

# **ENI** DIVISIONE **EXPLORATION & PRODUCTION**



Doc. SICS 205

## **STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

*Progetto "Clara Sud Est"*

*Campo Gas Clara Est*

*Off-Shore Adriatico Centro-  
Settentrionale*

**Novembre 2013**



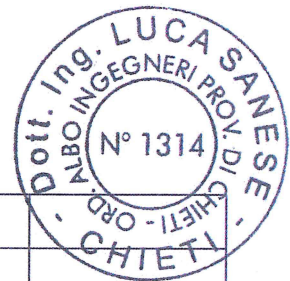
eni S.p.A.  
Exploration & Production  
Division

Doc. SICS 205  
Studio di Impatto Ambientale  
Progetto "Clara Sud Est"

# STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

## Progetto "Clara Sud Est"

Campo Gas Clara Est  
Off-Shore Adriatico Centro-Settentrionale



<b>AECOM</b>	Contratto No. 2500012366	<i>[Signature]</i>		
		<i>[Signature]</i>		
	Rev.0	AECOM Italy S.r.l.	C. Ciampoli	L. Sanese
	Novembre 2013	<b>Elaborato</b>	<b>Verificato</b>	<b>Approvato</b>

			DICS/PROG/CS/PMB <i>[Signature]</i> P. Nanci		
0	Emissione per Enti	AECOM Italy S.r.l.	DICS/SICS L. Mauri	DICS/SICS D. Celiento	Novembre 2013
<b>REV.</b>	<b>DESCRIZIONE</b>	<b>PREPARATO</b>	<b>VERIFICATO</b>	<b>APPROVATO</b>	<b>DATA</b>

# DIVISIONE EXPLORATION & PRODUCTION



Doc. SICS 205

*STUDIO DI IMPATTO  
AMBIENTALE*

*Progetto "Clara Sud Est"*

*Campo Gas Clara Est*

*Off-shore Adriatico Centro  
Settentrionale*

*Capitolo 1: Introduzione*

**Novembre 2013**





## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>1</b>
1.1	UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL PROGETTO.....	3
1.2	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO.....	4
1.3	ALTERNATIVA ZERO .....	5
1.4	PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE.....	5
1.4.1	Le attività di eni e&p in Italia.....	6





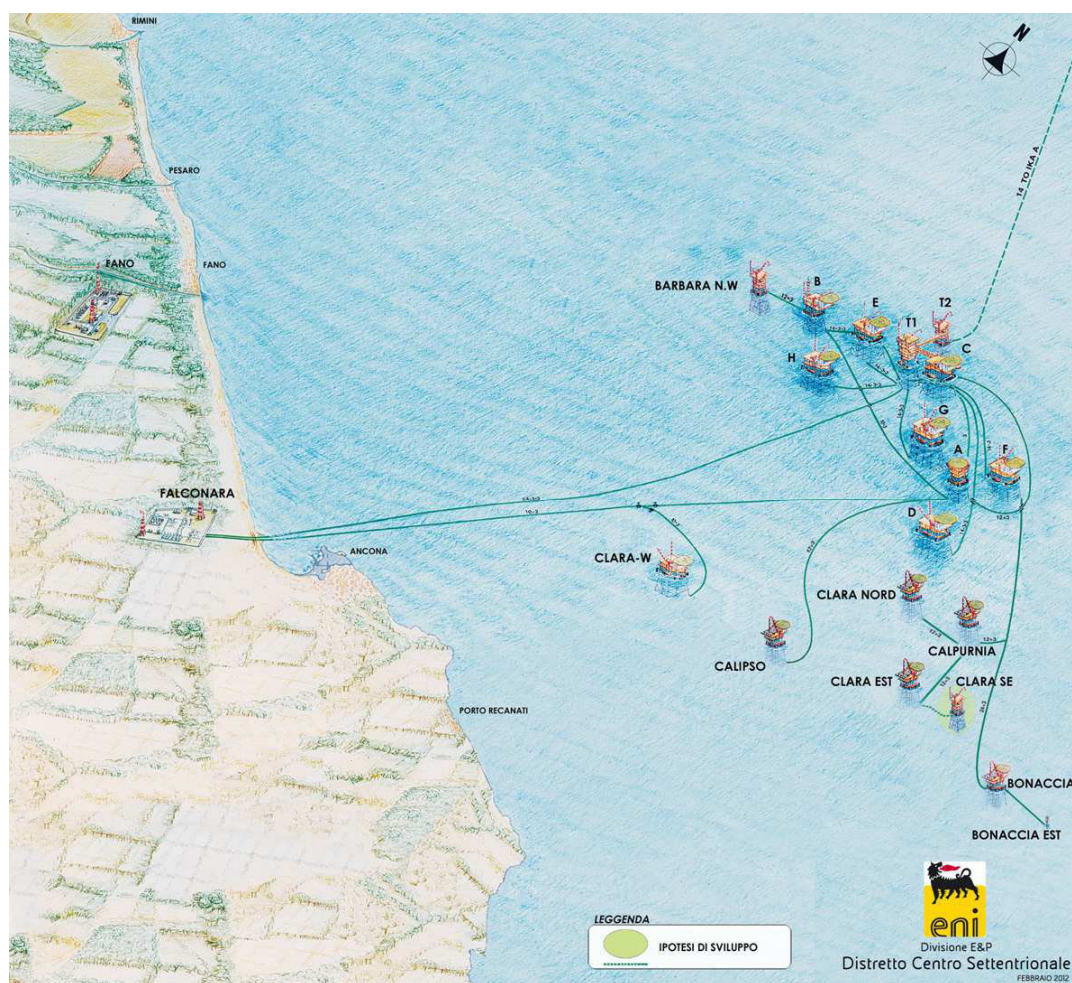
## 1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce lo **Studio di Impatto Ambientale** (SIA) relativo al progetto di sviluppo "**Clara Sud Est**" (*d'ora in poi Clara SE*), che eni s.p.a. divisione e&p intende intraprendere nell'ambito della Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "B.C13.AS", ubicata in Zona Marina "B" del Mare Adriatico.

Lo schema di sviluppo prevede lo sfruttamento delle riserve del campo gas "Clara Est" (Gas metano al 99,5%), per un periodo di **14 anni**, a partire dal 2016, attraverso la perforazione di 2 pozzi da eseguirsi da una nuova piattaforma da denominare Clara SE.

Il progetto complessivo prevede la messa in produzione del giacimento attraverso la realizzazione di tutte le opere collegate all'estrazione, alla separazione dei fluidi di giacimento, al trattamento e allo scarico a mare delle acque di strato e la successiva spedizione del gas sulla piattaforma esistente Clara Est tramite nuove condotte sottomarine.

Successivamente, dalla piattaforma Clara Est il gas sarà convogliato tramite la rete di condotte sottomarine esistenti verso la Centrale di Falconara, previo adeguamento della stessa (hardware e software per il sistema di controllo esistente) (cfr. **Figura 1-1**).



**Figura 1-1: ubicazione della piattaforma "Clara SE" e della sealine in progetto e del sistema di piattaforme esistenti limitrofe all'area di progetto**



L'invio delle acque di strato verso la piattaforma Clara Est mediante la nuova condotta è previsto solamente per il primo periodo di produzione o in caso di ripartenze, in cui sarà necessaria l'iniezione di glicole come inibitore di idrati a monte dei separatori; successivamente è previsto lo scarico a mare delle acque trattate nel rispetto della normativa vigente.

Nel complesso, il progetto di sviluppo in esame prevede le seguenti fasi:

- installazione di una nuova piattaforma a 4 gambe e a 3 slot non presidiata denominata Clara SE;
- perforazione, completamento di due nuovi pozzi direzionati (Clara Est 14 Dir e Clara Est 15 Dir) a partire dalla nuova piattaforma, tramite un impianto di tipo "Jack-up Drilling Unit";
- posa e installazione di 2 condotte sottomarine (diametro 8" + 3") di lunghezza pari a circa 4 km per il vettoriamento del gas prodotto (8") e delle acque di strato (3") dalla nuova piattaforma Clara SE all'esistente piattaforma Clara Est;
- adeguamento dell'esistente piattaforma di trattamento Clara Est;
- attività di produzione sulla piattaforma Clara SE legata all'esercizio dei pozzi;
- *decommissioning* dei pozzi, delle strutture di produzione e delle condotte al termine della vita produttiva.

In base alla normativa nazionale vigente D.Lgs. 03/04/2006 n. 152 "Norme in materia ambientale" e s.m.i. il progetto è sottoposto a **procedura di Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale** in quanto ricade nell'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. nella tipologia progettuale:

#### **7) Prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare.**

Le attività in progetto saranno realizzate nel Mar Adriatico Centro Settentrionale, nell'offshore antistante la Regione Marche, ad una distanza minima dalla costa marchigiana di circa 43,2 km (23,3 miglia marine), in un'area che non ricade né all'interno del perimetro di aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, né in una zona di mare posta entro dodici miglia dalla linea di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette (art. 6 comma 17 del D.Lgs. 152/06, come modificato e sostituito dall'art. 35 del Decreto Legge 22/06/2012, n. 83, "Misure urgenti per la crescita del paese", convertito in legge dalla L. 7/08/2012, n. 134).

Pertanto, le attività in progetto potranno essere autorizzate previa sottoposizione alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., con lo scopo di individuare, descrivere e valutare, in ottemperanza alla legislazione vigente, gli impatti diretti e indiretti del progetto sui seguenti fattori:

- 1) l'uomo, la fauna e la flora;
- 2) il suolo, l'acqua, l'aria e il clima;
- 3) i beni materiali e il patrimonio culturale;
- 4) l'interazione tra i fattori di cui sopra.

Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA) è stato redatto da un gruppo di lavoro eterogeneo composto da professionisti (Ingegneri, laureati in Scienze ambientali e Geologi) e, in conformità a quanto prescritto dall'Allegato VII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., è strutturato nei seguenti capitoli:

- **Introduzione:** il presente **Capitolo 1** descrive sinteticamente il progetto, i riferimenti normativi applicabili, l'inquadramento territoriale, le motivazioni del progetto, l'individuazione delle possibili alternative compresa l'alternativa "zero" e la presentazione del proponente;





- *Quadro di Riferimento Programmatico*: esamina gli strumenti di programmazione e pianificazione territoriale vigenti, nonché la legislazione di settore e i vincoli di tipo ambientale, territoriale e paesaggistico e ne verifica la coerenza e il rispetto da parte del progetto (cfr. **Capitolo 2**);
- *Quadro di Riferimento Progettuale*: descrive dettagliatamente il progetto e le tecniche operative adottate, nonché individua i potenziali fattori perturbativi per l'ambiente e illustra le misure di prevenzione e mitigazione previste a livello progettuale volte a minimizzare gli impatti con le diverse componenti ambientali (ambiente biotico ed abiotico) (cfr. **Capitolo 3**). L'individuazione delle possibili alternative e le motivazioni delle scelte effettuate sono riportate nel presente **Capitolo 1**, introduttivo allo Studio;
- *Quadro di Riferimento Ambientale*: individua e descrive l'ambito territoriale coinvolto dal progetto e le componenti ambientali (biotiche e abiotiche) potenzialmente soggette ad impatti, valutandone lo stato attuale di qualità ambientale (cfr. **Capitolo 4**);
- *Stima degli impatti*: identifica le potenziali interferenze dell'opera con l'ambiente (nelle fasi di cantiere, esercizio e dismissione), valutandone la relativa significatività e definisce le misure di mitigazione e di controllo adottabili per limitare e contenere i potenziali impatti (cfr. **Capitolo 5**);
- *Conclusioni*: il **Capitolo 6** sintetizza le valutazioni effettuate nell'ambito dello Studio di Impatto Ambientale per il progetto in esame.

## 1.1 UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL PROGETTO

Le attività in progetto e analizzate nel presente Studio saranno realizzate nel Mar Adriatico Centro Settentrionale, nell'offshore antistante la Regione Marche, a circa 43,2 km (23,3 miglia marine) di distanza dalla costa di Ancona (AN).

Le attività sono comprese nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "B.C13.AS" (51% eni S.p.A. e 49% Edison), ubicata in Zona Marina "B" del Mare Adriatico e avente un'estensione pari a 395,52 Km<sup>2</sup> (cfr. **Figura 1-2**). Il fondale marino nell'area di progetto è profondo circa 78 m, ed i livelli sono tutti mineralizzati a gas e si trovano da circa 750 m a circa 1300 m di profondità, nei sedimenti delle Formazioni Carola e Ravenna appartenenti al Gruppo Sabbie di Asti (Pleistocene).



**Figura 1-2: foto aerea con ubicazione della concessione di coltivazione e delle piattaforme Clara SE (in progetto) e Clara Est (esistente) (Fonte: UNMIG, elaborazione AECOM Italy)**

Le coordinate della futura piattaforma Clara SE e dell'esistente piattaforma Clara Est sono riportate nella successiva **Tabella 1-1**. L'inquadramento geologico dei campi gas è descritto nel **Capitolo 4** del presente Studio.

<b>Tabella 1-1: coordinate piattaforma Clara SE (in progetto) e Clara Est (esistente)</b>				
<b>Piattaforma</b>	<b>Coordinate Geografiche (Datum Roma 40)</b>		<b>Coordinate Gauss Boaga (Datum Roma 40 - Fuso Est)</b>	
	<b>Longitudine</b>	<b>Latitudine</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>
Clara SE	14° 5' 28,247" E	43° 44' 38,181" N	2446820 mE	4843923 mN
Clara Est	14° 4' 18,78" E	43° 46' 44,45" N	2445299 mE	4847831 mN

In **Allegato 1.1** è riportato l'inquadramento territoriale dell'area interessata dal progetto con l'ubicazione dell'area della concessione di coltivazione, della nuova piattaforma Clara SE e dell'esistente piattaforma Clara Est.

## **1.2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO**

Obiettivo dei pozzi è di realizzare il drenaggio ottimale del volume di idrocarburi identificato nell'area del Campo di Clara Est scoperto nel 1968 con il pozzo Clara Est 1 da Agip, Shell e Total insieme ad altri campi del complesso denominato "Clara Complex". In tutto sono stati perforati 9 pozzi esplorativi; lo sviluppo del campo di Clara Est è stato ultimato nell'agosto 2000, con la perforazione di 4 pozzi (CLE-10V, 11dir, 12dir e 13dir). L'avvio a produzione della piattaforma Clara Est è avvenuto il 18/10/2000. Le riserve recuperabili associate al progetto ammontano a 839 MSm<sup>3</sup>.



Come anticipato, lo schema di sviluppo previsto per il recupero delle riserve del campo prevede la perforazione di 2 pozzi (Clara Est 14 Dir e Clara Est 15 Dir) da eseguirsi sulla nuova piattaforma Clara SE.

Si prevede lo sfruttamento delle riserve minerarie del campo gas "Clara Est" (Gas metano al 99,5%), in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente, per un periodo di 14 anni a partire dal 2016.

Si precisa che le norme minerarie in vigore impongono l'obbligo, da parte del Concessionario, di coltivare al meglio il giacimento di cui è concessionario in nome e per conto dello Stato.

Secondo l'art. 25, comma 5 del Decreto Direttoriale 22 marzo 2011 "*Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'articolo 15, comma 5 del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011*", infatti, "*lo sviluppo e la coltivazione del campo devono essere condotti secondo i criteri tecnico-economici più aggiornati, in particolare per quanto concerne l'ubicazione, la spaziatura e la deviazione dei pozzi, l'utilizzazione dell'energia del giacimento, l'estrazione, eventualmente anche con l'applicazione di metodi di recupero secondario*".

### 1.3 ALTERNATIVA ZERO

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, in linea con quanto previsto dalla Strategia Energetica Nazionale, approvata con Decreto Interministeriale in data 08/03/2013, che si pone l'obiettivo di ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero attraverso lo sfruttamento, economicamente favorevole ed ambientalmente sostenibile, delle risorse presenti sul territorio nazionale sia marino sia terrestre.

La mancata realizzazione del progetto porterebbe a non sfruttare una importante risorsa energetica ed economica del territorio in maniera sostenibile dal punto di vista ambientale attraverso la produzione di idrocarburi da immettere nella rete di distribuzione nazionale. Pertanto, l'alternativa zero non è considerata come un vantaggio né a breve termine, né a medio-lungo termine.

### 1.4 PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE

*"eni è oggi più che mai un'azienda vicina, aperta e dinamica. I suoi valori chiave sono la sostenibilità, la cultura, la partnership, l'innovazione e l'efficienza".*

eni è un'impresa integrata nell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale.

eni opera nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione e commercializzazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni, in cui vanta competenze di eccellenza e forti posizioni di mercato a livello internazionale. eni è presente in 85 Paesi con circa 78.400 dipendenti.

Ogni azione promossa da eni è caratterizzata dal forte impegno per lo sviluppo sostenibile. La sua azione è orientata a valorizzare le persone, a contribuire allo sviluppo ed al benessere delle comunità nelle quali opera, a rispettare l'ambiente, a investire nell'innovazione tecnica, a perseguire l'efficienza energetica e mitigare i rischi del cambiamento climatico.

I settori di attività di eni sono:

- **exploration & production (e&p)**, che opera nelle attività di ricerca e produzione di idrocarburi;
- **gas & power (g&p)**, che opera nelle attività di approvvigionamento, trasporto, rigassificazione, distribuzione e vendita di gas naturale;



- **refining & marketing (r&m)**, che opera nelle attività di raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi;
- **petrolchimica**, che opera nel settore petrolchimico;
- **ingegneria e costruzioni**, che opera nel settore ingegneria, costruzioni e perforazioni offshore e onshore attraverso la Società Saipem;
- **altre Società**, con cui eni opera anche in altri settori industriali attraverso il controllo di società quali Ecofuel S.p.A., eni Corporate University, eni International Resources, eniServizi, LNG Shipping;
- **attività finanziarie**, con cui dal 1° gennaio 2007 la società di tesoreria centrale Enifin S.p.A. è incorporata per fusione in Eni S.p.A. al fine di ottimizzare le opportunità di netting intragruppo e il ricorso al mercato.

### 1.4.1 Le attività di eni e&p in Italia

Le attività eni in Italia riguardano l'esplorazione e produzione di idrocarburi, il gas naturale, la raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi, l'ingegneria e costruzioni e la petrolchimica.

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2011, la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 186 mila boe/ giorno. L'attività è condotta nel Mare Adriatico, nell'Appennino Centro-Meridionale, nell'onshore e nell'offshore siciliano e nella Val Padana per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.648 chilometri quadrati (16.872 chilometri quadrati in quota Eni). Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione. Nel corso dell'anno è stato perfezionato l'acquisto di un'ulteriore quota di partecipazione sul giacimento Annamaria (Eni 100%), al confine con le acque croate. Nel campo della ricerca, 11 applicazioni di nuove tecnologie e quattro progetti sono stati sviluppati con applicazioni su asset italiani. Sono in corso progetti in collaborazione con sedici tra i principali centri di ricerca e atenei italiani, per un investimento di circa €9 milioni.

#### Mare Adriatico

**Produzione:** I giacimenti del Mare Adriatico hanno fornito nel 2011 il 46% della produzione eni in Italia. I principali sono i giacimenti denominati Barbara, Angela-Angelina, Porto Garibaldi, Cervia e Bonaccia (complessivamente 7 milioni di metri cubi/giorno). La produzione è operata attraverso 71 piattaforme fisse (di cui 3 presidiate) installate presso i giacimenti principali alle quali sono collegati i giacimenti satelliti attraverso condotte sottomarine. La produzione è convogliata mediante sealine sulla terraferma per essere immessa nella rete di trasporto nazionale del gas. Nel corso dell'anno è stato rinnovato il VI accordo di Collaborazione per il periodo 2011-2014 con il Comune di Ravenna per la realizzazione di interventi a salvaguardia dell'area costiera.

**Sviluppo:** Nel corso del 2011 è stata avviata la produzione del giacimento Guendalina (eni 80%), con una produzione iniziale pari a circa 3 mila boe/giorno.

Sia nel 2011 che nel 2012 sono state eseguite attività di sidetrack e workover per ottimizzare il profilo produttivo dei principali giacimenti, in particolare su Calpurnia, Daria (eni 51%), Barbara, Clara Nord (eni 51%), Basil, Brenda e Antonella.

E' stata applicata con successo sul giacimento Clara Est una metodologia per la caratterizzazione di giacimenti a strati sottili con l'individuazione di circa 3 milioni di boe di volumi addizionali di idrocarburi.



### **Appennino centro-meridionale**

**Produzione:** eni è operatore della concessione Val d'Agri (eni 60,77%) in Basilicata, risultante dall'unificazione delle concessioni Volturino e Grumento Nova a fine 2005. La produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone è alimentata da 24 pozzi produttori ed è trattata presso il centro olio di Viggiano della capacità di trattamento di 104 mila barili/giorno di petrolio. Il petrolio attraverso un oleodotto della lunghezza di 136 chilometri è lavorato presso la raffineria eni di Taranto. La produzione di gas è trattata presso lo stesso centro di Viggiano e dopo immesso nella rete nazionale. Nel 2011, la concessione ha prodotto complessivamente 95 mila boe/giorno (52 mila in quota eni), rappresentando il 28% della produzione eni in Italia.

Nel corso del 2011 è stata avviata la produzione del giacimento Capparuccia (eni 95%) con start-up produttivo pari a circa 4 mila boe/giorno.

**Sviluppo:** Continua il programma di sviluppo di Val d'Agri con il collegamento dell'area di Cerro Falcone all'impianto di trattamento olio, nonché attraverso interventi di sidetrack e l'ammodernamento delle facility di produzione. Nel corso dell'anno sono state inoltre eseguite attività di integrazione e upgrading dei sistemi di compressione e trattamento degli idrocarburi della centrale di Crotone.

**Esplorazione:** L'attività esplorativa ha riguardato l'accertamento del potenziale minerario residuo dell'area.

### **Sicilia**

**Produzione:** eni è operatore in 14 concessioni di coltivazione nell'onshore e nell'offshore siciliano. I principali giacimenti sono Gela, Ragusa, Giaurone, Fiumetto e Prezioso che nel 2011 hanno prodotto il 11% della produzione eni in Italia.

**Sviluppo:** Le attività dell'anno 2011 hanno riguardato essenzialmente: il completamento dello sviluppo del giacimento Tesoro (eni 45%); interventi di side track e workover su Gela.