponente dovrà approfondire la problematica del rischio da frana mediante la predisposizione di uno studio dettagliato dei fenomeni franosi, con particolare attenzione alla cartografia morfologica, alla definizione dello stato di attività e ai cinematismi.
4. In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori, tenuto conto che le sealine saranno ubicate in prossimità delle piattaforme Prezioso e Prezioso K o comunque 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.
5. Per quanto concerne la procedura per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotto (D.Lgs 152/06 Art. 186 comma 2), il Proponente dovrà redigere un progetto di utilizzo, completo di elaborati cartografici e non, tra cui si segnalano:
 - a. cartografie della classificazione urbanistica dell'area di scavo e di quella di destinazione;
 - b. planimetrie del sito di provenienza e del sito di conferimento con evidenziate le aree di scavo, di deposito e di riutilizzo;
 - c. planimetria del sito di scavo con indicati i punti di campionamento;
 - d. copia dei certificati di analisi merceologiche e chimiche svolte sui campioni prelevati dal sito di produzione dei materiali di scavo;
 - e. descrizione delle modalità e dei tempi di eventuale deposito dei materiali di scavo in attesa di utilizzo.

6. In fase di progettazione esecutiva il proponente dovrà prevedere una sistemazione delle pendenze dell'area di progetto *onshore* in modo da evitare, in caso di eventi estremi di pioggia, il convogliamento delle acque meteoriche nel bacino di contenimento del generatore diesel.
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 il proponente dovrà integrare il Piano di monitoraggio dei fenomeni geodinamici con approfondimenti riguardo al monitoraggio dei processi erosivi lungo il tratto di litorale prospiciente l'area di interesse, da mettere a punto con le Autorità competenti.
9. 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.
10. 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 le risultanze delle campagne di monitoraggio ambientale realizzata nell'anno 2009, con particolare riferimento alla caratterizzare dello stato chimico-fisico dei sedimenti e delle acque all'interno dell'area che verrà interessata dalla realizzazione dell'opera in oggetto. I contenuti di tale campagna, che dovranno essere coerenti con le disposizioni di cui al D.M. 24/01/1996 e preventivamente concordati con ISPRA, dovranno essere trasmessi al Ministero dell'Ambiente per la relativa verifica di ottemperanza.
11. In relazione al nuovo tracciato ed alle nuove caratteristiche delle sealine, in fase di progettazione esecutiva il proponente dovrà effettuare una simulazione numerica complessiva della dispersione dei sedimenti nell'ambiente marino durante la fase di scavo e affossamento delle sealines mediante l'utilizzo di opportuni modelli tridimensionali certificati che tengano conto:
- a. delle caratteristiche dei mezzi navali e delle attrezzature effettivamente impiegate in termini di dimensioni, potenza, caratteristiche degli scafi e delle eliche, ecc.;
 - b. dei parametri fisici, geologici e geotecnici dei sedimenti e delle quantità di mercurio negli stessi contenute;
 - c. delle effettive velocità di ricaduta sul fondo marino ("*Fall Velocity Susp. Current*");
 - d. del campo idrodinamico di base dovuto al regime delle correnti e delle onde nel periodo previsto per l'esecuzione dei lavori.

Le suddette simulazioni dovranno essere eseguite lungo le porzioni di tracciato delle sealines (corridoi) interessate dalle attività di scavo e affossamento, con scansione adeguata. In ogni punto selezionato dovranno essere fornite ed analizzate come minimo le concentrazioni areali dei sedimenti posti in sospensione a diversi livelli d'acqua misurati a partire dal fondale marino con i relativi tempi di risospensione. Dovranno inoltre essere definiti ed analizzati il campo di corrente e le onde anomale ("*Bernoulli Wake*" - generate dai mezzi navali impiegati durante l'esecuzione dei lavori) che si propagano anche verso il basso fondale dando luogo a "stress" ed alla conseguente risospensione dei sedimenti. Quanto sopra dovrà essere valutato a mezzo di opportuni software tridimensionali (i.e. "*Shipflow*" o equivalenti) che tengano conto delle reali caratteristiche delle navi e dei mezzi.

12. In relazione al fatto che l'attività di realizzazione della piattaforma Prezioso K 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.

13. Il proponente dovrà, anche a causa del valore differenziale molto alto (15.82 dB) che si ottiene in corrispondenza al recettore R1 (recinzione impianto), dotare la recinzione dell'impianto di sistemi fonoassorbenti durante la fase di cantiere, quantomeno in corrispondenza ai punti del perimetro per cui risulti superato il livello di emissione. La definizione delle modalità di posa e delle specifiche tipologie di pannelli fonoassorbenti, dovrà essere sviluppata in accordo con ARPA Sicilia.
14. Poiché per quanto riguarda la fase di esercizio, l'analisi acustica conferma il superamento del livello di emissione notturna causato dalla valvola di salto di pressione il proponente dovrà dotare tale valvola di un sistema di schermatura fonoassorbente. La definizione delle modalità di posa e delle specifiche tipologie di pannelli fonoassorbenti, dovrà essere sviluppata in accordo con ARPA Sicilia.
15. Al fine di ottimizzare l'inserimento paesaggistico degli interventi *onshore*, il proponente dovrà prevedere nel progetto esecutivo la realizzazione di alcune fasce piantumate con essenze vegetali locali autoctone, al fine di ridurre l'eventuale riverbero luminoso delle strutture metalliche.
16. Entro sei mesi dal Decreto VIA il proponente dovrà presentare un progetto di monitoraggio per il controllo della Subsidenza, che preveda metodiche superficiali mediante stazioni assestometriche/piezometriche, e rilievi satellitari RADARSAT, sottocosta con tecniche LADS – laser airborne depth sounder – sul fondale con rilievi multibeam, e metodiche profonde su un pozzo ARGO e su tre pozzi CASSIOPEA mediante tecnica di prove edometriche su un numero su un numero significativo di campioni prelevati da carote durante la perforazione dei pozzi di sviluppo. Le attività previste dal progetto di monitoraggio dovranno essere installate almeno 12 mesi prima dell'inizio dell'attività di estrazione del metano dai pozzi. Il monitoraggio dovrà seguire l'evoluzione previsionale del cono di subsidenza indotto dalla coltivazione del giacimento che, secondo il proponente, dovrebbe estendersi per circa 78 km in direzione NO-SE e per circa 26 km in senso NE-SO, dopo 27 anni dalla fine della produzione, mantenendosi oltre i 12 km lontano dalla costa, in acque profonde tra i 150 e 750 m circa.
17. 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.
18. 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.
19. 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 ss.mm.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.
20. 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.
21. 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.
22. Prima dell'avvio dei lavori il proponente dovrà presentare un studio finalizzato a verificare la fattibilità della reiniezione di CO₂ per la riduzione delle depressioni generate dallo sfruttamento del giacimento. Tale studio dovrà verificare sia i vantaggi legati al contenimento della subsidenza, sia quelli legati alla cattura geologica di CO₂ considerando anche la sostenibilità ambientale dell'approvvigionamento della CO₂ stessa.

Le prescrizioni n. 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22 dovranno essere trasmesse al MATTM per la relativa verifica di ottemperanza.

Prescrizioni relative all'esercizio della piattaforma "Prezioso K"

a. Sistema di gestione

- (1) In adeguamento alle Migliori Tecniche Disponibili, il Gestore dovrà rispettare l'impegno assunto di dotarsi di un sistema di gestione ambientale con una struttura organizzativa, adeguatamente regolata, composta del personale addetto alla direzione, conduzione e alla manutenzione dell'impianto; dovrà conseguentemente dotarsi dell'insieme delle disposizioni e procedure di riferimento atte alla gestione dell'impianto.

Il Gestore dovrà altresì 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 le concentrazioni e i flussi di massa di seguito indicati:

Camini	Parametri	Concentrazione limite Dlgs 152/06 [mg/Nm ³]	Concentrazione limite AIA [mg/Nm ³] (c)	% O ₂
C1, C2, C3	NO _x	400 (a)	150	15
C1, C2, C3	CO	100 (a)	100	15
C4, C5, C6	NO _x	500 (b)	500	5
C4, C5, C6	CO	650 (b)	100	5

- (a) D.Lgs. 152/06 – Allegato I alla Parte V – Parte III – Paragrafo 4 (Turbine a gas fisse), 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.
 - (b) D.Lgs. 152/06 – Allegato I alla Parte V – Parte III – Paragrafo 3 (Motori fissi a combustione interna), 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.
 - (c) Concentrazioni espresse come media oraria.
- (7) 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.
 - (8) Il Gestore dovrà dotare:
 - i camini C1, C2 e C3 di sistemi di monitoraggio in continuo per T, %O₂, %H₂O, portata degli effluenti gassosi, NO_x e CO;
 - i camini C4, C5 e C6 di sistemi di monitoraggio in continuo per T, %O₂, %H₂O e portata degli effluenti gassosi.

d. Emissioni in acqua

- (9) Lo scarico SF2 deve essere distinto, al fine del controllo, in due flussi: SF2a *“scarico delle acque di strato”* e SF2b *“scarico delle acque di drenaggio”*, prima della loro miscelazione e dello scarico finale a mare.
- (10) Gli scarichi finali SF1, SF2a e SF2b 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.).
- (11) I controlli degli scarichi, per la verifica del rispetto dei limiti, devono essere effettuati secondo le modalità indicate nel PMC.

- (12) 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.
- (13) 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.

e. Rifiuti

- (14) 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:
- a. il Gestore deve indicare preventivamente di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo);
 - b. 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;
 - c. devono essere rispettate le norme che disciplinano l'imballaggio e l'etichettatura delle sostanze pericolose;
 - d. le aree di deposito temporaneo deve avere le seguenti caratteristiche:
 - 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;
 - devono essere dotate di idonea copertura se stoccati all'aperto, oppure i rifiuti devono essere stoccati in contenitori chiusi e a tenuta;
 - devono essere adeguatamente protetti dal contatto con le acque meteoriche;
 - 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;
 - 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;
 - e. 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;
 - f. 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 al paragrafo 5.11.

f. Manutenzione ordinaria e straordinaria

- (15) 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.
- (16) 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.

g. Malfunzionamenti

- (17) 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.

h. Eventi incidentali

- (18) 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.
- (19) 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.

Piano di monitoraggio e controllo

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto dal Gestore e approvato da ISPRA, già individuato quale ente di controllo dal MATTM, ad esito del parere istruttorio costituisce parte integrante dell'AIA per l'impianto in riferimento.

Nell'attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti comunicazioni:

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA;
- comunicazione all'autorità competente per il controllo (ISPRA) dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione ad ISPRA, nei casi di malfunzionamenti o incidenti, e conseguente valutazione agli effetti ambientali generatisi.

Le modalità per le suddette comunicazioni sono contenute nel piano di monitoraggio e controllo allegato al presente parere.

Le comunicazioni ed i rapporti debbono sempre essere firmati dal Gestore dell'impianto.

Il Gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto.

Entro 6 mesi dal rilascio dell'A.I.A. il Gestore dovrà concordare con l'Ente di Controllo il cronoprogramma per l'adeguamento al quadro prescrittivo di cui al capitolo 7 e per l'attuazione del Piano di Monitoraggio e Controllo prescritto.

Fermi restando gli obblighi di comunicazione di cui sopra, il Gestore dovrà comunque garantire ogni forma di trasparenza e/o controllo dei dati relativi alle immissioni nelle varie matrici ambientali.

AIA

Autorizzazione Integrata Ambientale

Titolo III-bis. - Parte seconda - Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

IMPIANTO	PIATTAFORMA PREZIOSO K
GESTORE	ENI SPA
LOCALITÀ	OFFSHORE CANALE DI SICILIA

2. Premessa

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo è parte fondamentale ed integrante della Autorizzazione Integrata Ambientale, pertanto il Gestore dovrà attuarlo rispettando la frequenza, la tipologia e le modalità dei diversi parametri da controllare.

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’Ente 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 (DLgs.81 del 9 aprile 2008 e s.m.i.).

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.

3. Prescrizioni generali di riferimento per l’esecuzione del Piano

a. 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.

b. 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.

c. 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.
- 4.
5. Approvvigionamento e gestione materie prime

a. Consumi/utilizzi di combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gas Naturale (materia prima)	Compressione	Contatori	Quantità totale	Nm ³	Giornaliera	Registrazione su file
Gas Naturale (combustibile)	Turbine e generatori	Contatori	Quantità totale	Nm ³	Giornaliera	Registrazione su file
Gasolio	Generatore emergenza e sistema sollevamento	Livello serbatoi	Quantità totale	kg	Ad accensione	Registrazione su file

b.

c. Consumi/utilizzi di materie prime

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
-----------	------------------	---------------	----------------------	----	-------------------------	---

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.

MEG (monoetilenglicol)	Unità di disidratazione	Stima dei consumi sulla base del quantitativo alla ricezione	Quantità totale	m ³	Mensile	Compilazione file
TEG (tri-etilenglicol)	Unità di disidratazione	"	Quantità totale	m ³	Mensile	Compilazione file
Oxygen scavenger	Unità di iniezione chemicals	"	Quantità totale	kg	Trimestrale	Compilazione file
Carbonato di potassio	Unità di iniezione chemicals	"	Quantità totale	kg	Trimestrale	Compilazione file
Idrossido di sodio	Unità di iniezione chemicals	"	Quantità totale	kg	Trimestrale	Compilazione file
Acido citrico	Unità di iniezione chemicals	"	Quantità totale	kg	Trimestrale	Compilazione file

d.

e. Consumi idrici

Tipologia di prelievo	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua mare	Raffreddamento	Stima da curve di capacità delle pompe	Quantità totale	m ³	Giornaliero	Compilazione file
Acqua mare	Sistema antincendio	"	Quantità totale	m ³	All'utilizzo	Compilazione file
Acqua dolce	Sistema riscaldamento acque	Contatore	Quantità totale	m ³	Trimestrale	Compilazione file
Acqua dolce	Doccette lavaocchi	Contatore	Quantità totale	m ³	Annuale	Compilazione file

f.

g. Energia elettrica prodotta e consumata

Descrizione	Metodo misura	Quantità MWh	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
-------------	---------------	--------------	-------------------------	---

Energia termica prodotta	Stima attraverso misura del fuel gas e del gasolio utilizzati		Mensile	Compilazione file
Energia termica consumata	Contatori fiscali		Mensile	Compilazione file
Energia elettrica prodotta	Stima attraverso misura del fuel gas e del gasolio utilizzati		Mensile	Compilazione file
Energia elettrica consumata	Contatori fiscali		Mensile	Compilazione file

h.

i. Caratteristiche del gasolio

Per il gasolio deve essere prodotta una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) avente le determinazioni come meglio indicato nella tabella seguente, per le quali si riportano con asterisco i metodi di misura cui è necessario far riferimento in base al D.Lgs.152/2006 , Parte V, Allegato X, e senza asterisco i metodi di misura indicativi. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Zolfo	%p	Annuale	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*
Acqua e sedimenti	%v	Annuale	ISO 3735* e ISO 3733*
Viscosità a 40°C	°E	Annuale	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	Annuale	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/mc	Annuale	UNI EN ISO 3675/12185
PCB/PCT	mg/kg	Annuale	EN 12766*
Nickel + Vanadio	mg/kg	Annuale	UNI EN ISO 13131*

j. Gestione del serbatoio di gasolio e delle tubazioni dei gas

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati	Frequenza
Pratica operativa	Verifica dello stato dei serbatoi di gasolio e delle tubazioni di gas.	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni, delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Trimestrale
Pratica operativa	Effettuare manutenzione procedurizzata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata del combustibile	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni, delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Trimestrale
Pratica operativa	Effettuare manutenzione procedurizzata dei sistemi di sicurezza dei serbatoi di combustibile	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni, delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Trimestrale
Pratica operativa	Effettuare controlli sulla tenuta delle linee di adduzione e distribuzione combustibili	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni, delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Trimestrale

6. Emissioni in aria

La selezione dei punti di emissione significativi e le sostanze con obbligo di monitoraggio derivano dall'analisi del processo e dagli obblighi derivanti dal D.lgs. 152/2006 e s.m.i.

a. Identificazione dei punti di emissione primari in aria

Nella tabella seguente sono riassunte le informazioni riguardanti i punti di emissione convogliata in aria.

Punto di emissione	Descrizione	Potenza termica massima MWt	Long. E (WGS84 UTM33)	Lat. N (WGS84 UTM33)	Altezza [m]	Diametro [m]
C1	Turbocompressore	12,5	415057	4096261	40	1,5
C2	Turbocompressore	12,5	415054	4096255	40	1,5
C3	Turbocompressore	12,5	415052	4096248	40	1,5
C4	Motogeneratore	1,7	415018	4096238	40	0,3
C5	Motogeneratore	1,7	415022	4096236	40	0,3
C6	Motogeneratore	1,7	415030	4096233	40	0,3

Sui punti riportati in tabella suddetta devono essere realizzate due prese del diametro di 5 pollici, con possibilità di innesto per sonda isocinetica riscaldata e, per ogni presa, deve essere prevista una controflangia adatta ad effettuare le misurazioni discontinue. Tali prese devono stare ad un'altezza compresa tra 1,3 ÷ 1,5 m dal piano di calpestio. Deve, altresì, essere realizzata una piattaforma di lavoro provvista di una copertura continua antiscivolo di tipo rimovibile.

Sui camini indicati, laddove consentito, l'accesso alle prese di misura deve essere consentito tramite una piattaforma dotata di piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m² e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc, nonché un dispositivo di comunicazione bidirezionale con la sala controllo.

Il punto di prelievo deve essere protetto dagli agenti atmosferici mediante una copertura fissa.

Inoltre il punto di prelievo sul camino deve essere dotato di montacarichi per il trasporto dell'attrezzatura, con portata fino a 200 kg ed adatto a trasportare strumenti della lunghezza fino a 3 m.

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati con la frequenza stabilita nella successiva tabella.

b.

c. Emissioni dai camini C1,C2,C3

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Tempo di funzionamento a regime	Durata di funzionamento	Misura del tempo complessivo di funzionamento normale	Registrazione su file dei tempi di funzionamento.
Temperatura dei fumi		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Portata dei fumi		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Ossigeno		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Vapore d'acqua		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
NO _x	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua Le emissioni si considerano conformi al valore limite se la concentrazione calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita a un'ora di funzionamento dell'impianto, nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione autorizzato.	Misura di NO _x con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SME).
CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Misura di CO con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SME). Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale.

d.

e. Emissioni dai camini C4, C5 e C6

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Tempo di funzionamento a regime	Durata di funzionamento	Misura del tempo complessivo di funzionamento normale	Registrazione su file dei tempi di funzionamento.
Temperatura dei fumi		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Portata dei fumi		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Ossigeno		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Vapore d'acqua		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
NO _x	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura mensile. Le emissioni si considerano conformi al valore limite se la concentrazione calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita a un'ora di funzionamento dell'impianto, nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione autorizzato.	Registrazione su file dei risultati
CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura mensile	Registrazione su file dei risultati. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale.

I sistemi di misurazione in continuo delle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla norma **UNI EN 14181:2005** sull'assicurazione di qualità dei sistemi automatici di misura

Il Gestore deve avere sempre disponibili bombole di gas certificate con garanzia di validità presso l'impianto, a concentrazioni paragonabili ai valori limite da verificare, e riferibili a campioni primari.

In considerazione della particolare situazione logistica (impianto off shore), nel caso in cui si verifichino problemi al sistema di misurazione in continuo, il Gestore dovrà procedere come segue:

1. registrare le condizioni operative medie giornaliere dell'impianto per tutta la durata del malfunzionamento dello SME: numero turbocompressori in funzione, portata gas compresso, portata combustibile utilizzato.
2. dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite, per i parametri NOx e CO, 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale;
3. per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale.

Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione dei sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro computerizzato da tenere a disposizione dell'autorità competente e dell'ISPRA.

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e 101,3 kPa e normalizzati al 15% di ossigeno per i turbogas e al 5% per i motogeneratori.

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre concordato con ISPRA.

Punti di emissione secondari

Punto di emissione	Descrizione	Capacità termica massima MWt	Long. E (WGS84 UTM33)	Lat. N (WGS84 UTM33)	Altezza [m]	Diametro [m]
C7	AT12 Riscaldatore (2)	-	415050	4096241	40	0,07
C8	AT7 HP Flare Vent (3)	-	415068	4096267	70	0,11
C9	AT7 LP Flare Vent (3)	-	415068	4096267	70	0,02
C10	AT11 Generatore Diesel (3)	1,2	415034	4096233	26	0,07
C11	Gru Lato Nord	-	415043	4096273	43	ND
C12	Gru Lato Sud	-	415043	4096237	43	ND

f.

g. Emissioni di tipo non convogliato

Parametro	Origine emissione	Prescrizione/ modalità di controllo	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
COV	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati, apparecchiature di processo	Manutenzione/ metodo di misura UNI EN 15446:2008	Annuale	Registro

h. Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e 101,3 kPa e normalizzati al 15% di ossigeno per i turbogas e al 5% per i motogeneratori.

Inquinante/Parametro fisico	Metodo
Pressione	Definito in termini di prestazioni - vedi tabella relativa alle caratteristiche della strumentazione per misure in continuo
Temperatura	Definito in termini di prestazioni vedi tabella relativa alle caratteristiche della strumentazione per misure in continuo
Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
Flusso	ISO 14164
Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
NO _x	UNI 10878, ISO 10849
CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039

i.

j. Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi

I metodi specificati in questo paragrafo rappresentano: i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui verranno verificati; i metodi da utilizzare per le analisi sostitutive in caso di fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo; i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

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 quattro mesi.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di azoto espressi come NO₂, Allegato 1, DM 25 agosto 2000².

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.

Si considera attendibile qualunque misura eseguita con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo documento purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – Procedimento di validazione intralaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

Per quanto riguarda le emissioni fuggitive, potrà essere applicato il seguente metodo:

Norma UNI EN 15446:2008 per la determinazione dei COV.

k. Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni prelevati da flussi gassosi convogliati

Il personale incaricato 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.

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 informatizzato 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 il nominativo del 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 indicherà il proprio nominativo sul registro di laboratorio.

² “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).

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio delle emissioni in aria devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

7. Emissioni in acqua

Il Gestore effettuerà il monitoraggio e controllo delle emissioni in acqua, in accordo ai limiti e prescrizioni previste nell'AIA, ed ai criteri previsti nel presente PMC. Le informazioni richieste dal PMC saranno trasmesse dal Gestore secondo il format riportato nelle tabelle sotto riportate.

a. Identificazione degli scarichi

Scarico	Tipologia di acqua	Denominazione corpo idrico ricevente	Long. E (WGS84 UTM33)	Lat. N (WGS84 UTM33)
SF1	Acqua di raffreddamento	Canale di Sicilia	415046	4096256
SF2a	Acque di strato	Canale di Sicilia	415038	4096257
SF2b	Acque di drenaggio	Canale di Sicilia	415038	4096257

b. Punto di scarico SF1

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Portata	Nessun limite	Stima giornaliera da curve di capacità delle pompe	Registrazione su file
Temperatura	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in mare	Mensile	Registrazione su file
Olii minerali	Concentrazione limite da autorizzazione	Trimestrale	Registrazione su file

c. Punti di scarico SF2a

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
-----------	-----------------------	------------------	----------------------------------

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Portata	Nessun limite	Misura dei volumi (m ³) corrispondenti al numero di aperture della valvola di scarico	Registrazione su file
Olii minerali	Concentrazione limite da autorizzazione	Quindicinale	Registrazione su file
pH, solidi sospesi, temperatura, COD, arsenico, cadmio, cromo, mercurio, nichel, piombo, azoto inorganico, fosforo totale, idrocarburi totali.	Tab. 3 Allegato 5 della Parte III del D.Lgs. 152/06, colonna scarico in acque superficiali	Semestrale	Registrazione su file

d.

e. Punto di scarico SF2b

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Portata	Nessun limite	Annuale (in corrispondenza di eventi meteorici con precipitazioni superiori a 5 mm)	Registrazione su file
Olii minerali	Concentrazione limite da autorizzazione	Annuale (in corrispondenza di eventi meteorici con precipitazioni superiori a 5 mm)	Registrazione su file
pH, solidi sospesi, temperatura, COD, arsenico, cadmio, cromo, mercurio, nichel, piombo, azoto inorganico, fosforo totale, idrocarburi totali.	Tab. 3 Allegato 5 della Parte III del D.Lgs. 152/06, colonna scarico in acque superficiali	Annuale (in corrispondenza di eventi meteorici con precipitazioni superiori a 5 mm)	Registrazione su file

La portata annua delle acque meteoriche di dilavamento scaricata in mare dovrà essere stimata in relazione alla piovosità, all'area di raccolta ed alla quantità separata di acqua potenzialmente inquinata.

f. Metodi di misura delle acque di scarico

Nella seguente tabella sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti. Il gestore può proporre ad ISPRA 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 si accerti che nei metodi indicati da ISPRA sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad ISPRA che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

Metodi di misura degli inquinanti nello scarico

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo ISPRA-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo ISPRA-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm^{-1} è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo ISPRA-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 μm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo ISPRA-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo ISPRA-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Mercurio	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
Cadmio	EPA Method 213.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Arsenico	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con $\text{HNO}_3/\text{H}_2\text{SO}_4$, riduzione ad $\text{As}^{(+3)}$ con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo ISPRA-IRSA 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo, a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono quindi fatti

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
		reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, in modo da formare un eteropoliacido che viene ridotto con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza di d'onda di 882 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo ISPRA-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo ISPRA-IRSA 2100	
Nitrati	ISPRA-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati ed altri anioni.
Nitriti	ISPRA-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitriti ed altri anioni.

g. Misure di laboratorio

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando, in particolare, che le apparecchiature di campionamento siano sottoposte a manutenzione 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 informatizzato 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 (pH, flusso, temperatura ecc) e il nominativo del 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 indicherà il proprio nominativo sul registro di laboratorio.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

8. Rifiuti

Il Gestore dovrà effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER e gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/scarico, il formulario di identificazione rifiuti (FIR) e rientro della quarta copia firmata dal destinatario per accettazione.

Le informazioni richieste dal PMC saranno trasmesse dal Gestore secondo il format riportato nella tabella qui di seguito riportata.

Monitoraggio produzione dei rifiuti

Codice CER	Data del controllo	Destinazione rifiuto	Quantità inviata [t/m ³]	Modalità di registrazione	Modalità controllo dell'Autorità Competente
	Mensile			Database elettronico	Controllo report annuale

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali devono essere adempiute. I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite laboratori certificati.

Si fa altresì presente l'obbligo di tenere presso l'impianto l'apposito registro di carico e scarico su cui devono annotare le informazioni sulle caratteristiche quantitative e qualitative dei rifiuti ai sensi dell'art.190 del DLgs.152/06. Gli stessi dovranno essere tenuti a disposizione delle amministrazioni interessate per eventuali controlli.

9. 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'Ente di Controllo di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

10. Attività di QA/QC

L'affidabilità e la correttezza dei programmi di campionamento ed analisi rappresentano direttamente la bontà del programma di QA/QC che è implementato. Per consentire la difendibilità del dato tutti i metodi di prova impiegati sono stati concordati con l'Autorità di Controllo, la strumentazione utilizzata è quella indicata dalle metodiche, le procedure di manutenzione sono quelle specificate dal costruttore della strumentazione, gli standard utilizzati per le tarature sono riferibili a standard primari ed è stata predisposta una catena di custodia dei campioni.

a. Sistema di monitoraggio in continuo (SME)

Il Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini deve essere conforme alla **Norma UNI EN 14181:2005** - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici.

In accordo al predetto standard, le procedure di assicurazione di qualità delle misure includono le fasi seguenti.

- Calibrazione e validazione delle misure (QAL2)
- Verifica ordinaria dell'assicurazione di qualità (QAL3).
- Test di verifica annuale (AST)

Le validazioni delle misure debbono essere realizzate almeno ad ogni rinnovo della licenza da un organismo accreditato dall'autorità di controllo (o dalla stessa autorità). Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato sotto la supervisione di un rappresentante dell'autorità di controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore. Tutta la strumentazione sarà mantenuta in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

Tutte le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente.

Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura e pressione

Caratteristica	Pressione	Temperatura
Linearità	$< \pm 2\%$	$< \pm 2\%$
Sensibilità a interferenze	$< \pm 4\%$	$< \pm 4\%$
Shift dello zero dovuto a cambio di $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($\Delta T = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$)	$< 3\%$	$< 3\%$
Shift dello span dovuto a cambio di $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($\Delta T = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$)	$< 3\%$	$< 3\%$
Tempo di risposta (secondi)	$< 10\text{ s}$	$< 10\text{ s}$
Limite di rilevabilità	$< 2\%$	$< 2\%$
Disponibilità dei dati	$> 95\%$	
Deriva dello zero (per settimana)	$< 2\%$	

Caratteristica	Pressione	Temperatura
Deriva dello span (per settimana)	< 4 %	

b. Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi

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.

c. Analisi delle acque in laboratorio

Il laboratorio effettuerà secondo le tabelle seguenti i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

ANALITI INORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

METALLI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

ANALITI ORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco di trasporto	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno per tipo analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sei campioni
Controllo con standard	Uno per tipo di analisi

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.

d. Campionamenti delle acque

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano sottoposte a manutenzione 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 (pH, 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.

e. 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.

11. Comunicazione dei risultati del Piano di Monitoraggio e Controllo

Premessa

Lo scopo del presente paragrafo è quello di stabilire degli indicatori comuni per consentire all'Autorità di Controllo confronti tra tipologie di impianti omogenei, fermo restando la normativa vigente in merito ai criteri di validazione dei dati come previsto dall'allegato VI alla parte quinta del DLgs.152/06 (Criteri per la Valutazione della conformità dei valori misurati ai valori limite di emissione) con i quali l'Ente di Controllo procederà alle verifiche di conformità.

a.

Definizioni

Limite di quantificazione è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n ($n \geq 7$) misure replicate dei bianchi, tale da essere rilevati (bianco fortificato con concentrazione tra 3 e 5 volte il limite di rilevabilità stimato) 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 nello stesso mese di riferimento. L'energia generata è data dal prodotto della quantità di combustibile combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del combustibile, 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 sopracitate 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.

b. 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

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

T_{anno} = Tonnellate anno;

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

F_{misurato} = Volume 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.

c. 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/contentive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'AC.

d. Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del report 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.

e. 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/contentive 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.

f. 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 Salvaguardia Ambientale), all'Ente di controllo (oggi l'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 dei compressori.
- Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni compressore.
- Energia generata in MW_h, su base temporale mensile, per ogni compressore.
- Portata di gas compresso su base temporale mensile, per ogni compressore.

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'Ente di controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità.
- Il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le modalità

stabilite nel seguito, e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

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

- Tonnellate emesse per anno di NO_x e CO
- Concentrazione media mensile di CO e concentrazione media oraria di NO_x rilevata nelle misurazioni
- Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di NO_x e CO (in kg/MWh)
- Emissione specifica annuale per 10^6 Sm^3 di gas compresso di NO_x e CO (in kg/ m^3)
- Emissione specifica annuale per 1000 Sm^3 di gas bruciato di NO_x e CO (in kg/ 1000 Sm^3)

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

- Chilogrammi emessi per anno di olii minerali in mare.

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.
- Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/t di combustibile utilizzato, in kg/MWh generato e in kg/ 10^6 m^3 di gas compresso
- Tonnellate di rifiuti avviate a recupero.

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

- Risultanze delle campagne di misure nell'area abitata più vicina alla Piattaforma suddivise in misure diurne e misure notturne.

Consumi specifici per 10^6 Sm^3 di gas compresso su base annuale

- Acqua ($\text{m}^3/10^6 \text{ Sm}^3$), gasolio ($\text{kg}/10^6 \text{ Sm}^3$), fuel gas (Sm^3 bruciati / 10^6 Sm^3), energia elettrica ($\text{kWh}/10^6 \text{ Sm}^3$)

Unità di raffreddamento

- Stima del calore (in GJ ed utilizzare la notazione scientifica 10^x) introdotto in acqua, su base mensile (deve essere riportata anche la metodologia di stima comprensiva dello sviluppo di eventuali calcoli).

Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali

- Tipologia e loro durata, per l'anno di riferimento con stima delle emissioni di inquinanti nell'ambiente, interventi e tempi di ripristino, eventuale produzione di rifiuti.

Eventuali problemi gestione del Piano

- Indicare le problematiche che afferiscono al periodo di comunicazione.

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.

g. 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.

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.

12. Quadro sinottico dei controlli e partecipazione dell'Ente di controllo

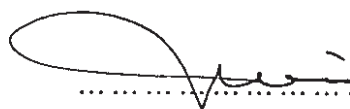
FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA	ISPRA	ISPRA
	Autocontrollo	Report	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame report
Consumi					
Materie prime	Mensile Trimestrale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Risorse idriche	Giornaliero Trimestrale Annuale	Annuale			
Energia	Mensile	Annuale			
CaratteristicheC ombustibili	Annuale	Annuale			
Aria					
Emissioni	Continuo Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Giornaliero Quindicinale Mensile Trimestrale Semestrale Annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Prima campagna Dopo interventi di modifica	Diciotto mesi/ Dopo interventi di modifica	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Misure periodiche	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Indicatori di performance					

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA	ISPRA	ISPRA
	Autocontrollo	Report	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame report
Verifica indicatori	Trimestrale Annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale

a. Attività a carico dell'Autorità di Controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA	TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Annuale	Tutte	6
Valutazione report	Annuale	Tutte	6
Emissioni in atmosfera	Biennale	Campionamento ed analisi e valutazione autocontrolli	3
Scarichi idrici	Biennale	Campionamento ed analisi e valutazione autocontrolli	3
Rifiuti	Biennale	Verifica gestione rifiuti e aree di stoccaggio temporaneo	3
Rumore	Biennale	Valutazione degli autocontrolli e presenza campagna di misura	3

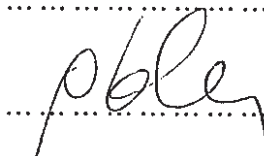
Ing. Guido Monteforte Specchi
(Presidente)



Cons. Giuseppe Caruso
(Coordinatore Sottocommissione VAS)

ASSENTE

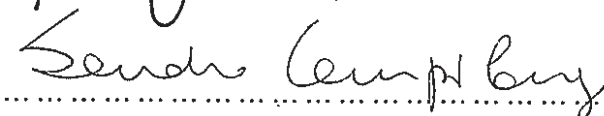
Dott. Gaetano Bordone
(Coordinatore Sottocommissione VIA)



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



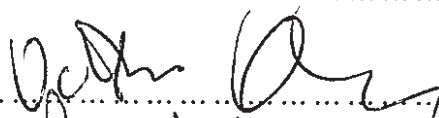
Avv. Sandro Campilongo
(Segretario)



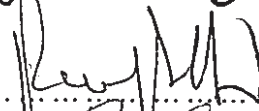
Prof. Saverio Altieri

ASSENTE

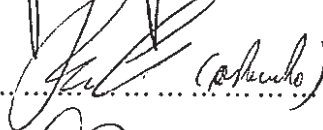
Prof. Vittorio Amadio



Dott. Renzo Baldoni



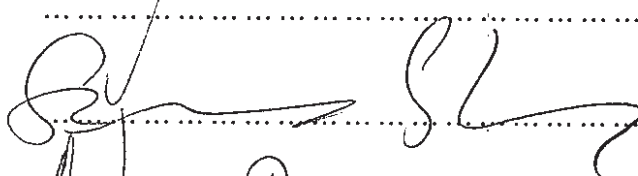
Dott. Gualtiero Bellomo



Avv. Filippo Bernocchi



Ing. Stefano Bonino



Dott. Andrea Borgia



ASSENTE

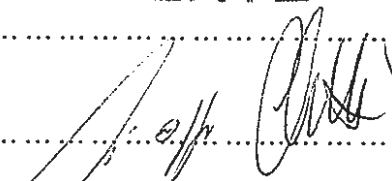
Ing. Silvio Bosetti

ASSENTE

Ing. Stefano Calzolari

ASSENTE

Ing. Antonio Castelgrande



Arch. Giuseppe Chiriatti

ASSENTE

Arch. Laura Cobello

Prof. Carlo Collivignarelli

Dott. Siro Corezzi

Dott. Federico Crescenzi

Prof.ssa Barbara Santa De Donno

Cons. Marco De Giorgi

Ing. Chiara Di Mambro

Ing. Francesco Di Mino

Avv. Luca Di Raimondo

Ing. Graziano Falappa

Arch. Antonio Gatto

Avv. Filippo Gargallo di Castel Lentini

Prof. Antonio Grimaldi

Ing. Despoina Karniadaki

Dott. Andrea Lazzari

Arch. Sergio Lembo

Arch. Salvatore Lo Nardo

Arch. Bortolo Mainardi

CONTRARIO

ASSENTE

ASSENTE

ASSENTE

ASSENTE

ASSENTE

ASSENTE

Avv. Michele Mauceri

ASSENTE

Ing. Arturo Luca Montanelli

Ing. Francesco Montemagno

ASSENTE

Ing. Santi Muscarà

ASSENTE

Arch. Eleni Papaleludi Melis

ASSENTE

Ing. Mauro Patti

Avv. Luigi Pelaggi

Cons. Roberto Proietti

Dott. Vincenzo Ruggiero

Dott. Vincenzo Sacco

Avv. Xavier Santiapichi

ASSENTE

Dott. Paolo Saraceno

Dott. Franco Secchieri

Arch. Francesca Soro

Dott. Francesco Carmelo Vazzana

Ing. Roberto Viviani

ASSENTE

Arch. Venera Greco