

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



Doc. SICS 202

## **STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

*Progetto "Bianca & Luisella"*

*Campi Gas Bianca e Luisella*

*Off-Shore Adriatico Centro-  
Settentrionale*

**Capitolo 1: Introduzione**

**Maggio 2013**

 <b>eni S.p.A.</b> Exploration & Production Division	Doc. SICS 202 Studio di Impatto Ambientale Progetto "Bianca & Luisella"	
---	---	--

## STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

### Progetto "Bianca & Luisella"

Campi Gas Bianca e Luisella  
 Off-Shore Adriatico Centro-Settentrionale



<b>AECOM</b>	Contratto No. 2500012366			
	Rev.0 Maggio 2013	<i>Manuela Cella Campese</i> AECOM Italy S.r.l. Elaborato	<i>C. Ciampoli</i> C. Ciampoli Verificato	<i>L. Sanese</i> L. Sanese Approvato

			DICS/PROG-CS/PMB <i>F. Mandi</i>		
0	Emissione per Enti	AECOM Italy S.r.l.	DICS/SICS L. Mauri	DICS/SICS L. Bari	Maggio 2013
<b>REV.</b>	<b>DESCRIZIONE</b>	<b>PREPARATO</b>	<b>VERIFICATO</b>	<b>APPROVATO</b>	<b>DATA</b>



## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>1</b>
1.1	UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL PROGETTO.....	2
1.2	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO.....	5
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 "**Bianca & Luisella**", che eni s.p.a. divisione e&p intende intraprendere nell'ambito della Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "A.C12.AG", ubicata in Zona Marina "A" del Mare Adriatico Centro-Settentrionale.

Lo schema di sviluppo prevede lo sfruttamento delle riserve dei campi gas "Bianca" e "Luisella" (Gas metano al 99,77%), per un periodo di 11 anni a partire dal 2016, attraverso la perforazione di 8 pozzi, tre sul giacimento Bianca e cinque sul giacimento Luisella, da eseguirsi da una nuova piattaforma, denominata Bianca-Luisella, ubicata circa a metà via tra le due culminazioni. Il progetto complessivo prevede la messa in produzione dei giacimenti attraverso la realizzazione di tutte le opere collegate all'estrazione, al trattamento e al trasporto del gas producibile dai nuovi pozzi alla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine. Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa.

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

- installazione di una nuova piattaforma a 4 gambe non presidiata denominata Bianca-Luisella;
- perforazione, completamento e messa in produzione di otto nuovi pozzi direzionati (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir, Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir e Luisella 6 Dir), tramite un impianto di tipo "*Jack-up Drilling Unit*";
- posa e installazione di un fascio di condotte sottomarine, di lunghezza pari a circa 4 km, per il trasporto del gas dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella all'esistente piattaforma Brenda (due condotte di diametro pari a 12" e 4" per il trasporto del gas in bassa e ad alta pressione) e per il ricevimento dell'aria strumenti dalla piattaforma Brenda (una condotta di diametro pari a 4");
- adeguamento dell'esistente piattaforma Brenda;
- attività di produzione sulla piattaforma Bianca-Luisella 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 24,5 km (13,2 miglia nautiche), 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.

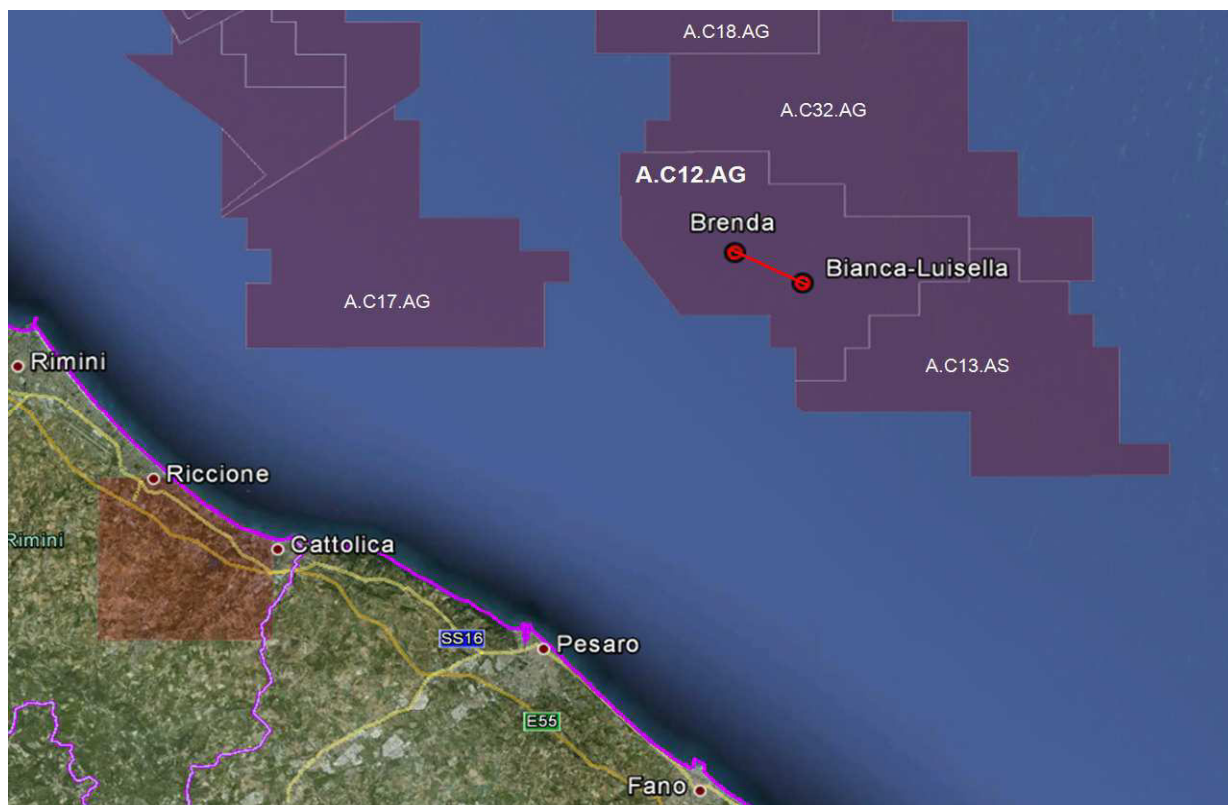
Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA) è stato redatto da un gruppo di lavoro eterogeneo composto da professionisti (Ingegneri, laureati in Scienze ambientali e Geologi) e, in conformità a quanto prescritto dall'Allegato VII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., è strutturato nei seguenti 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, in particolare a circa 24,5 km (13,2 miglia nautiche) a Nord-Est della costa marchigiana di Pesaro (PU).

Le attività sono comprese nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "A.C12.AG" (100% eni), ubicata in Zona Marina "A" del Mare Adriatico e avente un'estensione pari a 143,75 Km<sup>2</sup> (cfr. **Figura 1-1**). Il fondale marino nell'area di progetto è profondo circa 50 metri ed i livelli sono tutti mineralizzati a gas e si trovano da circa 1280 m a circa 2174 m di profondità.



**Figura 1-1: foto aerea con ubicazione della concessione di coltivazione e delle piattaforme Bianca-Luisella (in progetto) e Brenda (esistente) (Fonte: UNMIG, elaborazione AECOM Italy)**

Lo scenario di produzione identificato per il progetto "Bianca & Luisella" prevede inoltre la separazione dei fluidi di giacimento, il trattamento e lo scarico a mare delle acque di strato dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella e la successiva spedizione del gas sulla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine da 12" e da 4". Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente da 16" alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa (hardware e software per il sistema di controllo esistente) (cfr. **Figura 1-2**).

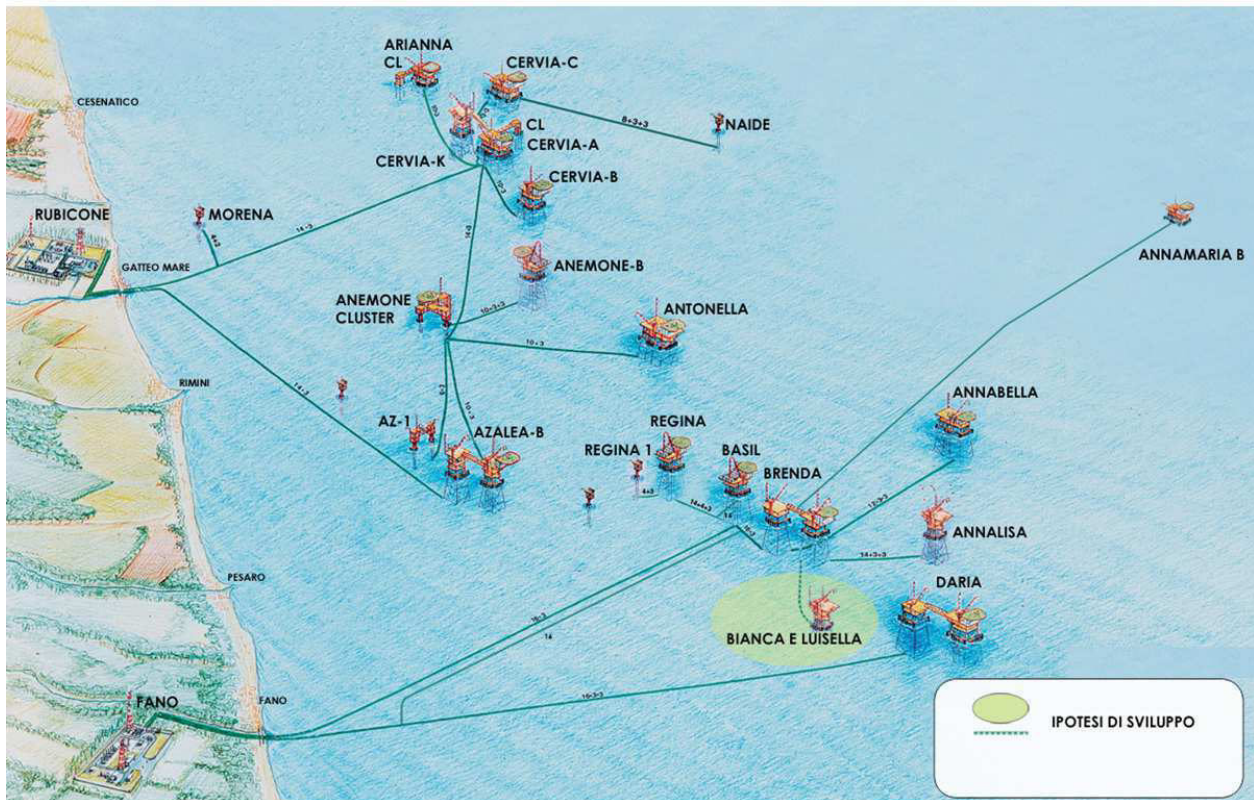


Figura 1-2: ubicazione della piattaforma "Bianca - Luisella" e della condotta in progetto e del sistema di piattaforme esistenti limitrofe all'area di progetto

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

**Tabella 1-1: coordinate piattaforma Bianca & Luisella (in progetto) e Brenda (esistente)**

Piattaforma	Coordinate Geografiche (Datum Roma 40)		Coordinate Gauss Boaga (Datum Roma 40 - Fuso Est)	
	Longitudine	Latitudine	X	Y
Bianca & Luisella	13° 5' 22,304" E	44° 6' 1,173" N	2367080 mE	4884880 mN
Brenda	13° 2' 39,86" E	44° 6' 57,38" N	2363509 mE	4886699 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 Bianca-Luisella e dell'esistente piattaforma Brenda.





## 1.2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Obiettivo dei pozzi sarà realizzare il drenaggio ottimale del volume di idrocarburi, identificato nell'area delle due culminazioni "Luisella" e "Bianca" dai pozzi esplorativi perforati negli anni 1985 (Bianca 1), 1996 (Luisella 1) e 1997 (Bianca 2). Le riserve recuperabili associate al progetto ammontano a 1847 MSm<sup>3</sup>.

Come anticipato, lo schema di sviluppo previsto per il recupero delle riserve dei due campi prevede la perforazione di 8 pozzi, tre su Bianca (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir) e cinque su Luisella (Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir, Luisella 6 Dir), da eseguirsi da una piattaforma ubicata circa a metà tra le due culminazioni.

Si prevede lo sfruttamento delle riserve minerarie dei campi gas "Bianca" e "Luisella" (Gas metano al 99,77%), in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente, per un periodo di 11 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 ed è conforme al trend che l'Italia sta cercando di seguire, ovvero quello di ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero attraverso lo sfruttamento, economicamente favorevole ed ambientalmente 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 2010, la produzione di petrolio e gas naturale in quota eni è stata di 183 mila boe/giorno. L'attività è condotta nella Val Padana, nel Mare Adriatico, nell'Appennino centro-meridionale e nell'onshore e nell'offshore siciliano per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 23.896 km<sup>2</sup> (19.097 km<sup>2</sup> in quota eni). Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione. Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, nell'ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Nel medio termine, nonostante il declino dei giacimenti maturi e le dismissioni effettuate, la produzione è prevista in leggera crescita grazie al ramp-up produttivo di Val d'Agri, ai progetti in corso e alle iniziative programmate di mantenimento della produzione.

##### **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 Tesauro (eni 45%); interventi di side track e workover su Gela.

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



Doc. SICS 202

## **STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

*Progetto "Bianca & Luisella"*

*Campi Gas Bianca e Luisella*

*Off-Shore Adriatico Centro-  
Settentrionale*

**Capitolo 1: Introduzione**

**Maggio 2013**





## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>1</b>
1.1	UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL PROGETTO.....	2
1.2	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO.....	5
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 "**Bianca & Luisella**", che eni s.p.a. divisione e&p intende intraprendere nell'ambito della Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "A.C12.AG", ubicata in Zona Marina "A" del Mare Adriatico Centro-Settentrionale.

Lo schema di sviluppo prevede lo sfruttamento delle riserve dei campi gas "Bianca" e "Luisella" (Gas metano al 99,77%), per un periodo di 11 anni a partire dal 2016, attraverso la perforazione di 8 pozzi, tre sul giacimento Bianca e cinque sul giacimento Luisella, da eseguirsi da una nuova piattaforma, denominata Bianca-Luisella, ubicata circa a metà via tra le due culminazioni. Il progetto complessivo prevede la messa in produzione dei giacimenti attraverso la realizzazione di tutte le opere collegate all'estrazione, al trattamento e al trasporto del gas producibile dai nuovi pozzi alla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine. Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa.

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

- installazione di una nuova piattaforma a 4 gambe non presidiata denominata Bianca-Luisella;
- perforazione, completamento e messa in produzione di otto nuovi pozzi direzionati (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir, Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir e Luisella 6 Dir), tramite un impianto di tipo "*Jack-up Drilling Unit*";
- posa e installazione di un fascio di condotte sottomarine, di lunghezza pari a circa 4 km, per il trasporto del gas dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella all'esistente piattaforma Brenda (due condotte di diametro pari a 12" e 4" per il trasporto del gas in bassa e ad alta pressione) e per il ricevimento dell'aria strumenti dalla piattaforma Brenda (una condotta di diametro pari a 4");
- adeguamento dell'esistente piattaforma Brenda;
- attività di produzione sulla piattaforma Bianca-Luisella 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 24,5 km (13,2 miglia nautiche), 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.

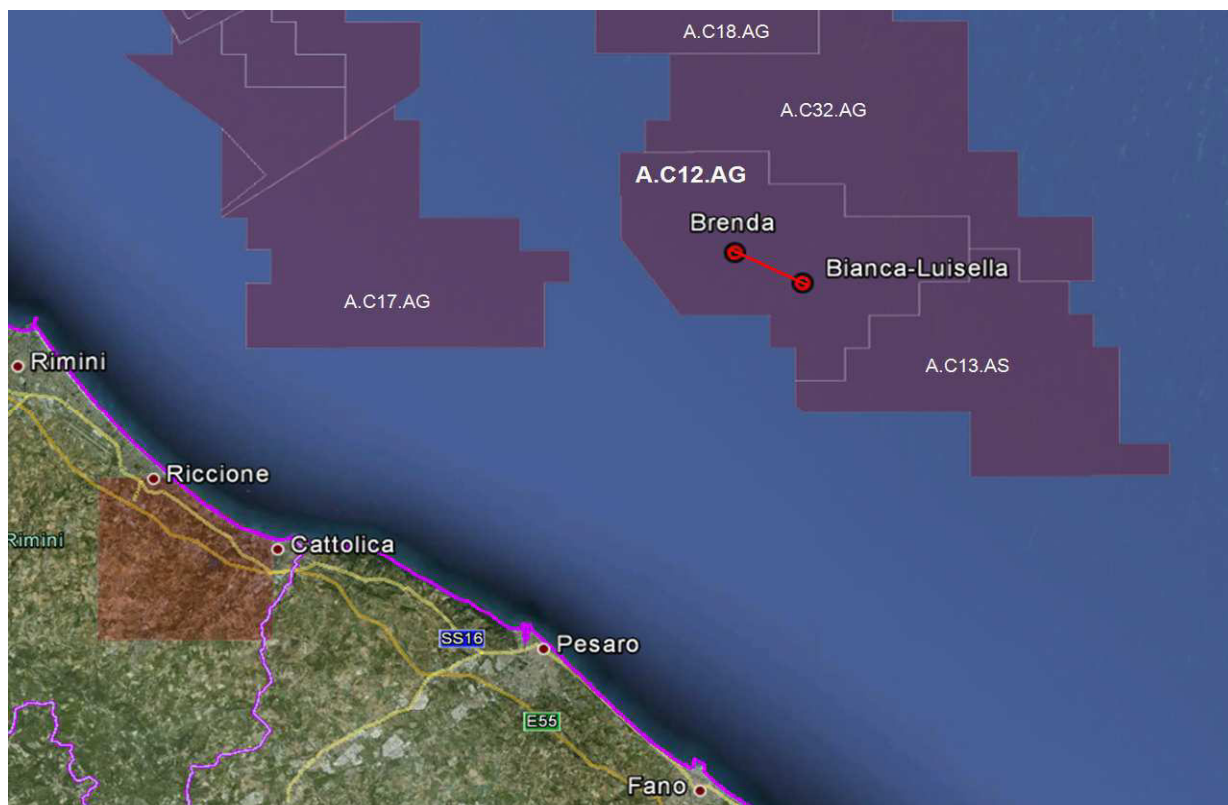
Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA) è stato redatto da un gruppo di lavoro eterogeneo composto da professionisti (Ingegneri, laureati in Scienze ambientali e Geologi) e, in conformità a quanto prescritto dall'Allegato VII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., è strutturato nei seguenti 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, in particolare a circa 24,5 km (13,2 miglia nautiche) a Nord-Est della costa marchigiana di Pesaro (PU).

Le attività sono comprese nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "A.C12.AG" (100% eni), ubicata in Zona Marina "A" del Mare Adriatico e avente un'estensione pari a 143,75 Km<sup>2</sup> (cfr. **Figura 1-1**). Il fondale marino nell'area di progetto è profondo circa 50 metri ed i livelli sono tutti mineralizzati a gas e si trovano da circa 1280 m a circa 2174 m di profondità.



**Figura 1-1: foto aerea con ubicazione della concessione di coltivazione e delle piattaforme Bianca-Luisella (in progetto) e Brenda (esistente) (Fonte: UNMIG, elaborazione AECOM Italy)**

Lo scenario di produzione identificato per il progetto "Bianca & Luisella" prevede inoltre la separazione dei fluidi di giacimento, il trattamento e lo scarico a mare delle acque di strato dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella e la successiva spedizione del gas sulla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine da 12" e da 4". Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente da 16" alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa (hardware e software per il sistema di controllo esistente) (cfr. **Figura 1-2**).

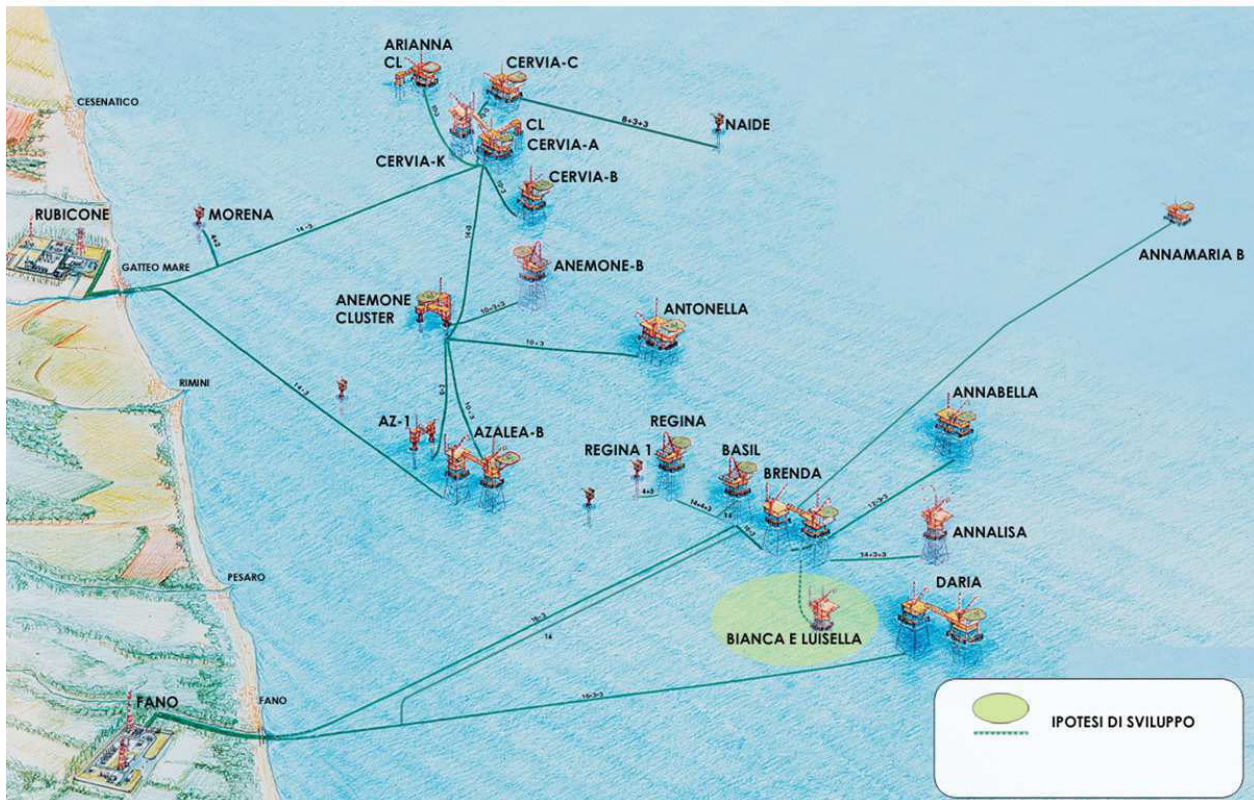


Figura 1-2: ubicazione della piattaforma "Bianca - Luisella" e della condotta in progetto e del sistema di piattaforme esistenti limitrofe all'area di progetto

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

**Tabella 1-1: coordinate piattaforma Bianca & Luisella (in progetto) e Brenda (esistente)**

Piattaforma	Coordinate Geografiche (Datum Roma 40)		Coordinate Gauss Boaga (Datum Roma 40 - Fuso Est)	
	Longitudine	Latitudine	X	Y
Bianca & Luisella	13° 5' 22,304" E	44° 6' 1,173" N	2367080 mE	4884880 mN
Brenda	13° 2' 39,86" E	44° 6' 57,38" N	2363509 mE	4886699 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 Bianca-Luisella e dell'esistente piattaforma Brenda.



## 1.2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Obiettivo dei pozzi sarà realizzare il drenaggio ottimale del volume di idrocarburi, identificato nell'area delle due culminazioni "Luisella" e "Bianca" dai pozzi esplorativi perforati negli anni 1985 (Bianca 1), 1996 (Luisella 1) e 1997 (Bianca 2). Le riserve recuperabili associate al progetto ammontano a 1847 MSm<sup>3</sup>.

Come anticipato, lo schema di sviluppo previsto per il recupero delle riserve dei due campi prevede la perforazione di 8 pozzi, tre su Bianca (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir) e cinque su Luisella (Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir, Luisella 6 Dir), da eseguirsi da una piattaforma ubicata circa a metà tra le due culminazioni.

Si prevede lo sfruttamento delle riserve minerarie dei campi gas "Bianca" e "Luisella" (Gas metano al 99,77%), in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente, per un periodo di 11 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 ed è conforme al trend che l'Italia sta cercando di seguire, ovvero quello di ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero attraverso lo sfruttamento, economicamente favorevole ed ambientalmente 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 2010, la produzione di petrolio e gas naturale in quota eni è stata di 183 mila boe/giorno. L'attività è condotta nella Val Padana, nel Mare Adriatico, nell'Appennino centro-meridionale e nell'onshore e nell'offshore siciliano per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 23.896 km<sup>2</sup> (19.097 km<sup>2</sup> in quota eni). Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione. Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, nell'ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Nel medio termine, nonostante il declino dei giacimenti maturi e le dismissioni effettuate, la produzione è prevista in leggera crescita grazie al ramp-up produttivo di Val d'Agri, ai progetti in corso e alle iniziative programmate di mantenimento della produzione.

##### **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.

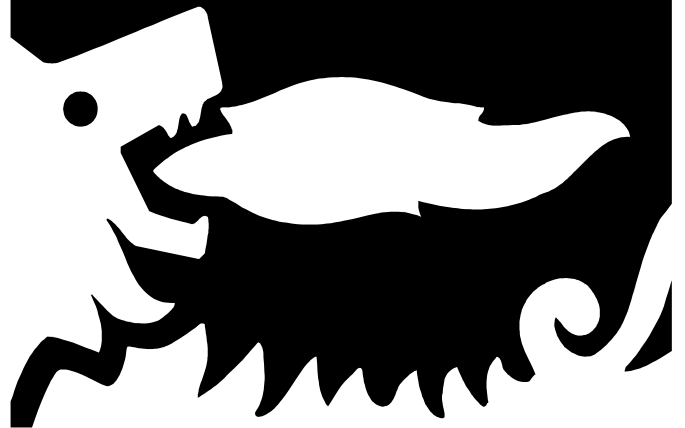
### **Sicilia**

**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 Tesauro (eni 45%); interventi di side track e workover su Gela.



# DIVISIONE EXPLORATION & PRODUCTION



Doc. SICS 202

## **STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

*Progetto "Bianca & Luisella"*

*Campi Gas Bianca e Luisella*

*Off-Shore Adriatico Centro-  
Settentrionale*

***Capitolo 1: Introduzione***

**Maggio 2013**







## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>1</b>
1.1	UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL PROGETTO.....	2
1.2	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO.....	5
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 "**Bianca & Luisella**", che eni s.p.a. divisione e&p intende intraprendere nell'ambito della Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "A.C12.AG", ubicata in Zona Marina "A" del Mare Adriatico Centro-Settentrionale.

Lo schema di sviluppo prevede lo sfruttamento delle riserve dei campi gas "Bianca" e "Luisella" (Gas metano al 99,77%), per un periodo di 11 anni a partire dal 2016, attraverso la perforazione di 8 pozzi, tre sul giacimento Bianca e cinque sul giacimento Luisella, da eseguirsi da una nuova piattaforma, denominata Bianca-Luisella, ubicata circa a metà via tra le due culminazioni. Il progetto complessivo prevede la messa in produzione dei giacimenti attraverso la realizzazione di tutte le opere collegate all'estrazione, al trattamento e al trasporto del gas producibile dai nuovi pozzi alla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine. Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa.

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

- installazione di una nuova piattaforma a 4 gambe non presidiata denominata Bianca-Luisella;
- perforazione, completamento e messa in produzione di otto nuovi pozzi direzionati (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir, Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir e Luisella 6 Dir), tramite un impianto di tipo "*Jack-up Drilling Unit*";
- posa e installazione di un fascio di condotte sottomarine, di lunghezza pari a circa 4 km, per il trasporto del gas dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella all'esistente piattaforma Brenda (due condotte di diametro pari a 12" e 4" per il trasporto del gas in bassa e ad alta pressione) e per il ricevimento dell'aria strumenti dalla piattaforma Brenda (una condotta di diametro pari a 4");
- adeguamento dell'esistente piattaforma Brenda;
- attività di produzione sulla piattaforma Bianca-Luisella 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 24,5 km (13,2 miglia nautiche), 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, in particolare a circa 24,5 km (13,2 miglia nautiche) a Nord-Est della costa marchigiana di Pesaro (PU).

Le attività sono comprese nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "A.C12.AG" (100% eni), ubicata in Zona Marina "A" del Mare Adriatico e avente un'estensione pari a 143,75 Km<sup>2</sup> (cfr. **Figura 1-1**). Il fondale marino nell'area di progetto è profondo circa 50 metri ed i livelli sono tutti mineralizzati a gas e si trovano da circa 1280 m a circa 2174 m di profondità.



**Figura 1-1: foto aerea con ubicazione della concessione di coltivazione e delle piattaforme Bianca-Luisella (in progetto) e Brenda (esistente) (Fonte: UNMIG, elaborazione AECOM Italy)**

Lo scenario di produzione identificato per il progetto "Bianca & Luisella" prevede inoltre la separazione dei fluidi di giacimento, il trattamento e lo scarico a mare delle acque di strato dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella e la successiva spedizione del gas sulla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine da 12" e da 4". Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente da 16" alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa (hardware e software per il sistema di controllo esistente) (cfr. **Figura 1-2**).

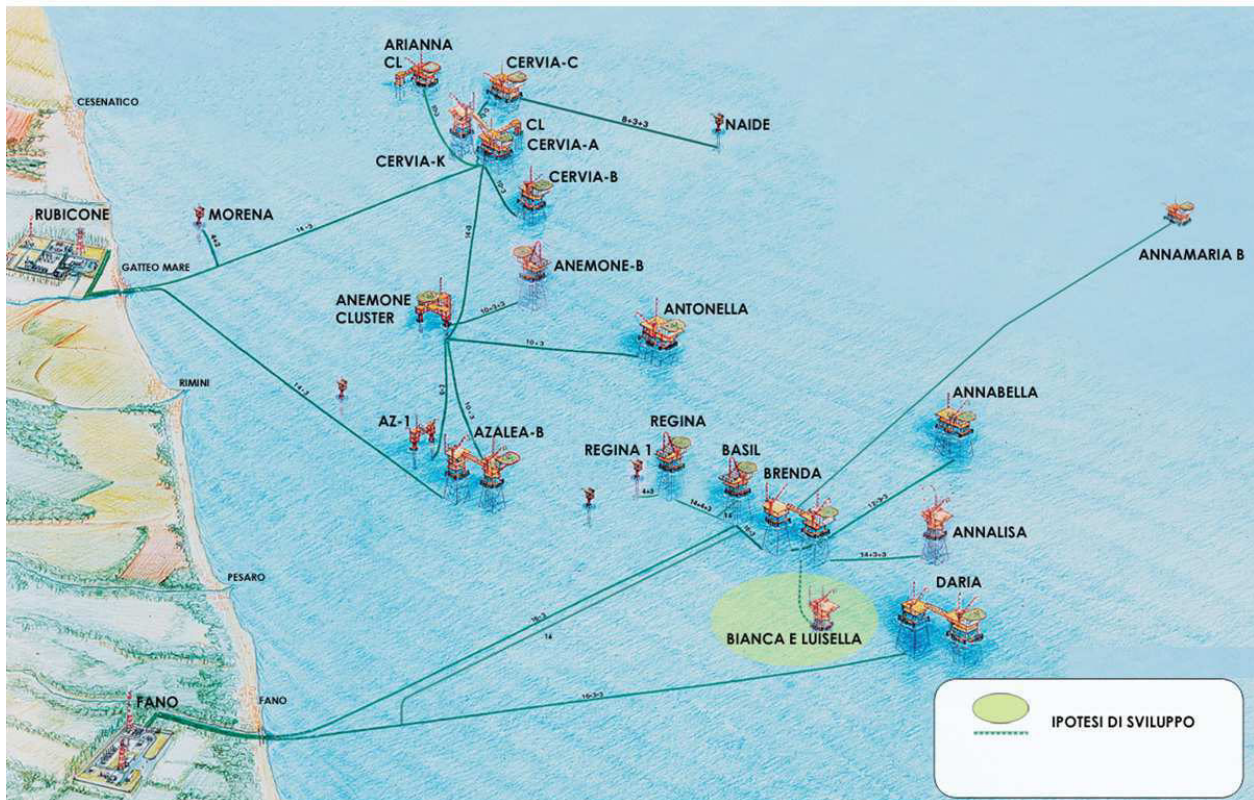


Figura 1-2: ubicazione della piattaforma "Bianca - Luisella" e della condotta in progetto e del sistema di piattaforme esistenti limitrofe all'area di progetto

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

**Tabella 1-1: coordinate piattaforma Bianca & Luisella (in progetto) e Brenda (esistente)**

Piattaforma	Coordinate Geografiche (Datum Roma 40)		Coordinate Gauss Boaga (Datum Roma 40 - Fuso Est)	
	Longitudine	Latitudine	X	Y
Bianca & Luisella	13° 5' 22,304" E	44° 6' 1,173" N	2367080 mE	4884880 mN
Brenda	13° 2' 39,86" E	44° 6' 57,38" N	2363509 mE	4886699 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 Bianca-Luisella e dell'esistente piattaforma Brenda.



## 1.2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Obiettivo dei pozzi sarà realizzare il drenaggio ottimale del volume di idrocarburi, identificato nell'area delle due culminazioni "Luisella" e "Bianca" dai pozzi esplorativi perforati negli anni 1985 (Bianca 1), 1996 (Luisella 1) e 1997 (Bianca 2). Le riserve recuperabili associate al progetto ammontano a 1847 MSm<sup>3</sup>.

Come anticipato, lo schema di sviluppo previsto per il recupero delle riserve dei due campi prevede la perforazione di 8 pozzi, tre su Bianca (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir) e cinque su Luisella (Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir, Luisella 6 Dir), da eseguirsi da una piattaforma ubicata circa a metà tra le due culminazioni.

Si prevede lo sfruttamento delle riserve minerarie dei campi gas "Bianca" e "Luisella" (Gas metano al 99,77%), in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente, per un periodo di 11 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 ed è conforme al trend che l'Italia sta cercando di seguire, ovvero quello di ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero attraverso lo sfruttamento, economicamente favorevole ed ambientalmente 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 2010, la produzione di petrolio e gas naturale in quota eni è stata di 183 mila boe/giorno. L'attività è condotta nella Val Padana, nel Mare Adriatico, nell'Appennino centro-meridionale e nell'onshore e nell'offshore siciliano per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 23.896 km<sup>2</sup> (19.097 km<sup>2</sup> in quota eni). Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione. Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, nell'ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Nel medio termine, nonostante il declino dei giacimenti maturi e le dismissioni effettuate, la produzione è prevista in leggera crescita grazie al ramp-up produttivo di Val d'Agri, ai progetti in corso e alle iniziative programmate di mantenimento della produzione.

##### **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 Tesauro (eni 45%); interventi di side track e workover su Gela.

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



Doc. SICS 202

## **STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

*Progetto "Bianca & Luisella"*

*Campi Gas Bianca e Luisella*

*Off-Shore Adriatico Centro-  
Settentrionale*

**Capitolo 1: Introduzione**

**Maggio 2013**





## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>1</b>
1.1	UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL PROGETTO.....	2
1.2	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO.....	5
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 “**Bianca & Luisella**”, che eni s.p.a. divisione e&p intende intraprendere nell’ambito della Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata “A.C12.AG”, ubicata in Zona Marina “A” del Mare Adriatico Centro-Settentrionale.

Lo schema di sviluppo prevede lo sfruttamento delle riserve dei campi gas “Bianca” e “Luisella” (Gas metano al 99,77%), per un periodo di 11 anni a partire dal 2016, attraverso la perforazione di 8 pozzi, tre sul giacimento Bianca e cinque sul giacimento Luisella, da eseguirsi da una nuova piattaforma, denominata Bianca-Luisella, ubicata circa a metà via tra le due culminazioni. Il progetto complessivo prevede la messa in produzione dei giacimenti attraverso la realizzazione di tutte le opere collegate all’estrazione, al trattamento e al trasporto del gas producibile dai nuovi pozzi alla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine. Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa.

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

- installazione di una nuova piattaforma a 4 gambe non presidiata denominata Bianca-Luisella;
- perforazione, completamento e messa in produzione di otto nuovi pozzi direzionati (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir, Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir e Luisella 6 Dir), tramite un impianto di tipo “*Jack-up Drilling Unit*”;
- posa e installazione di un fascio di condotte sottomarine, di lunghezza pari a circa 4 km, per il trasporto del gas dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella all’esistente piattaforma Brenda (due condotte di diametro pari a 12” e 4” per il trasporto del gas in bassa e ad alta pressione) e per il ricevimento dell’aria strumenti dalla piattaforma Brenda (una condotta di diametro pari a 4”);
- adeguamento dell’esistente piattaforma Brenda;
- attività di produzione sulla piattaforma Bianca-Luisella 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 24,5 km (13,2 miglia nautiche), 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, in particolare a circa 24,5 km (13,2 miglia nautiche) a Nord-Est della costa marchigiana di Pesaro (PU).

Le attività sono comprese nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "A.C12.AG" (100% eni), ubicata in Zona Marina "A" del Mare Adriatico e avente un'estensione pari a 143,75 Km<sup>2</sup> (cfr. **Figura 1-1**). Il fondale marino nell'area di progetto è profondo circa 50 metri ed i livelli sono tutti mineralizzati a gas e si trovano da circa 1280 m a circa 2174 m di profondità.



**Figura 1-1: foto aerea con ubicazione della concessione di coltivazione e delle piattaforme Bianca-Luisella (in progetto) e Brenda (esistente) (Fonte: UNMIG, elaborazione AECOM Italy)**

Lo scenario di produzione identificato per il progetto "Bianca & Luisella" prevede inoltre la separazione dei fluidi di giacimento, il trattamento e lo scarico a mare delle acque di strato dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella e la successiva spedizione del gas sulla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine da 12" e da 4". Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente da 16" alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa (hardware e software per il sistema di controllo esistente) (cfr. **Figura 1-2**).



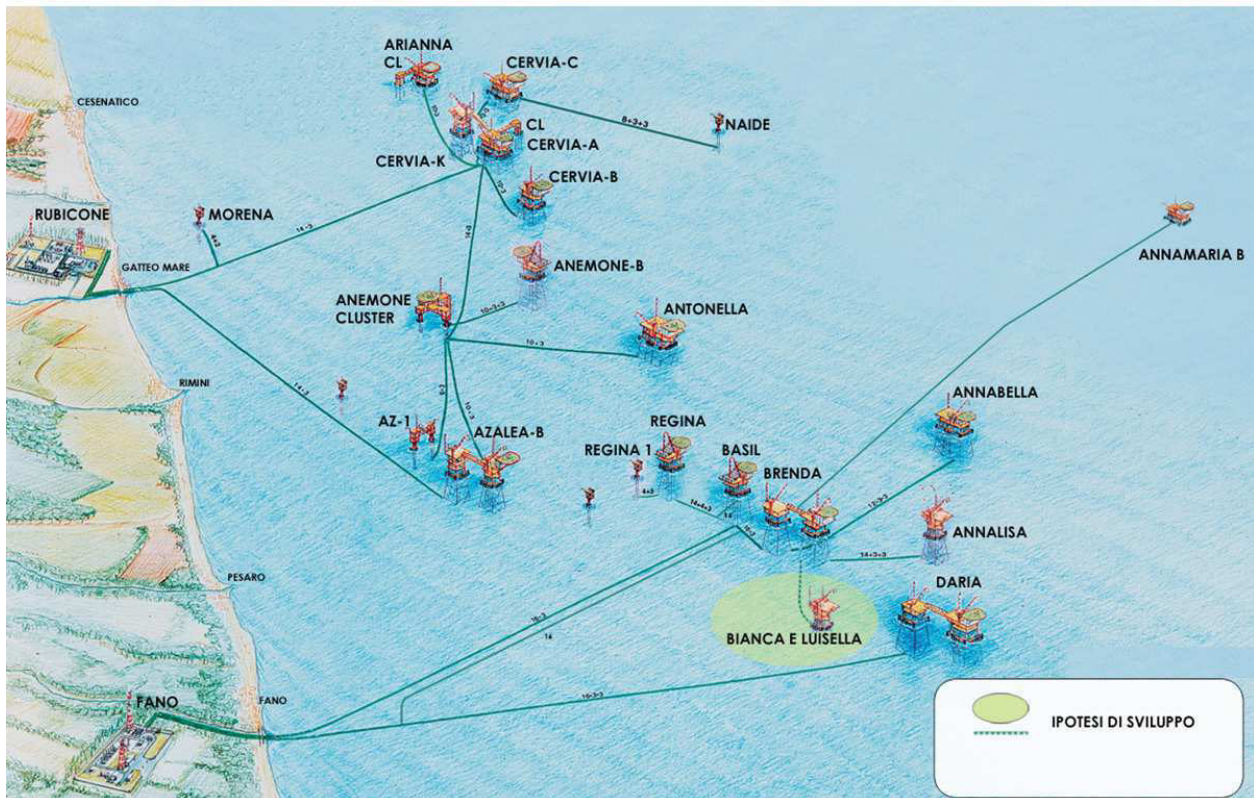


Figura 1-2: ubicazione della piattaforma "Bianca - Luisella" e della condotta in progetto e del sistema di piattaforme esistenti limitrofe all'area di progetto

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

**Tabella 1-1: coordinate piattaforma Bianca & Luisella (in progetto) e Brenda (esistente)**

Piattaforma	Coordinate Geografiche (Datum Roma 40)		Coordinate Gauss Boaga (Datum Roma 40 - Fuso Est)	
	Longitudine	Latitudine	X	Y
Bianca & Luisella	13° 5' 22,304" E	44° 6' 1,173" N	2367080 mE	4884880 mN
Brenda	13° 2' 39,86" E	44° 6' 57,38" N	2363509 mE	4886699 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 Bianca-Luisella e dell'esistente piattaforma Brenda.



## 1.2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Obiettivo dei pozzi sarà realizzare il drenaggio ottimale del volume di idrocarburi, identificato nell'area delle due culminazioni "Luisella" e "Bianca" dai pozzi esplorativi perforati negli anni 1985 (Bianca 1), 1996 (Luisella 1) e 1997 (Bianca 2). Le riserve recuperabili associate al progetto ammontano a 1847 MSm<sup>3</sup>.

Come anticipato, lo schema di sviluppo previsto per il recupero delle riserve dei due campi prevede la perforazione di 8 pozzi, tre su Bianca (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir) e cinque su Luisella (Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir, Luisella 6 Dir), da eseguirsi da una piattaforma ubicata circa a metà tra le due culminazioni.

Si prevede lo sfruttamento delle riserve minerarie dei campi gas "Bianca" e "Luisella" (Gas metano al 99,77%), in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente, per un periodo di 11 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 ed è conforme al trend che l'Italia sta cercando di seguire, ovvero quello di ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero attraverso lo sfruttamento, economicamente favorevole ed ambientalmente 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 2010, la produzione di petrolio e gas naturale in quota eni è stata di 183 mila boe/giorno. L'attività è condotta nella Val Padana, nel Mare Adriatico, nell'Appennino centro-meridionale e nell'onshore e nell'offshore siciliano per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 23.896 km<sup>2</sup> (19.097 km<sup>2</sup> in quota eni). Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione. Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, nell'ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Nel medio termine, nonostante il declino dei giacimenti maturi e le dismissioni effettuate, la produzione è prevista in leggera crescita grazie al ramp-up produttivo di Val d'Agri, ai progetti in corso e alle iniziative programmate di mantenimento della produzione.

##### **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 Tesauro (eni 45%); interventi di side track e workover su Gela.



# DIVISIONE EXPLORATION & PRODUCTION



Doc. SICS 202

## **STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

*Progetto "Bianca & Luisella"*

*Campi Gas Bianca e Luisella*

*Off-Shore Adriatico Centro-  
Settentrionale*

**Capitolo 1: Introduzione**

**Maggio 2013**





## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>1</b>
1.1	UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL PROGETTO.....	2
1.2	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO.....	5
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 "**Bianca & Luisella**", che eni s.p.a. divisione e&p intende intraprendere nell'ambito della Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "A.C12.AG", ubicata in Zona Marina "A" del Mare Adriatico Centro-Settentrionale.

Lo schema di sviluppo prevede lo sfruttamento delle riserve dei campi gas "Bianca" e "Luisella" (Gas metano al 99,77%), per un periodo di 11 anni a partire dal 2016, attraverso la perforazione di 8 pozzi, tre sul giacimento Bianca e cinque sul giacimento Luisella, da eseguirsi da una nuova piattaforma, denominata Bianca-Luisella, ubicata circa a metà via tra le due culminazioni. Il progetto complessivo prevede la messa in produzione dei giacimenti attraverso la realizzazione di tutte le opere collegate all'estrazione, al trattamento e al trasporto del gas producibile dai nuovi pozzi alla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine. Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa.

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

- installazione di una nuova piattaforma a 4 gambe non presidiata denominata Bianca-Luisella;
- perforazione, completamento e messa in produzione di otto nuovi pozzi direzionati (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir, Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir e Luisella 6 Dir), tramite un impianto di tipo "*Jack-up Drilling Unit*";
- posa e installazione di un fascio di condotte sottomarine, di lunghezza pari a circa 4 km, per il trasporto del gas dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella all'esistente piattaforma Brenda (due condotte di diametro pari a 12" e 4" per il trasporto del gas in bassa e ad alta pressione) e per il ricevimento dell'aria strumenti dalla piattaforma Brenda (una condotta di diametro pari a 4");
- adeguamento dell'esistente piattaforma Brenda;
- attività di produzione sulla piattaforma Bianca-Luisella 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 24,5 km (13,2 miglia nautiche), 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.

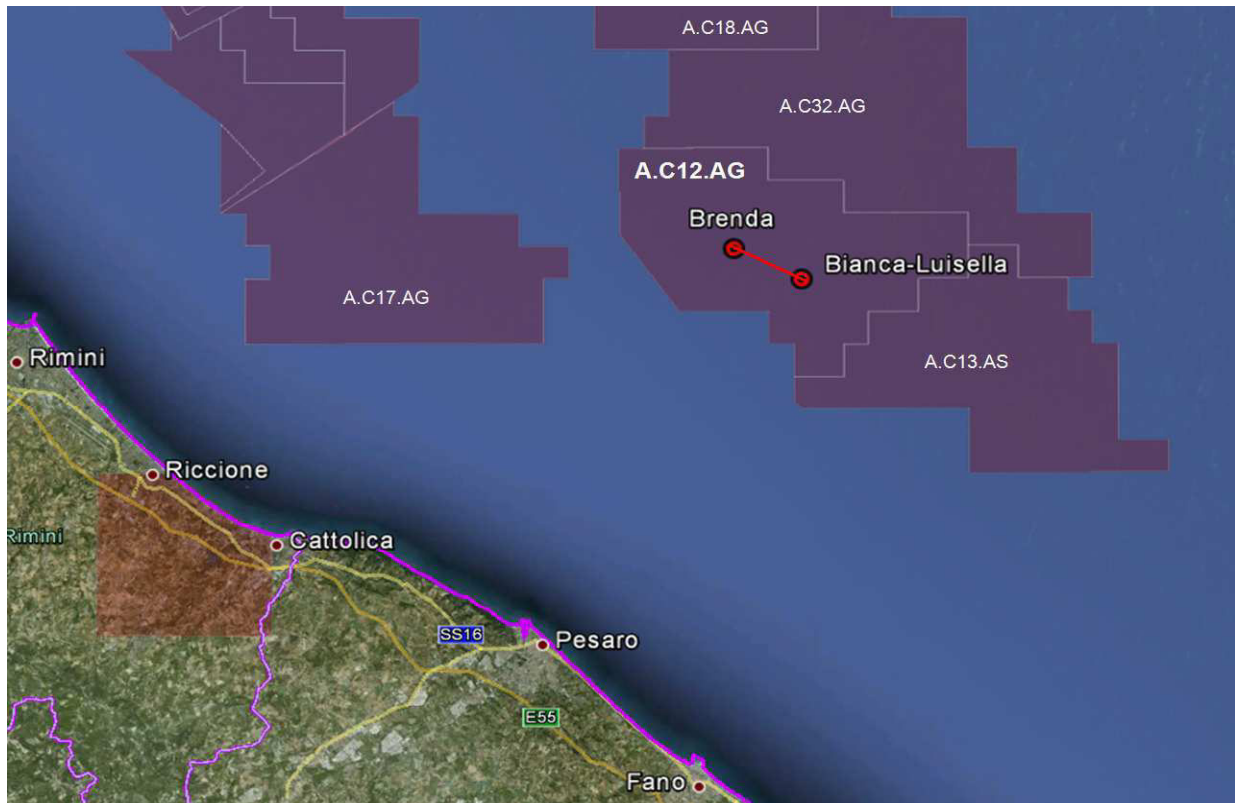
Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA) è stato redatto da un gruppo di lavoro eterogeneo composto da professionisti (Ingegneri, laureati in Scienze ambientali e Geologi) e, in conformità a quanto prescritto dall'Allegato VII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., è strutturato nei seguenti 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, in particolare a circa 24,5 km (13,2 miglia nautiche) a Nord-Est della costa marchigiana di Pesaro (PU).

Le attività sono comprese nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "A.C12.AG" (100% eni), ubicata in Zona Marina "A" del Mare Adriatico e avente un'estensione pari a 143,75 Km<sup>2</sup> (cfr. **Figura 1-1**). Il fondale marino nell'area di progetto è profondo circa 50 metri ed i livelli sono tutti mineralizzati a gas e si trovano da circa 1280 m a circa 2174 m di profondità.



**Figura 1-1: foto aerea con ubicazione della concessione di coltivazione e delle piattaforme Bianca-Luisella (in progetto) e Brenda (esistente) (Fonte: UNMIG, elaborazione AECOM Italy)**

Lo scenario di produzione identificato per il progetto "Bianca & Luisella" prevede inoltre la separazione dei fluidi di giacimento, il trattamento e lo scarico a mare delle acque di strato dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella e la successiva spedizione del gas sulla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine da 12" e da 4". Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente da 16" alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa (hardware e software per il sistema di controllo esistente) (cfr. **Figura 1-2**).

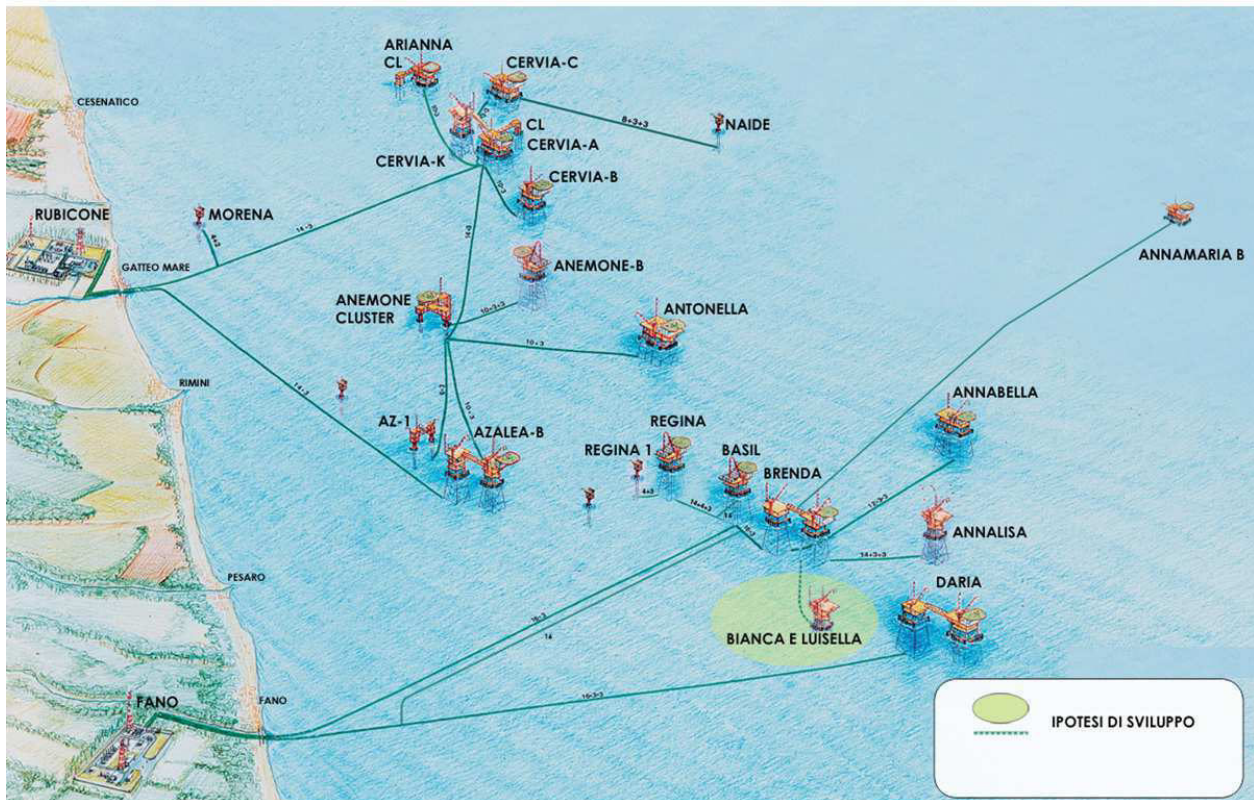


Figura 1-2: ubicazione della piattaforma "Bianca - Luisella" e della condotta in progetto e del sistema di piattaforme esistenti limitrofe all'area di progetto

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

**Tabella 1-1: coordinate piattaforma Bianca & Luisella (in progetto) e Brenda (esistente)**

Piattaforma	Coordinate Geografiche (Datum Roma 40)		Coordinate Gauss Boaga (Datum Roma 40 - Fuso Est)	
	Longitudine	Latitudine	X	Y
Bianca & Luisella	13° 5' 22,304" E	44° 6' 1,173" N	2367080 mE	4884880 mN
Brenda	13° 2' 39,86" E	44° 6' 57,38" N	2363509 mE	4886699 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 Bianca-Luisella e dell'esistente piattaforma Brenda.



## 1.2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Obiettivo dei pozzi sarà realizzare il drenaggio ottimale del volume di idrocarburi, identificato nell'area delle due culminazioni "Luisella" e "Bianca" dai pozzi esplorativi perforati negli anni 1985 (Bianca 1), 1996 (Luisella 1) e 1997 (Bianca 2). Le riserve recuperabili associate al progetto ammontano a 1847 MSm<sup>3</sup>.

Come anticipato, lo schema di sviluppo previsto per il recupero delle riserve dei due campi prevede la perforazione di 8 pozzi, tre su Bianca (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir) e cinque su Luisella (Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir, Luisella 6 Dir), da eseguirsi da una piattaforma ubicata circa a metà tra le due culminazioni.

Si prevede lo sfruttamento delle riserve minerarie dei campi gas "Bianca" e "Luisella" (Gas metano al 99,77%), in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente, per un periodo di 11 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 ed è conforme al trend che l'Italia sta cercando di seguire, ovvero quello di ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero attraverso lo sfruttamento, economicamente favorevole ed ambientalmente 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 2010, la produzione di petrolio e gas naturale in quota eni è stata di 183 mila boe/giorno. L'attività è condotta nella Val Padana, nel Mare Adriatico, nell'Appennino centro-meridionale e nell'onshore e nell'offshore siciliano per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 23.896 km<sup>2</sup> (19.097 km<sup>2</sup> in quota eni). Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione. Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, nell'ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Nel medio termine, nonostante il declino dei giacimenti maturi e le dismissioni effettuate, la produzione è prevista in leggera crescita grazie al ramp-up produttivo di Val d'Agri, ai progetti in corso e alle iniziative programmate di mantenimento della produzione.

##### **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 Tesauro (eni 45%); interventi di side track e workover su Gela.

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



Doc. SICS 202

## **STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

*Progetto "Bianca & Luisella"*

*Campi Gas Bianca e Luisella*

*Off-Shore Adriatico Centro-  
Settentrionale*

**Capitolo 1: Introduzione**

**Maggio 2013**







## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>1</b>
1.1	UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL PROGETTO.....	2
1.2	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO.....	5
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 "**Bianca & Luisella**", che eni s.p.a. divisione e&p intende intraprendere nell'ambito della Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "A.C12.AG", ubicata in Zona Marina "A" del Mare Adriatico Centro-Settentrionale.

Lo schema di sviluppo prevede lo sfruttamento delle riserve dei campi gas "Bianca" e "Luisella" (Gas metano al 99,77%), per un periodo di 11 anni a partire dal 2016, attraverso la perforazione di 8 pozzi, tre sul giacimento Bianca e cinque sul giacimento Luisella, da eseguirsi da una nuova piattaforma, denominata Bianca-Luisella, ubicata circa a metà via tra le due culminazioni. Il progetto complessivo prevede la messa in produzione dei giacimenti attraverso la realizzazione di tutte le opere collegate all'estrazione, al trattamento e al trasporto del gas producibile dai nuovi pozzi alla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine. Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa.

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

- installazione di una nuova piattaforma a 4 gambe non presidiata denominata Bianca-Luisella;
- perforazione, completamento e messa in produzione di otto nuovi pozzi direzionati (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir, Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir e Luisella 6 Dir), tramite un impianto di tipo "*Jack-up Drilling Unit*";
- posa e installazione di un fascio di condotte sottomarine, di lunghezza pari a circa 4 km, per il trasporto del gas dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella all'esistente piattaforma Brenda (due condotte di diametro pari a 12" e 4" per il trasporto del gas in bassa e ad alta pressione) e per il ricevimento dell'aria strumenti dalla piattaforma Brenda (una condotta di diametro pari a 4");
- adeguamento dell'esistente piattaforma Brenda;
- attività di produzione sulla piattaforma Bianca-Luisella 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 24,5 km (13,2 miglia nautiche), 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.

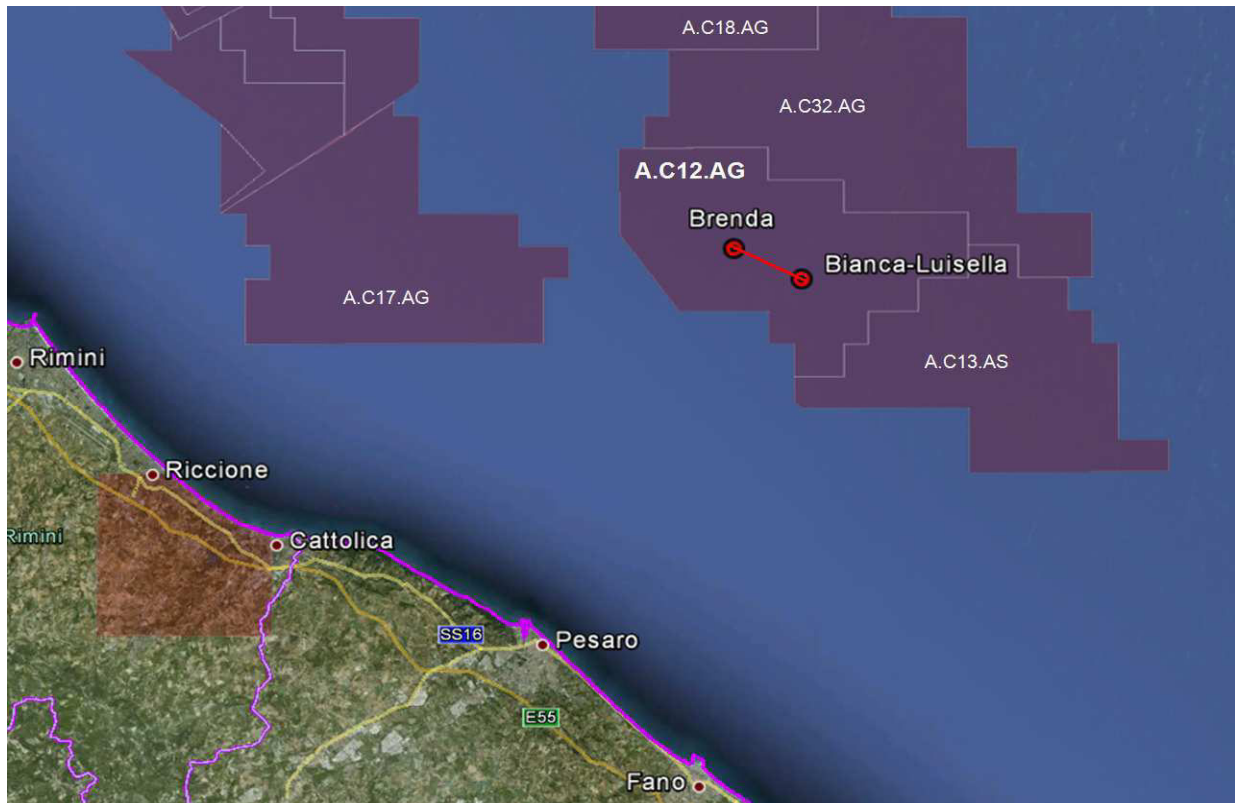
Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA) è stato redatto da un gruppo di lavoro eterogeneo composto da professionisti (Ingegneri, laureati in Scienze ambientali e Geologi) e, in conformità a quanto prescritto dall'Allegato VII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., è strutturato nei seguenti 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, in particolare a circa 24,5 km (13,2 miglia nautiche) a Nord-Est della costa marchigiana di Pesaro (PU).

Le attività sono comprese nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "A.C12.AG" (100% eni), ubicata in Zona Marina "A" del Mare Adriatico e avente un'estensione pari a 143,75 Km<sup>2</sup> (cfr. **Figura 1-1**). Il fondale marino nell'area di progetto è profondo circa 50 metri ed i livelli sono tutti mineralizzati a gas e si trovano da circa 1280 m a circa 2174 m di profondità.



**Figura 1-1: foto aerea con ubicazione della concessione di coltivazione e delle piattaforme Bianca-Luisella (in progetto) e Brenda (esistente) (Fonte: UNMIG, elaborazione AECOM Italy)**

Lo scenario di produzione identificato per il progetto "Bianca & Luisella" prevede inoltre la separazione dei fluidi di giacimento, il trattamento e lo scarico a mare delle acque di strato dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella e la successiva spedizione del gas sulla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine da 12" e da 4". Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente da 16" alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa (hardware e software per il sistema di controllo esistente) (cfr. **Figura 1-2**).

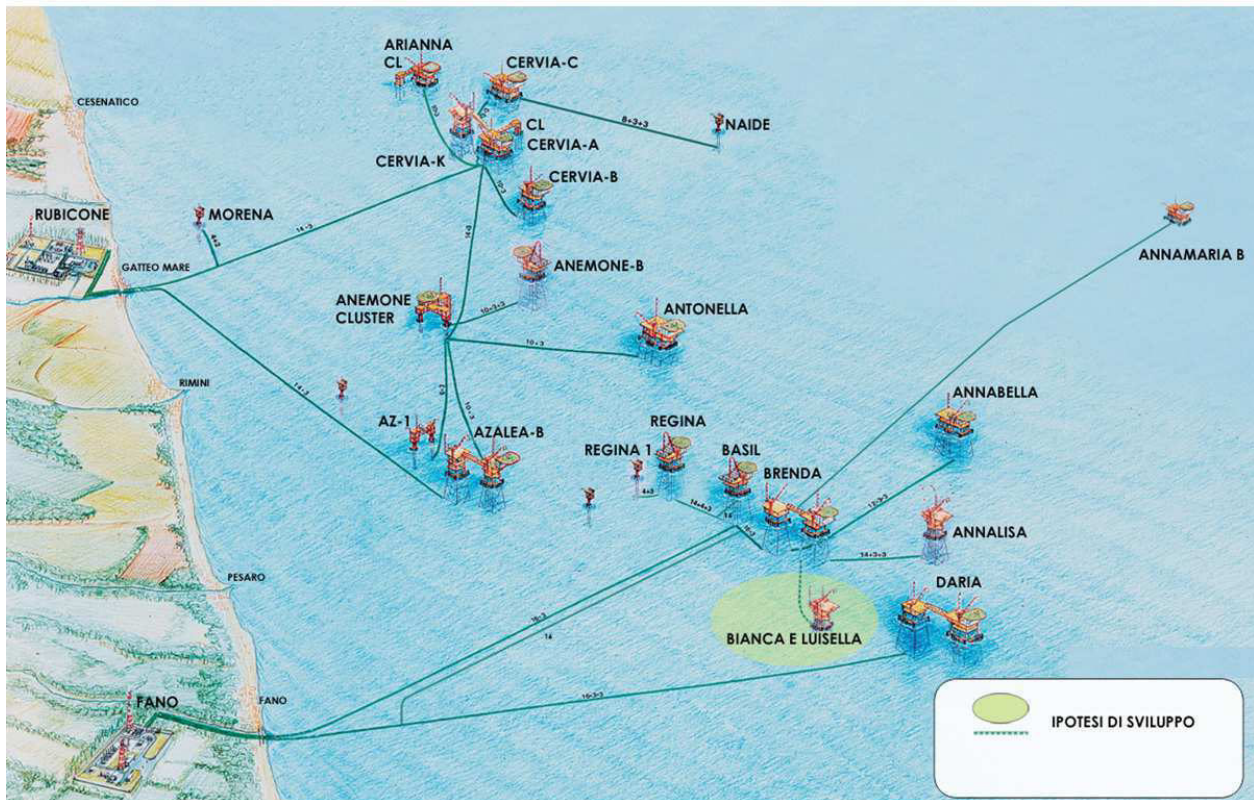


Figura 1-2: ubicazione della piattaforma "Bianca - Luisella" e della condotta in progetto e del sistema di piattaforme esistenti limitrofe all'area di progetto

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

Tabella 1-1: coordinate piattaforma Bianca & Luisella (in progetto) e Brenda (esistente)				
Piattaforma	Coordinate Geografiche (Datum Roma 40)		Coordinate Gauss Boaga (Datum Roma 40 - Fuso Est)	
	Longitudine	Latitudine	X	Y
Bianca & Luisella	13° 5' 22,304" E	44° 6' 1,173" N	2367080 mE	4884880 mN
Brenda	13° 2' 39,86" E	44° 6' 57,38" N	2363509 mE	4886699 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 Bianca-Luisella e dell'esistente piattaforma Brenda.



## 1.2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Obiettivo dei pozzi sarà realizzare il drenaggio ottimale del volume di idrocarburi, identificato nell'area delle due culminazioni "Luisella" e "Bianca" dai pozzi esplorativi perforati negli anni 1985 (Bianca 1), 1996 (Luisella 1) e 1997 (Bianca 2). Le riserve recuperabili associate al progetto ammontano a 1847 MSm<sup>3</sup>.

Come anticipato, lo schema di sviluppo previsto per il recupero delle riserve dei due campi prevede la perforazione di 8 pozzi, tre su Bianca (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir) e cinque su Luisella (Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir, Luisella 6 Dir), da eseguirsi da una piattaforma ubicata circa a metà tra le due culminazioni.

Si prevede lo sfruttamento delle riserve minerarie dei campi gas "Bianca" e "Luisella" (Gas metano al 99,77%), in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente, per un periodo di 11 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 ed è conforme al trend che l'Italia sta cercando di seguire, ovvero quello di ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero attraverso lo sfruttamento, economicamente favorevole ed ambientalmente 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 2010, la produzione di petrolio e gas naturale in quota eni è stata di 183 mila boe/giorno. L'attività è condotta nella Val Padana, nel Mare Adriatico, nell'Appennino centro-meridionale e nell'onshore e nell'offshore siciliano per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 23.896 km<sup>2</sup> (19.097 km<sup>2</sup> in quota eni). Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione. Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, nell'ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Nel medio termine, nonostante il declino dei giacimenti maturi e le dismissioni effettuate, la produzione è prevista in leggera crescita grazie al ramp-up produttivo di Val d'Agri, ai progetti in corso e alle iniziative programmate di mantenimento della produzione.

##### **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 Tesauro (eni 45%); interventi di side track e workover su Gela.

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



Doc. SICS 202

## **STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

*Progetto "Bianca & Luisella"*

*Campi Gas Bianca e Luisella*

*Off-Shore Adriatico Centro-  
Settentrionale*

**Capitolo 1: Introduzione**

**Maggio 2013**





## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>1</b>
1.1	UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL PROGETTO.....	2
1.2	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO.....	5
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 "**Bianca & Luisella**", che eni s.p.a. divisione e&p intende intraprendere nell'ambito della Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "A.C12.AG", ubicata in Zona Marina "A" del Mare Adriatico Centro-Settentrionale.

Lo schema di sviluppo prevede lo sfruttamento delle riserve dei campi gas "Bianca" e "Luisella" (Gas metano al 99,77%), per un periodo di 11 anni a partire dal 2016, attraverso la perforazione di 8 pozzi, tre sul giacimento Bianca e cinque sul giacimento Luisella, da eseguirsi da una nuova piattaforma, denominata Bianca-Luisella, ubicata circa a metà via tra le due culminazioni. Il progetto complessivo prevede la messa in produzione dei giacimenti attraverso la realizzazione di tutte le opere collegate all'estrazione, al trattamento e al trasporto del gas producibile dai nuovi pozzi alla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine. Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa.

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

- installazione di una nuova piattaforma a 4 gambe non presidiata denominata Bianca-Luisella;
- perforazione, completamento e messa in produzione di otto nuovi pozzi direzionati (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir, Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir e Luisella 6 Dir), tramite un impianto di tipo "*Jack-up Drilling Unit*";
- posa e installazione di un fascio di condotte sottomarine, di lunghezza pari a circa 4 km, per il trasporto del gas dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella all'esistente piattaforma Brenda (due condotte di diametro pari a 12" e 4" per il trasporto del gas in bassa e ad alta pressione) e per il ricevimento dell'aria strumenti dalla piattaforma Brenda (una condotta di diametro pari a 4");
- adeguamento dell'esistente piattaforma Brenda;
- attività di produzione sulla piattaforma Bianca-Luisella 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 24,5 km (13,2 miglia nautiche), 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:

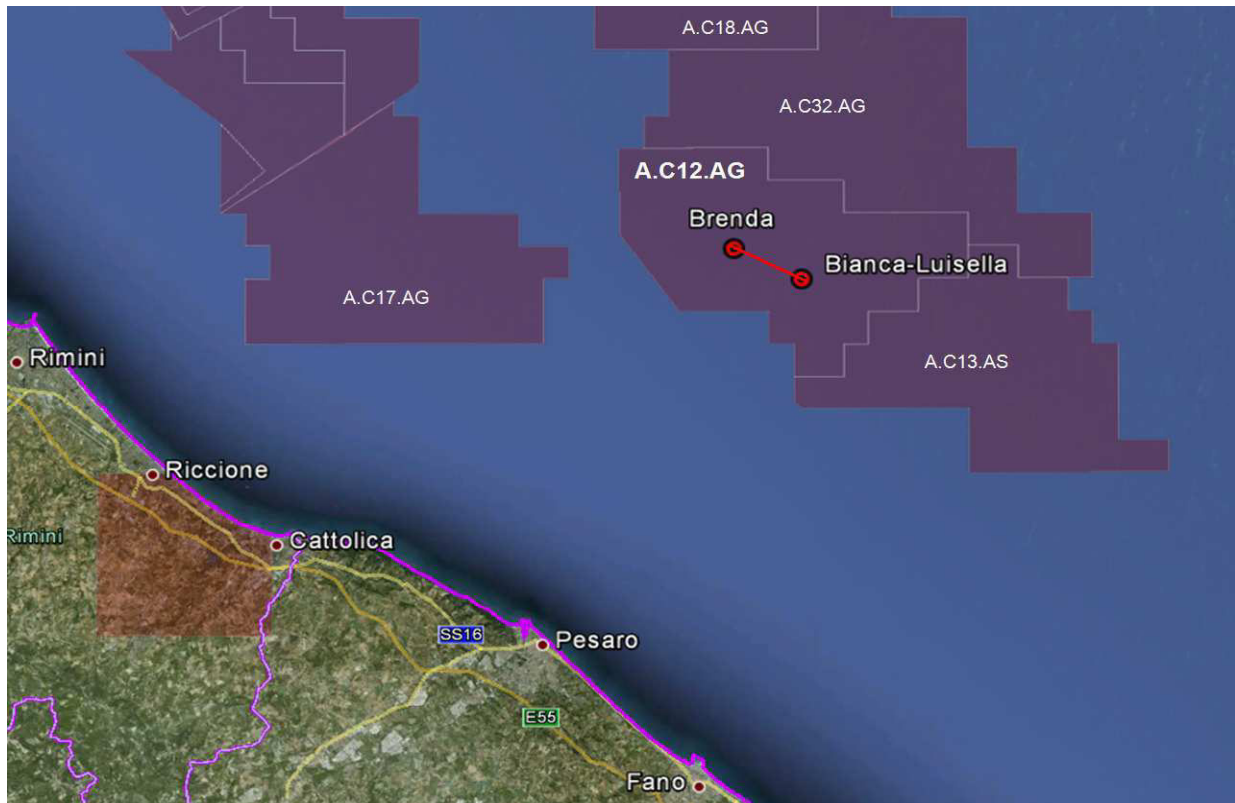
- *Introduzione:* il presente **Capitolo 1** descrive sinteticamente il progetto, i riferimenti normativi applicabili, l'inquadramento territoriale, le motivazioni del progetto, l'individuazione delle possibili alternative compresa l'alternativa "zero" e la presentazione del proponente;
- *Quadro di 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, in particolare a circa 24,5 km (13,2 miglia nautiche) a Nord-Est della costa marchigiana di Pesaro (PU).

Le attività sono comprese nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "A.C12.AG" (100% eni), ubicata in Zona Marina "A" del Mare Adriatico e avente un'estensione pari a 143,75 Km<sup>2</sup> (cfr. **Figura 1-1**). Il fondale marino nell'area di progetto è profondo circa 50 metri ed i livelli sono tutti mineralizzati a gas e si trovano da circa 1280 m a circa 2174 m di profondità.





**Figura 1-1: foto aerea con ubicazione della concessione di coltivazione e delle piattaforme Bianca-Luisella (in progetto) e Brenda (esistente) (Fonte: UNMIG, elaborazione AECOM Italy)**

Lo scenario di produzione identificato per il progetto "Bianca & Luisella" prevede inoltre la separazione dei fluidi di giacimento, il trattamento e lo scarico a mare delle acque di strato dalla nuova piattaforma Bianca-Luisella e la successiva spedizione del gas sulla piattaforma esistente Brenda tramite due nuove condotte sottomarine da 12" e da 4". Successivamente, dalla piattaforma Brenda il gas sarà convogliato, tramite *sealine* esistente da 16" alla Centrale Gas di Fano, previo adeguamento della stessa (hardware e software per il sistema di controllo esistente) (cfr. **Figura 1-2**).

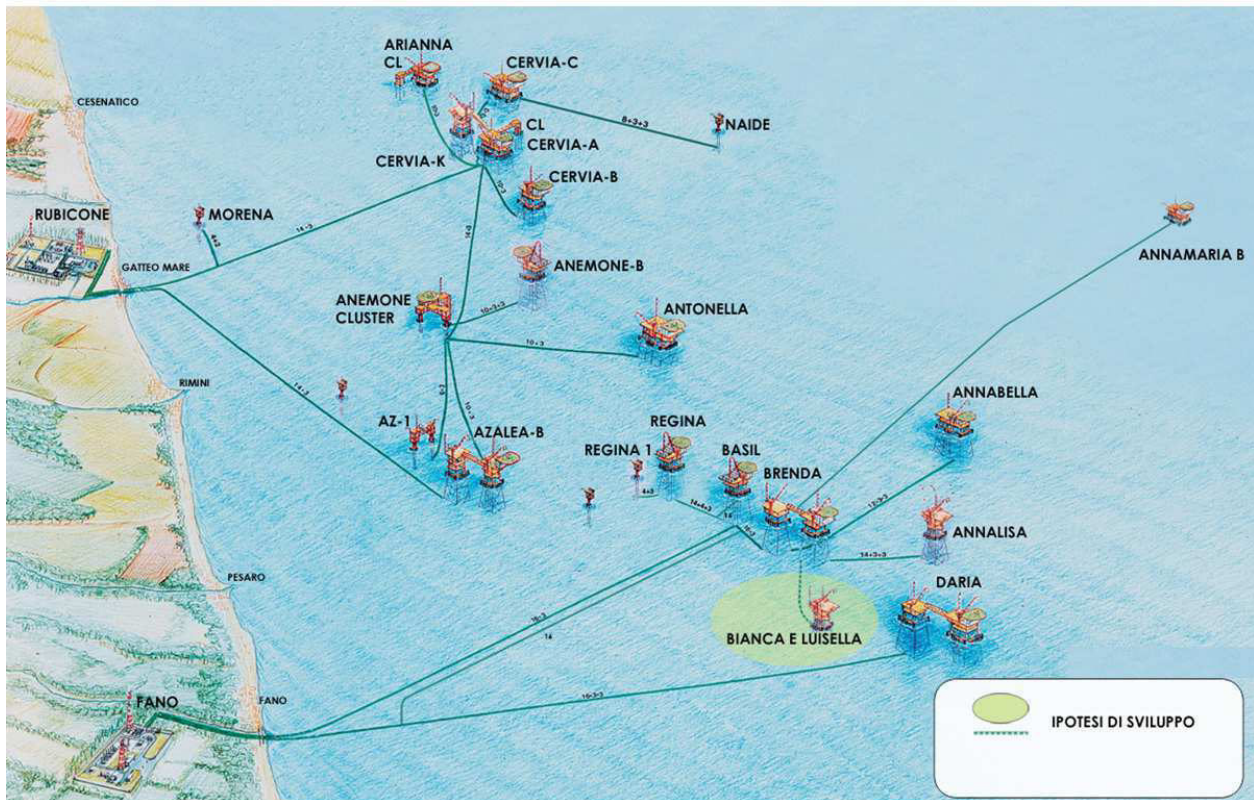


Figura 1-2: ubicazione della piattaforma "Bianca - Luisella" e della condotta in progetto e del sistema di piattaforme esistenti limitrofe all'area di progetto

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

**Tabella 1-1: coordinate piattaforma Bianca & Luisella (in progetto) e Brenda (esistente)**

Piattaforma	Coordinate Geografiche (Datum Roma 40)		Coordinate Gauss Boaga (Datum Roma 40 - Fuso Est)	
	Longitudine	Latitudine	X	Y
Bianca & Luisella	13° 5' 22,304" E	44° 6' 1,173" N	2367080 mE	4884880 mN
Brenda	13° 2' 39,86" E	44° 6' 57,38" N	2363509 mE	4886699 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 Bianca-Luisella e dell'esistente piattaforma Brenda.



## 1.2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Obiettivo dei pozzi sarà realizzare il drenaggio ottimale del volume di idrocarburi, identificato nell'area delle due culminazioni "Luisella" e "Bianca" dai pozzi esplorativi perforati negli anni 1985 (Bianca 1), 1996 (Luisella 1) e 1997 (Bianca 2). Le riserve recuperabili associate al progetto ammontano a 1847 MSm<sup>3</sup>.

Come anticipato, lo schema di sviluppo previsto per il recupero delle riserve dei due campi prevede la perforazione di 8 pozzi, tre su Bianca (Bianca 3 Dir, Bianca 4 Dir, Bianca 5 Dir) e cinque su Luisella (Luisella 2 Dir, Luisella 3 Dir, Luisella 4 Dir, Luisella 5 Dir, Luisella 6 Dir), da eseguirsi da una piattaforma ubicata circa a metà tra le due culminazioni.

Si prevede lo sfruttamento delle riserve minerarie dei campi gas "Bianca" e "Luisella" (Gas metano al 99,77%), in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente, per un periodo di 11 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 ed è conforme al trend che l'Italia sta cercando di seguire, ovvero quello di ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero attraverso lo sfruttamento, economicamente favorevole ed ambientalmente 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 2010, la produzione di petrolio e gas naturale in quota eni è stata di 183 mila boe/giorno. L'attività è condotta nella Val Padana, nel Mare Adriatico, nell'Appennino centro-meridionale e nell'onshore e nell'offshore siciliano per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 23.896 km<sup>2</sup> (19.097 km<sup>2</sup> in quota eni). Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione. Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, nell'ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Nel medio termine, nonostante il declino dei giacimenti maturi e le dismissioni effettuate, la produzione è prevista in leggera crescita grazie al ramp-up produttivo di Val d'Agri, ai progetti in corso e alle iniziative programmate di mantenimento della produzione.

##### **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 Tesauro (eni 45%); interventi di side track e workover su Gela.