



ASSOMINERARIA

RAPPORTO AMBIENTALE 2013

ATTIVITÀ OIL & GAS
EXPLORATION & PRODUCTION



ASSOMINERARIA

RAPPORTO AMBIENTALE 2013

ATTIVITÀ OIL & GAS
EXPLORATION & PRODUCTION

WWW.ASSOMINERARIA.ORG

HANNO CONTRIBUITO A FORNIRE I DATI E LE INFORMAZIONI AMBIENTALI DEL 2012 LE SEGUENTI COMPAGNIE PETROLIFERE OPERANTI IN ITALIA

- Adriatica Idrocarburi S.p.A.
- Apennine Energy S.p.A.
- Edison S.p.A.
- Enel S.p.A.
- Eni S.p.A.
- Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.
- Gas Plus Italiana S.r.l.
- Italmin Exploration S.r.l.
- Northern Petroleum (UK) Ltd.
- Petroceltic Italia S.r.l.
- Petrorep Italiana S.p.A.
- Shell Italia E&P S.p.A.
- Società Ionica Gas S.p.A.
- Società Padana Energia S.p.A.
- Sviluppo Risorse Naturali - Irminio S.r.l.
- Total E&P Italia S.p.A.

NELLO STESSO PERIODO ERANO ASSOCIATE AD ASSOMINERARIA ANCHE LE SEGUENTI COMPAGNIE PETROLIFERE OPERANTI IN ITALIA

- Ascent Resources Italia S.r.l.
- Canoel Italia S.r.l.
- Compagnia Generale Idrocarburi S.p.A.
- Cygam Energy Italia S.p.A.
- Forest CMI S.p.A.
- Medoilgas Italia S.p.A.
- Orion Italiana Petroli S.r.l.

Il Rapporto Ambientale 2013 è stato realizzato con il supporto di Golder Associates S.r.l. - associata ad Assomineraria - che ha coordinato la raccolta delle informazioni e ha curato l'elaborazione dei dati, la redazione dei testi e la realizzazione grafica. Per la redazione dei testi Golder Associates è stata supportata da Amapola S.r.l.

Golder Associates S.r.l.
Via Antonio Banfo 43,
10155 Torino
info@golder.it
www.golder.com

Progetto grafico: *Interfase S.r.l.*

Stampa: *La Prestampa S.r.l.*

Finito di stampare nel mese di Marzo 2014



Assomineraria, insieme alle aziende che rappresenta, ha da tempo messo al centro della propria *mission* una crescente attenzione per le tematiche ambientali.

Non sempre, però, questa attenzione è percepita dai nostri stakeholders: con il primo Rapporto Ambientale del Settore Oil & Gas vogliamo, pertanto, offrire elementi utili a coloro che siano interessati ad avere informazioni aggiornate su come viene svolta la nostra attività. Ci siamo proposti, inoltre, di dare una risposta documentata all'esigenza di maggiore condivisione che viene da più parti dell'opinione pubblica, sempre più attenta agli impatti che possono derivare dalle attività di Esplorazione e Produzione.

Abbiamo, quindi, voluto esporre con chiarezza dati puntuali e altri elementi informativi su temi cruciali quali la tutela dell'ambiente e della sicurezza, oltre che sul valore che tale comparto produttivo è in grado di creare nei territori dove opera. Nel Rapporto sono stati analizzati e presentati i risultati 2012 delle compagnie petrolifere, italiane e straniere, che insieme rappresentano più del 99% della produzione di idrocarburi in Italia.

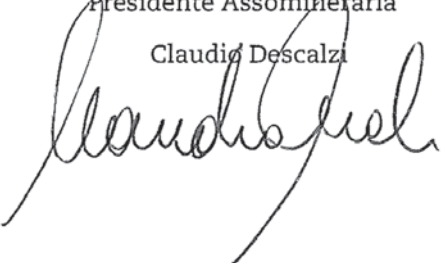
Le informazioni contenute nel Rapporto testimoniano come l'attività delle imprese associate ad Assomineraria sia condotta con una costante attenzione allo sviluppo sostenibile e come essa possa contribuire alla ripresa dell'economia nazionale.

Nonostante i risultati di eccellenza che emergono dagli indicatori analizzati, in Italia si riscontra da tempo una drastica riduzione dell'attività di ricerca di nuovi giacimenti, oltre a crescenti difficoltà nel proseguire le attività di sviluppo già in corso.

Il rilancio della produzione nazionale di idrocarburi può, invece, rappresentare un'importante leva di crescita per l'economia nazionale. Infatti, se è vero che siamo costretti ad importare il 90% degli idrocarburi, va tenuto presente che il nostro Paese detiene riserve significative di petrolio e gas naturale, in buona parte ancora da valorizzare. È in gioco la realizzazione di diversi progetti produttivi già individuati e in grado di generare un sostanziale incremento dell'occupazione e delle entrate fiscali, di alleggerire la bilancia dei pagamenti con la riduzione delle importazioni di combustibili fossili, e sempre nel massimo rispetto per l'ambiente e la sicurezza.

Questo documento dimostra quanto di buono sia stato già fatto e quanto, senza pregiudizi, si possa continuare a fare per il bene del Paese.

Presidente Assomineraria
Claudio Descalzi



INDICE

ASSOMINERARIA

RAPPORTO AMBIENTALE DEL SETTORE OIL & GAS, EXPLORATION & PRODUCTION

SOMMARIO	5
1 DATI GENERALI DEL SETTORE	7
1.1 INTRODUZIONE AL SETTORE	9
1.2 ESPLORAZIONE E PRODUZIONE	15
1.3 IL SETTORE E&P E IL TERRITORIO	23
2 ANALISI DELLE PRESTAZIONI AMBIENTALI	43
2.1 CONSUMO DI ENERGIA	45
2.2 EMISSIONI IN ATMOSFERA	51
2.2.1 EMISSIONI DI GAS AD EFFETTO SERRA (GHG)	52
2.2.2 EMISSIONI DI OSSIDI DI AZOTO (NOX)	55
2.2.3 EMISSIONI DI OSSIDI DI ZOLFO (SOX)	57
2.2.4 EMISSIONI DA “FLARING” E DA “VENTING”	59
2.3 UTILIZZO DELLE RISORSE IDRICHE	63
2.3.1 PRELIEVO E SCARICO DI ACQUA DOLCE	63
2.3.2 ACQUE DI STRATO PRELEVATE DAI GIACIMENTI	66
2.4 PRODUZIONE E GESTIONE DEI RIFIUTI	69
2.5 USO DEL SUOLO E BIODIVERSITÀ	75
3 SISTEMI DI GESTIONE DEL RISCHIO	81
3.1 SISTEMI DI PREVENZIONE E PROTEZIONE DEI RISCHI	83
3.2 SISTEMI DI MONITORAGGIO AMBIENTALE	85
3.3 GESTIONE DELLE EMERGENZE AMBIENTALI	89
3.4 SICUREZZA DEI LAVORATORI	95
4 CONTESTO DI RIFERIMENTO E PROSPETTIVE	101
4.1 CONTESTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO NAZIONALE	102
4.2 CONTESTO INTERNAZIONALE	107
4.3 UNA PROSPETTIVA PER IL SETTORE	108
5 NOTA METODOLOGICA	113
5.1 PERIMETRO E STRUTTURA DEL RAPPORTO AMBIENTALE	114
5.2 FONTE DELLE INFORMAZIONI	117
5.3 STANDARD DI RIFERIMENTO	120
5.4 ELENCO DEGLI INDICATORI	122
LETTERA DI VALIDAZIONE	
APPENDICE A - DESCRIZIONE DEGLI INDICATORI	
APPENDICE B - TABELLA DI SINTESI DEI DATI RIPORTATI NEL RAPPORTO AMBIENTALE	

TABELLE E FIGURE

ASSOMINERARIA

RAPPORTO AMBIENTALE DEL SETTORE OIL & GAS, EXPLORATION & PRODUCTION

TABELLA 1:	I numeri del settore: Permessi di ricerca	10
TABELLA 2:	I numeri del settore: Rapporto tra aree in concessione di coltivazione e aree degli impianti di produzione	11
TABELLA 3:	I numeri del settore: Impianti	13
TABELLA 4:	Distribuzione geografica della produzione di Olio 2012 (5,4 M ton)	21
TABELLA 5:	Distribuzione geografica della produzione di Gas 2012 (8,5 G Sm ³)	21
TABELLA 6:	L'interazione con il mercato del lavoro – Numero di dipendenti diretti degli operatori del Settore E&P	24
TABELLA 7:	Aliquote di Royalties alla fonte applicate alla produzione idrocarburi	29
TABELLA 8:	Investimenti degli operatori nelle comunità locali in Italia	35
TABELLA 9:	Indicatori dell'Energia	46
TABELLA 10:	Confronto sui consumi specifici di energia coi dati OGP (2012)	47
TABELLA 11:	Consumi finali di energia per settore industriale in Italia	48
TABELLA 12:	Indicatore delle emissioni in atmosfera di GHG	52
TABELLA 13:	Confronto sulle emissioni specifiche di CO ₂ e gas serra (GHG) con i dati OGP (2012)	53
TABELLA 14:	Allocazione quote di emissione GHG in Italia (k ton CO ₂ eq)	54
TABELLA 15:	Emissioni di GHG complessive in Italia (k ton CO ₂ eq)	54
TABELLA 16:	Indicatore delle emissioni in atmosfera di NO _x	55
TABELLA 17:	Confronto sulle emissioni specifiche di NO _x con i dati OGP (2012)	56
TABELLA 18:	Emissioni di NO _x complessive in Italia (k ton)	56
TABELLA 19:	Indicatore delle emissioni in atmosfera di SO _x	57
TABELLA 20:	Confronto sulle emissioni specifiche di SO _x con i dati OGP (2012)	58
TABELLA 21:	Emissioni di SO _x complessive in Italia (k ton)	58
TABELLA 22:	Indicatori delle emissioni in atmosfera da Flaring e da Venting	59
TABELLA 23:	Confronto sul Flaring con i dati OGP (2012)	60
TABELLA 24:	Indicatori dei prelievi e scarichi delle acque	64
TABELLA 25:	Indicatori delle acque di strato	66
TABELLA 26:	Confronto sulla re-iniezione delle acque di strato con i dati OGP (2012)	67
TABELLA 27:	Indicatori dei rifiuti	70
TABELLA 28:	Produzione di rifiuti di alcuni settori industriali italiani (2009 - 2010)	72
TABELLA 29:	Indicatori dell'estensione complessiva degli impianti	76
TABELLA 30:	Indicatore delle spese e investimenti per la protezione dell'ambiente	84
TABELLA 31:	Indicatori delle Emergenze ambientali	90
TABELLA 32:	Confronto sul numero di sversamenti di olio (>1bbl) con i dati OGP (2012) – Numero	91

TABELLE E FIGURE

ASSOMINERARIA

RAPPORTO AMBIENTALE DEL SETTORE OIL & GAS, EXPLORATION & PRODUCTION

TABELLA 33: Confronto sul numero di sversamenti di olio (>1bbl) con i dati OGP (2012) – Quantità	91
TABELLA 34: Indicatori infortunistici	96
TABELLA 35: Indice infortunistico di frequenza nel settore industria e servizi - media 2007/2009	99
TABELLA 36: Principali normative ambientali e di sicurezza	103
TABELLA 37: Associati di Assomineraria che hanno partecipato alla raccolta dati	118
TABELLA 38: Percentuali dei permessi di ricerca degli associati che hanno fornito i dati	118
TABELLA 39: Percentuali di produzione 2012 degli associati che hanno fornito i dati	119
TABELLA 40: Ambiti degli indicatori prestazionali	120
TABELLA 41: Elenco degli indicatori di prestazione utilizzati	122

FIGURA 1: Numero di permessi di ricerca e concessioni di coltivazione vigenti per regione e zona marina	13
FIGURA 2: Carta delle aree marine aperte a nuove istanze di ricerca e coltivazione	14
FIGURA 3: Storico del numero di pozzi esplorativi e di sviluppo perforati dal 1895 al 2012	16
FIGURA 4: Olio - Riserve certe 2012 (k ton)	17
FIGURA 5: Gas - Riserve certe 2012 (Milioni Sm ³)	18
FIGURA 6: Produzione nazionale di Olio e Gas 1980 – 2012	20
FIGURA 7: Produzione nazionale di Olio (tonnellate)	21
FIGURA 8: Produzione nazionale di Gas (tep)	22
FIGURA 9: Gettito Royalties riferite alla produzione 2012 distinte per destinazione	30
FIGURA 10: Gettito Royalties riferite alla produzione 2007 - 2012, per destinazione	30
FIGURA 11: Gettito Royalties riferite alla produzione 2007 - 2012, destinate alle Regioni e comprensive del Fondo riduzione prezzo carburanti	31
FIGURA 12: Gettito Royalties riferite alla produzione 2007 - 2012, destinate ai Comuni	33
FIGURA 13: Infortuni nelle attività di produzione	97
FIGURA 14: Infortuni nelle attività di perforazione	97
FIGURA 15: Consumi e produzione interna di Olio	108
FIGURA 16: Consumi e produzione interna di Gas	109

SOMMARIO

Sostenibilità, trasparenza e condivisione sono le parole-chiave su cui si fonda il primo rapporto ambientale sull'industria estrattiva petrolifera di Assomineraria, Associazione Mineraria Italiana per l'Industria Mineraria e Petrolifera: uno strumento per **comunicare l'impegno e i risultati conseguiti** dalle imprese associate circa l'impatto ambientale derivante dalle proprie attività di esplorazione e produzione (E&P).

Fondata nel 1917, Assomineraria è parte integrante del sistema Confindustria e rappresenta gli interessi delle imprese associate che operano a diverso titolo in Italia nella ricerca e nella produzione di risorse minerarie.

L'azione svolta in Italia dalle imprese associate ha portato alla valorizzazione di risorse del sottosuolo di grande **importanza economica e strategica** e allo sviluppo di capacità operative e tecnologiche molto competitive sui mercati mondiali. La rilevanza del Settore per l'industria del Paese è testimoniata dai principali indicatori economici del 2012: **produzione** di 5,4 milioni di tonnellate di Olio e di 8,5 miliardi di metri cubi di Gas naturale per un **fatturato** di circa 7,3 miliardi di Euro, **investimenti** complessivi di oltre 1 miliardo di Euro, di cui 950 milioni nelle attività di esplorazione, produzione e stoccaggio. Numeri che rappresentano un contributo del 7% rispetto al **fabbisogno nazionale di idrocarburi** e che hanno permesso di ridurre di circa 6,3 mld € la **bolletta energetica del Paese**.

Il presente rapporto ambientale documenta come la valorizzazione delle risorse del sottosuolo e le relative importanti ricadute economiche avvengano senza trascurare gli aspetti ambientali legati all'attività estrattiva: le imprese, consapevoli degli impatti della propria attività sul territorio, sia terrestre che marino, investono costantemente per minimizzare tali impatti, applicando le **migliori tecnologie disponibili**. Si tratta di imprese all'avanguardia, costantemente alla **ricerca** di nuove soluzioni e applicazioni per migliorare le proprie prestazioni, con un monte-investimenti che supera i 300 milioni di Euro annui in attività di ricerca e un coinvolgimento diretto di Università e Politecnici, contribuendo così alla formazione di *know-how* ad elevata specializzazione.

Le **performance ambientali** qui raccolte e descritte sono paragonabili, e spesso migliori, rispetto a quelle di molti altri settori industriali nazionali e collocano il Paese in una posizione di **leadership internazionale**.

In un quadro caratterizzato da una rigida legislazione ambientale e lunghi iter autorizzativi, la lettura del rapporto ambientale ci restituisce l'immagine di un Settore caratterizzato nel suo complesso da **ridotte emissioni in atmosfera e nelle acque**, da **scarsi consumi di acqua dolce** e **produzione di rifiuti**. Inoltre il settore presenta un'efficace

prevenzione nella gestione delle emergenze ambientali: grazie a investimenti rilevanti e all'adozione di sistemi di gestione dei rischi certificati, i dati indicano un'evidente e progressiva **sicurezza ambientale**. Ulteriori caratteristiche della sostenibilità del Settore E&P sono il costante **monitoraggio della biodiversità** (nonostante il limitato consumo del suolo) e i crescenti investimenti in **educazione ambientale e comunicazione con gli stakeholder sul territorio**.


L'aspetto centrale che i dati restituiscono è, dunque, rappresentato dalla **coesistenza tra l'attività di valorizzazione degli idrocarburi nazionali e la sostenibilità ambientale**: l'integrazione con ambiente e turismo è esemplificata dalla qualità delle spiagge romagnole dove, in presenza di oltre 40 impianti a mare, la riviera ha ottenuto nel 2012 ben 96 bandiere blu, risultando la prima in Italia. Non solo: le aree di interdizione alla pesca nei pressi delle installazioni e l'applicazione di politiche "zero discharge" (nulla viene rilasciato in mare) creano vere e proprie "aree di aggregazione" per la flora e la fauna marina.

Un ulteriore fronte di eccellenza per le imprese di Assomineraria è la **sicurezza sul lavoro**: con 65.000 addetti, di cui 13.000 direttamente coinvolti nell'attività in Italia (comprensivi dell'indotto), il settore estrattivo Oil & Gas, secondo i dati INAIL, ha un numero medio di infortuni minore del terziario, e ben al di sotto dei valori medi di settori con caratteristiche comuni, quali il metallurgico e le costruzioni, oltre a vantare prestazioni in continuo miglioramento.

Con la pubblicazione di questo primo **rapporto ambientale**, l'impegno delle imprese associate compie oggi un nuovo passo verso il **miglioramento continuo** in termini di sostenibilità ambientale e di relazioni con gli stakeholder.

Il rapporto ambientale costituisce uno strumento volontario per rafforzare la conoscenza e la consapevolezza di chi interagisce direttamente o indirettamente con l'attività del sistema Assomineraria: "**fatti & cifre**" di un Settore che assume la sostenibilità come criterio di valutazione non meno importante della dimensione economica e ne rispecchia una rinnovata identità.

1 DATI GENERALI DEL SETTORE



1.1 INTRODUZIONE AL SETTORE
pag. 9

1.2 ESPLORAZIONE E PRODUZIONE
pag. 15

1.3 IL SETTORE E&P E IL TERRITORIO
pag. 23

1.0 DATI GENERALI DEL SETTORE

QUALI INDICATORI E PERCHÉ

In questa sezione presentiamo i dati generali del Settore attraverso l'analisi di 7 indicatori. I primi 4 indicatori forniscono un quadro d'insieme delle dimensioni del Settore e informazioni complessive sull'attività di esplorazione (numero e area dei permessi, numero dei pozzi a scopo esplorativo, quantità delle riserve accertate nei giacimenti) e di produzione (numero e area delle concessioni di coltivazione, numero dei pozzi a scopo produttivo, i valori di produzione). In alcuni casi è riportato il dato disaggregato (on-shore e off-shore) per meglio dimensionare l'attività.

Gli ultimi tre indicatori forniscono un quadro di insieme per valutare le ricadute occupazionali ed economiche del Settore nelle aree dove sono presenti gli impianti di produzione e dove vengono sviluppati i nuovi progetti.

N	INDICATORE	RIF. GRI	CAP
1	Permessi di ricerca e concessioni di coltivazione	OG1	1.1
2	Pozzi perforati		1.2
3	Riserve certe (olio e gas)		
4	Produzione (olio e gas/ on-shore e off-shore)	EC7	
5	Dipendenti	EC1	1.3
6	Royalties distribuite		
7	Investimenti nella comunità locale		

Una descrizione più approfondita è disponibile per ciascun indicatore in appendice.

→ Nella colonna **Rif. GRI** è riportato il riferimento agli indicatori stabiliti nelle Linee Guida per il Reporting di Sostenibilità, edite dal Global Reporting Initiative (GRI).

→ Nella colonna **CAP** è riportato il riferimento al Capitolo del presente rapporto.

1.1 INTRODUZIONE AL SETTORE



I dati relativi alle aree di esplorazione e produzione delle attività Oil&Gas rappresentano la migliore premessa per comprendere l'effettivo impatto del Settore. Lo Stato assegna estese aree in concessione agli operatori per le attività di esplorazione, determinando così il coinvolgimento di un elevato numero di enti locali nell'ambito di un iter autorizzativo particolarmente lungo e complesso. Ma il rapporto tra aree effettivamente utilizzate per la produzione e aree in concessione è di 1 a 10.000 in termini di ettari, dato che cresce addirittura a 1 a 100.000 nel caso degli impianti off-shore. Numeri che fotografano la scarsa occupazione di suolo a fronte di un rilevante coinvolgimento di autorità pubbliche.

L'attività del Settore Oil&Gas, *Exploration and Production* ("Settore" o "Settore O&G E&P") può essere distinta in **due aree principali**: l'esplorazione e la coltivazione. Queste attività sono considerate di pubblico interesse e sottoposte a un regime giuridico di concessione (o titolo minerario) temporaneo.

Esplorazione / Ricerca

La scoperta e la quantificazione della risorsa (olio e/o gas) è l'obiettivo delle attività di esplorazione. L'attuale normativa italiana consente alle compagnie petrolifere di effettuare la ricerca su aree dedicate tramite due strumenti:

→ il Permesso di Prospezione: è rilasciato dal Ministero dello Sviluppo Economico in regime non esclusivo (più operatori possono svolgere le attività di prospezione sulla stessa area). Le indagini sono condotte senza l'ausilio di perforazioni, tramite rilievi e studi geologici e geofisici (sismica, gravimetria, geoelettrica, magnetometria, geochimica ecc.). Questi permessi possono interessare aree di grandi dimensioni per dare modo alle compagnie interessate di valutare al meglio il potenziale minerario.

L'autorizzazione ha una durata massima di un anno. Questo tipo di strumento è poco utilizzato dagli operatori del Settore.

→ il Permesso di Ricerca: è rilasciato dal Ministero dello Sviluppo Economico in regime esclusivo ed è autorizzato alla ricerca un solo operatore o un gruppo costituito in Joint Venture. Il permesso di ricerca, della durata massima di 12 anni, può avere un'estensione di alcune migliaia di ettari. L'attività in genere consiste in una fase iniziale di studi e rilievi geologici e geofisici su aree mirate. A questa prima fase può seguire la fase di accertamento minerario tramite la perforazione di un pozzo esplorativo. Questa seconda fase si concretizza solo se gli studi e i rilievi geofisici portano all'individuazione di una struttura ge-

ologica meritevole di ulteriori indagini. I pozzi sono perforati da piazzole di estensione limitata (1-2 ettari): per la loro realizzazione sono necessarie ulteriori autorizzazioni da parte dell'Ufficio Minerario Idrocarburi (UNMIG), del Ministero dell'Ambiente (VIA), degli Uffici Regionali e delle Amministrazioni Locali.

Il permesso di ricerca ha una durata iniziale di sei anni alla quale possono seguire due

ulteriori periodi di tre anni ciascuno. Ad ogni estensione l'operatore deve effettuare una riduzione volontaria dell'area del Titolo Minerario pari al 25%.

Principali indicatori utilizzati per caratterizzare le attività sono: il numero di permessi, l'area interessata dai permessi, il numero di pozzi di ricerca, i metri perforati per pozzi di ricerca, le riserve di idrocarburi accertate, probabili e possibili.

Tab. 1 I numeri del settore: Permessi di ricerca

INDICATORE	ON-SHORE	OFF-SHORE	TOTALE
Permessi di ricerca vigenti	94	21	115
Area dei permessi in esclusiva	2.904.600 ha	735.300 ha	3.639.900 ha
Area media dei permessi	30.900 ha/permesso	35.871 ha/permesso	31.651 ha/permesso

Fonte: UNMIG – aggiornamento dicembre 2012

Nota: i dati di superficie sono espressi in ettari (ha) per agevolare i paragoni con le superfici realmente occupate (1 ha = 0,01km²)

Il valore medio dell'estensione di un permesso risulta di 31.651 ha ed è simile per i permessi a terra ed a mare. L'elevata estensione non deve trarre in inganno in quanto è determinata al fine di assegnare ad un operatore l'autorizzazione alla ricerca in esclusiva in quella determinata area. L'effettiva estensione delle aree in cui vengono installati gli impianti di ricerca non supera generalmente 1-2 ettari; inoltre gli impianti di ricerca hanno natura temporanea e prima dell'installazione sono soggetti ad ulteriori procedure di autorizzazione.

Coltivazione / Produzione

Le attività di coltivazione hanno come obiettivo l'estrazione e la produzione della risorsa e, a fini statistici, vengono distinte tra quelle effettuate a terra (**on-shore**) e in mare (**off-shore**) e tra gli impianti per la coltivazione di giacimenti di Olio e quelli di Gas.

Per la coltivazione sono necessarie infrastrutture fisse quali pozzi di produzione, oleodotti, gasdotti, stoccaggi e impianti per la separazione dei fluidi estratti (gas, olio e acqua di strato), per la loro stabilizzazione e, se necessario, desolfurazione.

Gli idrocarburi scoperti sono di proprietà

dello Stato. La loro coltivazione è, pertanto, in regime giuridico di "Concessione". La Concessione di Coltivazione ha una durata di 20 anni alla quale può seguire una prima proroga decennale e successivamente ulteriori proroghe di cinque anni ciascuna fino ad esaurimento del giacimento. La Concessione è rilasciata all'Operatore che ne faccia richiesta, dopo aver ottenuto il riconoscimento della scoperta di un giacimento sfruttabile economicamente, con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico d'intesa con la/le Regioni interessate e dopo aver ottenuto

il parere del Ministero dell'Ambiente (VIA). L'area della Concessione di Coltivazione copre quella del giacimento di idrocarburi e un'area di protezione circostante.

Le attività di coltivazione on shore si svolgono su aree molto limitate che possono essere quantificate come segue (i calcoli delle dimensioni medie sono effettuati tenendo conto solo degli impianti per i quali il database UNMIG fornisce un'indicazione dimensionale):

→ i centri oli e le centrali gas (escluse le piazzole dove sono ubicati i pozzi) hanno una dimensione media di circa 2,67 ettari;

→ i centri oli hanno dimensioni comprese tra 0,6 e 18,2 ettari (in media circa 7,5 ettari);

→ le centrali gas hanno dimensioni più ridotte, comprese tra 0,1 e 6,4 ettari (in media circa 1,6 ettari);

→ le piazzole dove sono ubicati i pozzi hanno una dimensione dell'ordine di 1-2 ettari ciascuna.

I centri oli che superano i 10 ettari in Italia sono solo 4: quelli di Gela, Ragusa, Trecate e

Val d'Agri); la maggior parte dei rimanenti sono inferiori ad un ettaro.

Le attività di coltivazione off-shore si svolgono con l'ausilio di piattaforme appositamente attrezzate e navi di appoggio. Le dimensioni delle piattaforme vanno da qualche decina di metri quadrati ai circa 0,5 ettari della Piattaforma Vega A. Le tre navi operative d'appoggio (le cosiddette FPSO: "Floating Production Storage and Off-loading Units") utilizzate in Italia (Leonis, Alba Marina e Firenze) hanno dimensioni di circa un ettaro. L'area media coperta dagli impianti di produzione (centri oli, centrali gas e piattaforme) ha un intervallo piuttosto ampio dovuto alle diversità tra i grandi giacimenti e i piccoli giacimenti soprattutto per quanto riguarda gli impianti a terra.

I principali indicatori utilizzati per caratterizzare le attività sono il numero di concessioni, le aree interessate, gli impianti, le loro caratteristiche, la loro capacità produttiva e la produzione di idrocarburi.

**Tab. 2 I numeri del settore:
Rapporto tra aree in concessione di coltivazione e aree degli impianti di produzione**

INDICATORE	OLIO		GAS		TOTALE
	On-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore	
Concessioni di coltivazione	16	6	118	60	200
Area delle concessioni in esclusiva	197.700 ha	178.600 ha	732.300 ha	716.900 ha	1.825.400 ha
Area media delle concessioni	12.356 ha/conc.	29.767 ha/conc.	6.206 ha/conc.	11.948 ha/conc.	9.127 ha/conc.
Aree degli impianti (centri oli/gas e piattaforme)	90,1 ha	1,2 ha	88,8 ha	8,9 ha	189,0 ha

Fonte: UNMIG – aggiornamento dicembre 2012

Nota 1: il valore della riga "area degli impianti" è riferito solo a quegli impianti per i quali il database UNMIG fornisce informazioni sulla dimensione: 12 centri olio, 55 centrali gas, 10 piattaforme olio e 104 piattaforme gas, per un totale di 181 impianti che costituiscono il 90% degli impianti elencati nel database UNMIG.

Nota 2: il valore della riga "area degli impianti" non comprende le aree delle piazzole dei pozzi in quanto il dato non è disponibile.

Il valore medio dell'estensione di una concessione risulta di 9.127 ha, più di tre volte inferiore a quello dell'area media dei permessi. Le Concessioni a mare sono di dimensioni medie circa doppie di quelle a terra.

Il rilascio della Concessione di Coltivazione, con una superficie apparentemente elevata, non significa che tutta l'area sarà sottoposta alla costruzione di infrastrutture di produzione. Al contrario gli impianti di produzione occupano solo una frazione minima dell'area rilasciata in concessione. Il resto dell'area è a protezione degli interessi dell'operatore: si tratta di una sorta di area di rispetto intorno al giacimento.

I progetti di sviluppo e coltivazione sono soggetti a VIA da parte del Ministero dell'Ambiente sentite le Regioni e i Comuni interessati e ad autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico d'intesa con le Regioni interessate. Ciò non significa che l'operatore possa installare gli impianti in modo estensivo su tutta l'area. Al contrario, i progetti di ricerca e coltivazione (inclusa la modifica ed estensione dei progetti stessi) devono essere preventivamente sottoposti a procedura di assoggettabilità a VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) o direttamente a procedura di VIA. Inoltre la realizzazione degli impianti è soggetta a ulteriore autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (si veda il Cap. 4.1 per dettagli).

Osservando, dunque, il rapporto tra i dati di estensione complessiva degli impianti di produzione (centri oli/gas e piattaforme) e le aree di concessione ci si può rendere conto dell'**effettiva superficie di utilizzo del suolo: l'area destinata agli impianti ammonta allo 0,01% del totale delle aree di concessione (10.000 volte inferiore)**. Il dato è ancor più rilevante se considerato per le sole attività off-shore:

l'area complessiva delle piattaforme ammonta a meno dello 0,001% del totale delle aree di concessione in mare (**più di 100.000 volte inferiore**).

La significativa estensione delle aree di permesso/concessione in esclusiva, tuttavia, fa sì che durante le pratiche autorizzative gli operatori debbano confrontarsi con un numero assai elevato di autorità locali. L'area di una concessione spesso ricade sul territorio di due regioni, tre o quattro province e di una ventina di comuni, la maggior parte dei quali non sarà mai interessata dalle attività di ricerca e costruzione di impianti di produzione o infrastrutture.

In base ai dati forniti dall'UNMIG si calcola che siano interessati da permessi/concessioni in esclusiva esistenti o dalle istanze di permesso/concessione e quindi coinvolti nelle relative procedure amministrative di autorizzazione 2303 Comuni (su un totale di 8.092), 69 Province (su un totale di 108) e 16 Regioni (su un totale di 20).

Se si considerano solo le concessioni di coltivazione esistenti (escludendo permessi di ricerca ed istanze), i comuni coinvolti sono invece 501, ma solo una parte di essi (stimabile circa 250-300) è effettivamente interessata dalla presenza di impianti di produzione sul loro territorio; i rimanenti 200-250 Comuni sono interessati esclusivamente dal perimetro delle Concessioni ma non hanno impianti di produzione.

In ultima analisi, sta proprio in questa singolare caratteristica una delle principali ragioni della **dilatazione delle tempistiche autorizzative e dei relativi costi di "stallo" per il sistema-Paese**.

Il numero e la tipologia degli impianti di produzione sia a terra (centri oli/gas) sia in mare (piattaforme ed unità galleggianti) sono puntualmente censite e classificate dall'UNMIG.

Tab. 3 I numeri del settore: Impianti

IMPIANTI	OLIO		GAS		TOTALE
	On-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore	
Centri Olio / Centrali Gas	13*	-	63	-	76
Piattaforme di produzione/supporto	-	16****	-	114**	130***
Pozzi Produttivi PR	146	61	435	334	976
Pozzi Potenzialmente produttivi PP	67	23	222	289	601

Fonte: UNMIG – aggiornamento dicembre 2012

* di cui 2 sono sia centri oli che gas

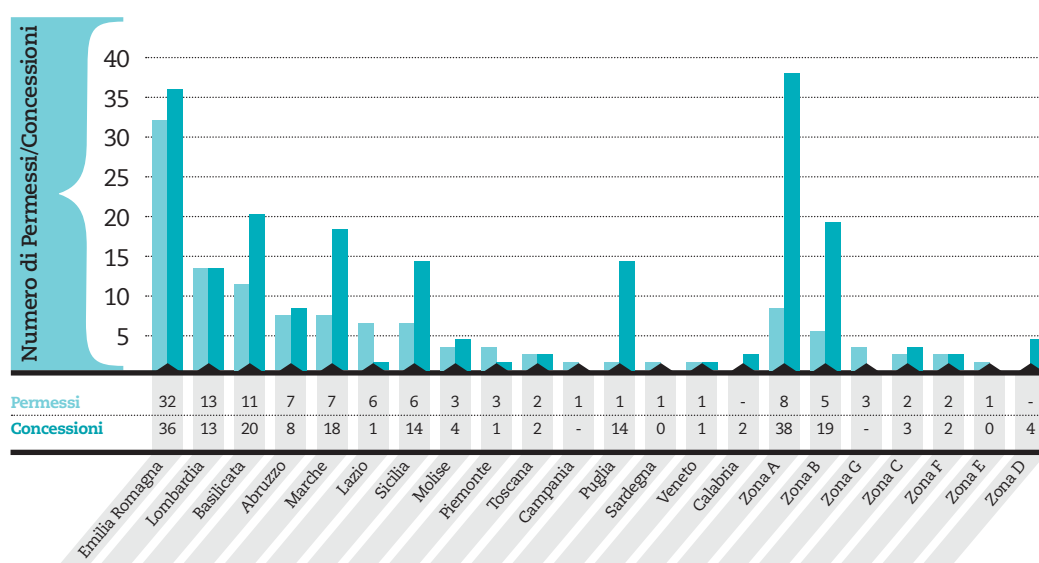
** di cui 106 di produzione (9 solo testa pozzo sottomarine) e 8 di supporto

*** di cui 119 di produzione (9 solo testa pozzo sottomarine) e 8 di supporto

**** include 3 FPSO per Olio; per FPSO (in inglese Floating Production Storage and Off-loading Unit) si intende un'unità galleggiante di produzione, stoccaggio temporaneo e trasbordo, ovvero una nave di appoggio che rimane ormeggiata presso le piattaforme/sistemi produttivi ed è utilizzato per lo stoccaggio di petrolio e/o di gas naturale e la distribuzione del petrolio prodotto su altre navi petroliere che ne effettuano il trasporto.

Osservando la distribuzione territoriale dei permessi e delle concessioni si possono individuare 5 principali aree di ricerca e/o coltivazione: la Valle Padana, l'Alto Adriatico, l'Abruzzo/Medio Adriatico, la

Basilicata/Ionio e la Sicilia/Canale di Sicilia. Le statistiche riportano le informazioni suddivise per le diverse Regioni italiane e per 7 aree marine (Zona A-G).

Fig. 1 Numero di permessi di ricerca e concessioni di coltivazione vigenti per regione e zona marina

Fonte: UNMIG

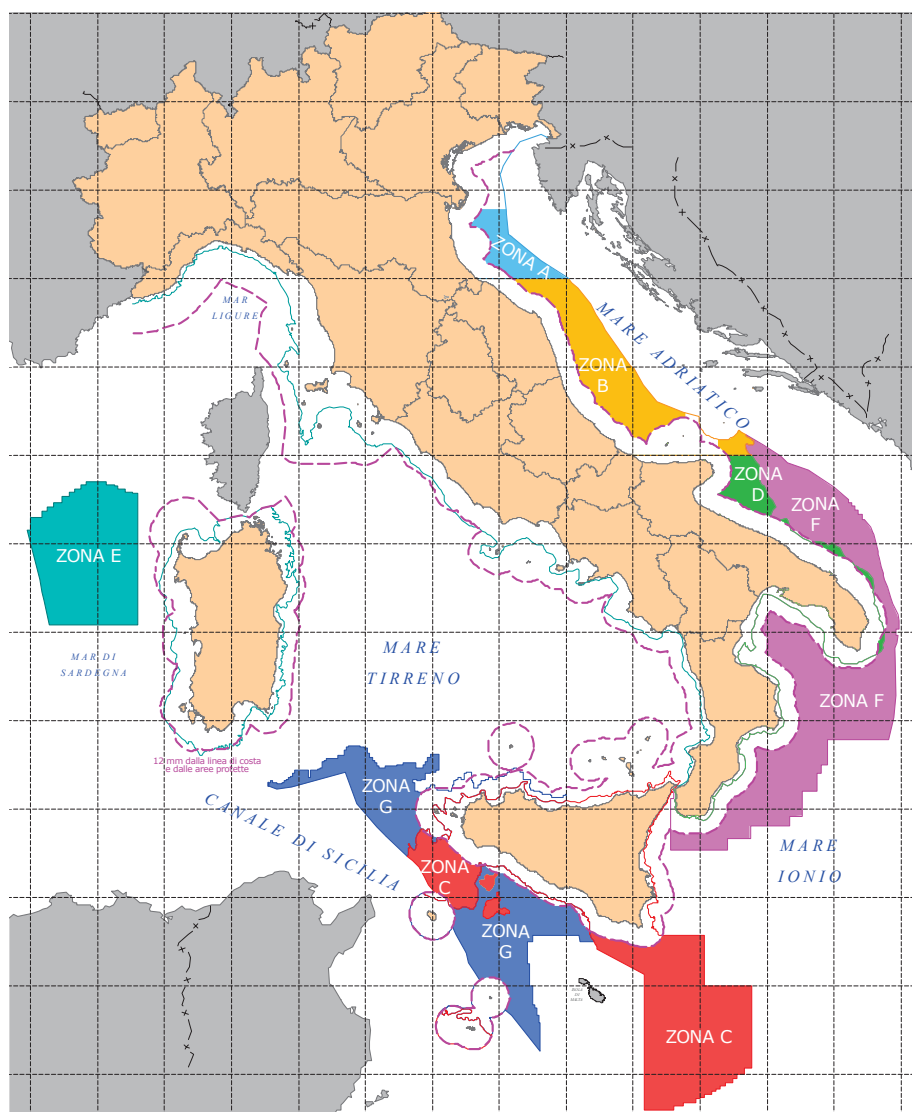
Nota: in caso di Permessi e Concessioni ricadenti su più Regioni o Zone Marine, questi sono attribuiti alla Regione o Zona Marina con maggiore area interessata. Le regioni e le zone marine sono ordinate per numero decrescente di permessi di ricerca.



ZONE MARINE ED AREE APERTE ALLA RICERCA E COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI

I titoli minerari per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi in mare sono conferiti dal Ministero dello Sviluppo Economico all'interno di "zone marine", istituite e definite con leggi e decreti ministeriali. Finora sono state individuate sette zone marine denominate con le lettere dalla A alla G. Negli ultimi anni sono state introdotte limitazioni alle aree dove possono essere svolte nuove attività di ricerca, di prospezione e di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare. In particolare il D.Lgs. 128/2010 ha stabilito il divieto nelle aree marine e costiere protette, nelle aree di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette. Queste limitazioni si aggiungono a quelle preesistenti stabilite dalla L. 9/1991 che vietano le nuove attività nelle acque del Golfo di Napoli, del Golfo di Salerno, delle Isole Egadi e nelle acque del Golfo di Venezia. La mappa in Figura 2 riassume le aree, appartenenti alle sette zone marine, attualmente aperte a nuove attività come definite dal DM 9 agosto 2013. Secondo una stima di Assomineraria le aree marine interessate da titoli per attività di esplorazione e coltivazione di idrocarburi coprono meno del 15% dei mari Italiani, mentre in altri paesi del Mediterraneo (ad es. Croazia, Albania, Libia, Tunisia e Malta) sono coperti tra l'80% ed il 100% dei bacini di competenza.

Fig. 2 Carta delle aree marine aperte a nuove istanze di ricerca e coltivazione



Fonte: UNMIG

Nota: la linea rosa tratteggiata indica la distanza di 12 mm (miglia marine) dalla linea di costa e dalle aree protette.

1.2 ESPLORAZIONE E PRODUZIONE



La produzione nazionale di Olio è concentrata a terra nel meridione (87%) e presenta un trend costante o in leggero aumento, grazie anche alle recenti scoperte in Basilicata. La produzione di Gas è, invece, concentrata in mare (71%), in particolare nel Mar Adriatico, e mostra una forte riduzione a partire dal 1991, a causa del progressivo esaurimento dei giacimenti e della ridotta attività di ricerca.

Ciò determina uno sbilanciamento verso le importazioni, nonostante l'ampia disponibilità di riserve di idrocarburi (le più importanti in UE dopo il Mare del Nord).

La Strategia Energetica Nazionale (SEN), recentemente approvata, ha tra i suoi elementi chiave la valorizzazione delle risorse domestiche di Olio e Gas e prevede un raddoppio della produzione di idrocarburi da qui al 2020. Tutto questo senza incidere sull'impatto ambientale: la produzione, infatti, è in grado di raddoppiare a parità o addirittura con un numero minore di impianti e infrastrutture esistenti, riferendosi a progetti in aree già occupate da queste attività e incrementandone l'efficienza.



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

Attività di Esplorazione / Ricerca

L'analisi dei dati storici evidenzia alcuni aspetti di rilievo.

Relativamente, ad esempio, al **numero di pozzi** perforati, si evince che (riferimento Figura 3):

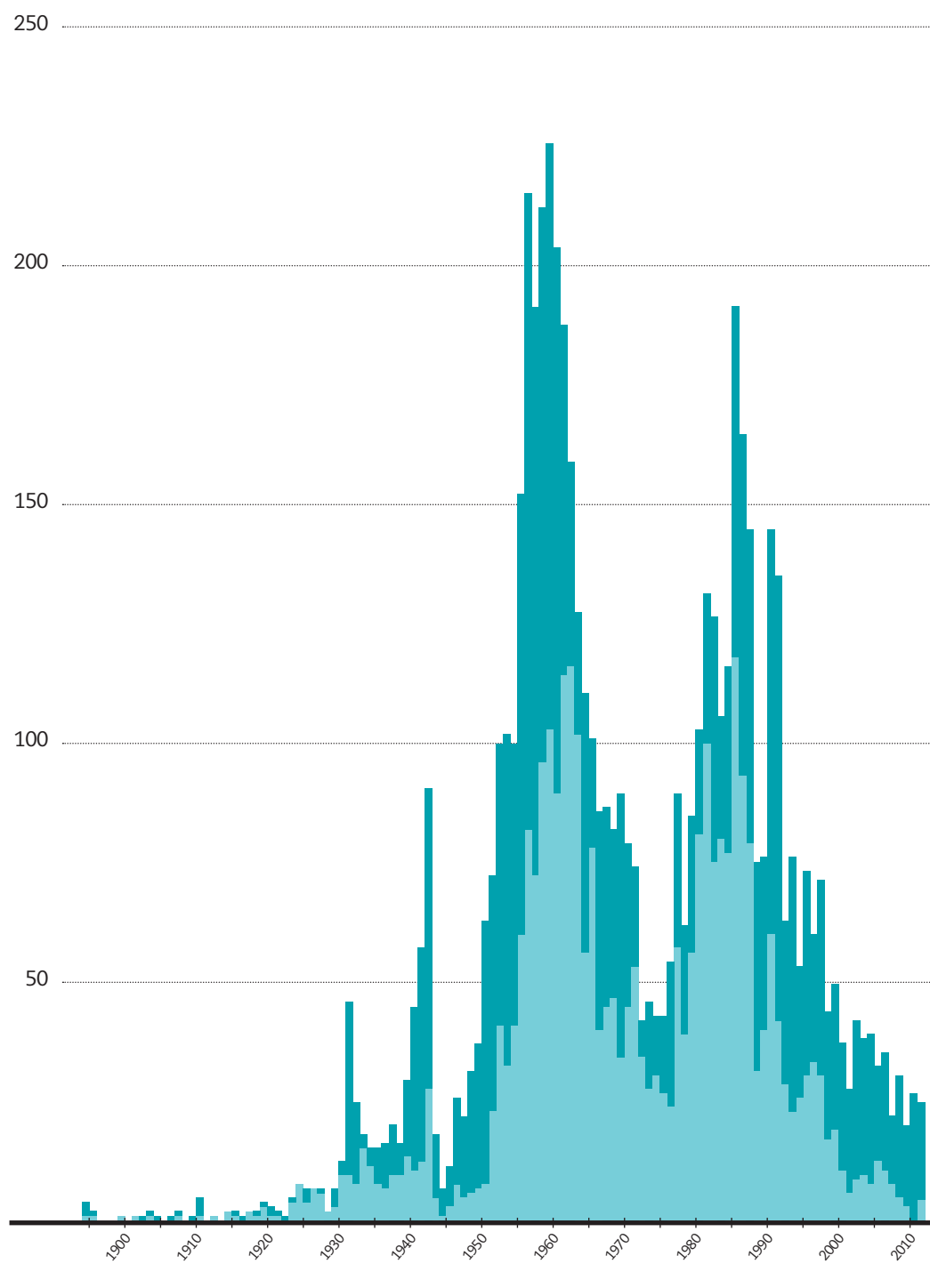
→ la ricerca di idrocarburi on-shore ha avuto due momenti di espansione: il dopoguerra fino a metà degli anni '60 e gli anni '80;

→ la ricerca off-shore è iniziata alla fine degli anni '50 ed ha avuto anch'essa un momento di espansione negli anni '80 per poi diminuire dall'inizio degli anni '90 fino ad oggi;

→ dall'inizio degli anni '90 le attività di perforazione (sia on-shore che off-shore) sono diminuite repentinamente fino a raggiungere un minimo storico nel 2010/2011, che vede zero pozzi esplorativi e pertanto si riflette negativamente sul potenziale futuro di produzione.

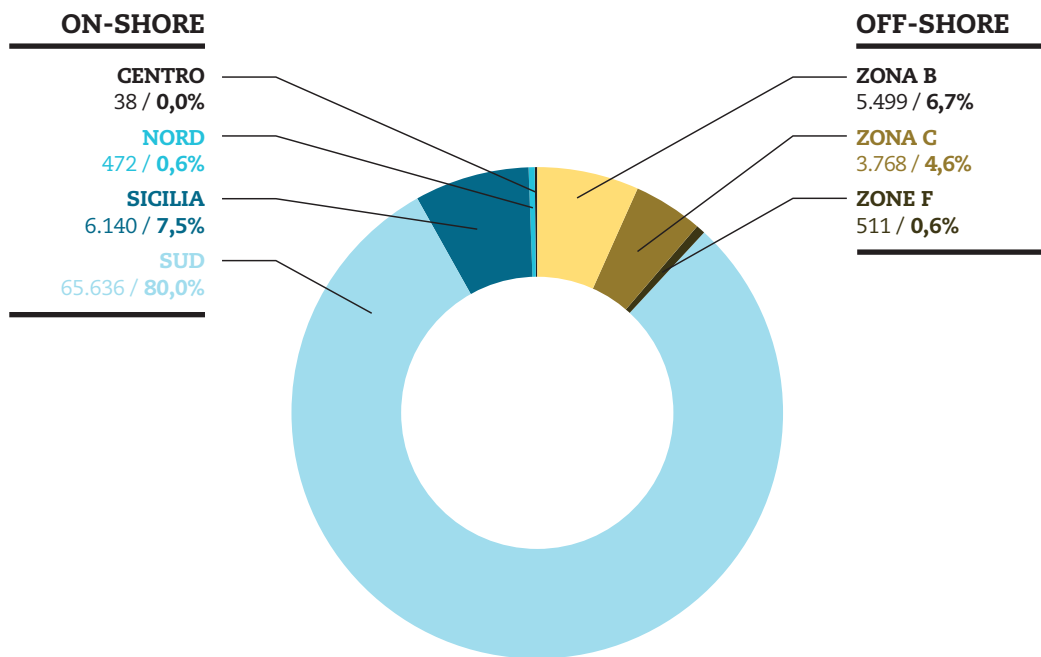
Nel 2012 sono stati perforati complessivamente 29 pozzi, di cui 4 a scopo esplorativo, tutti on-shore, e 25 a scopo di sviluppo, 17 off-shore e 8 on-shore (sono esclusi i pozzi a scopo di stoccaggio).

Fig. 3 Storico del numero di pozzi esplorativi e di sviluppo perforati dal 1895 al 2012



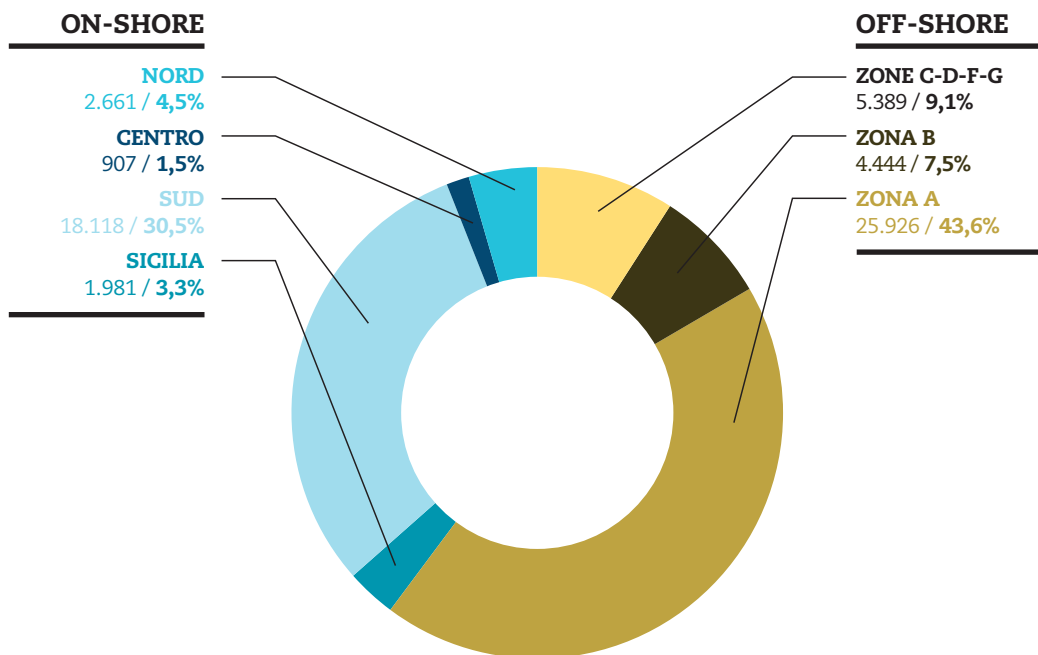
Fonte: UNMIG

- Numero di pozzi di ricerca a scopo esplorativo
- Numero di pozzi di coltivazione a scopo di sviluppo della risorsa

Fig. 4 Olio - Riserve certe 2012 (k ton)

Totale Italia = 82.064 k ton



Fig. 5 Gas - Riserve certe 2012 (Milioni Sm³)

Totale Italia = 59.426 Milioni Sm³

Attività di Coltivazione / Produzione

I dati storici delle attività di produzione sono coerenti con i dati storici delle attività di ricerca ed evidenziano i seguenti aspetti di rilievo.

La produzione di Olio:

→ avviene **principalmente on-shore** in Italia meridionale/Sicilia (88%) (riferimento Tabella 4);
 → ha visto una significativa crescita intorno agli anni '80 per poi stabilizzarsi a circa 5 milioni di tonnellate/anno negli anni recenti (riferimento Figura 6).

In particolare:

→ l'on-shore cresce negli anni '90 in Piemonte, qui decresce negli anni Duemila ma è contemporaneamente compensato

dall'inizio della produzione in Basilicata;
 → l'off-shore mostra negli anni '80 la contemporanea crescita della produzione nella "Zona B" (Medio Adriatico/Abruzzo) e "Zona C" (Sicilia), seguita da una decrescita progressiva negli anni '90.

La produzione di Gas:

→ avviene **principalmente off-shore** nel Mare Adriatico (71%) (riferimento Tabella 5);
 → mostra un significativo declino dall'inizio degli anni '90, quando aveva raggiunto gli oltre 20 miliardi di metri cubi standard annuali (Sm³/anno) (riferimento Figura 6).

In particolare:

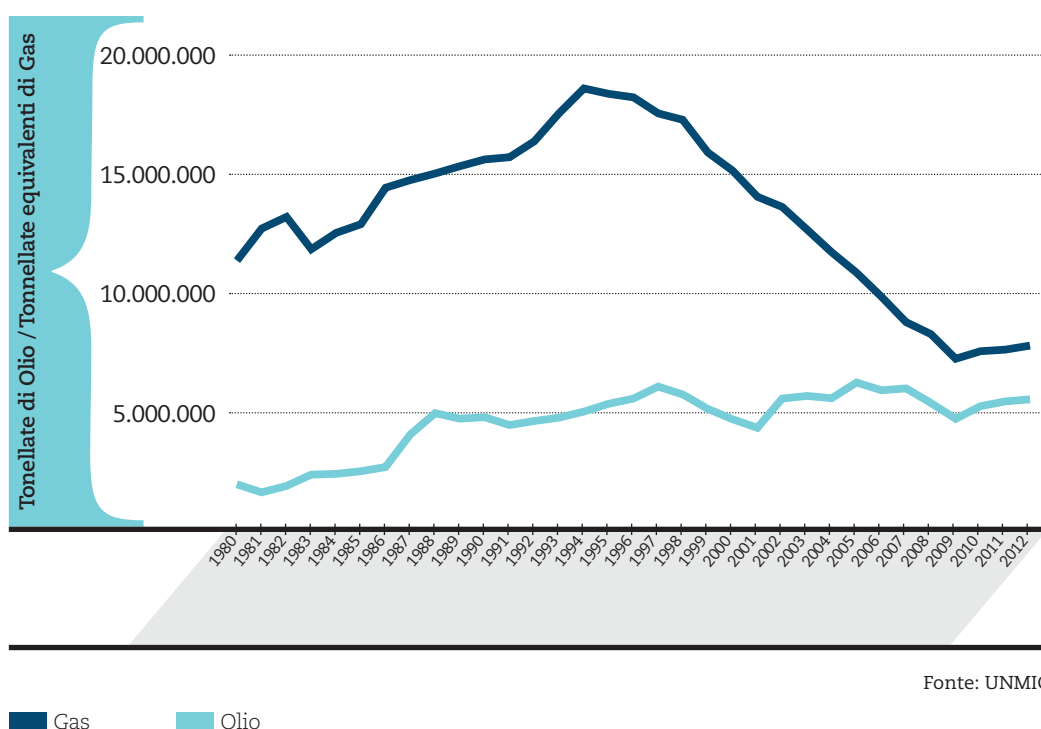
→ l'on-shore mostra un progressivo de-

clino della produzione dagli anni '80, in particolare in Val Padana (Lombardia ed Emilia Romagna) e in Puglia, solo in parte compensata da un aumento della produzione di Gas in Basilicata;

→ l'off-shore mostra un progressivo aumento della produzione fino al 1998, se-

guito da un calo che sembrerebbe essersi assestato negli ultimi 4 anni; tale andamento è essenzialmente attribuibile alla diminuzione della produzione nella "Zona A" (Alto Adriatico).



Fig. 6 Produzione nazionale di Olio e Gas 1980 - 2012

Fonte: UNMIG

■ Gas ■ Olio

Per convertire il volume di gas in tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) è stata usata la seguente equivalenza
 $1.000 \text{ Sm}^3 = 0,9 \text{ TEP}$

Le seguenti due tabelle (Tab. 4 e Tab 5) forniscono un quadro di insieme sulla distribuzione percentuale della produzione di Olio e di Gas in Italia nel 2012, dalla quale emerge chiaramente come la produzione di Olio è concentrata nel sud Italia on-shore, mentre la produzione di

Gas è concentrata soprattutto nel nord e centro Italia off-shore. I successivi due grafici a torta (Fig. 7 e Fig. 8) forniscono un dettaglio sulla produzione complessiva di Olio e di Gas nel 2012 per regione e per zona marina.

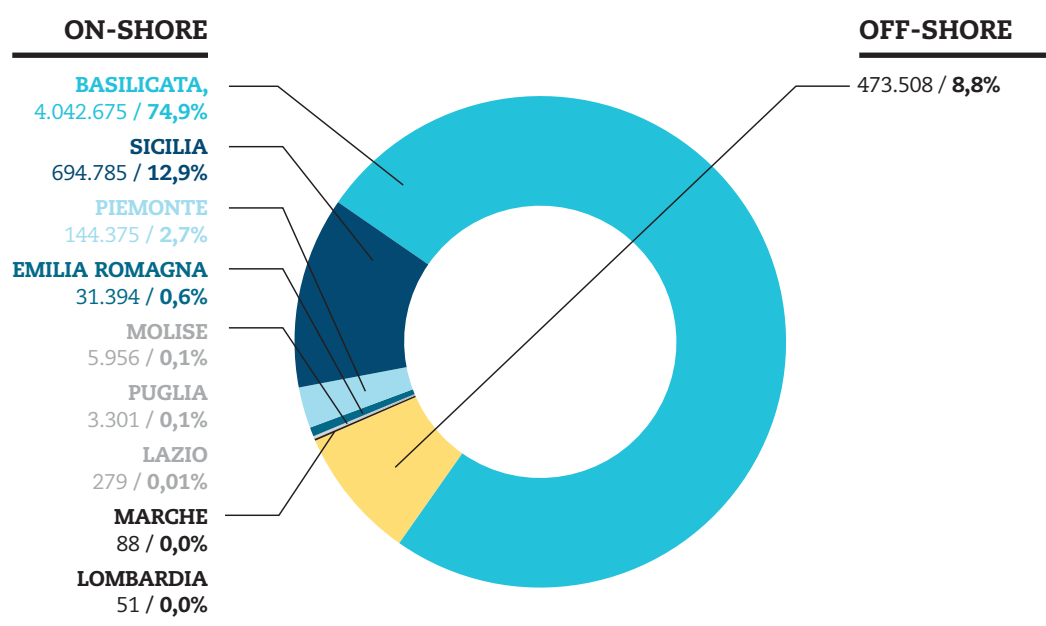
Tab. 4 Distribuzione geografica della produzione di Olio 2012 (5,4 M ton)

OLIO	ON-SHORE	OFF-SHORE	TOTALE
Nord	3,3%	0,0%	3,3%
Centro	0,1%	3,4%	3,5%
Sud	75,0%	0,1%	75,0%
Sicilia	12,9%	5,4%	18,2%
Totale	91,2%	8,8%	100,0%

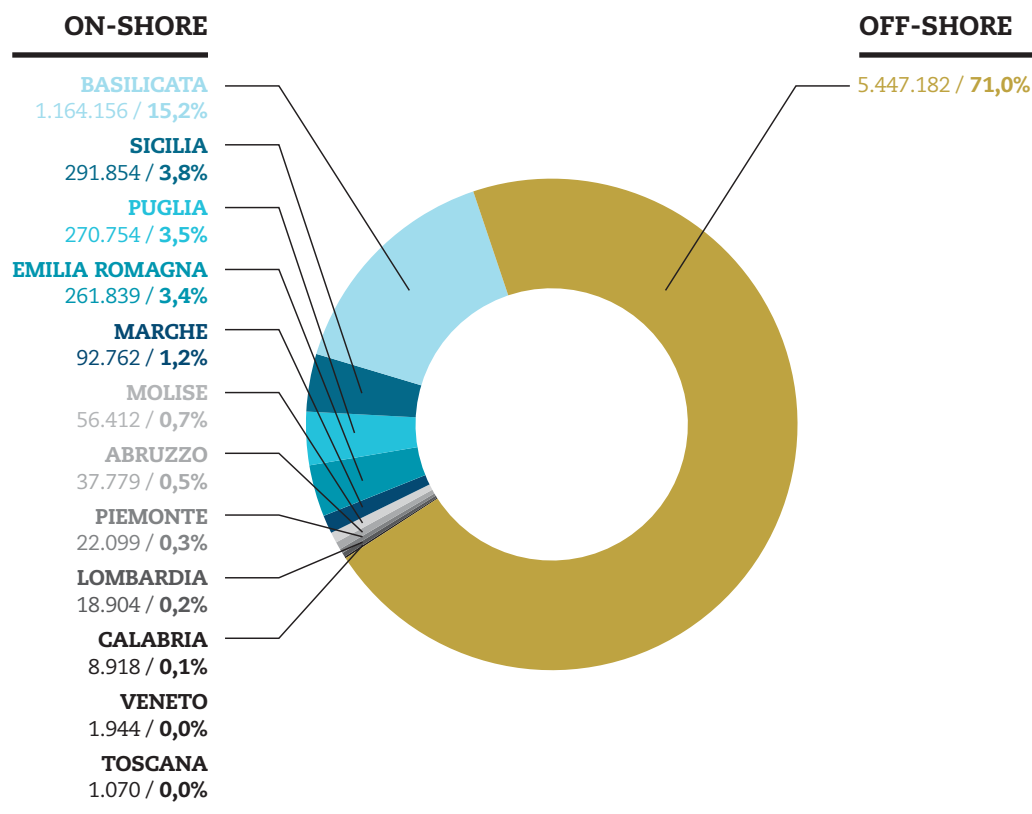
Tab. 5 Distribuzione geografica della produzione di Gas 2012 (8,5 G Sm³)

GAS	ON-SHORE	OFF-SHORE	TOTALE
Nord	4,0%	47,8%	51,7%
Centro	2,4%	13,4%	15,9%
Sud	18,8%	9,8%	28,6%
Sicilia	3,8%	0,0%	3,8%
Totale	29,0%	71,0%	100,0%

Fonte: UNMIG

Fig. 7 Produzione nazionale di Olio (tonnellate)**Produzione totale: 5.396.412 ton**

Fonte: UNMIG

Fig. 8 Produzione nazionale di Gas (tep)

Produzione totale: 7.675.673 tep

Fonte: UNMIG

Per convertire il volume di gas in tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) è stata usata la seguente equivalenza
 1000 Sm³ = 0,9 TEP

Nel successivo capitolo 4.3 “Una prospettiva per il Settore” si approfondiranno le prospettive di produzione di idrocarburi previste dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) recentemente approvata. La SEN ha tra i suoi elementi chiave la va-

lorizzazione delle risorse domestiche di Olio e Gas, prevedendo un raddoppio della produzione da qui al 2020, riducendo il numero degli impianti, e di conseguenza l’occupazione di suolo, e aumentando l’efficienza del sistema.

1.3 IL SETTORE E&P E IL TERRITORIO



Il Settore, pur non avendo un numero di dipendenti diretti molto elevato, genera un importante indotto (per la costruzione, manutenzione e gestione degli impianti) in particolare nei settori edile, metalmeccanico e dei servizi alle imprese, producendo valore aggiunto locale. Gli operatori, infatti, utilizzano diffusamente le imprese del territorio, selezionando i lavoratori tra le comunità locali e sviluppando insieme agli stakeholder specifiche iniziative per garantire trasparenza nell'informazione e sviluppo di competenze.

Il sistema di prelievo fiscale italiano combina royalties e canoni ad imposte sul reddito delle società e tassazione specifica: il contributo complessivo risulta elevato se paragonato con quello di paesi che hanno livelli di produzione equivalenti a quelli italiani. In particolare, le royalties rappresentano un fattore-chiave: negli ultimi 5 anni le Regioni e i Comuni dove si estrae olio e gas hanno beneficiato, rispettivamente, di 664 e 101 Milioni di Euro, destinati allo sviluppo economico e all'occupazionale locale, al monitoraggio e alla tutela dell'ambiente. E oggi - insieme alle procedure di Valutazione d'Impatto Ambientale - i progetti di maggior rilievo misurano anche gli impatti sociali sul territorio mediante appositi studi e analisi.



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

Il territorio è parte integrante dell'attività del Settore: l'attività non può prescindere da esso, perché la risorsa è nel territorio. È prerogativa del Settore, pertanto, investire nel territorio in cui opera, garantendo alle comunità locali uno sviluppo sostenibile attraverso il rispetto dell'ambiente, la creazione di occupazione, l'aumento delle entrate economiche a disposizione delle autorità locali e l'investimento in progetti con forte valenza sociale.

Sviluppo sostenibile e ricadute economiche

Il Settore rappresenta un importante volano per l'economia nazionale e per lo sviluppo delle imprese locali. Il territorio è, infatti, parte integrante dell'attività del Settore in quanto ne rappresenta la principale risorsa.

In virtù degli investimenti nei territori in cui opera, il Settore garantisce alle comunità locali uno sviluppo sostenibile attraverso il rispetto dell'ambiente, la creazione di occupazione, l'aumento delle entrate economiche a

disposizione delle autorità locali e l'investimento in progetti con forte valenza sociale. L'industria petrolifera è notoriamente un settore caratterizzato da un'elevata intensità di capitale, che comporta un alto valore aggiunto per i beni e servizi utilizzati.

Nonostante il numero di dipendenti non sia particolarmente elevato (circa il novanta per cento delle piattaforme presenta dimensioni minime ed è gestito in sicurezza tramite tecnologie di telecontrollo), il Settore alimenta un'industria ad alto valore tecnologico, che tiene vivo un tessuto di piccole/medie imprese e ha permesso lo sviluppo di numerosi distretti produttivi all'avanguardia e di lunga tradizione.

È altrettanto importante sottolineare come le attività di E&P producano importanti ri-

cadute sull'occupazione, non solo quelle legate alle assunzioni dirette quanto quelle dell'indotto generato: secondo un recente studio condotto dalla Fondazione Eni Enrico Mattei, ad esempio, per ogni lavoratore diretto del settore E&P in Basilicata corrispondono circa 7 lavoratori nell'indotto, di cui quasi la metà residenti nella regione.

A integrazione di questi dati (che si riferiscono esclusivamente alla fase operativa degli impianti) occorre aggiungere che lo studio Nomisma Energia 2010, analizzando invece gli investimenti del Settore per la costruzione di nuovi impianti, ha stimato che per ogni milione di euro speso presso appaltatori corrisponde una media di 6,5 di nuovi addetti.

Tab. 6 L'interazione con il mercato del lavoro – Numero di dipendenti diretti degli operatori del Settore E&P

NUMERO DI DIPENDENTI DIRETTI DEGLI OPERATORI DEL SETTORE E&P	2009	2010	2011	2012
Funzioni amministrative e centrali	124	110	163	178
Attività operative	1.509	1.264	1.360	1.323
Totale	1.633	1.374	1.523	1.501

Fonte: Operatori (16)



IL “LOCAL CONTENT” DI ENI A FAVORE DELLO SVILUPPO LOCALE

Il Protocollo Local Content è stato sottoscritto il 5 ottobre 2012 da Eni (in joint venture con Shell), Regione Basilicata, CGIL, CISL, UIL, Confindustria, Alleanza delle Cooperative, Rete Imprese Italia-Basilicata e Confapi. L’obiettivo del protocollo è di definire i principi di collaborazione tra le parti firmatarie e le azioni reciproche volte a favorire:

- la comunicazione dei programmi delle attività per lo sviluppo;
- le modalità di approvvigionamento;
- la valorizzazione e salvaguardia delle risorse umane;
- il coinvolgimento delle piccole/medie imprese e delle professionalità presenti sul territorio.

Il protocollo nasce dalla richiesta di salvaguardare e garantire i livelli occupazionali e di sviluppare l’imprenditoria locale. Il protocollo inoltre mette in evidenza il tema della formazione, riconosciuto come prerequisito fondamentale per la crescita delle imprese. Il documento definisce 6 assi di intervento:

1. Promozione di iniziative nel settore geo-minerario;
2. Programmi delle attività per lo sviluppo;
3. Iniziative a tutela della salute e della sicurezza;
4. Modalità di approvvigionamento;
5. Valorizzazione e salvaguardia delle risorse umane;
6. Coinvolgimento delle Piccole e Medie Imprese.

Nel 2011 sono stati erogati 5,1 milioni di euro a favore del territorio in Basilicata, di cui circa 4,9 milioni di euro in progetti stabiliti nell’ambito di accordi o convenzioni. Eni ha inoltre siglato Convenzioni con la Provincia di Potenza e i Comuni interessati dalle attività estrattive per il mantenimento, il ripristino e la valorizzazione della viabilità provinciale e comunale. La Convenzione con la Provincia di Potenza ha un valore complessivo di circa 4 milioni di euro mentre sono 354 (dato aggiornato a maggio 2013; fonte: “Eni in Basilicata - Principali indicatori di sostenibilità - Anticipazione KPI edizione 2013”) i lavoratori direttamente impiegati nel Distretto Meridionale: di questi, più della metà è residente in Basilicata. L’impatto occupazionale totale è, però, molto più ampio: i dipendenti che lavorano presso le imprese fornitrici di Eni sono, infatti, 2.146 (dato aggiornato al 2012; fonte: “Eni in Basilicata - Local Report 2012”), di cui il 47% proviene dalla Basilicata.





ASSOIL SCHOOL: FORMAZIONE PERMANENTE E PROGETTI SPECIALISTICI

ASSOIL School (Advanced Skills for Service in Oil and Gas Industry School) è un'associazione nata nel 2011 con il coinvolgimento del Settore Beni e Servizi di Assomineraria e 15 Imprese sue associate. Ad essa fa capo un Centro didattico ubicato a Viggiano (PZ), di fronte al più imponente centro oli onshore d'Europa, con la finalità di promuovere e gestire corsi di formazione tecnico-professionale per risorse umane di interesse dei Soci Fondatori e di altre realtà imprenditoriali operanti nell'upstream Oil&Gas in Italia e all'estero.

Oltre a costituire un polo di riferimento dei Contrattisti per la qualificazione e/o riqualificazione di risorse umane necessarie per lo sviluppo del settore Oil&Gas in Basilicata, ASSOIL School si è posta in modo complementare ai sistemi formativi (Scuole e Università) esistenti nella Regione, integrandone le capacità di risposta alle esigenze del mercato del lavoro. A questo scopo il Centro ha ampliato il proprio intervento per offrire percorsi formativi specialistici negli ambiti di: Progettazione, Costruzione, Gestione e Manutenzione degli impianti, oltre che di Salute, Sicurezza e Ambiente.

A due anni dalla sua costituzione Assoil ha coinvolto nelle proprie attività formative circa 1.000 persone, di cui l'80% già impiegate nel settore Oil&Gas. Il restante 20% è rappresentato da giovani che frequentando i corsi hanno acquisito competenze e professionalità in ambito tecnico; entro 6 mesi dal termine della formazione, circa il 50% di questi giovani ha trovato un'occupazione qualificata presso aziende del settore che operano sia in Italia che all'estero.





ENI CORPORATE UNIVERSITY

Orientamento, formazione e sviluppo della conoscenza

Eni Corporate University è il principale strumento di cui Eni si è dotata per sviluppare e valorizzare il patrimonio di conoscenze e competenze manageriali e tecnico-professionali dei lavoratori, in coerenza con le strategie e le esigenze aziendali.

In particolare Eni Corporate University:

- gestisce l'intero processo di orientamento, reperimento e selezione del personale e fornisce servizi e supporti specialistici per le attività di valutazione del personale già operante in azienda;
- progetta e realizza, sulla base dei fabbisogni delle aree di business di Eni, interventi di formazione per il personale operante in Italia e all'estero; organizza e gestisce, attraverso la struttura della Scuola Mattei, il Master in Management ed Economia dell'Energia e dell'Ambiente (MEDEA);
- contribuisce alla valorizzazione e allo sviluppo della conoscenza promuovendo sistemi di Knowledge management, fornendo servizi specialistici per la loro realizzazione e favorendo l'interscambio e la valorizzazione delle best practice e degli strumenti adottati dalle aree di business di Eni nel campo della gestione della conoscenza;
- promuove e sviluppa accordi con le istituzioni accademiche e gli enti di formazione esterni rappresentando, quindi, il principale punto di contatto di Eni con la rete delle università e delle strutture ad esse collegate, nonché delle istituzioni formative, a livello nazionale e internazionale.



Il sistema di prelievo fiscale e le Royalties

Il sistema di tassazione del Settore in Italia è basato su un regime giuridico di tipo concessorio. Alla base di questo sistema vige il concetto che gli idrocarburi presenti nel sottosuolo sono di proprietà dello Stato e passano in mano agli operatori quando arrivano in superficie. Lo Stato riceve pertanto dagli operatori royalties per aver concesso lo sfruttamento di queste risorse.

L'Operatore è quindi tenuto a pagare:

- le tasse previste per le imprese economiche operanti sul territorio (IRES, IRAP, ecc.);
- le imposte specifiche per il settore dell'energia e degli idrocarburi (Robin Tax);
- le royalties, calcolate sulla base della produzione e definite da normativa specifica.

Complessivamente, il prelievo sugli utili dell'attività E&P è valutato dell'ordine del 64%, come risulta dallo studio "Tassazione della produzione di gas e petrolio in Italia: un confronto" (Nomisma Energia, 2012), pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico.

In linea generale, lo stesso studio evidenzia come, nel confronto internazionale, gli Stati con più alta produzione di idrocarburi, dove le compagnie riescono ad ottenere alta redditività e a garantire un alto flusso di investimenti ed occupazione costante nel tempo, siano quelli con maggiore prelievo fiscale complessivo. In evidente contrasto con questa correlazione in Italia, malgrado la produzione sia ridotta e la redditività limitata, la pressione fiscale complessiva è comunque significativamente alta e, soprattutto, in forte aumento negli ultimi anni.

La fiscalità generale, applicata agli utili di impresa, è notevolmente aumentata con l'addizionale IRES per il settore energetico (Robin Tax), introdotta nel 2009 al 6,5% e poi innalzata al 10,5% nel 2011.

Le Royalties, applicate sulla produzione a "bocca pozzo" e definite nel 1996 con una differenziazione per la produzione di Olio a mare, sono aumentate significativamente negli ultimi anni, tra il 40 e il 70%, sia a terra che a mare (vedi Tabella 7 per una sintesi delle aliquote attualmente in vigore). Si sottolinea che - come spiegato nello studio succitato - una royalty dell'10% "alla fonte" equivale ad una imposizione di circa il 22% sugli utili dell'Operatore E&P.

Le royalties sono state aumentate sia a terra che a mare con due diversi provvedimenti nel 2009 e nel 2012:

→ La Legge n. 99/2009 ha istituito il "Fondo per la riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti nelle Regioni interessate dall'estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi", che si alimenta con royalties addizionali del 3% sulla produzione on-shore. Il Fondo, gestito dal MSE, viene ripartito tra i residenti delle Regioni interessate, o corrisposto direttamente alle Regioni laddove una ripartizione tra i residenti non supera un livello minimo. La Regione Basilicata è l'unica regione in cui questo 3% di royalties di pertinenza viene elargito direttamente ai residenti dotati di patente, tramite carta prepagata: il valore erogato annualmente per ciascun residente è stato di € 100,70 per il 2011 ed € 140,25 per il 2012.

→ Il D.L. n. 83/2012 ha invece previsto un incremento del 3% delle royalties applicate alla produzione off-shore da versare interamente allo Stato e destinate in pari quote al Ministero dell'Ambiente, per azioni di monitoraggio e contrasto dell'inquinamento marino, e al Ministero dello Sviluppo Economico per attività di vigilanza e controllo della sicurezza (anche ambientale) degli impianti di ricerca e coltivazione in mare.

Tab. 7 Aliquote di royalties alla fonte applicate alla produzione idrocarburi

PRODOTTO	ON-SHORE*	OFF-SHORE**
Olio	10%	7%
Gas	10%	10%

* L'aliquota per produzione a terra è composta dal 7% ex L. 625/1996 (destinato per il 15% ai Comuni, il 55% alle Regioni e il 30% allo Stato (dal 1999, per le concessioni nelle Regioni a statuto ordinario nel Mezzogiorno, l'aliquota dello Stato è corrisposta alla Regione)), e dal 3% ex L. 99/2009 (destinato al fondo statale di riduzione del prezzo dei carburanti nelle Regioni interessate). Per ciascuna concessione, su base annuale, sono esentati dall'aliquota i primi 25 milioni di Smc di gas e le prime 20.000 tonnellate di olio prodotto.

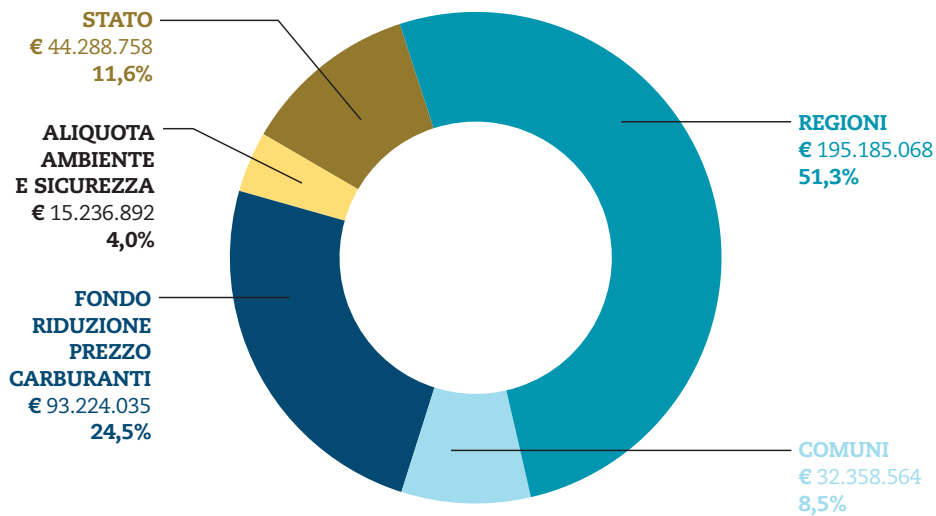
** L'aliquota per produzione a mare è composta dal 7% per Gas e 4% per Olio ex L. 625/1996 (destinato per il 55% alle Regioni e il 45% allo Stato se in Mare territoriale e per il 100% allo Stato se in Piattaforma continentale) e dal 3% ex DL. 83/2012 (destinato per il 50% al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per assicurare il pieno svolgimento delle azioni di monitoraggio e contrasto dell'inquinamento marino e per il restante 50% al Ministero dello Sviluppo Economico per assicurare il pieno svolgimento delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare). Per ciascuna concessione, su base annuale, sono esentati dall'aliquota i primi 80 milioni di Smc di gas e le prime 50.000 tonnellate di olio prodotto.

Destinazione e utilizzo delle Royalties

Mentre la fiscalità direttamente derivante dall'attività E&P (IRES, IRAP e Robin Tax) va nelle casse dello Stato e delle Regioni come stabilito dalla normativa fiscale, la distribuzione complessiva delle royalties è più articolata e ben sintetizzata nella Figura 9. Da questa emerge che, nel 2013, le royalties relative alla produzione 2012 e complessivamente ammontanti a 380.293.317€ (aggiornamento UNMIG 5 dicembre 2013) sono andate per circa il 51,3% alle Regioni, il 24,5%

al Fondo che va agli abitanti delle Regioni interessate, il 8,5% ai Comuni, il 11,6% va al Ministero dell'Economia e delle Finanze, e il 4,0% diviso equamente tra Ministero dello Sviluppo Economico e Ministero dell'Ambiente (si noti che quest'ultima percentuale risulta limitata dal fatto che la legge relativa è andata in vigore nella seconda metà del 2012. A regime questa percentuale è prevista più alta).

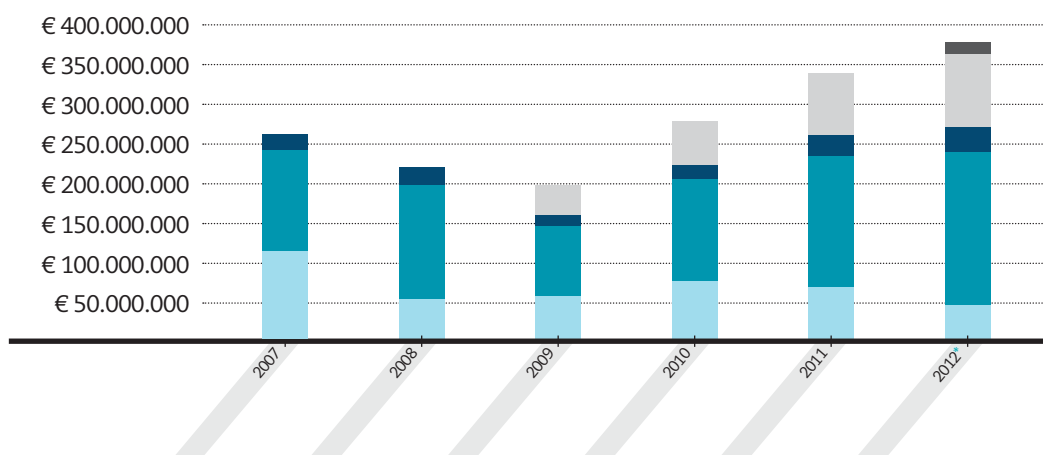
Fig. 9 Gettito Royalties riferite alla produzione 2012* distinte per destinazione (totale 380 M€)



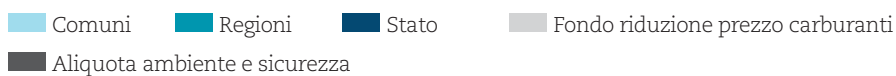
* Il gettito 2012 è aggiornato ai dati UNMIG pubblicati il 5 dicembre 2013; non tiene conto delle royalties 2012 che devono essere ancora incassate.

La Figura 10 illustra l'andamento delle royalties pagate dagli Operatori nel periodo 2007-2012, in evidente aumento dal 2010 a causa delle alte quotazioni del prezzo del petrolio e del leggero aumento dei livelli di produzione.

Fig. 10 Gettito Royalties riferite alla produzione 2007 - 2012*, per destinazione



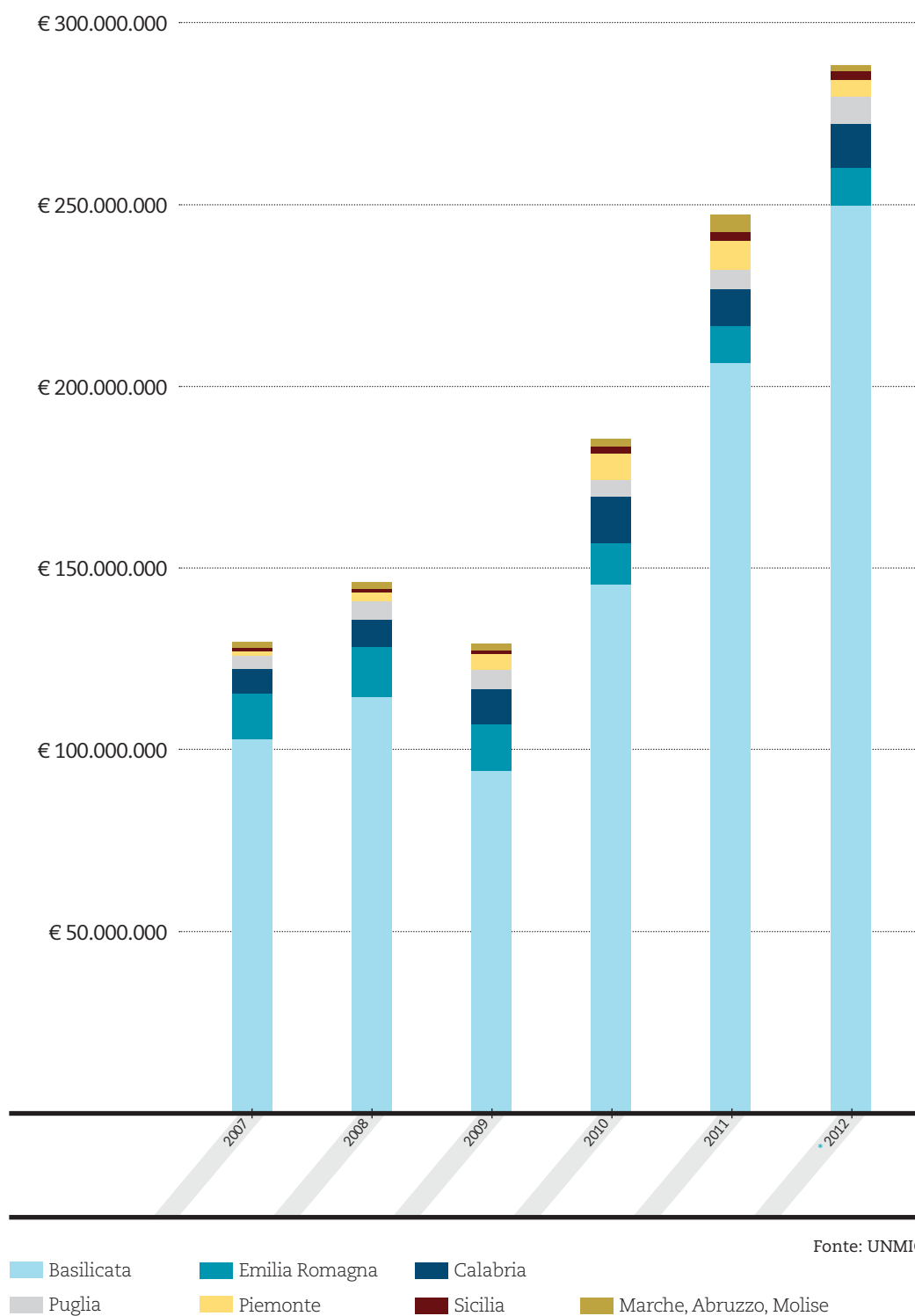
Fonte: UNMIG



* Il gettito 2012 è aggiornato ai dati UNMIG pubblicati il 5 dicembre 2013; non tiene conto delle royalties 2012 che devono essere ancora incassate.

Come evidenziato nella Figura 11, negli ultimi 5 anni il beneficio economico delle royalties è essenzialmente ricaduto a favore delle regioni del Sud Italia e, in particolare, della Basilicata.

Fig. 11 Gettito Royalties riferite alla produzione 2007 - 2012*, destinate alle Regioni e comprensive del Fondo riduzione prezzo carburanti



* Il gettito 2012 è aggiornato ai dati UNMIG pubblicati il 5 dicembre 2013; non tiene conto delle royalties 2012 che devono essere ancora incassate.

Per quanto riguarda le ricadute direttamente sulle amministrazioni comunali, la Figura 12 illustra la suddivisione delle royalties cumulative degli ultimi 6 anni (riferite alla produzione 2007-2012) tra i 33 Comuni che ne hanno fruito nel periodo considerato. Si tratta di 12 Comuni dell'Emilia Romagna, 9 Comuni della Basilicata - tre dei quali hanno superato i 10

milioni di euro di royalties -, 7 della Puglia, 3 del Piemonte - di cui due oltre i 2 milioni di euro -, e uno ciascuno delle Marche e del Molise. Complessivamente, si rileva che alcuni Comuni anche di piccole dimensioni, nei quali ricadono pozzi con produzioni significative (in particolare quelli ad olio), ottengono contributi molto rilevanti dalle royalties.

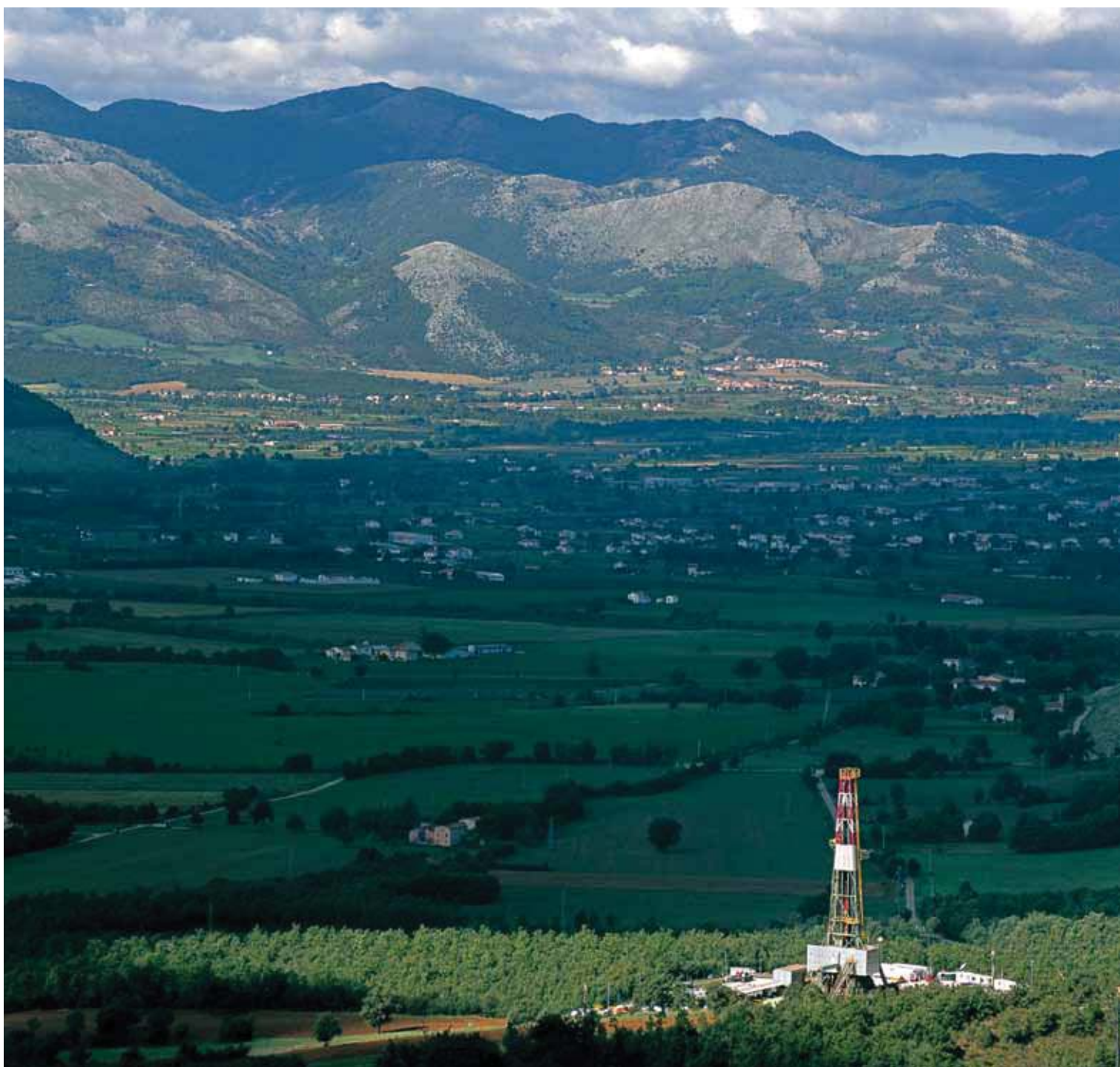
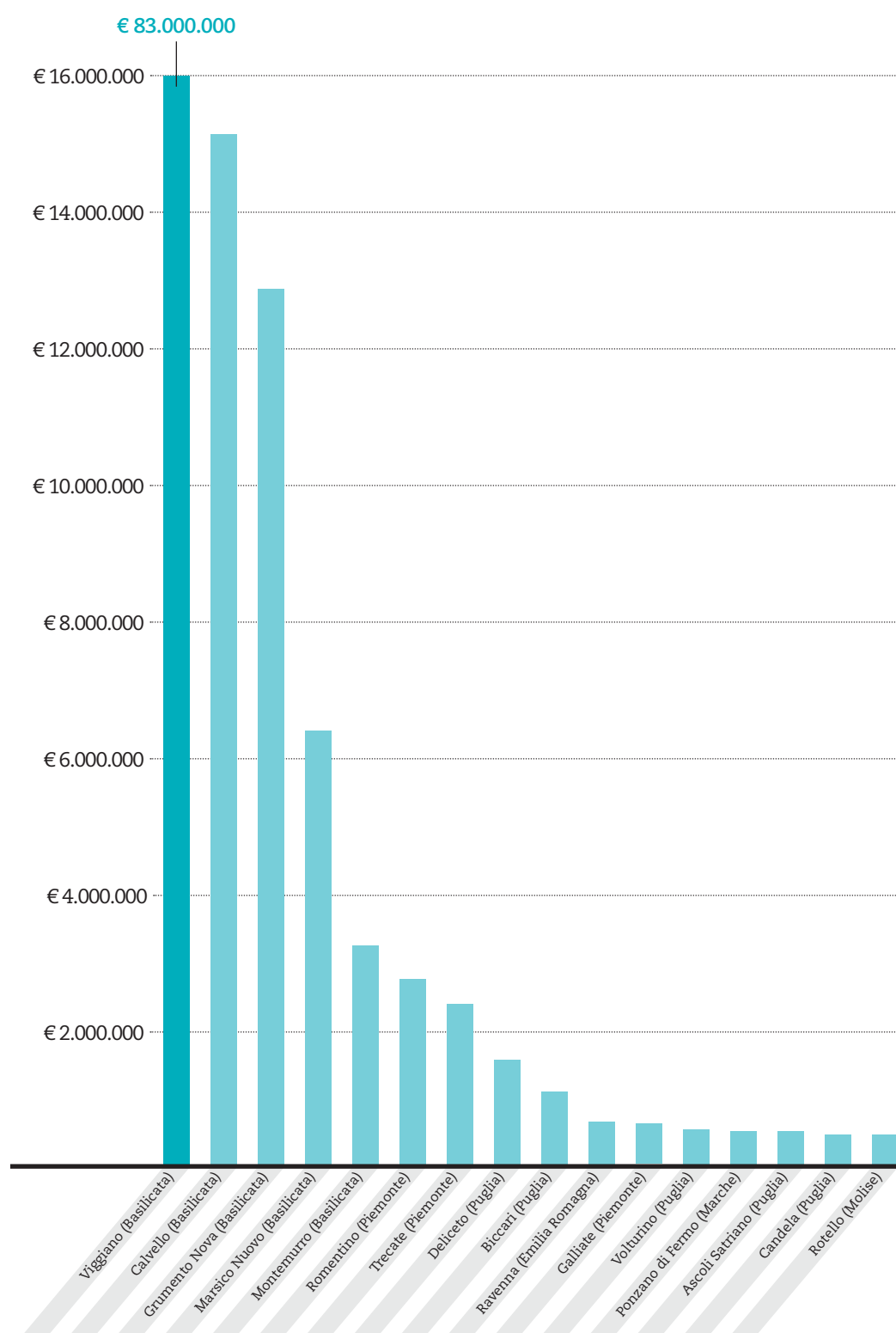


Fig. 12 Gettito Royalties riferite alla produzione 2007 - 2012, destinate ai Comuni*

Fonte: UNMIG

* I Comuni che hanno beneficiato delle Royalties per la produzione del periodo 2007-2012 sono stati 33; nella figura sono stati raffigurati in ordine decrescente i primi 16 Comuni che hanno incassato una quota superiore ai 400.000 €. Il gettito del 2012 è aggiornato ai dati UNMIG pubblicati il 5 dicembre 2013.

La gestione delle royalties da parte delle istituzioni è sempre più orientata a un utilizzo sostenibile ed efficiente. In questa direzione, nel 2003, in Basilicata è stato istituito il Programma Operativo Val d'Agri, Melandro, Sauro e Camastra (www.povaldagri.basilicata.it) che individua il comprensorio interessato dalle estrazioni petrolifere in un territorio di 35 comuni e che ha l'obiettivo di reinvestire sul territorio una quota delle royalties per generare uno sviluppo di qualità, di intesa con le autonomie locali e le forze economiche e sociali. Il Programma Operativo si articola in due fasi: la fase I che riguarda interventi previsti dai documenti programmatici comunali; la fase II invece, quella della "premialità", è riservata ai Comuni "virtuosi" in base a criteri premiali che tengono conto della quantità e qualità dell'operato dei Comuni rispetto al Programma Operativo.

A fine 2011, complessivamente, è stato impegnato circa il 95% delle risorse programmate (oltre 103 milioni di Euro suddivisi in 73 milioni per la fase I e 30 per la fase II), mentre la spesa effettuata dagli Enti Locali ammonta a circa 47 milioni di euro pari al 47% delle somme impegnate (circa 99 milioni di Euro). Dei 30 Comuni interessati 25 si sono tempestivamente attivati ed hanno già programmato l'utilizzo delle somme premiali.

Questi dati si riferiscono ai soli investimenti infrastrutturali, a cui poi si devono aggiungere quelli di tipo immateriale e di sostegno alle attività produttive (Fonte: Report di sintesi sullo stato d'attuazione del Programma Operativo Val d'Agri - Melandro - Sauro - Camastra - Aggiornamento 31/12/2011).

Più recentemente, al fine di incrementare le ricadute nelle aree interessate dall'attività E&P, Governo e Parlamento hanno stabilito che una quota delle maggiori entrate per l'estrazione di idrocarburi sarà destinata allo sviluppo di progetti infrastrutturali e occupazionali di crescita nei territori di insediamento degli impianti produttivi e in quelli limitrofi (art. 16 del D.L. 1/2012 Decreto "Liberalizzazioni"). A questo disposto è stata data attuazione con il Decreto Ministeriale 12 settembre 2013 firmato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze e dal Ministero dello Sviluppo Economico. L'obiettivo esplicitato nei provvedimenti è duplice:

- aumentare le ricadute economico-occupazionali per i territori interessati dalle attività estrattive;
- accrescere la partecipazione ed il consenso delle popolazioni e degli enti locali verso progetti di sviluppo nel settore minerario ed energetico.

Protocolli d'Intenti e Accordi Quadro locali

I principali progetti del Settore sono caratterizzati da un approccio di ampia collaborazione e concertazione tra operatori, autorità e principali interlocutori istituzionali.

In occasione dell'avvio dei **grandi progetti**, ad esempio, gli operatori firmano specifici Protocolli d'Intenti e Accordi Quadro con le autorità regionali con un duplice obiettivo:

- compensare gli impatti ambientali e sociali generati;
- garantire che gli investimenti del settore generino uno sviluppo duraturo e positivo per il territorio.

Alcuni protocolli sono stati sviluppati tramite accordi attuativi e protocolli tecnici, e negli anni sono stati avviati **nuovi percorsi di negoziazione**, per aggiornare gli accordi alla luce delle mutazioni nel contesto sociale, ambientale e produttivo. In alcuni casi, sono state siglate convenzioni specifiche con Province, Comuni o altri enti su **temi specifici** quali la valorizzazione del patrimonio culturale o il ripristino di infrastrutture particolarmente impattate dalle attività di Settore.

Gli investimenti a favore delle comunità locali

Le compagnie operanti nel Settore si relazionano in maniera proattiva e con una prospettiva di cooperazione con i territori, gli stakeholder e le istituzioni locali, nella consapevolezza che le proprie attività rappresentano un'occasione di crescita per le comunità locali, in un'ottica di sviluppo sostenibile e durevole. Recentemente sono aumentati gli esempi di iniziative e tavoli creati per aprire un dialogo con gli interlocutori del territorio, volti a favorire uno scambio delle informazioni e un confronto aperto sui temi che maggiormente

stanno a cuore alle comunità. In diversi casi queste iniziative sono regolate da accordi e convenzioni con gli stakeholder e le istituzioni locali.

A completamento di tale quadro di collaborazione, gli operatori del Settore sponsorizzano numerose iniziative a scopo sociale, finalizzate allo sviluppo culturale ed economico delle comunità presso cui operano. Complessivamente, nel 2012, gli investimenti degli Operatori a favore delle comunità locali sono stati di circa 14 milioni di euro (vedi Tab. 8).

Tab. 8 Investimenti degli operatori nelle comunità locali in Italia

INDICATORE	2009	2010	2011	2012
Investimenti nella comunità locale [kEuro]	8.626	11.057	16.261	13.933

Fonte: Operatori (16)

Nota. L'indicatore (GRI - EC1, vedi Appendice A) si riferisce ad investimenti a favore della comunità locale che non sono direttamente legati al business del Settore. Sono inclusi gli investimenti volontari e gli investimenti legati ad attività di compensazione e mitigazione dell'impatto sociale, derivanti da Accordi di Programma e Protocolli d'intesa con le Autorità locali. Nelle sezioni di approfondimento di questo capitolo sono descritte alcune delle attività ed iniziative promosse dagli operatori per lo sviluppo delle comunità locali.



GLI ACCORDI DEGLI OPERATORI IN BASILICATA

Data la centralità che la produzione di idrocarburi ricopre per l'economia della Basilicata, la Regione ha siglato accordi con le singole compagnie petrolifere in occasione dei principali progetti di sfruttamento delle risorse del sottosuolo. Si riportano in particolare gli accordi presi negli anni con Eni e con Total:

Eni

Il Protocollo d'Intenti del 1998, sottoscritto da Eni (in joint venture con Shell) e dalla Regione Basilicata per l'estrazione di idrocarburi nella Val d'Agri, relativamente all'area allora denominata "Trend 1", ha definito i punti cardine verso cui far convergere le azioni concordate tra Regione e compagnie petrolifere, considerando le esigenze del territorio e le vocazioni locali. L'accordo prevedeva, per la prima volta in Italia tra un'impresa petrolifera e una Regione, l'implementazione di misure multisettoriali di sostenibilità e di tutela ambientale. Agli impegni previsti si è dato seguito tramite 11 Accordi Attuativi e un Protocollo Tecnico predisposti dal Comitato Paritetico (D.G.R. n. 318 del 23/02/1999 e successive). Gli accordi prevedevano:

- interventi di compensazione ambientale;
- interventi di promozione dello sviluppo sostenibile;
- realizzazione del sistema di monitoraggio ambientale;
- gestione del sistema di monitoraggio ambientale;
- progettazione e realizzazione del Programma Regionale per il completamento delle reti di distribuzione del metano;
- istituzione dell'osservatorio ambientale;
- anticipazione royalty per la quota eccedente i 40.000 barili al giorno;
- costituzione della Società Energetica Lucana;
- partecipazione al capitale dell'Agenzia Regionale di Sviluppo;
- istituzione borse di studio;
- istituzione di una sede della Fondazione Mattei (FEEM);
- definizione di un Protocollo Tecnico per la gestione delle situazioni di emergenza.

Il Protocollo e gli Accordi comprendono investimenti per un valore totale di 184,1 milioni di euro, di cui 113,2 milioni di euro sono già spesi (vedi tabella di dettaglio a pag. 37).

Total

Total E&P Italia, in qualità di rappresentante unico della concessione Gorgoglione, e Shell, come contitolare, hanno firmato con la Regione Basilicata un Accordo Quadro nel 2006. Dal 2013 la Mitsui è contitolare della concessione. L'accordo prevede che le compagnie:

- versino contributi aggiuntivi rispetto a quelli dovuti per legge, per compensare la perdita dell'uso alternativo del territorio e per la reintegrazione dell'equilibrio ambientale e territoriale;
- versino annualmente dei contributi legati alla produzione complessiva;
- forniscano a titolo gratuito alla Regione tutto il gas naturale proveniente dall'area della concessione ad olio;
- finanzino la pianificazione, la progettazione, la realizzazione e il mantenimento di una rete di monitoraggio ambientale;
- forniscano ulteriori contributi per lo sviluppo sostenibile, a partire dall'anno in cui è stato firmato l'accordo.

OBIETTIVO	IMPEGNO TOTALE	DURATA	STATO D'ATTUAZIONE
COMPENSAZIONE AMBIENTALE			
Migliorare il controllo e la verifica dello stato di qualità dell'aria	56,468 milioni di Euro, circa 5,6 milioni di Euro annui	10 anni (1999-2008)	Attività conclusa
SVILUPPO SOSTENIBILE			
Realizzazione di programmi regionali destinati a promuovere lo Sviluppo Sostenibile	20,6 milioni di Euro	10 anni, termina nel 2018	Erogati 4,13 milioni di Euro Accordo tuttora attivo
SISTEMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE			
Realizzazione di un sistema di monitoraggio ambientale	5,165 milioni Euro totali, erogati in un'unica soluzione	Quota versata nel 2000	Attività conclusa
GESTIONE RETE MONITORAGGIO			
Supporto delle attività di gestione del sistema	46,5 milioni di Euro	Validità 15 anni, termina nel 2023	Erogati 12,4 milioni di Euro
OSSERVATORIO AMBIENTALE			
Supporto logistico e organizzativo dell'Osservatorio Ambientale al fine di garantire un'efficace azione di tutela e valorizzazione ambientale	Quota variabile, copertura completa delle spese di gestione dello stesso	Validità 15 anni dall'avvio, termina nel 2025	Osservatorio istituito a marzo 2011 (accordo tuttora attivo) Totale erogato: 4,1 milioni di Euro
METANIZZAZIONE			
Progettazione e realizzazione del programma regionale di completamento delle reti di distribuzione del metano in Basilicata	25.823 milioni di Euro, pari a 2/3 delle spese complessive del programma	L'attività è stata ultimata nel 2006	Attività conclusa
ISTITUZIONE DI UNA SEDE DELLA FONDAZIONE ENRICO MATTEI			
Creazione e sostegno di un polo di ricerca scientifica e ambientale e alta formazione	Quota variabile a copertura completa delle spese sostenute	15 anni, a partire dal 2007, termina nel 2021	Accordo tuttora attivo Totale erogato: 4,5 milioni di Euro
CONTRIBUTO PER L'ISTITUZIONE DI BORSE DI STUDIO			
Sostegno a corsi di dottorato e di specializzazione sui temi dell'ambiente, dell'energia e dell'innovazione tecnologica	4,387 milioni di Euro. L'importo è richiesto al termine di ogni ciclo formativo (2/3 anni)	20 anni, a decorrere dall'anno accademico 1999/2000	Accordo tuttora attivo Totale erogato: 0,78 milioni di Euro



Per quanto riguarda le attività di monitoraggio ambientale, come previsto nella D.G.R. 1888 del 19 dicembre 2011 (VIA - AIA), Total E&P Italia, insieme ai Partner, dovrà finanziare un “Progetto per la definizione della baseline ambientale e sociale territoriale” e un “Progetto di Monitoraggio Ambientale” che comprenda, tra l’altro:

- l’installazione di una rete di 4 centraline fisse per il rilevamento della qualità dell’aria;
- il monitoraggio delle emissioni odorigene;
- il monitoraggio del rumore all’esterno del Centro Olio Tempa Rossa;
- l’installazione di stazioni di biomonitoraggio;
- il monitoraggio dello stato degli ecosistemi;
- la raccolta dati della sismicità naturale e/o indotta.

Quando le attività saranno a regime, avverrà il trasferimento delle reti di monitoraggio in progetto in capo all’ARPAB. I costi di acquisizione dei dati, di messa in opera, di gestione, di manutenzione, ecc. saranno a carico di Total E&P Italia, insieme ai partner. Le modalità operative di realizzazione delle attività di monitoraggio dovranno essere definite nell’ambito di un apposito “Protocollo operativo”.



ENI IN BASILICATA

Ascolto, dialogo e opportunità

Le relazioni con gli stakeholder in Basilicata sono considerate da Eni occasioni di crescita e di confronto reciproco al fine di costruire insieme un percorso di sviluppo sostenibile.

Eni ha avviato e sostenuto in questi anni progetti d'accompagnamento allo sviluppo del turismo e della cultura locali, collaborando con le Amministrazioni, consultando i soggetti del territorio e coinvolgendo esperti e reti di eccellenza.

Dal 1999 sostiene progetti per le scuole della Basilicata; tra queste, l'iniziativa internazionale Schoolnet rivolta alle scuole secondarie di primo grado della Val d'Agri, Val Camastra e Val Basento e dal 2007 resa internazionale con il coinvolgimento di altre regioni in Paesi nei quali Eni opera: Angola, Alaska, Australia, Indonesia, Norvegia, Pakistan, Timor Est, Tunisia, Venezuela. Ogni anno circa 1.000 ragazzi, di cui circa 300 lucani, sono invitati a raccontare l'ambiente, la cultura e le tradizioni delle proprie comunità e a dialogare con coetanei di Paesi diversi.

Eni mette inoltre a disposizione importanti risorse economiche per la valorizzazione del patrimonio storico culturale del territorio lucano. Il 18 ottobre 2011 Eni e la Direzione Regionale per i Beni Culturali e Paesaggistici della Basilicata hanno sottoscritto un Protocollo d'Intesa per il recupero e la valorizzazione della Villa Romana rinvenuta nel 2006 durante gli scavi per la realizzazione della rete di raccolta in località Barricelle. L'accordo prevede il consolidamento, il restauro e la musealizzazione del sito archeologico, al fine di inserirlo nei percorsi turistici della Val d'Agri.

Come previsto dall'Accordo Attuativo Regionale n. 11 del Protocollo d'Intenti tra la Regione Basilicata e l'Eni (in joint venture con Shell), dal 2008 la Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), ha una sede anche a Viggiano dove opera sulla base di programmi di attività concordati con la Regione Basilicata e con altri partner scientifici e istituzionali. La FEEM, avvalendosi di uno staff di circa 30 collaboratori, provenienti prevalentemente dalla regione, svolge in Basilicata attività di ricerca, formazione, divulgazione, a supporto di istituzioni pubbliche e organizzazioni di settore.

La valorizzazione del territorio avviene anche attraverso la realizzazione e il sostegno di importanti eventi di taglio sia nazionale sia locale, con attività e progetti finalizzati a sostenere la filiera del sociale, della cultura e del turismo, tra cui interventi di manutenzione e miglioramento della rete sentieristica, interventi di illuminazione del patrimonio storico-artistico e, sulla base delle richieste e dei bisogni del territorio, sono state attivate collaborazioni con Bell'Italia, Gambero Rosso e Golosario per promuovere i paesaggi naturali e le tradizioni eno-gastronomiche della regione, in particolare della Val d'Agri e Val Camastra.





FONDAZIONE EDISON: L'ECCELLENZA LOCALE IN "RETE"

Edison ha creato una Fondazione, che opera nel campo della ricerca scientifica e dello studio di aspetti socio-economici, culturali e civili che riguardano i sistemi produttivi locali, con particolare attenzione ai rapporti tra PMI e grandi imprese, tra comunità e sviluppo del territorio e ai temi delle infrastrutture e dei servizi alla società civile, anche in relazione ai fenomeni di internazionalizzazione. Promuove studi, ricerche, pubblicazioni e manifestazioni, sia autonomamente sia in collaborazione con enti e istituti di ricerca, fondazioni, associazioni, imprese e singoli cittadini, ma anche concedendo il proprio patrocinio a iniziative coerenti con i propri scopi statutari. La Fondazione Edison ha messo in luce, attraverso pubblicazioni, volumi, notiziari e l'organizzazione di convegni, i punti di eccellenza dell'economia italiana in un contesto dominato dalle teorie sul presunto declino del nostro sistema produttivo, contribuendo ad alimentare il dibattito sui punti di forza e di debolezza nel nostro sistema industriale, sia a livello di mondo economico, ma anche politico e dei media.

Nel solo ultimo anno le attività sono state numerose e rilevanti:

- A febbraio è uscito il ventunesimo libro della collana istituzionale della Fondazione Edison dal titolo "Debito e crescita. L'equazione della crisi" di Marco Fortis e Alberto Quadrio Curzio, dedicato alla grande crisi economico-finanziaria.
- In aprile si è svolto il convegno "Per una logica industriale meridionalista" organizzato in collaborazione con la Svi-mez (Associazione per lo Sviluppo dell'Industria nel Mezzogiorno).
- Nel mese di maggio si è tenuta la presentazione di un altro volume edito da Le Monnier su "Carlo Cattaneo: federalismo e sviluppo" a cura di Carlo G. Lacaïta e Franco Masoni.
- Nel mese di giugno, nell'ambito della collaborazione con Gea riguardante l'Osservatorio sui primati dell'export mondiale dell'Italia, si è svolto il convegno Gea-Fondazione Edison dal titolo "Made in Italy. Come le nostre imprese possono competere e vincere all'estero".
- Nel mese di settembre è stato pubblicato il ventiduesimo volume della collana istituzionale intitolato "Ricerca scientifica e tecnologica. L'incerta alleanza" di Sergio Carrà.
- In ottobre si è svolto a Roma, presso l'Accademia Nazionale dei Lincei, il Convegno "L'Economia reale nel Mezzogiorno".
- A dicembre, l'ultimo evento dell'anno ha riguardato la presentazione del volume di Sergio Carrà, pubblicato nel mese di settembre.

Nel quadro delle collaborazioni con altre fondazioni e istituzioni, si ricordano quelle con Aspen Institute Italia, Ambrosetti European House, l'Osservatorio Nazionale Distretti Italiani. Sono proseguiti infine gli osservatori con l'Unione Industriali di Bologna sulla meccanica avanzata e con la Camera di Commercio di Novara sull'export novarese.



TOTAL IN BASILICATA

Percorso condiviso e stakeholder engagement

Total E&P Italia ha istituito un Tavolo d'informazione permanente che coinvolge le amministrazioni comunali dell'area Tempa Rossa. In tale sede vengono condivise informazioni riguardanti lo stato avanzamento delle attività operative legate al Progetto, il monitoraggio dell'occupazione e alcuni dati sull'indotto.

Nell'ambito delle attività di sviluppo sostenibile svolte nelle scuole del comprensorio, sono numerose le occasioni di incontri pubblici aperti alla cittadinanza locale per la presentazione degli obiettivi e dei risultati dei programmi.

Con le associazioni di categoria delle Piccole e Medie Imprese, si organizzano frequenti incontri per la condivisione delle strategie e dei risultati del progetto per l'internazionalizzazione delle PMI. In particolare, nell'ottobre 2012, presso la Camera di Commercio a Potenza, è stata organizzata una giornata di presentazione dei General Contractor del progetto alle aziende lucane, al fine di facilitare lo scambio d'informazioni tra le due parti.

Total sta inoltre portando avanti importanti iniziative di sostegno al territorio, volte a migliorare il contesto economico e la qualità della vita nelle comunità presso cui opera. In particolare i progetti in corso si sviluppano lungo alcuni specifici assi di intervento:

- sostegno ai progetti di carattere socio assistenziale: in collaborazioni con gli uffici comunali e con associazioni di volontari vengono portati avanti progetti per migliorare l'assistenza sanitaria a fasce deboli della popolazione;
- programmi di supporto all'attività didattica, in collaborazione con le scuole: Total ha finanziato corsi di lingua per gli studenti e organizza attività di job orienteering;
- progetti di promozione delle eccellenze eno-gastronomiche del territorio, attraverso un programma specifico denominato "Lucanica – Regional Specialties from Basilicata", per rendere riconoscibili, grazie a un marchio appositamente ideato, i prodotti tipici dell'agricoltura della Basilicata.

Total E&P Italia sta inoltre preparando, insieme ai General Contractor del progetto Tempa Rossa, uno Studio di Impatto Sociale propedeutico alla preparazione di un Social Management Plan. Questo piano, raramente predisposto per progetti di grande scala nel contesto italiano, rappresenta un utile strumento per identificare i possibili impatti che le attività avranno sugli stakeholder locali e per trovare soluzioni alle criticità che potrebbero nascere durante la fase di cantiere, al fine di facilitare i rapporti con gli interlocutori del territorio.





SHELL IN BASILICATA


I giovani al centro

Shell, pur non essendo operatore, ha in essere in Basilicata una serie di iniziative di Social Performance che svolge informando i partner Eni (Val d'Agri) e Total E&P (Tempa Rossa), in totale autonomia finanziaria e gestionale. Tali progetti sono di seguito riassunti.

- **SHELL INVENTAGIOVANI:** è un programma di "investimento sociale" che Shell Italia E&P S.p.A. ha avviato in Basilicata nell'anno 2010 e che offre orientamento ed indirizzo ai giovani che desiderano avviare una propria attività imprenditoriale in Basilicata. InventaGIOVANI è il nome locale dell'iniziativa, che fa parte del programma internazionale Shell-LiveWIRE con il quale il gruppo Shell opera, attraverso un'organizzazione no-profit specializzata in sviluppo d'impresa, in vari paesi del mondo. InventaGIOVANI offre, ai giovani fra i 18 e i 35 anni domiciliati in Basilicata, in possesso di un diploma di scuola media secondaria, la possibilità di partecipare a un workshop di un giorno per individuare la propria vocazione imprenditoriale, e successivamente, per chi intende proseguire, un corso di formazione di cinque giorni per dare accesso alle competenze necessarie ad avviare un'attività imprenditoriale. Tale ciclo di formazione viene ripetuto più volte durante l'anno. Ai giovani partecipanti al ciclo di formazione che intendano avviare un'attività imprenditoriale in Basilicata sarà dato supporto, attraverso il programma, nella redazione del piano aziendale (business plan) e nelle fasi di avvio dell'impresa. Il programma non prevede alcun sostegno finanziario per i giovani imprenditori ma dà orientamento e indicazioni per il reperimento dei fondi nel settore pubblico o privato, in relazione ai progetti elaborati. InventaGIOVANI mette a disposizione anche un sito internet e un social network/forum su cui i giovani imprenditori possono tenersi in contatto fra loro e con il contesto più ampio di LiveWIRE International.
- **READ ON:** è un programma che interessa le scuole superiori e medie della regione Basilicata e che ha visto coinvolte nella prima edizione (2012-13) 52 scuole. Il progetto - svolto in collaborazione con il British Council e Oxford Press University - vede il patrocinio dell'Ambasciata Inglese. Proprio la moglie dell'Ambasciatore inglese in Italia, la Professoressa Prentice, è stata la madrina dell'iniziativa e ha partecipato all'incontro iniziale con 67 scuole provenienti da tutta la Basilicata. A ogni classe viene fornita una biblioteca di 200 volumi in inglese con CD audio di diverso livello grammaticale e lessicale. Gli insegnanti, debitamente formati, aiutano i ragazzi nel miglioramento della lettura della lingua inglese e quindi in un miglioramento dell'apprendimento e conoscenza della lingua.
- **READ ON per le scuole elementari:** nell'anno scolastico 2013-14 è iniziato il medesimo progetto indirizzato alle classi V elementari di 13 Comuni della Val'Agri e Val Camastra e di altre 37 scuole elementari della Basilicata.
- **GEOSCUOLA:** progetto indirizzato alle scuole medie che inizierà a Febbraio 2014 in 13 Comuni della Val'Agri e Val Camastra (Basilicata). Laureati dell'Università della Basilicata (UNIBAS) coordinati da docenti di geologia della medesima università, svolgeranno 5 lezioni in classe sui temi delle scienze della terra (storia e formazione della terra, le rocce, i minerali e i fossili, formazione e sviluppo di vulcani e montagne, genesi e natura del petrolio, perché c'è il petrolio in Basilicata).
- **MASTER IN PETROLEUM GEOSCIENCE** in collaborazione con TOTAL e UNIBAS: Master di II livello per 20 studenti laureati in geologia, ingegneria, biologia e scienze ambientali che prenderà il via nel Gennaio 2014.



2 ANALISI DELLE PRESTAZIONI AMBIENTALI



2.1 CONSUMO DI ENERGIA

pag. 45

2.2 EMISSIONI IN ATMOSFERA

pag. 51

2.3 UTILIZZO DELLE RISORSE IDRICHE

pag. 63

2.4 PRODUZIONE E GESTIONE DEI RIFIUTI

pag. 69

2.5 USO DEL SUOLO E BIODIVERSITÀ

pag. 75

2.1 CONSUMO DI ENERGIA

2.1 CONSUMO DI ENERGIA / QUALI INDICATORI E PERCHÉ

In questa sezione presentiamo e analizziamo l'indicatore sul consumo energetico. Esso è legato a due aspetti di interesse ambientale: l'energia è prodotta per la maggior parte dalla combustione degli idrocarburi che determinano emissioni in atmosfera; inoltre la quantità di energia utilizzata dipende dall'efficienza e dalle tecnologie utilizzate per la sua produzione, ma soprattutto dalle condizioni locali e dalla difficoltà di estrazione della risorsa (ad esempio la profondità dei giacimenti).

N	INDICATORE	RIF. GRI	CAP
8	Consumo di energia totale/specifico	EN3	2.1

Una descrizione più approfondita è disponibile per ciascun indicatore in appendice.

→ Nella colonna **Rif. GRI** è riportato il riferimento agli indicatori stabiliti nelle Linee Guida per il Reporting di Sostenibilità, edite dal Global Reporting Initiative (GRI).

→ Nella colonna **CAP** è riportato il riferimento al Capitolo del presente rapporto.

2.1 CONSUMO DI ENERGIA



L'energia utilizzata dal settore è legata alle condizioni operative che, in Italia, non sono particolarmente favorevoli: pesano, infatti, la profondità dei giacimenti e la densità dell'olio estratto. Ciò nonostante, i consumi di energia risultano di gran lunga inferiori rispetto agli altri settori industriali nazionali e inferiori alla media mondiale del settore.

Se si aggiunge il fatto che, grazie all'utilizzo di una parte del gas estratto, il Settore in gran parte autoproduce l'energia termica ed elettrica necessaria per le proprie attività di estrazione e trattamento, il ricorso all'acquisto di energia risulta minimo.



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

Il Settore utilizza energia sotto forma di energia elettrica e di calore. I principali utilizzi riguardano i seguenti processi:

- alimentare pompe e compressori per l'estrazione e la movimentazione dei fluidi e del gas;
- aumentare il recupero di olio;
- separare olio, gas e acqua;
- alimentare le varie utenze dei centri oli e delle piattaforme.

Il consumo di energia varia significativamente in base alle condizioni operative specifiche, quali, ad esempio, la profondità del giacimento e le caratteristiche della risorsa estratta (densità e contenuto di altri minerali). Nel dettaglio:

Centri oli

Qui sono installate unità per la generazione di calore (caldaie) oppure cogenerazione di energia elettrica e calore (turbine a gas o a vapore) che utilizzano come combustibile una quota del gas estratto.

Gli impianti sono in genere allacciati a reti di distribuzione di gas e/o di energia elettrica di terzi, così da garantire la continuità e la sicurezza dell'approvvigionamento e la distribuzione e commercializzazione dell'eventuale sovrapproduzione di energia elettrica.

Centrali gas

Le centrali gas normalmente sono allacciate alla rete di trasporto del gas naturale che in Italia è particolarmente estesa e copre il territorio in modo capillare. Nei rari casi in cui gli impianti di produzione sono distanti dalla rete di trasporto del gas, il gas prodotto è trasformato in loco in energia elettrica che viene immessa in rete.

Attività di ricerca/perforazione a terra

Per questo tipo di attività, considerata la

temporaneità delle operazioni, l'energia necessaria per perforare i pozzi viene prodotta in loco da generatori elettrici alimentati a gasolio; in altri casi l'energia necessaria viene prelevata dalla rete elettrica ed i generatori vengono utilizzati solo per le emergenze.

Piattaforme off-shore

Queste piattaforme in genere producono energia utilizzando motori diesel ed energia termica mediante caldaie che utilizzano il gas prodotto o il gasolio portato da terra.

L'efficienza energetica

È un obiettivo costante del Settore: un suo incremento, infatti, ha ricadute positive sia in termini economici che ambientali. Le attività sono spesso sottoposte a progetti di efficienza energetica, per migliorare le prestazioni, come ad esempio interventi di recupero di calore dei fumi di scarico o di cogenerazione tramite il recupero di calore dai gas secondari.

Tab. 9 Indicatori dell'Energia

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		INDICATORE SPECIFICO		GRI
		UdM	2012	UdM	2012	
8	Energia prodotta (A)	TJ	17.444	-	-	EN3
	Energia acquistata (B)	TJ	983	-	-	
	Energia venduta (C)	TJ	18	-	-	
	Consumo netto di energia (A+B-C)	TJ	18.409	TJ / k TEP	1,41	

Fonte: Operatori (16)

Nota. L'unità di misura convenzionalmente utilizzata per misurare l'energia è il "Tera Joule" ovvero 10^{12} Joule (nel Sistema Internazionale abbreviato in "TJ"). Il TJ corrisponde a 277,78 MWh oppure a 23,88 TEP (Tonnellata Equivalente di Petrolio). L'unità di misura utilizzata per misurare l'energia specifica per estrarre un k TEP di Olio/Gas è il TJ/k TEP. Il dato di consumo specifico di energia di 1,41 TJ/k TEP significa pertanto che per estrarre un k TEP di Olio/Gas consumo 1,41 TJ di energia, ovvero vale a dire che consumo una quantità di energia equivalente al 3,37% dell'Olio/Gas estratto.



CONFRONTI CON DATI INTERNAZIONALI DELLO STESSO SETTORE

Nel confronto con i dati dell'**Associazione Internazionale dei Produttori Oil&Gas (OGP)**, distinti per aree geografiche, il Settore italiano evidenzia un valore di 1,41 TJ/k TEP (*TeraJoule/migliaia di Tonnellate Equivalenti di Petrolio*) che si contraddistingue per essere:

- in linea con il valore medio mondiale (1,40 TJ/k TEP);
- superiore ai valori di prestazione migliore riscontrati per Medio Oriente, Africa e area FSU (Former Soviet Union).

Questo indicatore dipende fortemente dalle condizioni operative specifiche, che com-

prendono la facilità di recupero (e quindi profondità e pressione dei giacimenti), la taglia e l'età degli impianti. Il Medio Oriente, Africa e area FSU mostrano valori prestazionali di rilievo, con ogni probabilità dovuti alla facilità di recupero della risorsa e a impianti di grandi dimensione. È inoltre da sottolineare che condizioni di recupero più difficili (giacimenti con pressioni non elevate e/o in profondità) implicano sicuramente maggiori consumi energetici, ma comportano anche minori rischi di incidenti (ad esempio l'eruzione del pozzo).

Tab. 10 Confronto sui consumi specifici di energia coi dati OGP (2012)

AREA	CONSUMO SPECIFICO DI ENERGIA [TJ/k TEP]
Nord America	3,39
Asia / Australasia	1,90
Italia	1,41
MEDIA	1,40
Sud America	1,25
Europa	1,24
FSU	1,16
Africa	1,01
Medio Oriente	0,24



CONFRONTI CON ALTRI SETTORI NAZIONALI

Nel confronto con i dati di consumo energetico di altri settori industriali, il Settore evidenzia un valore per l'anno 2012 di 18,409 TJ (pari a circa 440 k TEP) che risulta di gran lunga inferiore rispetto ai

consumi energetici di diversi altri settori industriali quali "siderurgia", "materiali da costruzione", "chimica/petrolchimica" e "meccanica".

Tab. 11 Consumi finali di energia per settore industriale in Italia

SETTORI INDUSTRIALI	CONSUMI DI ENERGIA IN ITALIA [k TEP*]
	2010
Siderurgia	6.895
Materiali da costruzione	4.495
Chimica e petrolchimica	4.590
Meccanica	4.394
Agricoltura e pesca	3.034
Agroalimentare	2.918
Vetro e ceramica	2.491
Cartaria e grafica	2.724
Tessile e abbigliamento	1.368
Altre Manifatturiere	1.053
Metalli non ferrosi	856
Settore E&P (2012)	440
altre industrie	362

Fonte: Operatori (16), per Settore E&P – ENEA Rapporto Energia e Ambiente 2009 - 2010, per tutti gli altri settori

* 1 k TEP = 41,87 TJ"

Nota 1: i dati ENEA 2011-2012 non sono ancora disponibili



2.2 EMISSIONI IN ATMOSFERA

2.2 EMISSIONI IN ATMOSFERA / QUALI INDICATORI E PERCHÉ

In questa sezione presentiamo e analizziamo 5 indicatori.

I primi due indicatori (emissioni di gas serra e ossidi di azoto) sono relativi alle emissioni prodotte nei processi di combustione per la produzione dell'energia necessaria ai processi del Settore, mentre il terzo (ossidi di zolfo) dipende piuttosto dalle caratteristiche dell'idrocarburo estratto. Le emissioni di gas serra sono le principali indiziate nella ricerca delle cause del riscaldamento globale e dei relativi cambiamenti climatici. Gli ossidi di azoto e zolfo sono tipici inquinanti provenienti dall'industria, dai riscaldamenti civili e dai trasporti che contribuiscono al peggioramento della qualità dell'aria; sono particolarmente temuti per le persone con problemi cronici all'apparato respiratorio.

Gli ultimi due indicatori sono riferiti a due pratiche occasionali del Settore (Flaring e Venting) che sono strettamente necessarie per la sicurezza dei lavoratori, della popolazione e degli impianti. L'attenta e corretta conduzione e manutenzione degli impianti riduce al minimo le emissioni "Flaring e Venting" che tuttavia non possono essere totalmente azzerate per motivi di sicurezza.

N	INDICATORE	RIF. GRI	CAP
9	Emissione di gas serra totale/specifica		2.2.1
10	Emissione di NOx totale/specifica	EN16	2.2.2
11	Emissione di SOx totale/specifica		2.2.3
12	Emissione di Gas da Flaring totale/specifica		
13	Emissione di Gas da Venting totale/specifica	OG6	2.2.4

Una descrizione più approfondita è disponibile per ciascun indicatore in appendice.

→ Nella colonna **Rif. GRI** è riportato il riferimento agli indicatori stabiliti nelle Linee Guida per il Reporting di Sostenibilità, edite dal Global Reporting Initiative (GRI).

→ Nella colonna **CAP** è riportato il riferimento al Capitolo del presente rapporto.

2.2 EMISSIONI IN ATMOSFERA



Le emissioni del settore sono legate alla produzione di energia e agli indispensabili sistemi di sicurezza.

Le emissioni risultano nettamente inferiori rispetto ad altri settori industriali nazionali e in linea o inferiori alla media mondiale.

Le emissioni in atmosfera del Settore sono in gran parte legate alla produzione di energia in impianti a combustione alimentati a gas e sono legate alla complessità delle operazioni di recupero e alla qualità della risorsa estratta. Esse sono costituite principalmente da anidride carbonica (CO₂), ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO_x) e Sostanze Organiche Volatili (SOV) generate dalla combustione del gas. Gli impianti di combustione sono di dimensioni notevolmente inferiori rispetto alle grandi centrali termoelettriche che forniscono energia elettrica al Paese e, di conseguenza, lo sono anche le emissioni. Le emissioni in atmosfera sono inoltre legate all'indispensabile presenza dei sistemi di torcia (emissioni da "Flaring"), di termocombustori per la combustione controllata del gas ed alla pratica del "Venting". Le torce sono sistemi di sicurezza che consentono, in casi di emergenza e di necessità di fermata del processo, lo scarico rapido e la combustione controllata degli idrocarburi contenuti negli impianti garantendo la sicurezza dei lavoratori e delle strutture. L'emissione in continuo della torcia è generata dalla fiamma pilota di sicurezza. I termocombustori provvedono a bruciare in modo controllato il gas prodotto in continuo che non può essere inviato in torcia e non può essere recuperato. Infine il Venting è la dispersione in atmosfera di idrocarburi volatili (principalmente metano) generati in modo sporadico, quando non vi sono le condizioni

tecniche per l'invio al sistema di torcia, in caso di depressurizzazione delle apparecchiature. Le emissioni da Flaring e da Venting sono in ogni caso significativamente inferiori alle altre descritte.

La gestione, il controllo e la prevenzione delle emissioni avviene utilizzando le Migliori Tecnologie Disponibili per il settore O&G, quali ad esempio:

- la corretta gestione e ottimizzazione dei processi;
- i programmi di controllo di tutte le connessioni impiantistiche (linee, valvole e apparecchiature) per minimizzare le emissioni di SOV;
- gli impianti di separazione e recupero dello zolfo (presente negli idrocarburi sotto forma di idrogeno solforato).

Considerando la difficoltà di paragonare contesti geologici ed impiantistici molto diversi tra loro, il confronto del Settore con i valori medi a livello internazionale O&G E&P mostra valori di emissione:

- inferiori per gli SO_x e per le emissioni da Flaring;
- in linea per i gas serra (CO₂ e CH₄);
- superiori per gli NO_x.

Il confronto con altri settori industriali nazionali quali, ad esempio, il siderurgico e la produzione di energia elettrica, mostra che il Settore ha emissioni di ordini di grandezza significativamente inferiori.

2.2.1 EMISSIONI DI GAS AD EFFETTO SERRA (GHG)



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

Le emissioni dirette di gas serra sono costituite da biossido di carbonio (CO₂) e metano (CH₄). Le emissioni dirette di CO₂ sono principalmente dovute al normale utilizzo di combustibili (principalmente gas estratto) per la produzione di energia elettrica e

termica e, in minima parte, per combustione di gas nel Flaring. Le emissioni dirette di CH₄ sono principalmente conseguenti al Venting, pratica specifica del Settore ma utilizzata solo sporadicamente

Tab. 12 Indicatore delle emissioni in atmosfera di GHG

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		INDICATORE SPECIFICO		GRI
		UdM	2012	UdM	2012	
9	Emissione di gas serra	ton CO ₂ eq.	1.878.157	ton CO ₂ eq./ k TEP	144	EN16

Fonte: Operatori (16)

Le emissioni di gas serra totali del settore sono quantificate dagli operatori in 1,88 M ton CO₂eq (Tabella 12). La quota parte di emissioni di gas serra per le quali esiste l'obbligo di dichiarazione ai fini del programma europeo di scambio di emissioni (ovvero l'Emission Trading Scheme - ETS) è di 0,88 M ton CO₂eq (Fonte: Operatori 16). Queste ultime

sono inferiori a quelle totali in quanto l'obbligo di dichiarazione riguarda solo determinate attività, in particolare gli impianti termici con potenza superiore ai 20 MWt. La differenza tra i due valori riguarda pertanto le emissioni provenienti da impianti di combustione con potenza inferiore ai 20 MWt.



CONFRONTI CON DATI INTERNAZIONALI DELLO STESSO SETTORE

Nel confronto con i dati OGP, distinti per aree geografiche, il Settore italiano evidenzia un valore di 144 ton CO₂eq/k TEP :
 → inferiore al valore medio mondiale (160 ton CO₂ eq/k TEP);
 → superiori ai valori medi di prestazione riscontrati per l'Europa (94 ton CO₂ eq/k TEP) e Medio Oriente (61 ton CO₂ eq/k TEP).
 Questo indicatore dipende fortemente dalle condizioni operative specifiche ed è stretta-

mente legato al consumo di energia ed alle emissioni nel Flaring. Per spiegare i valori prestazionali di rilievo di Medio Oriente, Europa e area FSU si possono fare considerazioni del tutto simili a quelle fatte per il consumo energetico (facilità di recupero e impianti di grandi dimensioni); inoltre tali valori possono anche essere legati ad un minor ricorso al Flaring grazie alla disponibilità di infrastrutture per convogliare il gas estratto.

Tab. 13 Confronto sulle emissioni specifiche di CO₂ e gas serra (GHG) con i dati OGP (2012)

AREA	EMISSIONI SPECIFICHE DI CO ₂ [ton CO ₂ /k TEP]	EMISSIONI SPECIFICHE DI GHG [ton CO ₂ eq/k TEP]
Nord America	214	268
Asia / Australasia	151	207
Africa	158	183
MEDIA	132	160
Italia	-	144
FSU	102	115
Sud America	93	110
Europa	83	94
Medio Oriente	58	61

Nota: Gli operatori hanno fornito i dati delle emissioni di GHG in forma aggregata (comprendenti quelle di CO₂); il dato disaggregato in "emissioni di CO₂" e "emissioni di altri GHG" non è al momento disponibile. Le emissioni di CO₂ costituiscono comunque la gran parte delle emissioni di GHG.



CONFRONTI CON ALTRI SETTORI NAZIONALI

Il Ministero dell'Ambiente ha redatto il Piano di Allocazione Nazionale (PAN) ai sensi della Direttiva Europea ETS sull'Emission Trading Scheme. La Direttiva ETS ha l'obiettivo comune di ridurre le emissioni di gas serra attraverso un sistema regolamentare, definito di "cap and trade", che pone un limite alle emissioni di gas serra per i set-

tori/impianti con emissioni maggiori e un obbligo di acquisto di diritti di emissione in caso di superamento dei limiti. Il PAN italiano stabilisce le emissioni di gas serra massime autorizzate, per singolo settore industriale e per singolo impianto. Nel PAN il Settore E&P non è rappresentato come voce a se stante ma è incluso nel settore

“Elettrico / energetico”. Confrontando le emissioni dichiarate dal Settore E&P (0,88 M ton CO₂eq) con quelle dichiarate dagli altri settori industriali nazionali che partecipano al programma ETS, le emissioni del Settore risultano largamente inferiori. L'analisi dei dati evidenzia che le emissioni del Settore E&P sono più di 100 volte infe-

riori a quelle del settore della produzione termoelettrica (120,6 M ton CO₂eq) e più di 10 volte inferiori a quelle degli altri settori. Bisogna tenere conto che il valore riportato nel PAN non è il valore effettivo di gas serra emessi ma quello autorizzato, tuttavia resta una buona indicazione dell'ordine di grandezza delle emissioni dei vari settori.

Tab. 14 Allocazione quote di emissione GHG in Italia (k ton CO₂eq)

SETTORE	PIANO DI ALLOCAZIONE NAZIONALE 2010 [M ton CO ₂ EQ]		
	M ton CO ₂ eq	% su Italia	% su Europa
Elettrico / energetico	120,6	60,30%	8,70%
Raffinazione	19,69	9,80%	12,80%
Cemento e calce	19,1	9,50%	12,00%
Siderurgico	31,04	15,50%	15,40%
Vetro	30,5	1,50%	12,70%
Ceramica	78,74	0,40%	4,80%
Carta	54,97	2,80%	15,70%
Altri	36,65	0,20%	1,60%
TOTALE	200,14	100,00%	9,80%
Settore E&P (2012) dichiarate ai fini ETS	0,88	0,44%	0,04%

Fonte: Operatori (16), per Settore E&P - PAN delle emissioni di GHG, per tutti gli altri settori

Nella Tabella 15 si propone invece un confronto tra le emissioni complessive di GHG del settore E&P (1,88 M ton CO₂eq) con le emissioni complessive di GHG dell'industria italiana (quindi comprese quelle non soggette ad autorizzazione ai sensi

dell'ETS). Il confronto mostra come il divario tra il settore E&P e gli altri settori industriali si amplia ulteriormente e i valori di emissione di GHG del Settore E&P risultano circa duecento/trecento volte inferiori a quelle degli altri settori.

Tab. 15 Emissioni di GHG complessive in Italia (k ton CO₂eq)

SETTORE	EMISSIONI DI GHG IN ITALIA [k ton CO ₂ EQ]
	2009
Totale emissioni CO ₂ +CH ₄ +N ₂ O	482.367
di cui da processi energetici	406.743
SETTORE E&P (2012)	1.878

Fonte: Operatori (16), per Settore E&P - ENEA Rapporto Energia e Ambiente 2009 - 2010, per tutti gli altri dati

Nota: i dati ENEA per il 2010-2012 non sono ancora disponibili

2.2.2 EMISSIONI DI OSSIDI DI AZOTO (NOX)



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

Le emissioni dirette di ossidi di azoto (NOx) sono principalmente dovute all'ossidazione dell'azoto presente nell'aria di combustione nei processi per la produzione di energia. I quantitativi emessi sono

direttamente legati alle condizioni di combustione (maggiore è la temperatura, maggiore è la produzione di NOx) ed alla tipologia di apparecchiature utilizzate (turbine, caldaie bruciatori, motori endotermici).

Tab. 16 Indicatore delle emissioni in atmosfera di NOx

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		INDICATORE SPECIFICO		GRI
		UdM	2012	UdM	2012	
10	Emissione di NOx	ton	7.990	ton / k TEP	0,61	EN16

Fonte: Operatori (16)



CONFRONTI CON DATI INTERNAZIONALI DELLO STESSO SETTORE

Nel confronto con i dati dell'OGP, distinti per aree geografiche, il Settore italiano evidenzia un valore di 0,61 ton/k TEP:

→ superiore ai valori medi, mondiale ed europeo (rispettivamente 0,43 e 0,33 ton/k TEP);

→ inferiore al valore di prestazione peggiore riscontrato per il Nord America (0,83 ton/k TEP).

Questo indicatore è in parte legato ai consumi energetici (e quindi alle condizioni operative specifiche), in parte all'utilizzo di tecnologie di combustione a bassa emissione di NOx ed in parte alle emissioni da Flaring. Per quanto attiene gli NOx, il confronto con altre realtà internazionali può essere fatto tenendo però

in considerazioni l'influenza dovuta alle dimensioni degli impianti ed alla facilità di recupero degli idrocarburi che caratterizza favorevolmente il Medio Oriente ed altre zone d'Europea. In questa luce deve essere letto il risultato Italiano superiore alla media ma che comunque si colloca al di sotto di realtà di primo piano quale è quella nordamericana.

Tab. 17 Confronto sulle emissioni specifiche di NOx con i dati OGP (2012)

AREA	EMISSIONI SPECIFICHE DI NOx [ton/k TEP]
Nord America	0,83
Sud America	0,62
Italia	0,61
Asia / Australasia	0,43
MEDIA	0,43
Africa	0,41
Europa	0,33
FSU	0,23
Medio Oriente	0,13



CONFRONTI CON ALTRI SETTORI NAZIONALI

Il dato di emissioni di NOx del Settore E&P è stato confrontato con i dati raccolti e pubblicati da Enea per le emissioni complessive italiane in particolare nel

settore energetico. Dal confronto si evidenzia che il contributo del Settore alle emissioni di ossido di azoto in Italia è inferiore al 1% del totale.

Tab. 18 Emissioni di NOx complessive in Italia (k ton)

SETTORE	EMISSIONI DI NOx IN ITALIA [k ton]
	2009
TOTALE ITALIA	987
di cui da processi energetici	966
- industrie energetiche	73
- industrie manif. e costruzioni	126
- trasporti	608
- altri settori	142
- altro	10
- emissioni evaporate da carburanti	7
Settore E&P (2012)	8,0

Fonte: Operatori (16), per i dati del Settore E&P - ENEA, Agenzia Europea dell'Ambiente, 2011

Nota 1: Per i macrosettori energetici è riportata la classificazione IPCC (Macrosettore 1, Livello 1)

Nota 2: i dati ENEA per il 2010-2012 non sono ancora disponibili

2.2.3 EMISSIONI DI OSSIDI DI ZOLFO (SOx)



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

Le emissioni dirette di ossidi di zolfo (SOx) sono principalmente dovute alla ossidazione dello zolfo naturalmente contenuto nel gas estratto e utilizzato per la produzione di energia o nei flussi di gas di pro-

cesso inviati a Flaring (in particolare quello proveniente dagli impianti di desolforazione). I quantitativi emessi sono pertanto direttamente legati alla presenza più o meno rilevante di zolfo nelle risorse estratte.

Tab. 19 Indicatore delle emissioni in atmosfera di SOx

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		INDICATORE SPECIFICO		GRI
		UdM	2012	UdM	2012	
11	Emissione di SOx	ton	425	ton / k TEP	0,033	EN16

Fonte: Operatori (16)



CONFRONTI CON DATI INTERNAZIONALI DELLO STESSO SETTORE

Nel confronto con i dati dell'OGP, distinti per aree geografiche, il Settore italiano evidenzia un valore di 0,033 ton/k TEP:

- di gran lunga inferiore al valore medio mondiale (0,17 ton/k TEP);
- in linea con i valori di prestazione migliore riscontrati per Europa (0,03 ton/k TEP) e Asia/Australasia (0,04 ton/k TEP).

Questo indicatore è legato alla qualità della risorsa estratta (presenza o meno di alte concentrazioni di zolfo) e alla presenza di adeguati impianti di desolforazione

del gas. L'olio estratto in Italia presenta concentrazioni di zolfo rilevanti: il dato mostra pertanto l'efficienza e l'adeguatezza delle tecnologie e degli impianti di desolforazione utilizzati dal Settore.

Tab. 20 Confronto sulle emissioni specifiche di SOx con i dati OGP (2012)

AREA	EMISSIONI SPECIFICHE DI SOx [ton/k TEP]
Medio Oriente	0,64
FSU	0,28
Nord America	0,19
MEDIA	0,17
Sud America	0,17
Africa	0,07
Asia / Australasia	0,04
Italia	0,033
Europa	0,03



CONFRONTI CON ALTRI SETTORI NAZIONALI

Il dato di emissioni di SOx del Settore E&P è stato confrontato con i dati raccolti e pubblicati da Enea per le emissioni complessive italiane in particolare

nel settore energetico. Dal confronto si evidenzia che il contributo del Settore alle emissioni di ossido di zolfo in Italia è inferiore allo 0,2% del totale.

Tab. 21 Emissioni di SOx complessive in Italia (k ton)

SETTORE	EMISSIONI DI SOx IN ITALIA [k ton]
	2009
TOTALE ITALIA	231
di cui da processi energetici	210
- industrie energetiche	88
- industrie manif. e costruzioni	43
- trasporti	39
- altri settori	10
- altro	0
- emissioni evaporate da carburanti	30
Settore E&P (2012)	0,425

Fonte: Operatori (16), per i dati del Settore E&P - ENEA, Agenzia Europea dell'Ambiente, 2011

Nota 1: Per i macrosettori energetici è riportata la classificazione IPCC (Macrosettore 1, Livello 1)

Nota 2: i dati ENEA per il 2010-2012 non sono ancora disponibili

2.2.4 EMISSIONI DA “FLARING” E DA “VENTING”



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

La presenza dei sistemi di torcia (“Flaring”) è necessaria per garantire la sicurezza dei lavoratori e degli impianti. I sistemi di torcia consentono, infatti, lo scarico degli impianti dagli idrocarburi leggeri e la loro combustione in sicurezza, in caso di emergenza. La pratica del Flaring è anche utilizzata nei campi di produzione di olio per bruciare il gas naturale “indesiderato” laddove mancano le strutture per il suo trasporto (gasdotti o terminal per navi gasiere) o dove i limitati volumi non ne rendano opportuno il trattamento per la consegna alle reti di trasporto.

In Italia la pratica del Flaring è utilizzata principalmente come sistema di sicurezza degli impianti; questo è possibile grazie alla capillare estensione della rete di trasporto

del gas naturale. È possibile che alcuni campi ad olio siano progettati in aree distanti dalla rete: in questi casi i nuovi progetti prevedono la costruzione di metanodotti per l’allacciamento alla rete. È il caso del progetto di sviluppo “Tempa Rossa” in Basilicata (Total E&P Italia) che prevede una nuova linea di diversi chilometri per allacciarsi al più vicino nodo della rete.

Il Venting è la dispersione in atmosfera di idrocarburi volatili quando non vi sono le condizioni per l’invio al sistema di torcia. In Italia questa pratica è limitata esclusivamente ad attività di manutenzione e svuotamento delle apparecchiature, per cui il Venting è considerata la migliore opzione dal punto di vista della sicurezza.

Tab. 22 Indicatori delle emissioni in atmosfera da Flaring e da Venting

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		INDICATORE SPECIFICO		GRI
		UdM	2012	UdM	2012	
12	Emissione di Gas da Flaring	M m ³	40	ton / k TEP	2,74	OG6
13	Emissione di Gas da Venting	M m ³	0,06	ton / k TEP	0,004	

Fonte: Operatori (16)



CONFRONTI CON DATI INTERNAZIONALI DELLO STESSO SETTORE

Nel confronto con i dati dell’OGP, distinti per aree geografiche, il Settore italiano evidenzia un valore di 2,74 ton/k TEP, inferiore a tutti i valori medi riportati per le varie aree geografiche e, in particolare, inferiore ai valori di prestazione migliore riscontrati per l’Europa (3,5 ton/k TEP).

Questo indicatore è, in parte, legato alla presenza di una rete di trasporto di gas naturale attraverso la quale trasportare il gas verso le utenze e, in parte, alla corretta conduzione degli impianti. Il dato mette in evidenza la diffusione capillare della rete di trasporto di gas Italiana e le ottime pra-

tiche di conduzione degli impianti. OGP non dispone di dati sulla quantità di gas inviato a Venting ma i quantitativi sti-

mati di gas a Venting sono inferiori di quasi trecento volte a quelli inviati a Flaring.

Tab. 23 Confronto sul Flaring con i dati OGP (2012)

AREA	FLARING [ton/k TEP]
Africa	35,3
Asia / Australasia	16,0
MEDIA	13,9
FSU	10,5
Nord America	5,6
Sud America	5,4
Medio Oriente	5,1
Europa	3,5
Italia	2,7



PROGRAMMI DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI NEL CENTRO OLI VAL D'AGRI

Nel periodo 2009-2011 l'ottimizzazione dei processi di combustione ha determinato una riduzione complessiva delle emissioni di CO₂ di circa 100.000 tonnellate (21%) mentre la riduzione delle emissioni di NO_x è pari al 39%.

Eni sta portando avanti presso il COVA un progetto di ammodernamento degli impianti con l'impiego delle migliori tecnologie disponibili che consentono da un lato di ridurre ulteriormente gli impatti delle attività operative, dall'altro di migliorare la funzionalità impiantistica e la flessibilità operativa. Il programma denominato, "Potenziamento Sviluppo Val d'Agri", prevede tra le altre cose una 5° linea di trattamento gas, per raggiungere la produzione nominale di 104 mila barili di petrolio al giorno e 4,6 milioni di Sm³/g (rispetto agli attuali 3,6 milioni di Sm³/g). L'ammodernamento comporta l'introduzione di una nuova tecnologia chiamata Cansolv, un sistema che è già utilizzato in altre parti del mondo ma viene applicato per la prima volta in Italia, consentendo una riduzione del 10% dei livelli emissivi di SO₂.



BUONE PRATICHE DEL SETTORE

Il settore E&P utilizza tecnologie all'avanguardia per ridurre le emissioni fuggitive di composti organici volatili, attraverso programmi periodici di monitoraggio e riduzione delle emissioni chiamati *Leak Detection And Repair* (LDAR - Individuazione e riparazione delle perdite di lieve entità): tali programmi sono specificamente mirati a individuare possibili punti di perdita dalle apparecchiature di processo (linee, valvole, pompe, compressori, ecc.) grazie all'utilizzo di apparecchiature di rilevazione a tecnologia infrarossa e a "taggare" i punti di perdita per poi procedere ad una adeguata riparazione.



PROGETTO DI RECUPERO DEI GAS SECONDARI DI EDISON

Tra le principali attività del 2012, Edison ha avviato un progetto per il recupero dei gas “secondari” prodotti dalla centrale di trattamento e stoccaggio di olio Maria a Mare (Marche). Il progetto prevede che i gas attualmente inviati a termodistruzione siano inviati, tramite un nuovo metanodotto, alla centrale San Giorgio Mare (anch’essa nelle Marche) per l’opportuno trattamento e l’immissione nella rete. I vantaggi creati dal progetto sono evidenti: la riduzione delle emissioni in atmosfera e il recupero di gas naturale che andrebbe altrimenti perso.



2.3 UTILIZZO DELLE RISORSE IDRICHE

2.3 UTILIZZO DELLE RISORSE IDRICHE / QUALI INDICATORI E PERCHÉ

In questa sezione presentiamo e analizziamo 3 indicatori. I primi due sono strettamente legati tra loro; essi forniscono una informazione diretta sul fabbisogno idrico per le attività di perforazione, di produzione ed ausiliarie del Settore e quindi sulla modalità di gestione dei conseguenti scarichi idrici nei sistemi fognari e nelle acque superficiali. L'ultimo indicatore invece non è correlato con i primi due, è tipico del solo Settore e si riferisce alle modalità di gestione delle acque che vengono estratte insieme all'olio greggio dai giacimenti. Le acque di strato sono separate dall'olio ma contengono ancora tracce di idrocarburi e pertanto la loro corretta gestione è fondamentale per evitare qualsiasi dispersione di idrocarburi nell'ambiente.

N	INDICATORE	RIF. GRI	CAP
14	Prelievo di acqua dolce totale/specifico	EN8	2.3.1
15	Scarico di acqua di processo totale/specifico	EN21	2.3.1
16	Acqua di strato prelevata e re-iniettata	OG5	2.3.2

Una descrizione più approfondita è disponibile per ciascun indicatore in appendice.

→ Nella colonna **Rif. GRI** è riportato il riferimento agli indicatori stabiliti nelle Linee Guida per il Reporting di Sostenibilità, edite dal Global Reporting Initiative (GRI).

→ Nella colonna **CAP** è riportato il riferimento al Capitolo del presente rapporto.

2.3 UTILIZZO DELLE RISORSE IDRICHE



Il settore presenta consumi idrici significativamente limitati ed è caratterizzato dalla restituzione ai giacimenti delle acque di strato prelevate e dall'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili per il trattamento.

Il Settore nel suo complesso consuma limitate quantità di acqua dolce (1.1 milioni di m³/anno): ciò diventa più evidente se lo confrontiamo con altri settori industriali, dove per registrare consumi maggiori rispetto a questo dato basta un singolo stabilimento (ad esempio una sola cartiera di medie dimensioni o una industria chimica).

Il Settore tratta le acque utilizzate (comprese le acque di pioggia che cadono sugli impianti) in impianti dotati delle Migliori Tecnologie Disponibili. Lo scarico di acque

reflue è di circa 0.94 milioni di m³/anno.

L'acqua di strato prelevata insieme al greggio ammonta a poco più di 2.2 milioni m³/anno e viene re-iniettata negli stessi giacimenti di prelievo. Questa, dal punto di vista dell'ambiente, è considerata la migliore soluzione ed è riconosciuta a livello internazionale. La re-iniezione è attuata quando tecnicamente possibile e si attesta al 73% dell'acqua di strato prelevata mentre la rimanente è inviata a trattamento.

2.3.1 PRELIEVO E SCARICO DI ACQUA DOLCE



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

Il Settore ha necessità di un prelievo limitato di acqua dolce. L'acqua è utilizzata negli impianti per il raffreddamento di apparecchiature e per attività di manutenzione e lavaggio. Nelle attività di perforazione l'acqua è necessaria per la preparazione dei fanghi di perforazione.

Per il raffreddamento l'acqua dolce è il più delle volte usata in ricircolo per risparmiare il consumo; inoltre sono utilizzati

scambiatori di calore che non permettono il contatto tra acqua e idrocarburo. Nelle piattaforme off-shore, l'acqua per raffreddamento è prelevata dal mare e qui nuovamente scaricata. Le acque di raffreddamento sono quindi scaricate nel rispetto dei limiti di carico termico.

Le acque venute a contatto con gli idrocarburi (ad esempio quelle usate per manutenzione e lavaggio, comprese le acque

piovane cadute sugli impianti) sono raccolte e trattate in impianti dotati delle Migliori Tecnologie Disponibili e quindi scaricate, a seconda dei casi, o in reti fo-

gnarie e quindi ad ulteriore trattamento o in acque superficiali, sempre nel rispetto dei limiti fissati dalla normativa.

Tab. 24 Indicatori dei prelievi e scarichi delle acque

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		INDICATORE SPECIFICO		GRI
		UdM	2012	UdM	2012	
14	Prelievo di acqua dolce	m ³	1.111.969	ton / TEP	0,085	EN8
15	Scarico di acque di processo	m ³	942.672	ton / TEP	0,072	EN21

Fonte: Operatori (16)



CONFRONTI CON ALTRI SETTORI NAZIONALI

I prelievi dell'intero Settore sono effettivamente limitati soprattutto se confrontati con quelli di altri settori industriali. Basti pensare che un singolo impianto nel settore cartario o chimico è capace di prelevare e scaricare diversi milioni di m³/anno rispetto al milione di m³ e scaricato dall'intero settore Oil&Gas E&P.

Prendendo come riferimento l'industria della carta, uno dei settori industriali che

consumano in assoluto i maggiori quantitativi di acqua, il consumo medio per produrre una tonnellata di carta è di circa 50 m³ (fonte: Assocarta). Se si considera un impianto di medie dimensioni (produzione di circa 50.000 t/a) si ottiene un consumo complessivo di circa 2,7 milioni di m³, più del doppio del consumo annuale dell'intero Settore di esplorazione e produzione di Olio e Gas.



BUONE PRATICHE DEL SETTORE

Le attività del settore E&P vengono condotte prestando grande attenzione alle risorse idriche del territorio, riducendone al massimo l'utilizzo e utilizzando tecnologie in grado di evitare il rilascio di idrocarburi in acque sotterranee e di superficie.

Per la protezione delle acque superficiali presso gli impianti di produzione, sia on-shore che off-shore, sono previsti sistemi di raccolta delle acque di pioggia, che consentono eventualmente di segregare le aree contaminate da idrocarburi, di raccogliere e trattare le acque oleose e quindi di evitarne la dispersione in ambiente. Nelle zone normalmente pulite, che possono presentare tracce di idrocarburi, sono spesso attuati sistemi di raccolta e trattamento delle acque di prima pioggia.

La protezione e l'isolamento completo delle falde acquifere sono garantiti durante l'intera attività di perforazione grazie a una tecnica che prevede la discesa sequenziale di colonne di rivestimento a diametri decrescenti che vengono poi cementate nell'intercapedine tubazione-foro. Questo processo evita qualsiasi contatto tra le falde acquifere e i fluidi utilizzati durante le fasi di perforazione.



Miglioramenti nei sistemi di raccolta delle acque di prima pioggia

Sulla piattaforma off-shore Vega (Sicilia) è entrato in funzione un sistema di raccolta e trattamento delle acque di drenaggio e piovane provenienti da zone potenzialmente interessate da eventuali contaminazioni di idrocarburi, separandole dalle acque provenienti da altre aree.

Presso la centrale di San Giorgio Mare (Marche) è stato migliorato il sistema di raccolta delle acque meteoriche, con installazione di una rete di raccolta delle acque di prima pioggia mediante un impianto dedicato e un sistema automatico di pompe.



2.3.2 ACQUE DI STRATO PRELEVATE DAI GIACIMENTI



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

Le acque di strato sono estratte dai pozzi insieme al petrolio e al gas. Dopo la loro separazione e trattamento, possono essere re-iniettate attraverso pozzi dedicati nella stessa formazione rocciosa da cui sono state estratte. Questa pratica è universalmente riconosciuta tra le più sicure ed è applicata da oltre 50 anni nell'industria petrolifera.

Le acque di produzione, nel caso in cui non possano essere re iniettate, vengono pretrattate, caratterizzate e successivamente smaltite come rifiuto liquido.

La re-iniezione è preferibile sia da un punto di vista ambientale (perché in questo modo non vengono scaricate in acque superficiali o in fognatura) che da un punto di vista tecnico (perché aumenta la pressione del giacimento e favorisce l'estrazione degli idrocarburi). Lo scarico delle acque di strato avviene nel caso non vi siano le condizioni tecniche per la re-iniezione.

La re-iniezione avviene attraverso pozzi dedicati e sigillati per tutta la loro lunghezza fino a raggiungere la roccia serbatoio e prevenendo i rischi di contaminazione dei suoli e delle acque sotterranee attraversate dal pozzo. Essa è inoltre disciplinata da autorizzazioni regionali che prescrivono attenti monitoraggi della qualità delle acque sotterranee per verificare l'assenza di contaminazioni.

La percentuale di acqua di strato re-iniettata rispetto a quella estratta fornisce un'informazione chiara, diretta e confrontabile sull'utilizzo di questa pratica.

Tab. 25 Indicatori delle acque di strato

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		INDICATORE SPECIFICO		GRI
		UdM	2012	UdM	2012	
16	Acqua di strato prelevata	m ³	2.215.334	ton / TEP olio	0,411	OG5
	Acqua di strato re-iniettata	m ³	1.610.652	ton / TEP olio	0,299	
	% Acqua di strato re-iniettata	%	73%	-	-	

Fonte: Operatori (16)

**CONFRONTI CON DATI INTERNAZIONALI DELLO STESSO SETTORE**

Nel confronto con i dati dell'OGP, distinti per aree geografiche, il Settore italiano evidenzia un valore migliore sia del dato medio mondiale sia del dato Europeo.

Tab. 26 Confronto sulla re-iniezione delle acque di strato con i dati OGP (2012)

AREA	ACQUA RE-INIETTATA SUL TOTALE [%]	ACQUA RE-INIETTATA SUL TOTALE [%] – on-shore	ACQUA RE-INIETTATA SUL TOTALE [%] – off-shore
Africa	26%	92%	18%
Europa	42%	92%	30%
MEDIA	66%	89%	27%
Asia / Australasia	67%	90%	18%
Italia	73%	-	-
Medio Oriente	77%	74%	90%
Nord America	89%	97%	2%
Sud America	90%	99%	0%
FSU	97%	97%	97%

Nota: la tabella è stata ordinata sul dato complessivo; il dato italiano non è disponibile in modo disaggregato per attività on e off shore

2.4 PRODUZIONE E GESTIONE DEI RIFIUTI

2.4 PRODUZIONE E GESTIONE DEI RIFIUTI / QUALI INDICATORI E PERCHÉ

In questa sezione presentiamo e analizziamo 2 indicatori. Il primo indicatore è tipico di tutti i settori dell'industria; in generale l'industria tende a minimizzare la produzione dei rifiuti sia per ridurre gli impatti ambientali sia per il fatto che rappresentano costi di gestione e recupero/smaltimento non indifferenti, in particolare quelli classificati come pericolosi. L'indicatore fornisce un'informazione diretta sulla loro provenienza e sulla quantità di rifiuti sia pericolosi che non pericolosi prodotti.

Il secondo indicatore è invece tipico del Settore ed è direttamente correlato alle attività di perforazione di pozzi esplorativi e produttivi. È un rifiuto la cui produzione non può essere evitata; si tratta sostanzialmente della roccia estratta dalle perforazioni mescolata ad i fanghi utilizzati per lubrificare le trivelle. A seconda delle tecnologie di perforazione (che possono usare o meno additivi chimici) questo rifiuto può diventare pericoloso. La scelta della tecnologia di perforazione dipende dalle condizioni locali e dalla evoluzione tecnologica.

N	INDICATORE	RIF. GRI	CAP
17	Produzione di rifiuti pericolosi e non pericolosi	EN22	2.4
18	Scarti di perforazione pericolosi e non pericolosi	OG7	2.4

Una descrizione più approfondita è disponibile per ciascun indicatore in appendice.

→ Nella colonna **Rif. GRI** è riportato il riferimento agli indicatori stabiliti nelle Linee Guida per il Reporting di Sostenibilità, edite dal Global Reporting Initiative (GRI).

→ Nella colonna **CAP** è riportato il riferimento al Capitolo del presente rapporto.

2.4 PRODUZIONE E GESTIONE DEI RIFIUTI



La produzione di rifiuti è significativamente inferiore rispetto ad altri settori industriali e presenta un basso indice di rifiuti pericolosi. La gestione è caratterizzata da norme rigide, fornitori qualificati e impianti tecnologicamente avanzati per il trattamento, recupero e smaltimento.

La produzione di rifiuti del Settore (492 k ton/anno nel 2012) mostra valori largamente inferiori rispetto ad altri settori industriali nazionali quali la chimica, la siderurgia, le costruzioni. I rifiuti pericolosi prodotti sono il 10,9% del totale (circa 50 k ton/anno). I rifiuti prodotti sono trattati, recuperati e smaltiti presso impianti qualificati e dotati delle Migliori Tecnologie Disponibili. Il trattamento finalizzato al recupero, dove tecnicamente possibile, è preferito allo smaltimento in discarica. Gli scarti di perforazione (rifiuto tipico del

Settore nell'attività di perforazione o chiusura mineraria) variano in base alle attività effettivamente svolte; nel 2012 sono stati 68 k ton, il 13,9% del totale. Di maggiore rilievo è il dato dei rifiuti di perforazione pericolosi che nel 2012 sono stati 7,6 k ton, l'**11,1%** del totale dei rifiuti di perforazione, indice di un utilizzo preponderante di fanghi di perforazione a base acqua rispetto a quelli a base olio. Gli scarti di perforazione non pericolosi possono inoltre essere recuperati in diversi settori industriali come, ad esempio, nelle cementerie e nel settore delle costruzioni.



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

Il Settore gestisce i rifiuti secondo le rigide prescrizioni della normativa italiana che richiede la classificazione, la registrazione e la dichiarazione annuale dei rifiuti prodotti, l'individuazione della corretta destinazione finale per il trattamento e per l'eventuale recupero o smaltimento. I singoli operatori qualificano attentamente le imprese di trasporto, recupero e smaltimento verificando l'adeguatezza e la validità delle autorizzazioni ambientali. Il Settore predilige il recupero come materia o come energia, se tecnicamente possibile, rispetto allo smal-

timento (ad es. la destinazione in discarica). Gli scarti di perforazione sono i rifiuti tipici del Settore e sono prodotti in proporzione alle attività di perforazione dei pozzi. Gli scarti sono un misto delle rocce estratte e dei fanghi fluidi utilizzati per facilitare le operazioni di perforazione (lubrificare e raffreddare gli strumenti e stabilizzare il foro). Sono classificati non-pericolosi se i fanghi utilizzati sono a base acquosa; sono classificati pericolosi se contengono prodotti chimici o oli. In Italia il Settore fa uso preponderante di fanghi a base acquosa, limi-

tando l'utilizzo di fanghi a base chimica/olio quando le condizioni di perforazione lo richiedono. Questo è confermato da una produzione di rifiuti di perforazione pericolosi limitata all'**11,1%** del totale dei rifiuti di perforazione. In ogni caso i fanghi vengono integralmente recuperati e smaltiti.

Le altre tipologie di rifiuti prodotti dipendono principalmente da attività di servizio come la manutenzione, la costruzione e la demolizione di impianti. Anche in questo caso la quota di rifiuti pericolosi prodotti è limitata al 10,9% del totale dei rifiuti prodotti.

Tab. 27 Indicatori dei rifiuti

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		GRI
		UdM	2012	
17	Produzione di rifiuti pericolosi	ton	53.812	EN22
	Produzione di rifiuti non pericolosi	ton	438.393	
	Produzione di rifiuti totale	ton	492.206	
18	Scarti di perforazione pericolosi	ton	7.627	OG7
	Scarti di perforazione non pericolosi	ton	60.838	
	Scarti di perforazione totali	ton	68.465	

Fonte: Operatori (16)



NUOVE TECNICHE DI SCAVO PER RIDURRE LA PRODUZIONE DI DETRITI

Nella località Cerro Falcone nel 2008 è stata utilizzata la tecnologia di perforazione Extreme Lean Profile (pozzi a diametrie ridotte), di proprietà di Eni, che permette di ridurre la produzione di detriti, l'utilizzo di volume di fluidi oltre ad una significativa diminuzione dei tempi. Questa tecnica, utilizzata per la prima volta in val d'Agri, rappresenta oggi uno standard di settore.

Per ridurre il numero di pozzi, e quindi di detriti prodotti, si utilizza la tecnologia dei pozzi direzionati e/o orizzontali, grazie alla quale da un'unica postazione è possibile perforare più pozzi.



CONFRONTI CON ALTRI SETTORI NAZIONALI

La produzione di rifiuti dell'intero Settore è una quota minima dei rifiuti industriali prodotti in Italia. Il confronto evidenzia che il Settore ha una produzione di rifiuti (pericolosi e non pericolosi) di almeno cento volte inferiore ad altri settori quali la chimica, la siderurgia e le costruzioni.

Se invece viene preso a confronto il settore manifatturiero nel suo complesso, la produzione risulta pressoché imparagonabile, talmente è ampio il divario rispetto al valore del settore di estrazione e produzione di combustibili.

Tab. 28 Produzione di rifiuti di alcuni settori industriali italiani (2009-2010)

SETTORE	CODICE ATECO 2002	PRODUZIONE DI RIFIUTI IN ITALIA (2010) [k ton]		
		Rifiuti non pericolosi	Rifiuti pericolosi	Totale
Costruzioni	45	59.150	466	59.617
Trattamento rifiuti e depurazione acque di scarico	37-90	25.839	1.773	27.612
Industria alimentare	15	9.123	11	9.133
Produzione metalli e leghe	27	6.304	734	7.038
Industria chimica	24	4.351	2.083	6.434
Produzione energia elettrica, acqua e gas	40-41	3.489	139	3.628
Prodotti metallici, escluse macchine ed impianti	28	3.110	321	3.430
Industria minerali non metalliferi	26	3.310	39	3.350
Mezzi di trasporto Altre industrie manifatturiere	34-36	1.203	159	1.362
Apparecchi elettrici, meccanici ed elettronici	29-33	1.046	230	1.276
Industria estrattiva	10-14	839	60	899
Raffinerie petrolio, fabbricazione coke	23	97	790	887
Industria gomma e materie plastiche	25	728	70	798
Settore E&P (2012)		438	54	492

Fonte: Operatori(16), per i dati del Settore E&P – ISPRA, per gli altri settori industriali

Nota 1: i dati ISPRA 2011-2012 non sono ancora disponibili.

Nota 2: il settore estrattivo comprende estrazione di carbon fossile, lignite e torba (codice 10), petrolio greggio e gas naturale (codice 11), uranio e torio (codice 12), minerali metallici ferrosi e non ferrosi (codice 13) e altri minerali non metalliferi quali pietre, ghiaia, sabbia, argilla, sali, zolfo, ecc. (codice 14). Il Settore E&P è ricompreso in questa voce con il codice Ateco2002 11.



2.5 USO DEL SUOLO E BIODIVERSITÀ

2.5 USO DEL SUOLO E BIODIVERSITÀ / QUALI INDICATORI E PERCHÉ

In questa sezione presentiamo e analizziamo l'indicatore sull'estensione degli impianti del Settore. Le linee guida GRI per l'indicatore E11, vorrebbero che venisse identificata l'estensione delle sole aree localizzate in (o adiacenti) aree protette o ad elevata biodiversità. Abbiamo scelto di indicare l'estensione di tutti gli impianti del Settore in quanto essi si trovano frequentemente vicino o all'interno di aree sensibili.

L'indicatore fornisce un'informazione diretta sulla dimensione areale complessiva degli impianti che può essere utilizzata facilmente per confronti con altre attività. Fornisce inoltre un'informazione su quanto siano estesi gli impianti in rapporto con le aree di concessione per la coltivazione.

N	INDICATORE	RIF. GRI	CAP
19	Estensione degli impianti per Olio/Gas totale/specifica (on e off shore)	EN11	2.5

Una descrizione più approfondita è disponibile per ciascun indicatore in appendice.

→ Nella colonna **Rif. GRI** è riportato il riferimento agli indicatori stabiliti nelle Linee Guida per il Reporting di Sostenibilità, edite dal Global Reporting Initiative (GRI).

→ Nella colonna **CAP** è riportato il riferimento al Capitolo del presente rapporto.

2.5 USO DEL SUOLO E BIODIVERSITÀ



L'uso del suolo è estremamente limitato e il settore presenta un monitoraggio costante della biodiversità insieme a strette collaborazioni con università ed enti parco finalizzate alla ricerca, comunicazione ed educazione ambientale.

L'uso del suolo del Settore per impianti e infrastrutture è estremamente limitato (vedi Tabella 29):

- i centri oli e le centrali gas di produzione on-shore (67) occupano 178,9 ettari complessivi;
- le piazzole dei pozzi attivi si stima occupino circa 1.000 ettari;
- le piattaforme per olio e gas off-shore (114) hanno una superficie complessiva di 10,1 ettari;
- le 3 navi appoggio FPSO hanno una superficie complessiva di 3,1 ettari.

Le aree riportate per i centri oli/gas e le piattaforme si riferiscono a circa il 90% degli impianti censiti da UNMIG (si veda anche la Tabella 3 e le relative note).

L'impatto sulla biodiversità è studiato e gestito dagli operatori. In ogni caso, per sviluppare i progetti maggiormente rilevanti vicino o all'interno di un'area protetta, è necessaria una Valutazione d'Impatto Ambientale e una Valutazione d'Incidenza da presentare e fare approvare alle autorità. A questo si affiancano iniziative di collaborazione con enti e istituzioni locali, tra cui gli Enti Parco, per lo svolgimento di studi specifici di impatto sulla biodiversità e programmi di educazione ambientale per la popolazione.

L'attenzione del Settore è rivolta a minimizzare il consumo di suolo e a preservare la biodiversità, sviluppando, per quanto possibile, i progetti in aree già utilizzate a scopo industriale, sviluppando gli impianti già esistenti.



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

Consumo di suolo naturale

Negli ultimi anni, il tema del consumo di suolo naturale è salito alla ribalta del dibattito nazionale e il Settore ha messo in pratica strategie e iniziative per ridurre l'impronta sul territorio delle proprie attività, ad esempio collocando più teste pozzo in ogni piazzola e progettando gli impianti in maniera tale da evitare la costruzione su aree non ancora sviluppate. A questo si aggiunge che molti tra i progetti di sviluppo del Set-

tore riguardano impianti e infrastrutture già esistenti (che non comportano ulteriore consumo di suolo naturale).

Le aree dove viene autorizzata la ricerca (permessi) e la coltivazione degli idrocarburi (concessioni) sono generalmente di svariati chilometri quadrati. Le attività degli operatori tuttavia si svolgono su aree estremamente più limitate rispetto alla superficie dei permessi e delle concessioni. I Cen-

tri Oli di grandi dimensioni (ad esempio il Centro Oli in Val d'Agri) possono raggiungere una superficie di circa 20 ettari, anche se la maggior parte degli impianti sono di dimensioni decisamente più ridotte. Le piattaforme off-shore possono avere dimensioni variabili, da poche decine di metri quadrati a circa 5.000 m².

Le piazzole dei pozzi on-shore hanno

un'estensione media di circa un ettaro (100 m x 100 m); solo una piccola parte, inferiore al 10%, è interessata da impianti mentre la parte rimanente è occupata da piazzali e aree di manovra. L'estensione dalle piazzole di tutti i pozzi on-shore attualmente attivi (circa 1.000) si può stimare in 1.000 ettari (la stima è per eccesso considerando che in diversi casi sulla stessa piazzola insistono più pozzi).

Tab. 29 Indicatori dell'estensione complessiva degli impianti

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		NUMERO DI IMPIANTI (**)	GRI
		UdM	2012		
19	Estensione dei Centri Oli (on-shore) (*)	ha	90,1	12	EN11
	Estensione delle Centrali Gas (on-shore) (*)	ha	88,8	55	
	Estensione delle Piattaforme Oli (off-shore)	ha	1,2	10	
	Estensione delle Piattaforme Gas (off-shore)	ha	8,9	104	
	Totale estensione impianti on- e off- shore	ha	189,0	181	

Fonte: UNMIG

* Il valore areale dei Centri Oli e delle Centrali Gas non comprende le aree delle piazzole dei pozzi in quanto il dato non è disponibile.

** Il "Numero impianti" comprende solo quegli impianti per i quali il database UNMIG fornisce informazioni sulla dimensione, che peraltro costituiscono il 90% del totale degli impianti elencati nel database UNMIG.

Osservando i dati di estensione complessiva degli impianti ci si può rendere effettivamente conto della ridottissima superficie di utilizzo del suolo in particolare se paragonati all'estensione di altri stabilimenti industriali come proposto in seguito. È da sottolineare che la presenza sul territorio degli impianti di sviluppo e produzione è temporanea: essa è limitata alla vita del giacimento. La normativa italiana obbliga

l'Operatore a ripristinare i luoghi interessati dagli impianti alle condizioni originali. Infine è da tenere presente che spesso per aumentare la capacità di produzione non è necessario aumentare la superficie degli impianti, tant'è che la Strategia Energetica Nazionale, di cui si parlerà in seguito, prevede al 2020 un raddoppio della produzione con una contestuale riduzione della superficie impiantistica del 5%.

Biodiversità

L'Italia è uno tra i paesi europei più ricchi di biodiversità, considerando il numero di specie faunistiche e floristiche presenti sul territorio, grazie anche a una conformazione che racchiude numerosi settori climatici differenti e una morfologia molto diversificata. Inoltre la ricchezza di biodiversità è un tema di crescente interesse da parte degli stakeholder e non solo da parte delle associazioni ambientaliste.

Per questi motivi il tema della biodiversità è oggetto di crescente attenzione per il Settore, che sta mettendo in pratica diversi programmi con l'obiettivo di individuare lo stato degli ecosistemi presenti attorno alle aree di intervento (anche se non protette) e di delineare strategie mirate a ridurre l'impatto delle attività, migliorare la qualità biologica e promuovere la conoscenza su questi temi.

In alcuni casi i progetti possono interferire marginalmente con le aree protette: la normativa italiana prevede strumenti di valu-

tazione adeguati al fine di minimizzare gli impatti per la biodiversità delle aree quali la Valutazione di Impatto Ambientale e la Valutazione di Incidenza sulle aree protette delle Rete Natura 2000. In ogni caso gli operatori del Settore tendono a prevedere l'ubicazione degli impianti di ricerca e produzione in modo da non interferire con le aree protette, perché questo può dare luogo a difficoltà operative, autorizzative e di gestione delle relazioni con gli stakeholder maggiormente coinvolti dal processo. In generale non si rilevano né piattaforme off-shore né Centri oli/gas interferenti con aree protette; invece, sono presenti in aree protette un certo numero di pozzi on-shore. In questo caso la convivenza tra le aree protette e gli impianti situati presso i pozzi di estrazione/produzione non ha presentato storicamente criticità significative, grazie anche al fatto che tali impianti generano scarso rumore, scarse emissioni, hanno un limitato uso del suolo ed impatto visivo.



CONFRONTI CON ALTRI SETTORI NAZIONALI

L'Italia è un paese fortemente industrializzato e conta aree industriali con storie più che centenarie e molto estese. Riportiamo alcuni esempi per diversi settori industriali di storici stabilimenti italiani e delle relative estensioni: il Petrolchimico di Porto Torres (633 ha), lo Stabilimento Fiat di Mirafiori (200 ha), lo Stabilimento Ferrero di Alba (40 ha),

lo Stabilimento Ceramiche Marazzi di Sassuolo (32 ha).

Gli impianti e le piattaforme italiane del Settore (circa 200 ha, escludendo le piazzole dei pozzi) potrebbero essere interamente contenute all'interno di un solo stabilimento petrolchimico o automobilistico, che in genere si estendono per diverse centinaia di ettari.



LE INIZIATIVE DI ENI PER LA BIODIVERSITÀ

La Val d'Agri è il primo sito eni che ha effettuato valutazioni di biodiversità applicando le linee guida internazionali dell'Energy Biodiversity Initiative. Queste attività, svolte in collaborazione con Shell Italia e&p e con l'attiva partecipazione dell'Università di Basilicata, Flora and Fauna International e International Union for Conservation of Nature (IUNC), hanno permesso, fra l'altro, di definire delle buone pratiche per mitigazioni e ripristini della biodiversità specifiche per la Val d'Agri, ora integrate nel Sistema di Gestione Integrato HSE del Distretto Meridionale. Nel 2011 è proseguito il progetto Piano d'Azione per la Biodiversità in Val d'Agri che, avviato nel 2008, riguarda interventi di mitigazione e ripristino in 10 siti operativi localizzati in aree a più alto valore ecologico.

Le azioni sono volte a:

- conservare le faggete nei siti prioritari in Alta Val d'Agri, fermando o mitigando l'effetto margine e ripristinando la vegetazione nativa;
- ricolonizzare la flora nativa lungo il tracciato delle condotte, rimuovendo le specie invasive non native;
- monitorare il recupero dei licheni dopo la chiusura dell'impianto di desolfurazione.

Sono stati promossi diversi momenti di condivisione e confronto con gli attori locali su queste tematiche. In particolare, il Convegno "La biodiversità in Val d'Agri" presso Unibas; la Conferenza Internazionale "Biodiversità ed ecosistemi" a Matera; il Workshop "Biodiversità e risorse naturali del Parco Nazionale Appennino Lucano-Val d'Agri-Lagronegrese" organizzato presso la sede del Parco.

Per quel che riguarda il Centro Olio val d'Agri è stata definita con A.R.P.A.B. e sotto la supervisione scientifica dell'Università di Siena (Dipartimento di Scienze della Vita) la realizzazione di una rete di Biomonitoraggio lichenico nell'intorno del COVA, con lo scopo di verificare eventuali impatti prodotti sui licheni (affidabili indicatori degli effetti biologici dell'inquinamento atmosferico) dall'attività antropica.





LE INIZIATIVE DI EDISON PER LA BIODIVERSITÀ

Edison ha realizzato una mappatura della biodiversità attorno a tutti i siti operativi. Si è scelto di basare l'approccio metodologico, sviluppato su scala nazionale, su tre tipologie di dati: uso del suolo, aree protette e distribuzione delle specie di vertebrati. Le tre tipologie di informazioni, basate su database ufficiali e pubblicazioni scientifiche, sono state organizzate all'interno di una banca dati geografica contenente anche la localizzazione dei siti operativi. La banca dati così ottenuta ha permesso di classificare i siti operativi in funzione della sensibilità in termini di biodiversità delle aree circostanti. Per ciascun sito, valutato sulla base dei suddetti indicatori, è stata predisposta una scheda riassuntiva che riporta le risultanze dell'analisi e i valori degli indicatori.

Sulla base degli studi condotti, verranno implementate specifiche iniziative rivolte ad alcuni siti operativi. In particolare per quel che riguarda il settore idrocarburi non sono stati individuati Siti che presentassero particolari criticità, ad eccezione della Piattaforma Vega, per cui si sta lavorando a progetti specificamente mirati a migliorare la biodiversità, in collaborazione con il PAS di Siracusa e l'Area Marina Protetta delle isole dei Ciclopi. Il progetto prevede una serie di attività che faranno di Vega un laboratorio della biodiversità, tra cui un censimento delle specie e delle alghe presenti sul jacket (struttura in acciaio che supporta la piattaforma), tramite raschiamento del substrato dalla parte immersa a varie profondità per le alghe, crostacei e micro organismi che verranno analizzati in laboratorio ed il censimento visivo delle specie visibili ad occhio nudo. Si sta valutando di installare delle Reef Ball, che consistono in semisfere di cemento o materiale simile, di notevoli dimensioni, da installare sulle strutture secondarie del jacket ed eventualmente sul fondo marino, per creare ambienti di nidificazione e riproduzione della fauna marina.

Il progetto prevede al suo termine l'installazione di sistemi di videoripresa per permettere a chiunque di osservare immagini provenienti dalle profondità marine in remoto.





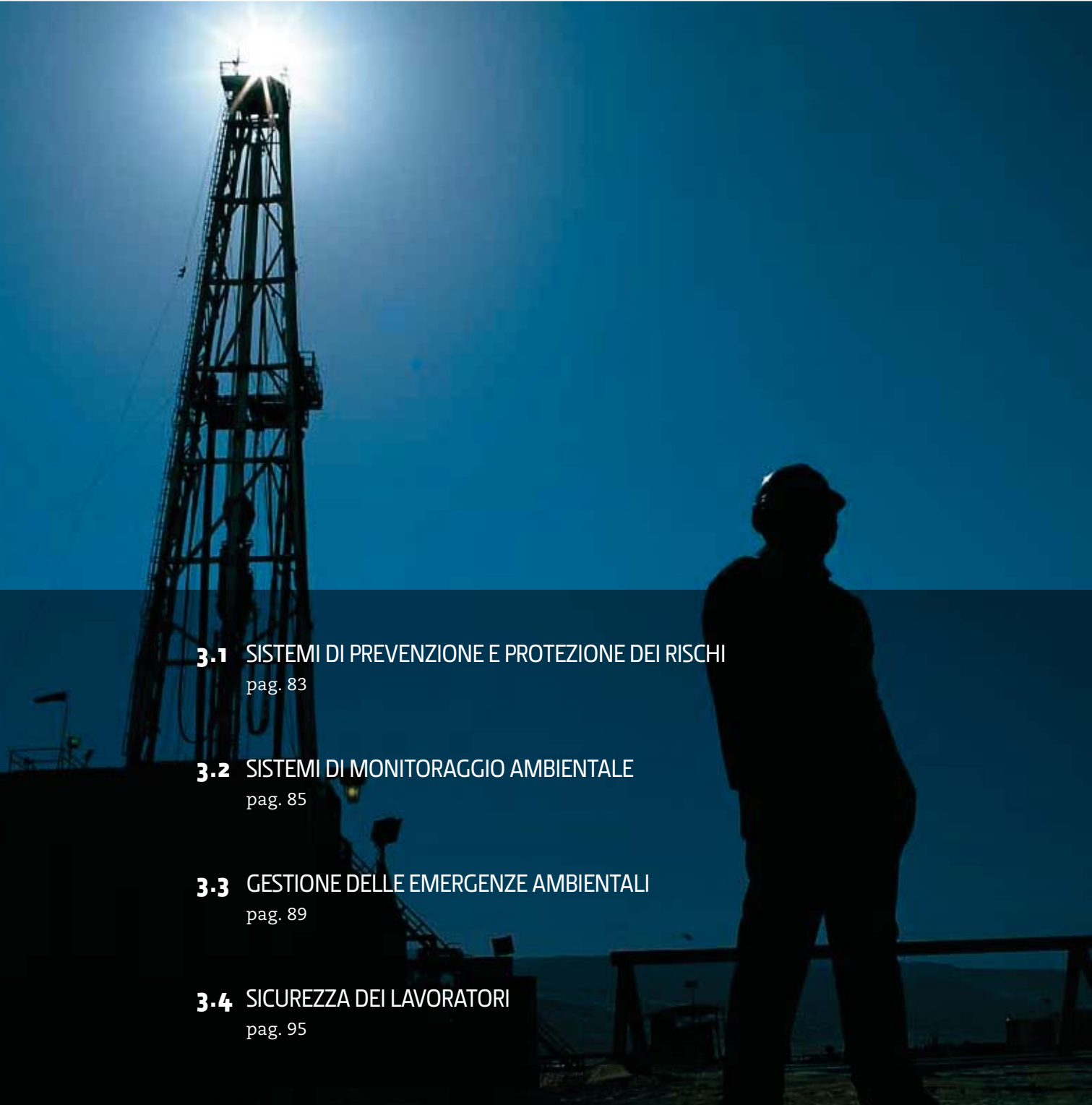
LE INIZIATIVE DI TOTAL PER LA BIODIVERSITÀ

Nell'ambito del piano di Sviluppo Sostenibile 2011-2016, Total E&P Italia ha sottoscritto diversi accordi con enti e istituzioni locali tra cui il Parco Gallipoli Cognato e delle Dolomiti Lucane, con il quale si portano avanti progetti di tutela e salvaguardia della biodiversità (ne sono un esempio i progetti "Cicogna Nera" e "Tassonomia della flora del Parco"). Sul piano della formazione e dell'educazione al rispetto della biodiversità, dal 2010 nelle scuole primarie del comprensorio Tempa Rossa (Comuni di Guardia Perticara, Corleto Perticara e Gorgoglione) viene condotto il programma di educazione all'ambiente e alla biodiversità che prevede per ogni anno scolastico moduli specifici teorici e pratici tenuti da esperti naturalisti.

Inoltre, a livello regionale, nel 2013 verrà lanciato il Progetto BASE per la definizione fin dalla fase di costruzione di una baseline socio-economica-ambientale e di un Piano di Monitoraggio Ambientale, attraverso una modalità aperta di partecipazione e condivisione con gli stakeholder locali.



3 SISTEMI DI GESTIONE DEL RISCHIO



3.1 SISTEMI DI PREVENZIONE E PROTEZIONE DEI RISCHI
pag. 83

3.2 SISTEMI DI MONITORAGGIO AMBIENTALE
pag. 85

3.3 GESTIONE DELLE EMERGENZE AMBIENTALI
pag. 89

3.4 SICUREZZA DEI LAVORATORI
pag. 95

3.1 SISTEMI DI PREVENZIONE E PROTEZIONE DEI RISCHI

3.1 SISTEMI DI PREVENZIONE E PROTEZIONE DEI RISCHI / QUALI INDICATORI E PERCHÉ

In questa sezione presentiamo e analizziamo l'indicatore relativo agli investimenti dedicati esclusivamente alla prevenzione e alla protezione dell'ambiente; descriviamo inoltre i sistemi di prevenzione e protezione dei rischi infortunistici, ambientali ed industriali. Gli investimenti che vengono riportati non hanno un ritorno diretto sulla produzione e sui ricavi degli operatori. È un indicatore tipico dell'industria ma è difficilmente confrontabile a causa della specificità dei vari settori.

Gli investimenti del Settore (spesso ingentissimi) per rendere gli impianti più efficienti e sicuri, per l'introduzione di tecnologie di esplorazione e produzione all'avanguardia hanno in ogni caso risvolti positivi per la prevenzione e per la protezione ambientale, ma non sono conteggiate in questo indicatore. La quota parte "ambientale" di un investimento sarebbe difficilmente valutabile e tale operazione potrebbe risultare non trasparente.

N	INDICATORE	RIF. GRI	CAP
20	Spese e investimenti per la protezione dell'ambiente	EN30	3.1

Una descrizione più approfondita è disponibile per ciascun indicatore in appendice.

→ Nella colonna **Rif. GRI** è riportato il riferimento agli indicatori stabiliti nelle Linee Guida per il Reporting di Sostenibilità, edite dal Global Reporting Initiative (GRI).

→ Nella colonna **CAP** è riportato il riferimento al Capitolo del presente rapporto.

3.1 SISTEMI DI PREVENZIONE E PROTEZIONE DEI RISCHI



La prevenzione e la gestione dei rischi infortunistici, industriali e ambientali ricoprono un ruolo centrale nelle attività del settore: gli investimenti dedicati al miglioramento dei sistemi di prevenzione e gestione dell'ambiente per le attività operative si aggirano tra i 40 e i 50 Milioni di Euro/anno e numerosi sono i siti che hanno ottenuto le certificazioni di conformità agli standard internazionali in termini di valutazione, prevenzione, monitoraggio e controllo. Questi investimenti inoltre non comprendono le risorse investite per la protezione dell'ambiente nelle attività di sviluppo di nuovi progetti.



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

La sicurezza degli impianti e la formazione delle persone sono al centro dell'approccio adottato dal Settore nella gestione del business.

Gli Operatori si sono imposti un modus operandi preventivo per ridurre al massimo le probabilità di incidenti - e degli effetti ad essi connessi - attraverso sistemi di gestione basati su norme e procedure codificate e stringenti, monitoraggi costanti e formazione continua.

I possibili rischi, sia per i lavoratori sia per l'ambiente, sono valutati a priori in tutte le operazioni industriali e i sistemi di gestione adottati seguono rigorosamente le prescrizioni previste dalla normativa.

Gli Operatori adottano inoltre certificazioni volontarie quali la **ISO 14001**, uno standard ottenibile tramite un organismo di certificazione accreditato. Certificarsi secondo la ISO 14001 non è obbligatorio, ma è frutto della scelta volontaria al fine di attuare e, successivamente, mantenere e migliorare

un sistema di gestione ambientale.

Anche per la Sicurezza e la Salute dei Lavoratori è applicato volontariamente un sistema che permetta di garantire un adeguato controllo attraverso la **Certificazione OHSAS 18001**.

Questi standard per la gestione degli aspetti ambientali e della salute e sicurezza dei lavoratori sono riconosciuti a livello internazionale e prevedono:

- requisiti stringenti sulle procedure di individuazione e gestione dei pericoli;
- la valutazione e la prevenzione dei rischi associati;
- lo sviluppo e l'implementazione delle metodologie di monitoraggio delle prestazioni;
- la gestione delle emergenze;
- l'analisi e la verifica degli incidenti;
- la formazione specifica dei dipendenti;
- il miglioramento continuo.

Oltre agli strumenti volontari, gli Operatori sono soggetti a requisiti normativi molto stringenti. Alcuni degli impianti del Setto-

re rientrano nella normativa sul rischio di incidente rilevante* che prevede la realizzazione e l'applicazione di un sistema di gestione dei rischi. Il sistema, oltre a valutare i rischi, prescrive l'adozione di tutte le precauzioni finalizzate ad evitare il verificarsi di incidenti, e a mitigarne le conseguenze qualora dovessero verificarsi. Gli Operatori sono inoltre tenuti a predisporre, ove previsto, un rapporto di sicurezza, o scheda tecnica, corredato da un'approfondita analisi dei rischi e dalla stima delle possibili conseguenze in caso di incidente, nonché a redigere il piano di emergenza al fine di definire

le procedure di intervento in caso di crisi, fornendo una risposta efficace ed efficiente agli enti preposti alla protezione della popolazione e dell'ambiente. La norma dell'ente nazionale di standardizzazione, UNI 10617, aggiornata nel dicembre 2012, è ritenuta, a livello normativo, lo strumento più adeguato per il raggiungimento di tale scopo.

Molti siti operativi applicano un Sistema di Gestione Integrata di Ambiente, Salute e Sicurezza sul Lavoro, che rispetti i principi dell'ISO14001, dell'OHSAS18001 e dell'UNI10616 e 10617, a garanzia di "virtuosismo" nel settore.

* riguarda solo gli impianti con superamento delle "quantità limite" individuate nel Decreto Legislativo n. 334/1999 "Attuazione della direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose" e successive modifiche ed integrazioni.

Tab. 30 Indicatore delle spese e investimenti per la protezione dell'ambiente

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		GRI
		UdM	2012	
20	Spese e investimenti per la protezione dell'ambiente	k Euro	49.685	EN30

Fonte: Operatori (16)



PIANO GENERALE EMERGENZA

Per gestire potenziali situazioni di emergenza Eni, così come tutti gli Operatori, adotta un Piano Generale di Emergenza redatto ai sensi delle normative sui grandi rischi industriali, basato sugli scenari di riferimento individuati nel Rapporto di Sicurezza dello Stabilimento, ed elaborato in base alle migliori pratiche applicabili. Il Piano assicura un corretto flusso di informazioni su situazioni critiche in modo da attivare persone e mezzi necessari per organizzare gli interventi volti a ricondurre alla norma potenziali situazioni di emergenza. Lo scopo del Piano di Emergenza Interno (PEI) è di definire le modalità per la gestione delle emergenze che possono accadere nello stabilimento, descrivendo ruoli, responsabilità, canali informativi e misure da attuare nel caso in cui l'emergenza si verificasse. Il Piano assicura interventi di risposta rapidi grazie a:

- disponibilità di piani organizzativi per ciascuna delle emergenze potenziali individuate;
- presenza di personale specializzato;
- immediata reperibilità delle informazioni su disponibilità di materiali e persone e di indicazioni sulle azioni da intraprendere;
- comunicazioni rapide tra le persone coinvolte. Nel PEI sono codificati tre diversi livelli di gestione dell'emergenza, definiti in funzione del coinvolgimento della struttura organizzativa di Eni.

3.2 SISTEMI DI MONITORAGGIO AMBIENTALE



Le operazioni del Settore sono soggette a un attento monitoraggio ambientale, regolato dalla normativa, in particolare per le attività soggette alla procedura di VIA o a un'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA).

Tutte le operazioni che producono emissioni in atmosfera, scarichi idrici, rifiuti, emissioni di rumore sono soggette ad attività di monitoraggio ordinario secondo quanto prescritto dalla normativa ambientale e dalle relative autorizzazioni (autorizzazioni alle emissioni in atmosfera, autorizzazione agli scarichi, autorizzazioni alla gestione dei rifiuti, autorizzazione unica ambientale AUA). Alcune progetti, quelli di maggior rilievo (come descritto nel capitolo successivo 4.1), sono soggetti a normative speciali quali la Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e l'Autorizzazione Integrata Ambientale, che richiedono monitoraggi ambientali estesi non solo alle emissioni, ma anche dello stato di qualità dell'ambiente circostante. L'ottenimento delle autorizzazioni ambientali (VIA e AIA) se da una parte rappresenta requisito imprescindibile per la realizzazione dell'opera ed il suo funzionamento, dall'altro impone l'implementazione di un sistema di monitoraggio ambientale continuo a garanzia delle comunità locali interessate degli impianti.

La **valutazione di impatto ambientale (VIA)** è un'attività amministrativa complessa, strutturata in diversi procedimenti connessi tra di loro. Nel suo insieme, è finalizzata a individuare, descrivere e valutare l'impatto ambientale che un progetto, nelle sue diverse fasi (realizzazione, gestione e dismissione),

può avere sull'ambiente, considerando alterazioni dirette e indirette, a breve e a lungo termine, permanenti e temporanee, singola e cumulativa. La VIA pertanto, costituisce uno dei principali strumenti di attuazione dei principi comunitari dell'azione preventiva e dello sviluppo sostenibile, attraverso il monitoraggio della qualità ambientale prima, durante e dopo la costruzione dell'opera.

L'AIA, invece, è un'**autorizzazione integrata ambientale**, vale a dire che considera l'impatto ambientale nella sua interezza, nonché tutte le condizioni di vita dell'impianto (non solo a regime, ma anche nei periodi transitori e in fase di dismissione) perseguendo una prestazione ambientale ottimale. Tale scopo è tipicamente raggiunto tramite l'individuazione e l'adozione delle migliori tecniche disponibili, ovvero le tecniche impiantistiche, di controllo e di gestione che, tra quelle tecnicamente realizzabili nello specifico contesto ed economicamente sostenibili a livello di settore, garantiscono prestazioni ambientali ottimali in un'ottica integrata.

Alcuni Operatori possono poi attuare ulteriori sistemi di controllo per gestire e monitorare al meglio le proprie performances, come ad esempio l'Osservatorio Ambientale implementato da eni in Val d'Agri, con la gestione affidata all'Agenzia Regionale per la protezione dell'Ambiente (ARPA).



OSSERVATORIO AMBIENTALE VAL D'AGRI

Da marzo 2011 l'Osservatorio Ambientale è l'organo regionale preposto alla gestione e al monitoraggio dei dati e delle procedure sui temi dell'ambiente e della tutela del territorio. L'organismo è previsto nell'ambito del Protocollo d'intenti tra Regione ed eni del '98, quale misura di compensazione ambientale in relazione al progetto di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri, che prevede in carico ad eni la realizzazione il mantenimento della struttura per 15 anni. L'Osservatorio promuove, attraverso il sito www.osservatoriovaldagri.it, iniziative per assicurare il diritto dei cittadini a ottenere una corretta e documentata informazione sulle problematiche ambientali del territorio e sulla salute, nonché le attività necessarie per la valutazione dello stato ambientale e della salute dell'ecosistema e delle popolazioni.

Allo scopo di garantire il controllo delle matrici ambientali nell'area della Val d'Agri viene effettuata un'attività di monitoraggio, in continua crescita sia in termini di quantità di controlli che di matrici indagate e metodiche di indagine.

Il sistema di monitoraggio ad oggi comprende:

- Qualità dell'aria: 6 centraline per il monitoraggio in continuo della qualità dell'aria.
- Emissione acustiche: 4 centraline per il monitoraggio in continuo dei livelli di pressione sonora.
- Rete Monitoraggio Ecosistemi:
 - acque superficiali (7 punti più 2 sorgenti lungo la condotta al pozzo Costa Molina 2). In seguito all'Accordo con A.R.P.A.B. si sono aggiunti 19 punti di campionamento (di cui 6 nel Lago del Pertusillo);
 - acque sotterranee (4 piezometri intorno al COVA più 7 piezometri lungo la condotta al pozzo Costa Molina 2). In seguito all'Accordo con A.R.P.A.B. previsti ulteriori 19 piezometri (di cui 3 lungo condotta di reiniezione);
 - suoli: 4 sondaggi in seguito attrezzati a piezometri. A valle dell'Accordo con A.R.P.A.B. sono previsti 20 sondaggi geognostici fino a 15 m di profondità e 250 punti di campionamento di top soil;
 - flora: 228 siti di campionamento in 100 km²;
 - fauna: 12 siti di campionamento per carabidi, 50 punti di ascolto di uccelli e chiroteri, 5 fototrappole per mammiferi, 5 transetti per microteriofauna, sessioni notturne di monitoraggio;
- Biomonitoraggio: a Settembre 2013 sono state avviate le attività con A.R.P.A.B. per la realizzazione della rete che copre l'intera area di 100 km² centrata sul Centro Olio Val d'Agri. La rete è composta da 33 stazioni di cui 15 collocate in prossimità del COVA e distanti circa 1km l'una dall'altra e 18 inserite nell'area vasta circostante e distanti circa 2km l'una dall'altra. Inoltre, sono previste 20 stazioni richieste da A.R.P.A.B. e distanti 250 metri l'una dall'altra, collocate nelle immediate vicinanze del COVA.
- Odorigene: a Luglio 2013 è stata avviata la gara per fornitura della rete di 8 "nasi elettronici" (prevista installazione entro il 2014).
- Microsismicità: 15 stazioni di rilevamento dell'attività microsismica (area di indagine: 1.500 km²).



3.3 GESTIONE DELLE EMERGENZE AMBIENTALI

3.3 GESTIONE DELLE EMERGENZE AMBIENTALI / QUALI INDICATORI E PERCHÉ

In questa sezione presentiamo e analizziamo 3 indicatori. I primi due sono tipici dell'industria in generale e sono in particolare importantissimi per il Settore. Infatti la prima "preoccupazione ambientale" del Settore, è quella di prevenire ogni possibile sversamento di idrocarburi nell'ambiente e, nell'ipotesi di sversamento, di contenere e recuperare gli idrocarburi sversati e bonificare le aree impattate. Ad uno sversamento di idrocarburi sono associati, oltre l'impatto sull'ambiente, anche aspetti di sicurezza per i lavoratori e costi di bonifica. Per questi motivi e per attenzione all'ambiente in cui operano gli operatori del Settore raccolgono dati molto dettagliati su tutti gli eventi di sversamento, anche di ridottissime dimensioni (qualche litro), per valutare e migliorare le misure e le procedure di prevenzione adottate.

Il terzo indicatore è tipico del Settore e di altri settori come quello Petrolchimico e della Raffinazione. Gli eventi che possono danneggiare l'integrità degli asset (impianti) possono presentare in alcuni casi, solo quelli particolarmente gravi, ripercussioni sulla sicurezza dei lavoratori e sull'ambiente, oltre che ingenti costi di manutenzione straordinaria e/o riparazione. Anche in questo caso gli operatori del Settore raccolgono dati molto dettagliati su tali eventi al fine di migliorare in continuo la gestione degli impianti ed evitare che gli incidenti si ripetano.

N	INDICATORE	RIF. GRI	CAP
21	Numero degli sversamenti di idrocarburi totale e specifico (on e off shore)	EN23	3.3
22	Quantità degli sversamenti di idrocarburi totale e specifica (on e off shore)	EN23	3.3
23	Numero di eventi relativi alla sicurezza del processo che possano danneggiare l'integrità degli asset	OG13	3.3

Una descrizione più approfondita è disponibile per ciascun indicatore in appendice.

→ Nella colonna **Rif. GRI** è riportato il riferimento agli indicatori stabiliti nelle Linee Guida per il Reporting di Sostenibilità, edite dal Global Reporting Initiative (GRI).

→ Nella colonna **CAP** è riportato il riferimento al Capitolo del presente rapporto.

3.3 GESTIONE DELLE EMERGENZE AMBIENTALI



L'Italia presenta una delle migliori performance nel contesto internazionale O&G E&P: le statistiche descrivono una realtà contraddistinta da una progressiva sicurezza ambientale.



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

Per quanto riguarda gli sversamenti di idrocarburi, gli operatori del Settore possono vantare una prestazione di tutto rispetto, grazie ai sistemi gestionali di prevenzione e gestione delle emergenze attuati presso tutti i siti operativi.

Negli ultimi 4 anni (2008-2012) non si sono verificati sversamenti in mare. A terra invece gli sversamenti maggiori di un barile (159 l) sono stati 21 per un totale di 47 m³ (40 ton) con una media di circa 2,2 m³ (2 ton) per evento. Tutti gli sversamenti sono stati prontamente individuati e bonificati.

In Italia sono stati rarissimi gli incidenti con eruzioni di gas o olio (ovvero la fuoriuscita incontrollata di gas o olio direttamente dal pozzo). Dopo l'emanazione della legge per l'off-shore nel 1967 non si sono mai verificati incidenti rilevanti in mare. In terraferma, nel recente passato, sono avvenute un'eruzione di gas a Policoro in Basilicata nel 1992 ed una fuoriuscita di petrolio a Trecate (Novara) nel 1994, rapidamente controllata. I terreni inquinati dall'olio di Trecate furono bonificati dall'operatore in tempi brevi.

A proposito delle eruzioni da pozzi la normativa propone strumenti specifici di risposta a questo tipo di emergenze. La normativa sulla sicurezza sul lavoro specifica del settore (D.Lgs. 624/1996) prevede che prima dell'avvio di attività di perforazione o esplorazione vengano redatti piani per la gestione delle emergenze in caso di sversamenti di idrocarburi e/o di eruzione da pozzi. Inoltre nella procedura di VIA che autorizza il progetto di nuovi pozzi le autorità richiedono sempre più frequentemente l'adozione di un Piano di Emergenza Ambientale che preveda le modalità, i tempi gli strumenti e le azioni per l'eventuale bonifica delle aree circostanti in caso di eruzione.

Il Settore, infine, contabilizza gli eventi relativi alla sicurezza del processo con caratteristiche tali da poter danneggiare l'integrità degli asset (impianti): questo tipo di indicatore è di routine nel Settore e gli eventi contabilizzati non sono necessariamente legati ad un rischio di sversamento di idrocarburi nell'ambiente oppure ad infortuni sul lavoro.

Tab. 31 Indicatori delle Emergenze ambientali

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		INDICATORE SPECIFICO		GRI
		UdM	2012	UdM	2012	
21	Numero degli sversamenti di idrocarburi (on-shore)	n	5	n / MTEP	0,70	EN23
	Numero degli sversamenti di idrocarburi (off-shore)	n	0	n / MTEP	0	
	Numero degli sversamenti di idrocarburi (totale)	n	5	n / MTEP	0,38	
22	Quantità degli sversamenti di idrocarburi (on-shore)	m ³	8,33	ton / MTEP	0,98	
	Quantità degli sversamenti di idrocarburi (off-shore)	m ³	0	ton / MTEP	0	
	Quantità degli sversamenti di idrocarburi (totale)	m ³	8,33	ton / MTEP	0,54	
23	Numero di eventi relativi alla sicurezza del processo che possano danneggiare l'integrità degli asset	n	4	-	-	OG13

Fonte: Operatori (16)

Nota 1: per l'unità di misura "n/MTEP" usata per gli indicatori specifici, si intende il numero di sversamenti superiori a un barile (159 L) per milione di tonnellate di idrocarburo prodotto. Nello specifico 0,38 n/MTEP significa che è avvenuto uno sversamento ogni 2,63 milioni di tonnellate di idrocarburo prodotto.

Nota 2 - per l'unità di misura "ton/MTEP" usata per gli indicatori specifici, si intende il quantitativo di idrocarburo sversato (in sversamenti superiori a un barile) per milione di tonnellate di idrocarburo prodotto. Nello specifico 0,54 ton/MTEP significa che viene sversato lo 0,000054% dell'idrocarburo prodotto.



CONFRONTI CON DATI INTERNAZIONALI DELLO STESSO SETTORE

Nel confronto con i dati dell'OGP sugli sversamenti di Oli, distinti per aree geografiche, il Settore italiano evidenzia una performance degli operatori del Settore (0,38 sversamenti per MTEP prodotti e 0,54 ton di olio sversato/MTEP prodotti) che è tra le migliori al mondo (anche migliore del dato Europeo). OGP riporta performance migliori solo per l'area Asia/Australasia; va comunque con-

siderato che i sistemi di reporting possono variare da paese a paese a seconda della normativa.

Se si analizza il dato disaggregato per le operazioni on-shore si giunge alle stesse conclusioni; il dato off shore, invece, non essendo stato riportato alcuno sversamento in mare, è in assoluto il miglior risultato raggiungibile.

Tab. 32 Confronto sul numero di sversamenti di olio (>1bbl) con i dati OGP (2012) – Numero

AREA	NUMERO DI SVERSAMENTI SPECIFICO [N/MTEP]		
	Totale	on shore	off shore
Nord America	2,10	2,11	0,15
Africa	1,45	3,25	0,24
MEDIA	0,84	1,33	0,19
Europa	0,48	5,40	0,30
Sud America	0,43	1,29	0,08
Medio Oriente	0,38	0,43	0,10
Italia	0,38	0,70	0,00
FSU	0,26	0,51	0,00
Asia / Australasia	0,16	0,41	0,08

Tab. 33 Confronto sul numero di sversamenti di olio (>1bbl) con i dati OGP (2012) – Quantità

AREA	QUANTITÀ DI SVERSAMENTI SPECIFICA [TON/MTEP]		
	Totale	on shore	off shore
Africa	13,74	55,53	1,15
MEDIA	4,76	8,60	1,19
Nord America	4,33	4,46	0,23
Medio Oriente	4,21	4,86	0,05
Europa	2,84	15,24	2,80
FSU	0,97	2,05	0,00
Sud America	0,67	1,40	0,37
Italia	0,54	0,98	0,00
Asia / Australasia	0,36	1,10	0,13



EDISON E LA SOSTITUZIONE DELLA FSO ALBA MARINA

Nel 2012 Edison ha sostituito la Floating Storage Offloading (FSO) Alba Marina, l'unità galleggiante che opera nel Campo Rospo Mare, con la funzione di stoccaggio temporaneo del greggio estratto dalle tre piattaforme della concessione. La nuova FSO, che appartiene alla categoria Aframax, ha doppio scafo e doppio fondo, e possiede i più avanzati sistemi di controllo di rilevazione automatica di presenza di gas, incendio e arresti di emergenza, che garantiscono un elevato livello di sicurezza delle operazioni. Progettata per ospitare 50 persone tra tecnici e operatori, la FSO Alba Marina è presidiata 24 ore su 24 ed è in costante collegamento con la base operativa Edison di Santo Stefano a Mare. Nella foto sottostante è rappresentata l'unità galleggiante "Leonis" che opera presso la piattaforma Vega; operativa dal 2008, anch'essa è di categoria Aframax ed ha doppio scafo e doppio fondo.



ASSET INTEGRITY

Eni adotta rigorosi programmi di manutenzione e innovative soluzioni tecnologiche sugli impianti in modo da garantire alti standard di efficienza, qualità e sicurezza anche per quanto riguarda i beni e gli impianti (Asset). In particolare, gli impianti della Val d'Agri sono dotati di dispositivi di sicurezza realizzati secondo il criterio della "doppia barriera"; questo significa che, per qualsiasi condizione, esistono almeno due livelli di protezione contro eventuali malfunzionamenti in grado di intervenire in caso di necessità.

Inoltre Eni insieme a Shell ha sviluppato il Progetto AIMS Asset Integrity Management System (Sistema di Gestione dell'Integrità degli Asset), uno strumento orientato a minimizzare l'esposizione ai rischi delle attività produttive, tramite una manutenzione costante che garantisca l'efficienza degli Asset, assicurando la sicurezza e la salute del personale, oltre che la tutela dell'ambiente. Il progetto si basa su alcuni principi cardine:

- conformità al quadro normativo HSE;
- interiorizzazione della logica della prevenzione, per anticipare gli impatti e i rischi,
- l'investimento continuo in innovazione tecnologica, ricerca e sviluppo



3.4 SICUREZZA DEI LAVORATORI

3.4 SICUREZZA DEI LAVORATORI / QUALI INDICATORI E PERCHÉ

In questa sezione presentiamo e analizziamo 4 indicatori. Il primo e l'ultimo sono tipici di tutti i settori industriali e sono spesso confrontati, utilizzando come minimo denominatore le "ore lavorate". Per il confronto di questi dati con quelli di altri paesi occorre fare molta attenzione in quanto spesso la definizione di "infortunio" è molto diversa da paese a paese. Se le definizioni sono diverse il confronto può portare a considerazioni errate.

Il secondo ed il terzo indicatore sono invece tipici del Settore. Anche in questo caso gli operatori del Settore raccolgono dati molto dettagliati sugli infortuni al fine di migliorare in continuo le misure e le procedure per la prevenzione degli infortuni e la protezione dei lavoratori ed al fine di evitare che gli infortuni si ripetano.

N	INDICATORE	RIF. GRI	CAP
24	Numero di infortuni ed indice di frequenza (LTIF)	LA7	3.4
25	Numero di infortuni ed indice di frequenza per attività di perforazione		
26	Numero di infortuni ed indice di frequenza per attività di produzione		
27	Numero di decessi sul lavoro		

Una descrizione più approfondita è disponibile per ciascun indicatore in appendice.

→ Nella colonna **Rif. GRI** è riportato il riferimento agli indicatori stabiliti nelle Linee Guida per il Reporting di Sostenibilità, edite dal Global Reporting Initiative (GRI).

→ Nella colonna **CAP** è riportato il riferimento al Capitolo del presente rapporto.

3.4 SICUREZZA DEI LAVORATORI



Il Settore presenta indici infortunistici tra i più virtuosi in Italia, segno di una consolidata esperienza del Settore nella prevenzione e riduzione dei rischi infortunistici nonché di una elevata cultura della sicurezza.

Se si confronta l'indice di frequenza infortunistica (numero di infortuni per milione di ore lavorate) del Settore con quello degli altri settori nazionali, il dato si colloca tra i migliori in assoluto (2,22 contro un dato medio italiano di 12,57).

Anche gli indici di frequenza infortunistica specifici per le attività di produzione e di perforazione mostrano, negli ultimi 4 anni, un costante e significativo calo e non si registra alcun infortunio mortale tra gli operatori del settore.





PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

I dati sugli infortuni mostrano una performance del Settore di tutto rispetto. La seguente tabella mostra in particolare il numero degli infortuni complessivo e il relativo indice di frequenza Lost Time Injury Frequency (LTIF); inoltre il dato infortunistico viene distinto tra attività di perforazione e di produzione fornendo un indice specifico per le due attività, normalizzato rispetto ai metri perforati e alla produzione.

Rispetto al 1995 si può apprezzare una consistente riduzione sia degli infortuni

complessivi sia degli indici infortunistici specifici per produzione e perforazione. Questa significativa riduzione degli indici infortunistici è riconducibile al miglioramento continuo degli standard di sicurezza, aspetto distintivo del settore Oil & Gas, ed anche alla sempre maggiore attenzione del legislatore ai temi della sicurezza con l'introduzione del D.Lgs. 624 del 1996 specifico per il settore ed armonizzato con il D.Lgs. 626 del 1994, quest'ultimo successivamente confluito nel testo unico di sicurezza (D.Lgs. 81 del 2008).

Tab. 34 Indicatori infortunistici

INDICATORE	1995	2008	2009	2010	2011	2012
Ore lavorate					9.509.976	9.159.503
Metri perforati [m]	137.565	70.080	80.521	56.640	55.810	51.476
Produzione totale di Gas [G Sm ³]	20,38	9,07	7,91	8,26	8,34	8,53
Produzione totale di Olio [M ton]	5,21	5,24	4,57	5,11	5,31	5,40
Produzione totale [M TEP]	21,51	12,50	10,90	11,72	11,98	12,22
Infortuni totali**	246	65	51	47	28	36
Infortuni in Perforazione	121	25	24	12	13	19
Infortuni in Produzione	125	40	27	35	15	15
Infortuni in Stoccaggio	-	-	-	-	-	2
Infortuni gravi (>30 gg)	n.d.	n.d.	9	13	12	16
Infortuni non gravi (<30 gg)	n.d.	n.d.	42	34	16	18
LTIF*	-	-	-	-	2,94	3,93
Incidenti perforazione / km perforato	0,88	0,36	0,30	0,21	0,23	0,37
Incidenti produzione / M TEP prodotte	5,81	3,20	2,48	2,99	1,25	1,23

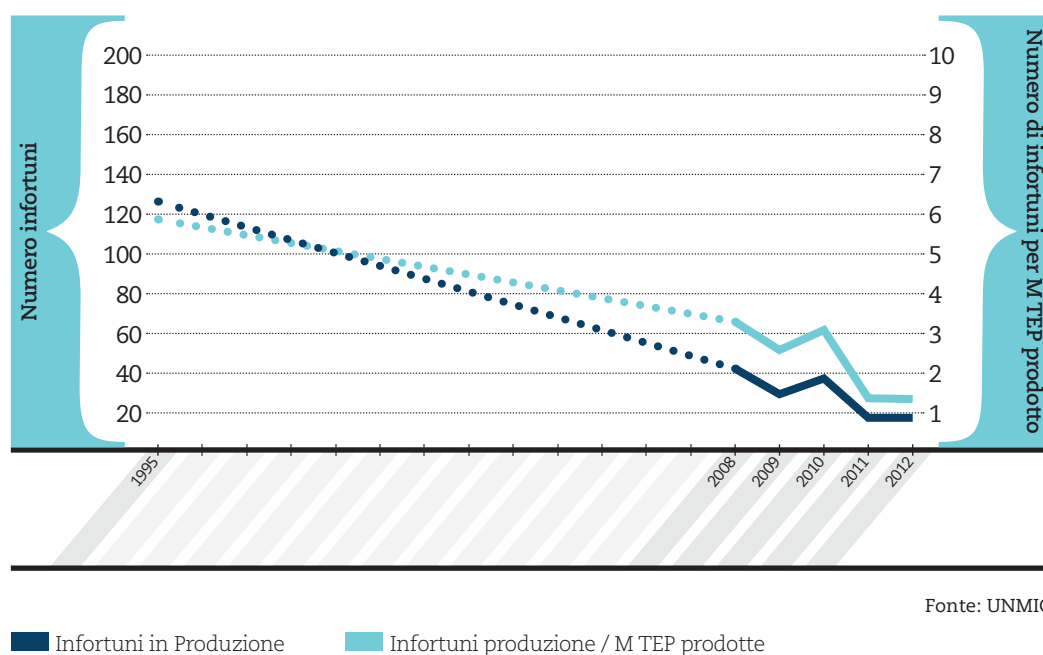
Fonte: UNMIG

* Lost Time Injury Frequency – Numero di infortuni per milione di ore lavorate (esclusa la Sicilia on-shore)

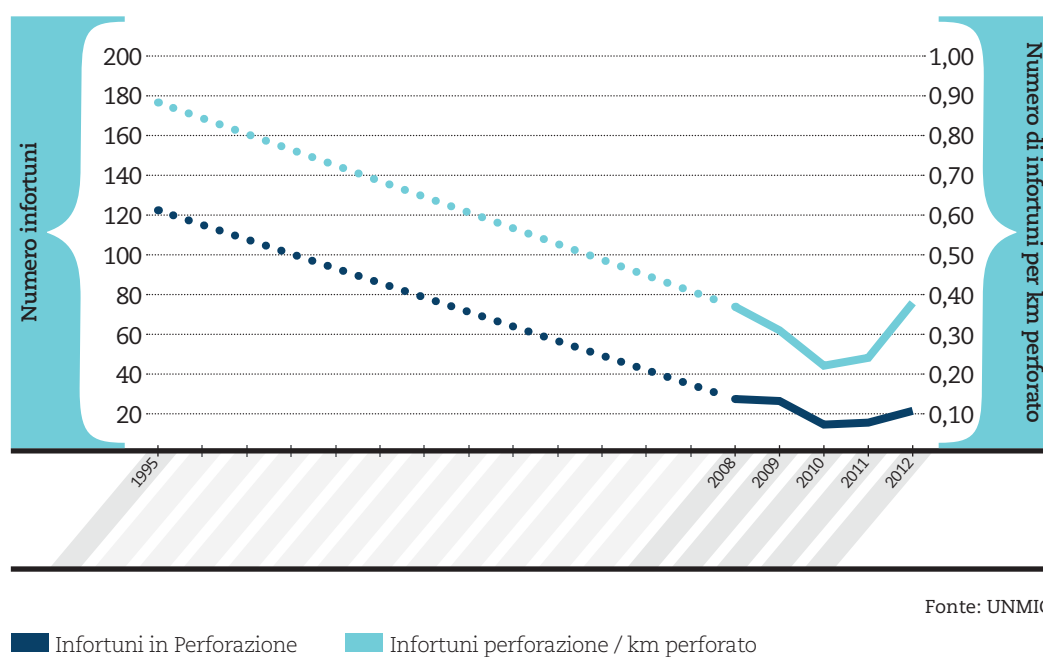
** Esclusa la Sicilia on-shore

Nota 1: i dati tra il 1996 ed il 2007 non sono disponibili

Nota 2 - Il dato infortunistico riportato da UNMIG per il 2012 include anche le attività di Stoccaggio

Fig. 13 Infortuni nelle attività di produzione

Nota: Non sono presenti i dati per gli anni dal 1996 al 2007.

Fig. 14 Infortuni nelle attività di perforazione

Nota: Non sono presenti i dati per gli anni dal 1996 al 2007.

I dati infortunistici disponibili per il periodo 2008 - 2012, distinti per attività di produzione e attività di perforazione, sono stati confrontati con i dati rilevati nel 1995 da UNMIG. In entrambi i casi si osserva una significativa riduzione sia per gli infortuni complessivi sia per gli infortuni riportati rispettivamente agli idrocarburi prodotti e ai chilometri perforati.

Per quanto riguarda invece l'arco temporale degli ultimi 5 anni (2008-2012) si osserva quanto segue:

→ per le attività di produzione è evidente una sostanziale decrescita sia dell'indicatore complessivo (Infortuni totali) sia dell'indicatore specifico (Infortuni per k TEP prodotto);

→ per le attività di perforazione è evidente una sostanziale decrescita dell'indicatore complessivo (Infortuni totali). L'indicatore specifico (Infortuni per km perforato) mostra una sostanziale decrescita tra il 2008 ed il 2010, con due dati in controtendenza nel 2011 e 2012.

Per le attività di perforazione è da notare come la riduzione delle attività (e quindi dei chilometri perforati) rende l'Indicatore specifico molto più sensibile a variazioni da un anno all'altro.



CONFRONTI CON ALTRI SETTORI NAZIONALI

L'indice di frequenza infortunistica LTIF del Settore (2,94 e 3,71 rispettivamente nel 2011 e 2012) è stato confrontato con i dati raccolti e pubblicati da INAIL per i vari settori industriali nazionali. Il confronto evidenzia un valore molto contenuto e tra i migliori rispetto a tutti gli altri settori industriali. Questo dato dimostra che il Settore ha

un'elevata cultura della sicurezza e applica i migliori standard di sicurezza. Una prova ulteriore di questa eccellenza è dimostrata dall'ottimo risultato del settore O&G Refining (DF - Industria petrolio) che mostra una prestazione del tutto simile a quelli del Settore O&G E&P.

Tab. 35 Indice infortunistico di frequenza nel settore industria e servizi - media 2007/2009

SETTORE DI ATTIVITÀ ECONOMICA (CODICE ATECO)	INDICE DI FREQUENZA* Media triennio consolidato (2007-2009)	NUMERO INDICE**
DJ - Lavorazione metalli (siderurgia, metallurgia)	22,48	178,87
DI - Lavorazione minerali non metalliferi (vetro, ceramica)	21,34	169,80
DD - Lavorazione legno	20,99	167,05
F - Costruzioni	18,98	151,05
I - Trasporti e Comunicazioni	18,77	149,34
DH - Industria gomma e plastica	17,20	136,85
C - Estrazione di minerali***	16,61	132,19
DM - Industria mezzi di trasporto	15,92	126,66
DK - Industria meccanica (fabbr. utensili, armi, elettrod.)	14,60	116,16
DN - Altre industrie manifatturiere	14,42	114,76
H - Alberghi e ristoranti	14,13	112,42
DA - Industria alimentare	13,82	109,95
N - Sanità e servizi sociali	13,28	105,69
INDUSTRIA E SERVIZI (MEDIA)	12,57	100,00
B - Pesca	11,80	93,87
A - Agrindustria	11,76	93,59
O - Servizi pubblici	11,34	90,21
E - Elettricità, gas, acqua	9,72	77,32
G50 - Commercio, manutenzione di autoveicoli e motocicli	9,49	75,49
DE - Industria carta	9,30	74,02
L - Pubblica amministrazione	8,81	70,08
DL - Fabbricazione macchine e apparecchi elettrici	7,27	57,86
K - Servizi alle imprese e attività immobiliari	7,22	57,42
DG - Industria chimica	6,56	52,17
DB - Industria tessile e abbigliamento	6,32	50,30
DC - Industria del cuoio, pelli e similari	6,23	49,58
DF - Industria petrolio****	5,28	41,98
M - Istruzione	4,24	33,70
CA11 ESTRAZIONE DI GAS E PETROLIO	2,22	17,66
J - Intermediazione finanziaria	1,26	9,99

Fonte: elaborazione dati INAIL


* Infortuni indennizzati (esclusi i casi in itinere) per milione di ore lavorate; il dato è stato ricavato dai dati INAIL di Infortuni indennizzati per 1000 addetti, considerando una media di 2000 ore lavorate/anno (250 giorni lavorativi per 8 ore)

** base: Industria e Servizi = 100

*** in questa categoria oltre alle attività di estrazione (marmi, sabbia, ghiaia, carbone) rientra anche l'Oil & Gas Exploration & Production

**** in questa categoria rientra l'Oil & Gas Refining & Marketing (raffinazione)

4 CONTESTO DI RIFERIMENTO E PROSPETTIVE



4.1 CONTESTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO NAZIONALE

pag. 102

4.2 CONTESTO INTERNAZIONALE

pag. 107

4.3 UNA PROSPETTIVA PER IL SETTORE

pag. 108

4.1 CONTESTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO NAZIONALE



Il contesto del settore è caratterizzato da lunghi e severi iter autorizzativi, rigidi e frequenti controlli e dall'obbligo di applicazione delle migliori tecnologie ambientali disponibili.

I progetti di rilievo, in particolare, sono soggetti a severi iter autorizzativi industriali ed ambientali che li accompagnano per tutto il ciclo di vita: dalla pianificazione delle attività che prevedono l'ottenimento del titolo minerario (permesso di ricerca o concessione di coltiva-

zione), alle diverse fasi di progettazione e costruzione degli impianti (Valutazioni di Impatto Ambientale) fino all'esercizio e alla chiusura definitiva delle installazioni (Autorizzazione Integrata Ambientale AIA, se applicabile, o Autorizzazione Unica Ambientale AUA).



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE

Le attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi sono:

→ regolate dal diritto minerario i cui principi sono rimasti sostanzialmente inalterati dal R.D. 1443/1927, che ha introdotto in Italia il sistema demaniale per le risorse minerarie;

→ considerate di interesse pubblico e condotte dagli operatori privati in un regime giuridico di concessione attraverso l'attribuzione di un titolo minerario temporaneo. La prima normativa specifica per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi venne istituita in Italia nel 1957 con la Legge n. 6/1957 (in seguito più volte modificata ed integrata), sulla base di quelle già esistenti nei paesi anglosassoni, a seguito delle prime incoraggianti scoperte in Val Padana. La stessa legge istituiva l'UNMIG (Ufficio Nazionale Minerario Idrocarburi e Geotermia) presso l'allora Direzione generale miniere del Ministero dell'industria (ora

Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche - DGRME).

Ancora oggi la Direzione UNMIG ha il compito di applicare le normative e di attuare le procedure istruttorie per il conferimento dei titoli minerari; inoltre ha recentemente acquistato ulteriori competenze relative alla sicurezza mineraria. In Sicilia, regione a statuto speciale, analoghi compiti sono svolti dall'URIG (Ufficio Regionale per gli Idrocarburi e la Geotermia). Oltre al diritto minerario che ne regola i fondamenti, il Settore è soggetto a disposizioni normative ambientali e di salute e sicurezza per i lavoratori che regolano le attività per tutto il ciclo di vita dei progetti fin dalle prime fasi di pianificazione e che, nella maggior parte dei casi, recepiscono le Direttive Europee.

La Tabella seguente riporta una sintesi delle principali norme ambientali e di salute e sicurezza applicabili al Settore.

Tab. 36 Principali normative ambientali e di sicurezza

ARGOMENTO: VIA - VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE		
RIFERIMENTO NORMATIVO***	APPLICABILITÀ	RICHIESTE
D.Lgs. 152/2006 Parte II Titolo III (Dir.85/337/CEE)	Progetti nuovi (o progetti di modifica sostanziale) indicati negli Allegati II, III e IV.	Presentazione di uno Studio di Impatto Ambientale e giudizio di compatibilità ambientale da parte dell'autorità competente con prescrizioni.
ARGOMENTO: VINCA - VALUTAZIONE D'INCIDENZA AMBIENTALE		
RIFERIMENTO NORMATIVO***	APPLICABILITÀ	RICHIESTE
D.P.R. 357/1997 (Dir. 92/43/CEE "Habitat")	Attività che ricadano anche in parte in aree protette quali SIC, ZSC e ZPS.*	Presentazione di uno studio di incidenza, analisi delle soluzioni alternative e definizione di misure di compensazione.
ARGOMENTO: IPPC - INTEGRATED PREVENTION AND POLLUTION CONTROL		
RIFERIMENTO NORMATIVO***	APPLICABILITÀ	RICHIESTE
D.Lgs. 152/2006 Parte II Titolo IIIbis (Dir.1996/61/EC, 2008/1/CE)	Attività indicate nell'Allegato VIII (impianti termici >50 MW e piattaforme off-shore).	Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per realizzazione nuovo impianto, modifica sostanziale e l'esercizio; implementazione delle MTD; adozione di un piano di monitoraggio ambientale.
ARGOMENTO: RISCHI D'INCIDENTE RILEVANTE		
RIFERIMENTO NORMATIVO***	APPLICABILITÀ	RICHIESTE
D.Lgs. 334/1999 (Dir.96/82/CE)	In caso le attività di stoccaggio di sostanze pericolose (tra cui olio e gas naturale) superino le soglie previste dal D.Lgs. 334/1999.	Sistema di gestione degli incidenti rilevanti, rapporto di sicurezza (o scheda tecnica), Piano di emergenza esterno.
ARGOMENTO: ETS - EMISSION TRADING SCHEME		
RIFERIMENTO NORMATIVO***	APPLICABILITÀ	RICHIESTE
D.Lgs. 30/2013 (Dir. 2003/87/CE, Dir. 2009/29/CE)	Attività indicate nell'Allegato A (sostanzialmente applicabili agli impianti termici con potenza >20 MW).	Autorizzazione all'emissione di gas ad effetto serra; contabilizzazione e certificazione delle emissioni; obbligo di acquisto di quote di emissione in caso si superi la quota assegnata.
ARGOMENTO: SALUTE E SICUREZZA NEL SETTORE MINERARIO		
RIFERIMENTO NORMATIVO***	APPLICABILITÀ	RICHIESTE
D.Lgs. 624/1996 (Dir. 92/91/CEE)	Tutte le attività di ricerca e produzione di idrocarburi.	Redazione del DSS Documento di sicurezza e di salute; piano di emergenza per far fronte ad avvenute eruzioni di fluidi di strato; verifiche periodiche.
ARGOMENTO: GESTIONE RIFIUTI NEL SETTORE MINERARIO		
RIFERIMENTO NORMATIVO***	APPLICABILITÀ	RICHIESTE
D.Lgs. 117/2008 (Dir. 2006/21/CE)	Rifiuti di estrazione derivanti direttamente dalle attività di prospezione o di ricerca, di estrazione, di trattamento e di ammasso di risorse minerali, sia nei siti di estrazione che di deposito.	Piano di Gestione dei rifiuti derivanti da attività estrattive; Piano di gestione degli incidenti rilevanti per gli stoccaggi dei residui pericolosi; Autorizzazione per lo stoccaggio di residui pericolosi.
D.M. 17 dicembre 2009	Tutte le attività industriali comprese quelle di ricerca e produzione di idrocarburi.	Adozione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti (SISTR).

* SIC - Siti di Importanza Comunitaria, ZSC - Zone Speciali di Conservazione, ZPS - Zone di Protezione Speciale

** MTD migliori tecnologie disponibili

*** I riferimenti normativi intendono comprendere anche tutte le successive modifiche ed integrazioni ai testi citati; sono indicate tra parentesi la Direttiva Europea di riferimento e fuori parentesi la rispettiva norma italiana di recepimento

Valutazioni di Impatto Ambientale (VIA)

Tutti i progetti per la ricerca e la produzione degli idrocarburi sono soggetti al Titolo III Parte II del D.Lgs. 152/2006 riguardante le VIA. I progetti di ricerca e di coltivazione in mare sono soggetti a VIA condotta dal Ministero dell'Ambiente. I progetti di coltivazione sulla terraferma sono soggetti a VIA condotta dalla Regione. Infine, i progetti di ricerca sulla terraferma sono soggetti preliminarmente ad una verifica se questi debbano essere assoggettati o meno alla VIA; sono assoggettati in ogni caso a VIA se ricadono anche solo parzialmente all'interno di aree protette.

La procedura di VIA richiede che il proponente del progetto presenti uno Studio di Impatto Ambientale (SIA) nel quale sono studiati in modo sistematico ed esaustivo gli eventuali impatti ambientali legati tanto alla fase di realizzazione del progetto quanto alla fase di esercizio. Il proponente all'interno dello studio indica attività e opere di mitigazione e compensazione, soggette al vaglio dall'autorità competente. La sede in cui vengono prese le decisioni è una Conferenza di Servizi alla quale sono chiamate tutte le autorità locali interessate. Queste possono esprimere parere positivo o negativo sul progetto; il parere positivo (o giudizio di compatibilità ambientale) è spesso reso con una serie di prescrizioni alle quali il proponente ha l'obbligo di attenersi.

La procedura di VIA comprende inoltre una fase di consultazione per il pubblico interessato (ad esempio, ONG, singoli cittadini e associazioni di settore) che può esprimere pareri e richieste di chiarimenti che saranno poi vagliati dall'autorità

competente e, se attinenti, tenuti in conto nella fase di valutazione.

La VIA ha, in genere, una duplice finalità:

→ svolgere un'analisi più approfondita dei potenziali effetti sull'economia, la società e l'ambiente;

→ consultare le parti interessate e gli esperti competenti in ottemperanza alle norme minime per la consultazione e seguendo gli orientamenti esposti nella comunicazione relativa alla consultazione; si dovranno tenere in dovuta considerazione le eccezioni nel caso di prescrizioni specifiche per la consultazione previste dai trattati o dagli accordi internazionali. Il processo di consultazione dovrà inoltre consentire un dibattito su questioni più ampie, quali gli aspetti etici e politici. I risultati principali di tali consultazioni dovranno essere sintetizzati nella relazione della valutazione d'impatto.

Le caratteristiche della procedura di VIA sono da leggersi in chiaroscuro.

La **nota positiva** è il consentire progetti di sviluppo compatibile con l'ambiente in virtù di un'attenta previsione di tecniche e metodi di prevenzione e mitigazione degli impatti ambientali e - laddove non sia possibile azzerare gli impatti - di misure di compensazione da attuare nel territorio circostante (quali, ad esempio, le misure di recupero ambientale di aree degradate).

Le **note problematiche** sono date da una tempistica che spesso non si sposa con le necessità di business. Se, infatti, la normativa prevede una durata massima dell'iter di 150 giorni, tra sospensioni e lungaggini burocratiche, questi termini spesso non sono rispettati e **il giudizio di compatibilità**

può giungere dopo diversi anni: un pericoloso slittamento a cui si devono sommare i tempi per l'ottenimento dei Permessi di ricerca e delle Concessioni di coltivazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

Da notare, infine, come per alcune procedure di VIA (è il caso di Eni in Val d'Agri e del progetto Tempa Rossa in Basilicata) l'autorità competente, anche in base a protocolli di intesa e accordi di programma

siglati con gli operatori, ha concordato la conduzione di **studi di impatto sociale ed attività di mitigazione e compensazione degli impatti sociali** a maggiore tutela del territorio e degli abitanti: una novità senza dubbio positiva per il Settore, volta ad un coerente e sostenibile sviluppo dell'economia locale nel rispetto delle comunità locali.

Le procedure di VIA nazionali in corso e concluse possono essere consultate on-line sul sito del Ministero dell'Ambiente (<http://www.va.minambiente.it>). Nel portale sono inoltre presenti i riferimenti ai siti delle varie regioni per quanto riguarda le procedure di competenza regionale.

Normativa IPPC e Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)

Due attività svolte dal Settore sono soggette, oltre alla normativa di VIA, anche alla **normativa IPPC** (*Integrated Pollution Prevention and Control* - prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento):

- le **piattaforme off-shore**;
- gli **impianti di combustione (>50 MW)**, presenti solo nei Centri Oli di notevoli dimensioni.

La normativa IPPC prevede che queste attività siano autorizzate con un'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA).

L'AIA, nel porre le prescrizioni e i limiti di emissione, tiene conto di **tutte le matrici ambientali in modo integrato** (suolo, atmosfera e acque), e dell'applicazione delle migliori tecnologie disponibili (MTD). Inoltre prescrive un piano di monitoraggio su tutte le matrici ambientali per verificare che le prescrizioni e i limiti siano effettivamente soddisfatti.

Prima del 2010, i **tempi per l'ottenimento dell'AIA** si andavano a sommare a quelli della procedura di VIA; una modifica del D.Lgs. 152/2006 ha introdotto l'opportunità di integrare le due procedure, sempre con una durata massima di 150 giorni.

L'obbligo di applicazione delle MTD rappresenta una **garanzia** che gli impianti vengano costruiti e le attività vengano gestite utilizzando soluzioni all'avanguardia dal punto di vista ambientale. Gli operatori del Settore, d'altro canto, sono fortemente motivati all'applicazione delle MTD per diversi motivi che prescindono dai requisiti normativi: l'utilizzo delle migliori tecnologie è nel DNA di un Settore in costante evoluzione, garantisce l'oggettivo vantaggio di riduzione dei rischi del business ed è parte dei principi di responsabilità sociale ai quali gli operatori si attengono, in un contesto sempre più sensibile alle tematiche ambientali.

I procedimenti autorizzativi di AIA (sia nazionali che regionali), in corso e conclusi, possono essere consultati on-line sul sito del MATTM (<http://aia.minambiente.it/>).

I controlli UNMIG

Le attività del Settore, per gli aspetti ambientali e di salute e sicurezza sul lavoro, sono normalmente soggette a controlli da parte degli enti quali le Agenzie Regionali per la Protezione Ambientale (ARPA) o l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) e le ASL.

La ricerca e coltivazione di idrocarburi è soggetta ad un regime giuridico di concessione e a rigidi controlli da parte degli uffici del Ministero dello Sviluppo Economico, che comprendono, oltre ad aspetti tecnici e di qualità della produzione, anche aspetti di sicurezza delle operazioni, ambientali e di salute e sicurezza del lavoro.

Nell'ambito della Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche (DRGME) del Ministero, l'ufficio di riferimento per il Settore è l'UNMIG (Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse).

Le principali competenze sono:

→ l'applicazione delle normative e la gestione delle procedure tecnico amministrative che disciplinano le attività minerarie, tra cui il rilascio di permessi e concessioni;

→ l'organizzazione e svolgimento delle attività d'ispezione per sicurezza impianti, prevenzione infortuni, sicurezza e salute dei lavoratori, applicazione delle norme di polizia mineraria in terra e in mare;

→ la valutazione in termini di sicurezza impiantistica nelle attività di prospezione, ricerca, coltivazione degli idrocarburi, delle risorse minerarie e geotermiche, dello stoccaggio di gas naturale e di anidride carbonica.

Nel corso del 2012, gli Uffici Territoriali UNMIG hanno eseguito le seguenti attività ispettive:

→ 219 accertamenti di produzione (che hanno consentito la verifica delle produzioni di idrocarburi ottenute nelle concessioni di coltivazione);

→ 4170 verifiche su apparecchiature a pressione, apparati di sollevamento, impianti di messa a terra;

→ 181 visite ispettive su impianti di perforazione/produzione;

→ 1874 visite ispettive con altre finalità (ad esempio: pubblica utilità, occupazione d'emergenza, linee elettriche, infortuni, ecc.).

4.2 CONTESTO

INTERNAZIONALE

L'Europa ha una storia di eventi incidentali rari e di dimensioni limitate. Questo è anche frutto di una politica dell'Unione Europea costantemente mirata a ridurre il verificarsi di incidenti gravi legati alle attività off-shore nel settore degli idrocarburi e a limitarne le conseguenze, aumentando così la protezione dell'ambiente marino dall'inquinamento e migliorando i meccanismi di risposta in caso d'incidente.

A seguito dell'incidente nel Golfo del Messico (occorso al "pozzo Macondo" nell'Aprile 2010), la Commissione Europea ha avviato un'approfondita analisi delle norme adottate in tutti gli Stati Membri dell'Unione.

Lo studio si è concluso con la redazione del documento "*Affrontare la sfida della sicurezza delle attività off-shore nel settore degli idrocarburi*" (Commissione Europea, 2010). Lo studio afferma che, sebbene l'UE disponga già di esempi di pratiche eccellenti nelle normative nazionali (tra le quali figurano, a buon diritto, quelle italiane), un'armonizzazione "verso l'alto" dell'attuale quadro normativo potrebbe ulteriormente migliorare la sicurezza di tali attività.

Sulla scorta di questo studio, il 27 ottobre 2011, la Commissione Europea ha adottato lo schema di "Proposta di regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla sicurezza delle attività offshore di prospezione, ricerca e produzione nel settore degli idrocarburi" (il cosiddetto "Regolamento Offshore"). La proposta di regolamento è stata infine approvata sotto forma di Direttiva dal Parlamento Europeo il 12 giugno 2013 e pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale il 28 giugno 2013 (Direttiva 2013/30/UE del 12 giugno 2013 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE).

L'obiettivo della Direttiva è quello di fissare **elevati standard minimi di sicurezza** per la prospezione, la ricerca e la produzione di idrocarburi in mare aperto, riducendo le probabilità di accadimento di incidenti gravi, limitandone le conseguenze e aumentando, così, nel contempo, la protezione dell'ambiente marino.

4.3 UNA PROSPETTIVA PER IL SETTORE

Dipendenza dall'estero per i consumi di idrocarburi

I dati storici sui consumi di idrocarburi mostrano come la produzione nazionale di olio e gas non riesca a soddisfare la richiesta interna se non in minima parte:

→ Il **rapporto tra produzione interna e consumo di olio** si attesta a solo il **12% nel 2012**, nonostante un trend nell'ultimo decennio che vede un aumento contenuto ma costante della produzione e una significativa riduzione dei consumi, complice la crisi economica;

→ Il **rapporto tra produzione interna e consumo di gas** è invece costantemente diminuito negli anni da un massimo di oltre il 50% negli anni '80 ad un minimo intorno al **10% nel 2011**; i principali fattori che hanno determinato questo trend sono stati l'incremento dei consumi di gas e la mancanza di progetti di sviluppo a partire dagli anni 90'.

Fig. 15 Consumi e produzione interna di Olio

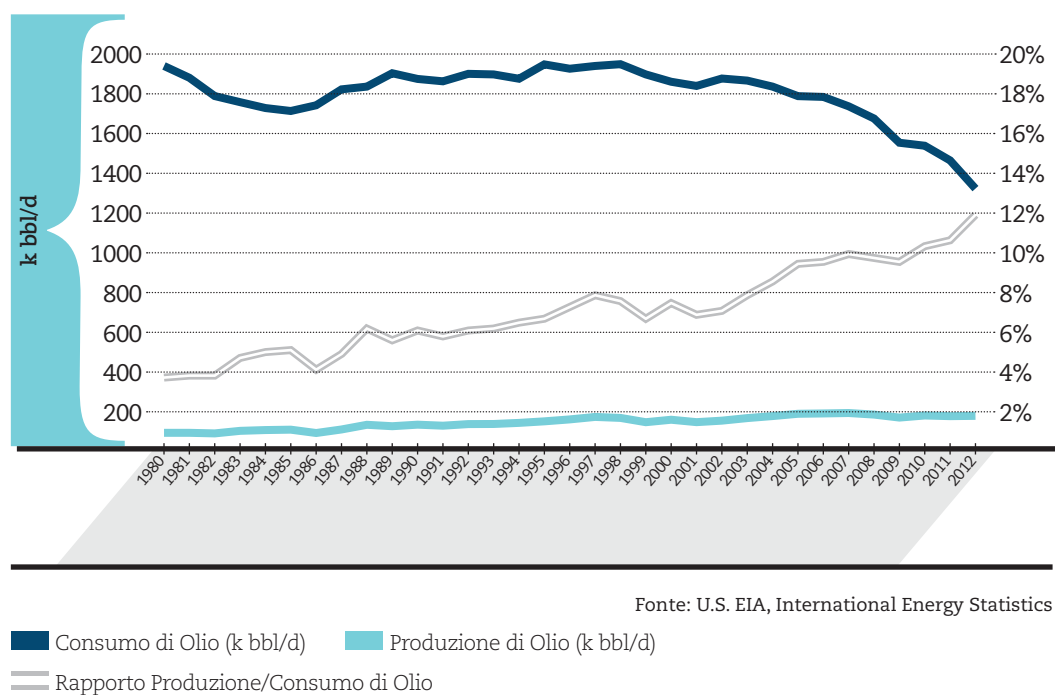
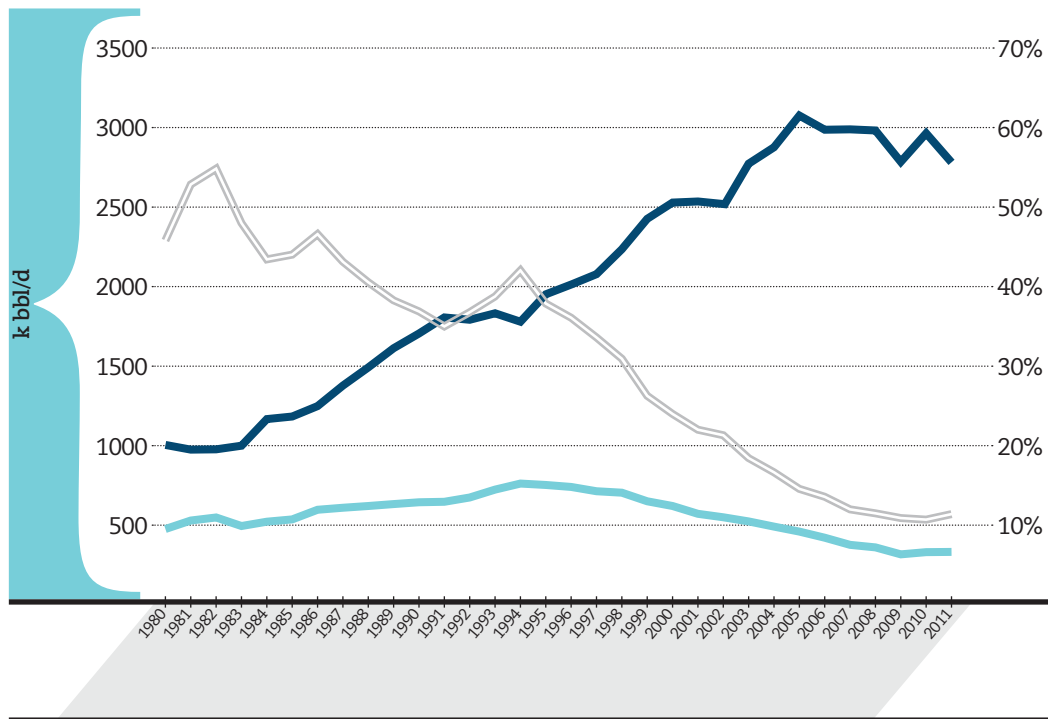


Fig. 16 Consumi e produzione interna di Gas

Fonte: U.S. EIA, International Energy Statistics

■ Consumo di Gas (10⁹ ft³) ■ Produzione di Gas (10⁹ ft³)
 — Rapporto Produzione/Consumo di Gas

Le prospettive della Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, dopo ampia consultazione pubblica, hanno approvato il documento di Strategia Energetica Nazionale (SEN) con Decreto Interministeriale 08/03/2013: un documento programmatico in campo energetico atteso da oltre vent'anni.

La SEN pone 4 obiettivi primari: la riduzione dei **costi energetici**, la ulteriore riduzione delle **emissioni di gas serra** rispetto agli obiettivi europei al 2020, l'aumento della **sicurezza di approvvigionamento** anche grazie ad una diminuzione della dipendenza dall'estero e lo **sviluppo industriale** del settore energetico.

Il raggiungimento di questi obiettivi porterebbe indubitabili vantaggi, quali:

- la riduzione della fattura energetica estera (di 14 miliardi di euro/anno rispetto ai 62 attuali);
- la riduzione dall'84% al 67% della dipendenza dall'estero equivalente a circa 1% di PIL;
- investimenti per circa 50-60 miliardi nei settori tradizionali compreso lo sviluppo di idrocarburi.

Tra le linee prioritarie di azione indicate dalla SEN, c'è lo **sviluppo sostenibile della produzione nazionale di idrocarburi**, necessario per la ripresa della crescita, con importanti benefici economici e di occupazione e nel rispetto dei più elevati

standard internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale.

L'Italia oggi è altamente dipendente dall'importazione di combustibili fossili; la produzione interna di Olio e Gas copre il 10%-12% dei consumi; il restante 88%-90% è importato dall'estero via gasdotti, oleodotti e navi. Allo stesso tempo, l'Italia dispone di significative riserve di gas e petrolio (126 MTEP di riserve certe e circa 700 MTEP di riserve tra certe, probabili e possibili).

In questo contesto, la SEN punta allo sviluppo delle risorse di idrocarburi nazionali come tassello fondamentale per raggiungere i propri obiettivi generali, grazie agli oggettivi vantaggi in termini macroeconomici, ai benefici in termini occupazionali e di crescita economica, in un Settore in cui l'Italia vanta notevoli riconosciute competenze. In particolare la SEN prevede al 2020:

- un **raddoppio dell'attuale produzione**, portando dal ~7 al ~14% il contributo al fabbisogno energetico totale.
- una **mobilitazione di investimenti per circa 15 miliardi di euro** e circa 25.000 posti di lavoro, oltre alla salvaguardia dei 65.000 già esistenti (comprensivi dell'indotto).
- un **risparmio sulla fattura energetica di circa 5 miliardi di euro/anno** grazie alla riduzione delle importazioni;
- un **raddoppio delle imposte e delle royalties** versate dagli operatori a favore di Stato e Regioni/Comuni (rispettivamente 2 miliardi di euro/anno e 630 milioni di euro/anno).

Queste le principali misure previste dalla SEN per il Settore:

Sicurezza e tutela dell'ambiente

- Rafforzamento delle misure di sicurezza delle operazioni, in particolare attraverso l'implementazione delle **misure di sicurezza offshore** previste dalla proposta di direttiva europea;

- Intenzione di **non perseguire** lo sviluppo di progetti in aree sensibili in mare o in terraferma, e in particolare quelli di *shale gas*.

Sistema Autorizzativo

- Adozione di un **titolo abilitativo unico** per ricerca e coltivazione in linea con la proposta del Parlamento Europeo;
- Previsione di un **termine ultimo per l'espressione di intese e pareri** da parte degli enti locali.

Off-Shore

- Sviluppo della produzione, in particolare quella di gas naturale, conservando margini di sicurezza uguali o superiori a quelli degli altri Paesi UE e mantenendo gli attuali vincoli di sicurezza e di tutela paesaggistica e ambientale, fermi restando i limiti di tutela off-shore definiti dal Codice Ambiente (recentemente aggiornato);
- Creazione di un **fondo** per rafforzare le attività di monitoraggio ambientale e di sicurezza.

Sviluppo dei territori e dei poli industriali

- Sviluppo delle ricadute economico-occupazionali sui territori interessati. È da considerare in tal senso la destinazione di una quota delle maggiori entrate per l'estrazione di idrocarburi allo sviluppo di progetti infrastrutturali e occupazionali di crescita dei territori di insediamento.
- Supporto al rafforzamento dei poli tecnologici/industriali in Emilia Romagna, Lombardia, Abruzzo, Basilicata e Sicilia.

Un approfondimento lo meritano **gli obiettivi ambientali** fissati dalla SEN e il contributo specifico apportato dallo sviluppo degli idrocarburi:

- l'incremento di produzione nazionale è finalizzato alla sola sostituzione di quote di importazione dall'estero. Il raddoppio della produzione è da vedersi comunque in un contesto di riduzione dei consumi di combustibili fossili (in particolare dell'Olio);

→ attualmente si privilegia il gas rispetto al petrolio in quanto comporta emissioni specifiche di CO₂ inferiori. L'incremento di produzione nazionale non ha effetti negativi sull'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra;

→ la riduzione delle importazioni marittime avrà come conseguenza una riduzione proporzionale di una delle maggiori cause di rischi di inquinamento del Mediterraneo, oltre ad una riduzione delle emissio-

ni in atmosfera legate al trasporto stesso;

→ nonostante l'incremento di produzione, si prevede una riduzione del numero di infrastrutture terrestri e marine (pozzi e piattaforme), grazie all'ottimizzazione della progettazione e all'uso di tecnologie all'avanguardia. La riduzione dell'occupazione di suolo delle infrastrutture è stimata in circa il 5% rispetto a quelle attuali.





LA RIDUZIONE DELLE IMPORTAZIONI DI GREGGIO ED I CONSEGUENTI BENEFICI AMBIENTALI

L'Italia è al centro del Mediterraneo, un mare chiuso con un ecosistema delicato e sottoposto a pressioni ambientali molto significative. Nei paesi mediterranei vivono 400 milioni di abitanti, di cui il 35% sulle coste. Le coste sono costellate da 584 città, oltre 1.000 porti tra commerciali e turistici, 180 centrali termoelettriche, centinaia di infrastrutture industriali. La flotta circolante giornalmente consta di circa 6.000 navi (2.000 traghetti, 1.500 cargo, 2.000 navi commerciali e 300 petroliere); per quanto riguarda il trasporto petrolifero si valuta un traffico di più di 1,1 M ton/giorno (circa il 20% del traffico mondiale).

L'inquinamento da idrocarburi nel Mediterraneo è dovuto alle seguenti sorgenti (dati Rempec/UNEP, UniBo, Poli-Mi, Legambiente):

- 60% da scarichi civili e industriali;
- 40% da traffico navale, pari a circa 100.000/150.000 ton/anno;
 - 80% da operazioni di routine (acque di zavorra, lavaggio cisterne, ecc.);
 - 20% da incidenti navali (in media 60 l'anno);
 - l'apporto dell'attività di esplorazione e coltivazione di idrocarburi (< 0,1%) risulta insignificante.

A questo si aggiungono le emissioni in atmosfera dovute alla propulsione delle navi che utilizzano olio combustibile con significativo contenuto di zolfo come carburante. Si stima che una nave da crociera di grandi dimensioni produca le stesse emissioni in atmosfera di 1000 piattaforme di coltivazione.

La valorizzazione dei giacimenti di idrocarburi nazionali, oltre ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti, impattare positivamente sulla bilancia commerciale, mantenere capitali, tecnologie e occupazione nel Paese, porta a tutti gli effetti un beneficio ambientale non indifferente, contribuendo a ridurre i rischi ambientali e le emissioni legate al traffico petrolifero marittimo.

Infatti, la produzione nazionale di idrocarburi :

- contribuisce già oggi a ridurre il traffico di petroliere nei mari italiani (> 100 petroliere/anno);
- consente un risparmio di emissioni per 1,5 Mton CO₂, corrispondenti al consumo energetico che sarebbe necessario per l'importazione degli idrocarburi prodotti (risparmio valutabile in un 7% delle emissioni generate bruciando l'idrocarburo prodotto);
- garantisce, per disponibilità di know-how e mezzi, un efficace intervento a difesa delle nostre coste in caso di sversamenti da impianti o petroliere in altri paesi del Mediterraneo;
- garantisce l'utilizzo di tecnologie e metodologie rispettose dell'ambiente marino. Infatti, le aree di interdizione alla pesca nei pressi delle piattaforme e l'applicazione di politiche "zero discharge" creano vere e proprie "aree di aggregazione" per la flora e la fauna marina.

Con un aumento della produzione come quello prospettato dalla SEN, questi benefici sarebbero incrementati in modo proporzionale.

5 NOTA METODOLOGICA



5.1 PERIMETRO E STRUTTURA DEL RAPPORTO AMBIENTALE

pag. 114

5.2 FONTE DELLE INFORMAZIONI

pag. 117

5.3 STANDARD DI RIFERIMENTO

pag. 120

5.4 ELENCO DEGLI INDICATORI

pag. 122

5.1 PERIMETRO E STRUTTURA DEL RAPPORTO AMBIENTALE

Il Rapporto Ambientale di Assomineraria si riferisce alle attività industriali di ricerca e coltivazione di idrocarburi (“Settore”) presenti sul territorio Italiano e sulle aree marine di competenza italiana. Gli idrocarburi comprendono sostanzialmente Gas naturale, Olio e condensati. Il periodo di riferimento è il 2012. Dove pubblicamente disponibili studi e statistiche, sono stati forniti dati anche anteriori al 2012.

Il Rapporto non include informazioni relative ad attività di raffinazione del petrolio, attività di stoccaggio, distribuzione e commercializzazione di prodotti petroliferi, attività di ricerca e coltivazione di altri minerali al di fuori degli idrocarburi,

attività di stoccaggio di gas in formazioni geologiche, attività di cattura e stoccaggio di anidride carbonica, attività di ricerca e sfruttamento di risorse geotermiche.

Il Rapporto Ambientale di Assomineraria intende fornire un quadro delle prestazioni ambientali del Settore secondo principi di chiarezza, trasparenza, rappresentatività e confrontabilità. Oltre alle prestazioni ambientali vengono forniti i principali elementi per caratterizzare le dimensioni del Settore e vengono anche trattati alcuni aspetti legati alle comunità locali in termini di ricadute economiche ed occupazionali ed alla sicurezza sul lavoro.

Il Rapporto è strutturato nelle seguenti sezioni:

0) Una introduzione che riassume i principali elementi emersi dalla analisi delle prestazioni del settore.

1) Una presentazione dei dati **generali di Settore** al fine di caratterizzarne le dimensioni e fornire un quadro sulle ricadute economiche ed occupazionali sulle comunità locali.

2) L'**analisi delle prestazioni ambientali** per quanto riguarda i seguenti aspetti: Energia, Utilizzo delle risorse idriche, Emissioni in atmosfera, Produzione e Gestione dei rifiuti, Biodiversità e uso del suolo.

Per ciascun aspetto ambientale sono presentati dati ed informazioni di tipo quantitativo e qualitativo:

→ Informazioni quantitative: sono descritti gli indicatori prestazionali in termini assoluti e specifici (ovvero riferiti all'unità di idrocarburo prodotto); gli indicatori del Settore sono inoltre confrontati con dati disponibili in letteratura.

→ Informazioni qualitative: sono descritte le buone pratiche del Settore utilizzate negli impianti ed esempi di progetti di eccellenza condotti dai singoli operatori in Italia.

3) La descrizione dei sistemi di prevenzione, monitoraggio e **gestione dei rischi tipici** del Settore.

4) Una descrizione del **contesto nazionale ed internazionale** nel quale il Settore si colloca, comprensiva dei principali riferimenti normativi in essere oppure previsti nel breve termine.

5) La presente sezione di in cui vengono descritti il perimetro del Rapporto Ambientale e la metodologia di reporting utilizzata.

Le **appendici** forniscono inoltre una descrizione degli indicatori utilizzati e un riassunto tabellare delle prestazioni del Settore per ogni indicatore.

Dove possibile i dati e le informazioni sono riportate in modo distinto per le attività on-shore ed off-shore e per la produzione di Olio/condensato e di Gas naturale.

Nei paragrafi relativi agli aspetti ambientali, alla gestione dei rischi sono presenti le seguenti sezioni:

QUALI INDICATORI E PERCHÉ

MESSAGGI CHIAVE



PRESENTAZIONE E ANALISI DEI DATI DEL SETTORE



CONFRONTI CON DATI INTERNAZIONALI DELLO STESSO SETTORE



CONFRONTI CON ALTRI SETTORI NAZIONALI



BUONE PRATICHE DEL SETTORE



BOX APPROFONDIMENTO



5.2 FONTE DELLE INFORMAZIONI

Le principali fonti di dati ed informazioni per la redazione del Rapporto Ambientale sono state le seguenti:

→ Gli Associati, attraverso:

- uno specifico strumento di raccolta dati frutto di una attività di condivisione;
- interviste ai manager delle direzioni incaricate degli aspetti di gestione ambientale;
- confronti con i Manager delle società del Settore;

→ I database e le pubblicazioni del Ministero della Sviluppo Economico – UNMIG-DGRME (unmig.sviluppoeconomico.gov.it);

→ La Strategia Energetica Nazionale (SEN) del Ministero dello Sviluppo Economico

(www.sviluppoeconomico.gov.it);

→ Il database del U.S. Energy Information Administration (EIA) – Independent Statistics & Analysis (www.eia.gov/countries/data.cfm);

→ Altri studi, ricerche e rapporti pubblicamente disponibili quali:

- Tassazione della produzione di gas e petrolio in Italia (Nomisma Energia – 30 gennaio 2012)
- Petrolio e Gas in Italia: un’opportunità per la crescita (Ricerche industriali ed Energetiche – Settembre 2012)

Le società associate che hanno collaborato fornendo dati ed informazioni sono complessivamente **16 su un totale di 23** delle compagnie petrolifere associate.



Tab. 37 Associati di Assomineraria che hanno partecipato alla raccolta dati

N	NOME SOCIETÀ
1	Apennine Energy S.p.A.
2	Edison S.p.A.
3	Enel Longanesi Development S.r.l.
Gruppo Eni	
4	Adriatica Idrocarburi S.p.A.
5	Eni S.p.A. – DICS e DIME
6	Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.
7	Società Ionica Gas S.p.A.
Gruppo Gas Plus	
8	Gas Plus Italiana S.r.l. (include Reggente S.p.A.)
9	Società Padana Energia S.p.A.
10	Italmin Exploration S.r.l.
11	Northern Petroleum (UK) Ltd.
12	Petroceltic Italia S.r.l.
13	Petrorep Italiana S.p.A.
14	Shell Italia E&P S.p.A.
15	Sviluppo Risorse Naturali S.r.l. (include Irminio S.r.l.)
16	Total E&P Italia S.p.A.

Gli associati che hanno risposto alle richieste di dati e informazioni rappresentano la gran parte delle attività di ricerca e coltivazione di Olio e di Gas in Italia. Le tabelle seguenti mostrano in percentuale rispettivamente:

→ Il numero di permessi di ricerca attivi degli Associati che hanno fornito dati ed informazioni rispetto ai permessi del totale degli associati e rispetto al totale dei permessi in Italia.

→ la produzione degli Associati che hanno fornito dati ed informazioni rispetto alla produzione totale degli associati e rispetto al totale della produzione in Italia.

Tab. 38 Percentuali dei permessi di ricerca degli associati che hanno fornito i dati

DATI 2012 UNMIG	RISPETTO AL TOTALE DEI PERMESSI DEGLI ASSOCIATI	RISPETTO AL TOTALE DEI PERMESSI ITALIANI
Permessi di ricerca attivi %	80,3%	53,0%

Tab. 39 Percentuali di produzione 2012 degli associati che hanno fornito i dati

DATI 2012 UNMIG	RISPETTO AL TOTALE DELLA PRODUZIONE DEGLI ASSOCIATI	RISPETTO AL TOTALE DELLA PRODUZIONE ITALIANA
Produzione di Olio %	99,99%	99,99%
Produzione di Gas %	99,92%	99,56%

5.3 STANDARD DI RIFERIMENTO

Per la stesura del rapporto e per la selezione degli indicatori sono stati presi a riferimento i seguenti standard riconosciuti a livello internazionale:

- GRI – Global Reporting Initiative - Sustainability Reporting Guidelines Version 3.1 (2011);
- GRI – Global Reporting Initiative - Sustainability Reporting Guidelines & Oil and Gas Sector Supplement Version 3.1/OGSS (2012);
- IPIECA, API, OGP - Oil and gas industry guidance on voluntary sustainability reporting (2nd Ed., 2010);
- G3.1 OGSS Content Index cross-referenced to IPIECA Guidance.

Nel rapporto ambientale, si fa riferimento ai codici utilizzati dalle Linee Guida GRI per la descrizione ed illustrazione degli indicatori prestazionali. In particolare vengono utilizzati indicatori per valutare la prestazione ambientale. Inoltre il supplemento di settore redatto dal GRI prevede indicatori prestazionali specifici per il settore Oil & Gas. Di seguito si indicano gli ambiti presi in considerazione ed il relativo codice per gli indicatori utilizzati.

Tab. 40 Ambiti degli indicatori prestazionali

AMBITO	CODICE INDICATORE
Economico	EC
Ambientale	EN
Salute e Sicurezza sul Lavoro	LA
Sociale	SO
Specifico Oil & Gas	OG

Per il confronto delle prestazioni del Settore sono stati utilizzati dati provenienti da pubblicazioni nazionali ed internazionali. Le prestazioni del Settore O&G E&P italiano sono state confrontate, per quanto possibile;

- con quelli dei settori O&G E&P in altri contesti internazionali; e
- con altri settori industriali del panorama italiano.

I principali documenti di riferimento e database utilizzati per i confronti sono i seguenti:

- OGP – Environmental performance indicators – 2012 data – Report No. 2012e November 2013
- Emission Trading Scheme – Piano di Allocazione Nazionale
- Enea - Rapporto Energia ed Ambiente 2009-2010
- ISPRA Rapporto Rifiuti Speciali - Edizione 2012 (Rapporti 174 / 2012)

→ ISPRA Rapporto Rifiuti Urbani - Edizione 2013 (Rapporti 176 / 2013)

→ Statistiche infortuni INAIL

→ Rapporti ambientali degli operatori del Settore

Per quanto riguarda i dati riportati nel rapporto dell'OGP, pur costituendo il miglior riferimento disponibile per confrontare le prestazioni ambientali a livello internazionale, è da notare come essi coprano solo il 32% della produzione mondiale. Per l'Europa essi possono essere considerati rappresentativi in quanto la produzione coperta è del 96%, ma per altre aree, quali ex Unione Sovietica, il Medio oriente e il Nord America, essi coprono percentuali di produzione significativamente inferiori (< 25%) e pertanto potrebbero essere poco rappresentativi delle effettive prestazioni. Per maggiori informazioni si veda il rapporto dell'OGP.

5.4 ELENCO DEGLI INDICATORI

Nella seguente tabella sono sintetizzati tutti gli indicatori presentati nel rapporto Ambientale di Assomineraria ed il Capitolo di riferimento.

Tab. 41 Elenco degli indicatori di prestazione utilizzati

N	INDICATORE	RIF. GRI	CAP
1	Permessi di ricerca e concessioni di coltivazione	OG1	1.1
2	Pozzi perforati		1.3
3	Riserve certe (olio e gas)		
4	Produzione (olio e gas/ on-shore e off-shore)	EC7	1.4
5	Dipendenti	EC1	1.5
6	Royalties distribuite		1.6
7	Investimenti nella comunità locale	EN3	2.1
8	Consumo di energia totale/specifico	EN16	2.2.1
9	Emissione di gas serra totale/specifica		2.2.2
10	Emissione di NOx totale/specifica		2.2.3
11	Emissione di SOx totale/specifica	OG6	2.2.4
12	Emissione di Gas da Flaring totale/specifica		
13	Emissione di Gas da Venting totale/specifica	EN8	2.3.1
14	Prelievo di acqua dolce totale/specifico		
15	Scarico di acqua di processo totale/specifico	EN21	2.3.2
16	Acqua di strato prelevata e re-iniettata	EN22	2.4
17	Produzione di rifiuti pericolosi e non pericolosi		
18	Scarti di perforazione pericolosi e non pericolosi	OG7	2.5
19	Estensione degli impianti per Olio/Gas totale/specifica (on e off shore)		
20	Spese e investimenti per la protezione dell'ambiente	EN30	3.1
21	Numero degli sversamenti di idrocarburi totale e specifico (on e off shore)	EN23	3.3
22	Quantità degli sversamenti di idrocarburi totale e specifica (on e off shore)		
23	Numero di eventi relativi alla sicurezza del processo che possano danneggiare l'integrità degli asset	OG13	
24	Numero di infortuni ed indice di frequenza (LTIF)	LA7	3.4
25	Numero di infortuni ed indice di frequenza per attività di perforazione		
26	Numero di infortuni ed indice di frequenza per attività di produzione		
27	Numero di decessi sul lavoro		



ISTITUTO ITALIANO DI
GARANZIA DELLA QUALITÀ

www.igq.it
info@igq.it

> Sede
20126 Milano
Viale Sarca, 336
Tel. 02 6610 1348
Fax 02 6610 8409

Associazione riconosciuta
D.M. 25/6/92 Min. Industria
Trib. MI 1362/54
C.F. e P. IVA 07871590159
REA MI 1432780

Organismo Notificato CE 1608

Lettera di Validazione

La presente lettera descrive i risultati della verifica condotta da IGQ sul "Rapporto ambientale 2013 - Attività Oil & Gas - Exploration & Production" di Assomineraria, riportante le informazioni ed i dati di maggiore rilevanza ambientale per il settore italiano di ricerca ed estrazione di gas e olio.

Il rapporto utilizza come riferimento gli indicatori suggeriti nei documenti GRI e da IPIECA.

La verifica da parte di IGQ si è basata sui documenti predisposti dalla Golder Associates Srl incaricata della redazione del Rapporto ambientale, consistenti principalmente in: tabella di raccolta dati presso le aziende associate, aggregazione e trattamento dei dati pervenuti, elaborazioni di dati ottenuti da altre fonti informative ufficiali in relazione alle prestazioni ambientali del comparto minerario Oil&Gas nazionale.

La verifica è stata condotta presso la Golder Associates Srl in data 7 febbraio 2014, con la partecipazione della Direzione Settore minerario di Assomineraria ed ha avuto per oggetto:

- l'applicazione della metodologia utilizzata come riferimento per la messa a punto del questionario di raccolta dati;
- le modalità di funzionamento dei processi che sottendono alla rilevazione, trattamento e gestione dei dati quantitativi e delle informazioni qualitative riportati nel Rapporto ambientale, nelle loro diverse fasi di elaborazione.

La conduzione della verifica ha comportato le seguenti attività:

- analisi della documentazione di supporto alla predisposizione del Rapporto Ambientale;
- verifica a campione dei dati quantitativi al fine di valutarne l'accuratezza e l'affidabilità in relazione al processo di acquisizione, elaborazione, aggregazione ed estrapolazione a livello di settore, nonché di corretta trasposizione nel Rapporto Ambientale.

Sulla base di quanto è stato verificato, il processo di gestione delle informazioni, dalla scelta degli indicatori e dei dati richiesti nel questionario o raccolti presso altre fonti sino al loro inserimento nel Rapporto ambientale, è risultato documentato, ripercorribile e correttamente condotto.

In conclusione il Rapporto Ambientale di Assomineraria Oil&Gas dà una rappresentazione chiara e attendibile degli aspetti ambientali del settore, oltre a fornire un quadro di comprensibile ed agevole lettura.

Milano, 17 febbraio 2014


Il Presidente
prof. ing. Carlo Urbano



IGQ is a member of CISQ and IQNet, the International Certification Network

APPENDICE A

DESCRIZIONE DEGLI INDICATORI

APPENDICE A / DESCRIZIONE DEGLI INDICATORI

1	PERMESSI DI RICERCA E CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE	GRI: OG1	FONTE: UNMIG
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > L'indicatore fornisce un'indicazione sulla dimensione delle attività di esplorazione e di produzione. I dati si riferiscono al numero di titoli minerari vigenti (inclusi quelli sospesi per richiesta dei titolari), tuttavia bisogna considerare che:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Non in tutte le aree di permesso sono effettivamente in atto attività di esplorazione; in alcuni casi le attività di esplorazione possono non essere ancora iniziate (ad es. in attesa del completamento della conclusione della procedura di VIA) oppure possono essere già terminate. - Non in tutte le aree di concessione sono effettivamente in atto attività di produzione; in alcuni casi le attività di produzione possono essere ferme o terminate per esaurimento progressivo del giacimento oppure possono non essere ancora autorizzate. 			
2	POZZI PERFORATI	GRI: OG1	FONTE: UNMIG
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > L'indicatore fornisce un'indicazione immediata sulle attività di perforazione cantierate ed effettivamente in atto. I pozzi perforati possono essere sia pozzi di produzione sia pozzi di esplorazione. I pozzi utilizzati per altri scopi (ad es. re-iniezione o monitoraggio) sono una quota poco significativa rispetto al totale.</p>			
3	RISERVE CERTE (OLIO E GAS)	GRI: OG1	FONTE: UNMIG
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > Le riserve di idrocarburi sono valutate in quantità che potranno essere recuperate, associandovi una certa probabilità di riuscita. La valutazione è effettuata sulla base dei dati geologici e di ingegneria dei giacimenti disponibili, in base alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Riserve certe: recuperabili con ragionevole certezza (probabilità maggiore del 90%); - Riserve probabili: recuperabili con ragionevole probabilità (maggiore del 50%) - Riserve possibili: probabilità di recupero decisamente più contenuta rispetto a quella delle riserve probabili (molto minore del 50%) - Riserve recuperabili: convenzionalmente definite come somma delle Certe + il 50% delle Probabili + il 20% delle Possibili <p>I valori delle riserve tipicamente aumentano in conseguenza delle attività di esplorazione e dell'evoluzione delle tecnologie e diminuiscono in base alle quantità prodotte. L'indicatore fornisce inoltre informazioni, se confrontato con il regime di produzione, sulla vita residua dei giacimenti.</p>			
4	PRODUZIONE DI OLIO E GAS (ON E OFF SHORE)	GRI: OG1	FONTE: UNMIG
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > Questo è l'indicatore di riferimento per caratterizzare l'attività di produzione. Esso è distinto in:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Produzione di Olio (compresi i condensati) e Gas; - Produzione da impianti on shore ed off shore ed ulteriormente suddiviso per regione e per zona marina. <p>Per la produzione di Olio l'unità di misura usata è la Tonnellata [ton] che coincide con la tonnellata di olio equivalente [toe], mentre per il Gas è utilizzato il metro cubo standard [Sm³] ovvero in condizioni di temperatura e pressione T = 15°C; P = 1,01325 bar. La produzione è il fattore utilizzato per calcolare gli indicatori specifici, ad es. l'emissione riferita ad una unità di produzione. Se le produzioni di Olio e Gas devono essere sommate, può essere utilizzate una equivalenza energetica che riporta i volumi di Gas in toe (1.000 Sm³ di Gas = 0,84 toe).</p>			
5	DIPENDENTI	GRI: EC7	FONTE: Società associate (16)
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > L'indicatore si riferisce esclusivamente ai dipendenti delle società del Settore e quindi non include i dipendenti delle società dell'indotto. Sono stati suddivisi in dipendenti che si occupano di attività amministrative (in sede) e dipendenti che lavorano presso le unità operative.</p>			
6	ROYALTIES DISTRIBUITE	GRI: EC1	FONTE: UNMIG
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > Il sistema di tassazione del Settore in Italia è basato su un regime giuridico di tipo concessorio. Alla base di questo sistema vige il concetto che gli idrocarburi presenti nel sottosuolo sono di proprietà dello Stato e passano in mano agli operatori quando arrivano in superficie. Lo Stato riceve pertanto dagli operatori royalties per aver concesso lo sfruttamento di queste risorse. Le royalties costituiscono una tassazione aggiuntiva rispetto alla normale tassazione delle imprese (IRES, IRAP, ecc.).</p>			

6	ROYALTIES DISTRIBUITE	GRI: EC1	FONTE: UNMIG
<p>Esse sono proporzionali alla produzione di idrocarburi e sono destinate alle casse dello Stato, delle Regioni e dei Comuni secondo regole stabilite per legge, quindi hanno una diretta ricaduta sulle comunità locali. La tendenza, per le comunità locali, è quella di stabilire una specifica destinazione di queste risorse ad aspetti di sviluppo locale (ad esempio infrastrutture, occupazione, sostenibilità). Le royalties costituiscono un indicatore del contributo allo sviluppo della comunità locale.</p>			
7	INVESTIMENTI NELLA COMUNITÀ LOCALE	GRI: EC1	FONTE: Società associate (16)
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > L'indicatore si riferisce ad investimenti a favore della comunità locale che non sono direttamente legati al business del Settore. Può trattarsi di investimenti volontari (incluse le donazioni) oppure di investimenti legati ad attività di compensazione e mitigazione dell'impatto sociale, derivanti da Accordi di Programma e Protocolli d'intesa con le Autorità locali.</p>			
8	CONSUMO DI ENERGIA TOTALE/SPECIFICO	GRI: EN3	FONTE: Società associate (16)
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > Il consumo energetico per le attività di produzione aumenta a mano a mano che i giacimenti si esauriscono, inoltre il consumo energetico per estrarre idrocarburi aumenta all'aumentare della complessità delle operazioni di produzione e del contesto. Questo concetto si esprime anche dicendo che aumenta l'intensità energetica delle operazioni.</p>			
9	EMISSIONE DI GAS SERRA TOTALE/SPECIFICA	GRI: EN16	FONTE: Società associate (16)
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > Le emissioni di gas serra (CO2 e metano) servono a misurare il possibile impatto dell'attività economica sui cambiamenti climatici. Questi indicatori sono strettamente legati a i) consumi di energia per la ricerca e la coltivazione delle risorse del sottosuolo e ii) alla pratica del Flaring e del Venting (con la pratica del Venting può essere emesso metano direttamente in atmosfera senza combustione, ma viene utilizzata solo in situazioni di emergenza).</p>			
10	EMISSIONE DI NOX TOTALE/SPECIFICA	GRI: EN16	FONTE: Società associate (16)
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > Gli NOx (ossidi di azoto) sono inquinanti atmosferici prodotti principalmente per ossidazione dell'azoto presente nell'aria nei processi di combustioni ad alta temperatura. Ne sono responsabili il settore civile (riscaldamento), i trasporti (motori benzina e diesel) e il settore industriale. Gli NOx sono irritanti dell'apparato respiratorio e favoriscono l'acidificazione delle precipitazioni.</p> <p>Per quanto riguarda il Settore, questi indicatori sono strettamente legati alla produzione/consumo energetico ed alla pratica del Flaring che producono ossidi di azoto per combustione.</p> <p>Le emissioni totali di NOx possono essere messe a confronto con i valori dichiarati da singole imprese e da altri settori, verificando in modo comparativo l'entità dell'impatto in termini assoluti.</p> <p>Le emissioni specifiche di NOx possono anche essere messe a confronto con i valori dichiarati in altri contesti internazionali dell'industria O&G E&P.</p> <p>Per il Settore va ricordato che le emissioni specifiche di NOx scontano in parte il fatto di essere direttamente legate al consumo energetico e quindi alla complessità delle operazioni di recupero della risorsa. A parità di altre condizioni, maggiore è l'energia necessaria per estrarre la risorsa, maggiori saranno le emissioni di gas serra.</p>			
11	EMISSIONE DI SOX TOTALE/SPECIFICA	GRI: EN16	FONTE: Società associate (16)
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > Gli SOx (ossidi di zolfo) sono inquinanti atmosferici prodotti principalmente dall'utilizzo di combustibili che contengono zolfo; la combustione infatti porta inevitabilmente all'ossidazione dello zolfo presente nel combustibile ed alla formazione dei relativi ossidi. Ne sono responsabili il settore civile (riscaldamento a gasolio, a carbone, a biomassa), i trasporti (motori diesel e ad olio combustibile delle navi) e dall'industria. Gli SOx sono irritanti dell'apparato respiratorio e favoriscono l'acidificazione delle precipitazioni.</p> <p>Per quanto riguarda il Settore questi indicatori sono strettamente legati al contenuto di zolfo della risorsa estratta e di conseguenza alla produzione/consumo energetico ed alla pratica del Flaring. Il gas naturale estratto prima di essere utilizzato viene desolfato; una minima parte di zolfo rimane all'interno del gas a causa dei limiti tecnologici del processo di desolfazione. Le emissioni totali di SOx possono essere messe a confronto con i valori dichiarati da singole imprese e da altri settori,</p>			

APPENDICE A / DESCRIZIONE DEGLI INDICATORI

11	EMISSIONE DI SOX TOTALE/SPECIFICA	GRI: EN16	FONTE: Società associate (16)
<p>verificando in modo comparativo l'entità dell'impatto in termini assoluti. Le emissioni specifiche di SOx possono anche essere messe a confronto con i valori dichiarati in altri contesti internazionali dell'industria O&G E&P. Va ricordato che le emissioni specifiche di SOx scontano in parte il fatto di essere direttamente legate alla qualità della risorsa estratta. A parità di altre condizioni, maggiore è il contenuto di zolfo della risorsa, maggiori saranno le emissioni di ossidi di zolfo.</p>			
12	EMISSIONE DI GAS A FLARING TOTALE/SPECIFICA	GRI: OG6	FONTE: Società associate (16)
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > È un indicatore specifico del settore O&G. Il Flaring è la combustione controllata in torcia ("flare") di gas naturale nel corso delle normali attività di produzione di olio. Questa pratica viene utilizzata per la combustione controllata del gas contenuto nell'olio estratto, quando non è possibile utilizzarlo sul posto o trasportarlo altrove (ad esempio in contesti dove lo sviluppo delle reti di distribuzione del Gas è limitato), ed è soprattutto una misura di sicurezza per garantire che eventuali fuoriuscite di gas vengano smaltite direttamente sul luogo di produzione senza provocare incidenti o esplosioni. Le emissioni totali e specifiche da Flaring possono invece essere messe a confronto con i valori dichiarati in altri contesti internazionali dell'industria O&G E&P.</p>			
13	EMISSIONE DI GAS A VENTING TOTALE/SPECIFICA	GRI: OG6	FONTE: Società associate (16)
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > È un indicatore specifico del settore O&G. Il Venting è il rilascio controllato in atmosfera di gas (gas naturale e gas inerti) nel corso dell'attività di produzione di olio e viene utilizzato generalmente in condizioni di emergenza. È una pratica che può essere considerata la migliore opzione dal punto di vista della sicurezza in caso di flussi con una presenza di gas inerti tale da non consentirne la combustione in torcia (ad esempio nelle operazioni di bonifica di apparecchiature di processo con gas inerte come l'azoto, dove il gas risultante presenta ancora tracce di idrocarburo, ma non ha le caratteristiche di concentrazione per essere bruciato). Il Venting può essere confrontato con gli indicatori delle emissioni da Flaring. Il Venting rispetto al Flaring è trascurabile essendo normalmente di un ordini di grandezza inferiore. Per questo motivo l'indicatore è raramente dichiarato da parte delle imprese dell'O&G.</p>			
14	PRELIEVO DI ACQUA DOLCE TOTALE/SPECIFICO	GRI: EN8	FONTE: Società associate (16)
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > L'acqua dolce è una risorsa importantissima per tutte le attività umane. Nelle aree dove c'è scarsità di acqua dolce le utenze civili, agricole, di allevamento e industriali possono entrare in competizione. La normativa in Italia garantisce le utenze civili e per agricoltura/allevamento rispetto a quelle industriali. Rispetto alle utenze industriali è sempre più frequente la richiesta da parte delle autorità di introdurre buone pratiche per il risparmio idrico quali ad esempio il recupero delle acque reflue. Il consumo totale di acqua dolce può essere messo a confronto con il consumo dichiarato da singole imprese e da altri settori (compreso quello civile e di agricoltura ed allevamento), verificando in modo comparativo l'entità dell'impatto in termini assoluti. Il consumo specifico di acqua dolce può invece essere messo a confronto con i valori dichiarati in altri contesti internazionali dell'industria O&G E&P. La comparazione permette di identificare le imprese e le aree virtuose in termini di buone pratiche di risparmio idrico e recupero della risorsa idrica.</p>			
15	SCARICO DI ACQUA DI PROCESSO TOTALE/SPECIFICO	GRI: EN21	FONTE: Società associate (16)
<p>DESCRIZIONE INDICATORE > Questo indicatore si riferisce alle acque scaricate escluse quelle cosiddette "di strato", ovvero estratte insieme all'olio dal giacimento e quindi gestite separatamente. Le acque di processo sono normalmente contabilizzate come indicatore in quanto alcune di esse contengono idrocarburi e necessitano di trattamento prima dello scarico in fognatura o in acque superficiali. In Italia lo scarico delle acque, ed in particolare quelle contenenti idrocarburi, sono strettamente regolate; i limiti di concentrazione agli scarichi per gli idrocarburi sono di 5 mg/L per lo scarico in acque superficiali e di 10 mg/L per lo scarico in fognatura; i limiti per lo scarico di idrocarburi possono essere inoltre ridotti da parte della autorità in base ai piani di tutela de corpi idrici superficiali. Le tecnologie per il trattamento delle acque di scarico con idrocarburi sono ampiamente consolidate e possono raggiungere i limiti indicati. Lo scarico totale di acqua dolce può essere messo a confronto con i quantitativi scaricati da singole imprese e da altri settori (compreso quello civile e di agricoltura ed allevamento), verificando in modo comparativo l'entità dell'impatto in termini assoluti. Attualmente, non sono ancora disponibili in forma aggregata dati sul contenuto medio di idrocarburi negli scarichi.</p>			

16 ACQUA DI STRATO PRELEVATA ED RE-INIETTATA

GRI: OG5

FONTE: Società associate (16)

DESCRIZIONE INDICATORE > È un indicatore specifico del settore O&G.

Le acque di strato (o di produzione) sono le acque estratte dai pozzi insieme al petrolio e al gas. Dopo la separazione in superficie mediante processi fisici nell'impianto, possono essere re-iniettate nella stessa formazione rocciosa da cui sono state estratte insieme all'idrocarburo (roccia serbatoio) utilizzando pozzi dedicati. La re-iniezione delle acque di strato è una pratica universalmente riconosciuta tra le più sicure ed è applicata da oltre 50 anni nell'industria petrolifera per lo smaltimento delle acque fossili separate dagli idrocarburi. L'alternativa alla re-iniezione è il trattamento ai limiti di legge e lo scarico in reti fognarie o in acque superficiali o lo smaltimento / trattamento come rifiuto.

Delle due alternative la prima è preferibile sia da un punto di vista ambientale che tecnico, in quanto le acque di strato non vengono scaricate in acque superficiali (o in fognatura) e la re-iniezione nella roccia serbatoio favorisce l'estrazione degli idrocarburi. L'alternativa del trattamento e scarico viene percorsa quando non ci sono le condizioni tecniche per la re-iniezione.

La percentuale di acqua di strato re-iniettata rispetto al totale di acqua di strato estratta fornisce un'informazione diretta sull'utilizzo della pratica di re-iniezione e può essere confrontato con i valori dichiarati in altri contesti internazionali dell'industria O&G E&P. La comparazione permette di identificare le imprese e le aree virtuose dove questa pratica viene utilizzata in modo estensivo.

17 PRODUZIONE DI RIFIUTI PERICOLOSI E NON PERICOLOSI

GRI: EN22

FONTE: Società associate (16)

DESCRIZIONE INDICATORE > La produzione di rifiuti è un indicatore tipico di tutte le attività industriali ed è generalmente dettagliato in rifiuti pericolosi e non pericolosi anche se la definizione delle due categorie varia a seconda della legislazione del paese considerato.

La tendenza nei paesi più industrializzati e quella di minimizzare la produzione dei rifiuti ed in particolare la produzione dei rifiuti pericolosi in quanto, oltre all'impatto ambientale, il trattamento/recupero e lo smaltimento comportano costi significativi.

In generale all'attività del Settore non è associata una produzione tipica di rifiuti se non quella degli scarti di perforazione legata alle attività di perforazione di pozzi. La gran parte degli altri rifiuti derivano da attività ausiliarie quale la manutenzione oppure da attività di costruzione e demolizione di impianti e dallo smaltimento dell'acqua di strato.

La produzione di rifiuti può essere messa a confronto con i quantitativi prodotti da singole imprese e da altri settori (compresa la produzione di rifiuti urbani), verificando in modo comparativo l'entità dell'impatto in termini assoluti. Mancando una stretta correlazione con la produzione, i trend annuali possono essere significativamente caratterizzati da attività di tipo occasionale.

18 SCARTI DI PERFORAZIONE PERICOLOSI E NON PERICOLOSI

GRI: OG7

FONTE: Società associate (16)

DESCRIZIONE INDICATORE > È un indicatore specifico del settore O&G e costituisce una quota parte dei rifiuti (pericolosi e non pericolosi) prodotti dal Settore. Gli scarti di perforazione derivano dalle attività di perforazione di pozzi per esplorazione, per produzione e per altri usi. La produzione di tali rifiuti è direttamente correlata all'attività di perforazione in termini di metri perforati.

Per scarti di perforazione si intendono i detriti (roccia asportata) e i fanghi esausti disidratati. L'utilizzo dei fanghi di perforazione è necessario per diversi motivi: facilitare la perforazione da un punto di vista meccanico, trasportare in superficie i detriti di roccia, raffreddare lo scalpello, consolidare le pareti del pozzo, contenere i fluidi incontrati durante la perforazione.

Secondo le condizioni operative, possono essere utilizzati fanghi a base acquosa (costituiti da argille, acqua, polimeri naturali e fluidificanti) o fanghi a base oleosa, più efficaci nei casi di formazioni instabili, chimicamente reattive, in condizioni di alta pressione/temperatura. La presenza di oli o di particolari prodotti chimici determina la pericolosità o meno degli scarti prodotti. Di norma si utilizzano i fanghi a base acquosa fintanto che le condizioni lo consentono, poiché i fanghi a base oleosa rendono i rifiuti prodotti pericolosi e comportano maggiori costi di investimento.

Per gli scarti di perforazione nelle attività off-shore il Settore adotta una politica di "scarichi zero". Sebbene in Italia vi sia la possibilità, dietro richiesta di autorizzazione alle autorità competenti, di scaricare in mare i detriti e i fanghi di perforazione a base acquosa (DM 28 luglio 1994 e s.m.i.), gli Operatori del Settore non effettuano alcuno scarico a mare di questi rifiuti. Tutti i fluidi di perforazione e di completamento provenienti dai pozzi (cuscini di acqua, fanghi esausti) vengono inviati a terra.

Il confronto tra la produzione di scarti di perforazione pericolosi e non pericolosi fornisce, per quanto detto prima, un'indicazione sulle tecnologie di perforazione utilizzate.

APPENDICE A / DESCRIZIONE DEGLI INDICATORI

19

ESTENSIONE DEGLI IMPIANTI PER OLIO/GAS TOTALE/SPECIFICA (ON E OFF SHORE)

GRI: EN11

FONTE: UNMIG

DESCRIZIONE INDICATORE > Le linee guida GRI per l'indicatore E11, vorrebbero che venisse identificata l'estensione areale dei terreni posseduti, affittati o gestiti dagli operatori localizzate in (o adiacenti) aree protette o ad elevata biodiversità. Si è scelto di indicare l'estensione di tutte le aree comprendenti gli impianti del Settore in quanto essi si trovano frequentemente vicino o all'interno di aree sensibili. Nel computo non sono incluse le aree delle piazzole dei pozzi in quanto il dato non è prontamente disponibile dalle basi dell'UNMIG; tuttavia per l'area delle piazzole dei pozzi si è fatta una stima ragionevole. Per l'indicatore specifico si è preso come denominatore l'area delle concessioni di coltivazione (a differenza degli altri indicatori dove si è invece presa la produzione di idrocarburi); in questo modo è possibile confrontare direttamente le dimensioni delle aree dove sono presenti effettivamente impianti rispetto alle dimensioni delle aree di concessione dove all'operatore è titolare di un titolo in esclusiva.

20

SPESE E INVESTIMENTI PER LA PROTEZIONE DELL'AMBIENTE

GRI: EN30

FONTE: Società associate (16)

DESCRIZIONE INDICATORE > Questo indicatore comprende le spese e gli investimenti per la protezione ambientale sostenute dal Settore, per prevenire, ridurre, controllare e documentare aspetti, impatti e rischi ambientali.

Sono inclusi ad esempio i seguenti costi:

- trattamento e smaltimento dei rifiuti;
- trattamento delle emissioni;
- ammortamento di specifiche attrezzature, manutenzione, materie e servizi necessari al funzionamento e i relativi costi del personale;
- assicurazione per responsabilità ambientali;
- costi di ripristino ambientale, compresi i costi di bonifica per sversamenti;
- personale impiegato per l'educazione e la formazione;
- servizi esterni per la gestione ambientale;
- certificazione esterna dei sistemi di gestione ambientale;
- personale impiegato in attività generali di gestione ambientale;
- ricerca e sviluppo;
- spese addizionali per l'installazione di tecnologie superiori allo standard;
- spese aggiuntive per acquisti "verdi".

Sono invece esclusi gli investimenti per impianti di trattamento delle emissioni e degli scarichi o di altre tecnologie ambientali previste nell'ambito di investimenti di maggiore dimensione ad esempio per la costruzione di impianti di produzione.

21

NUMERO DEGLI SVERSAMENTI DI IDROCARBURI TOTALE E SPECIFICO (ON E OFF SHORE)

GRI: EN23

FONTE: Società associate (16)

22

QUANTITÀ DEGLI SVERSAMENTI DI IDROCARBURI TOTALE E SPECIFICA (ON E OFF SHORE)

GRI: EN23

FONTE: Società associate (16)

DESCRIZIONE INDICATORE > Questi indicatori sono tipici del settore O&G ed affrontano uno degli aspetti ambientali potenzialmente più rilevanti e di grande impatto mediatico, ovvero gli sversamenti di idrocarburi.

Questi indicatori in genere possono prevedere una soglia oltre la quale lo sversamento è considerato "riportabile", tale soglia può variare a seconda delle linee guida di reporting prese in considerazione. In questo rapporto vengono riportati dati sugli sversamenti di olio superiori al barile (159 L) in linea con le linee guida IPIECA (the global oil and gas industry association for environmental and social issues).

Nel settore O&G vengono registrati tutti gli sversamenti accidentali di olio (sia in termini di numero di eventi che di quantità sversate) separatamente per le attività on-shore ed off-shore, nonché le attività di bonifica e di ripristino.

Il numero e la quantità di sversamenti specifici possono essere messi a confronto con i valori dichiarati in altri contesti internazionali dell'industria O&G E&P. La comparazione permette di identificare le imprese e le aree virtuose in termini di buone pratiche e misure di prevenzione e riduzione dei rischi.

23

NUMERO DI EVENTI RELATIVI ALLA SICUREZZA DEL PROCESSO CHE POSSANO DANNEGGIARE L'INTEGRITÀ DEGLI ASSET

GRI: OG13

FONTE: Società associate (16)

DESCRIZIONE INDICATORE > È un indicatore specifico del settore O&G. Esso si riferisce ad eventi potenzialmente in grado di danneggiare gli impianti.

Questi eventi vengono contabilizzati nel settore O&G ed in altri settori al fine monitorare il rischio di danneggiamento dei beni e degli impianti e di garantire attraverso azioni di manutenzione alti standard di efficienza, qualità e sicurezza nella prevenzione e riduzione di tali rischi. È da notare che un evento in grado di danneggiare gli impianti non è necessariamente un evento che può potenzialmente causare un infortunio sul lavoro o uno sversamento di olio nell'ambiente.

24

**LTIF - LOST TIME INJURY FREQUENCY:
NUMERO DI INFORTUNI PER MILIONE DI ORE LAVORATE**

GRI: LA7

FONTE: UNMIG

DESCRIZIONE INDICATORE > Questo indicatore è tipico di tutti i settori industriali e fornisce un'indicazione sulla frequenza di accadimento degli infortuni sul lavoro rispetto alle ore lavorate.

L'indice di frequenza può essere confrontato con quelli dichiarati in altri contesti internazionali dell'industria O&G E&P o con quelli riportati per i diversi settori industriali italiani dalle statistiche INAIL.

È da notare che la definizione di "infortunio sul lavoro" varia da paese a paese in base alla normativa e che l'attitudine alla denuncia di un infortunio dipende molto dal contesto culturale. Pertanto nel confronto degli indici del Settore con altri contesti internazionali questo aspetto è da tener in considerazione.

In questo rapporto sono contabilizzati gli infortuni "riportabili" secondo la normativa Italiana (esclusi gli infortuni in itinere).

25

**NUMERO DI INFORTUNI IN ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE TOTALE E SPECIFICO
(PER KILOMETRO PERFORATO)**

GRI: LA7

FONTE: UNMIG

26

**NUMERO DI INFORTUNI IN ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE TOTALE/SPECIFICO
(PER MTOE PRODOTTA)**

GRI: LA7

FONTE: UNMIG

DESCRIZIONE INDICATORE > Questi indicatori sono tipici del settore O&G e si pongono come obiettivo quello di fornire un indice infortunistico specifico per le due attività principali: perforazione e produzione.

Gli indicatori sono stati sviluppati da UNMIG e non sono stati trovati riscontri di indici analoghi in contesti internazionali (ad es. dati OGP).

27

NUMERO DI DECESSI SUL LAVORO

GRI: LA7

FONTE: UNMIG

DESCRIZIONE INDICATORE > Questo indicatore è tipico di tutti i settori industriali e fornisce un'indicazione in termini assoluti degli infortuni mortali sul lavoro.

APPENDICE B

TABELLA DI SINTESI DEI DATI RIPORTATI NEL RAPPORTO AMBIENTALE

APPENDICE B / TABELLA DI SINTESI DEI DATI RIPORTATI NEL RAPPORTO AMBIENTALE

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		INDICATORE SPECIFICO		GRI	FONTE
		UdM	2012	UdM	2012		
1	Permessi di ricerca (on-shore)	n	94	-	-	OG1	UNMIG
	Permessi di ricerca (off-shore)	n	21	-	-		
	Concessioni di coltivazione Olio (on-shore)	n	16	-	-		
	Concessioni di coltivazione Olio (off-shore)	n	6	-	-		
	Concessioni di coltivazione Gas (on-shore)	n	118	-	-		
	Concessioni di coltivazione Gas (off-shore)	n	60	-	-		
2	Pozzi perforati a scopo esplorativo	n	4	-	-	OG1	UNMIG
	Pozzi perforati a scopo di sviluppo	n	25	-	-		
3	Riserve certe di Olio (on-shore)	k ton	72.286	anni	14,7	OG1	UNMIG
	Riserve certe di Olio (off-shore)	k ton	9.778	anni	20,7		
	Riserve certe di Olio	k ton	82.064	anni	15,2		
	Riserve certe di Gas (on-shore)	M Sm ³	23.667	anni	9,6		
	Riserve certe di Gas (off-shore)	M Sm ³	35.759	anni	5,9		
	Riserve certe di Gas	M Sm ³	59.426	anni	7,0		
4	Produzione di Olio (on-shore)	ton	4.922.903	-	-	OG1	UNMIG
	Produzione di Olio (off-shore)	ton	473.508	-	-		
	Produzione di Olio	ton	5.396.412	-	-		
	Produzione di Gas (on-shore)	Sm ³ *1000	2.476.101	-	-		
	Produzione di Gas (off-shore)	Sm ³ *1000	6.052.425	-	-		
	Produzione di Gas	Sm ³ *1000	8.528.525	-	-		

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		INDICATORE SPECIFICO		GRI	FONTE
		UdM	2012	UdM	2012		
4	Produzione di Olio & Gas (Totale Italia)	TEP	13.072.084	-	-	OG1	UNMIG
	Produzione di Olio & Gas (Totale 16 associati)	TEP	13.037.717	-	-		
5	Dipendenti Amministrativi	n	178	-	-	EC7	Operatori (16)
	Dipendenti Attività operative	n	1.323	-	-		
6	Royalties distribuite Stato	k Euro	44.289	-	-	EC1	UNMIG
	Royalties distribuite Fondo Carburanti	k Euro	93.224	-	-		
	Royalties distribuite Regioni	k Euro	195.185	-	-		
	Royalties distribuite Comuni	k Euro	32.359	-	-		
	Aliquota ambiente e sicurezza	k Euro	15.237	-	-		
	Royalties distribuite	k Euro	380.293	Euro / TEP	29,1		
7	Investimenti nella comunità locale	k Euro	13.933	-	-	EC1	Operatori (16)
8	Energia prodotta A	TJ	17.444	-	-	EN3	Operatori (16)
	Energia acquistata B	TJ	983	-	-		
	Energia venduta C	TJ	18	-	-		
	Consumo netto di energia (A+B-C)	TJ	18.409	TJ / k TEP	1,41		
9	Emissione di gas serra	ton CO2 eq.	1.878.157	ton CO2 eq. / k TEP	144	EN16	Operatori (16)
10	Emissione di NOx	ton	7.990	ton / k TEP	0,61	EN16	Operatori (16)
11	Emissione di SOx	ton	425	ton / k TEP	0,033	EN16	Operatori (16)
12	Emissione di Gas a Flaring	M m ³	40	ton / k TEP	2,74	OG6	Operatori (16)
13	Emissione di Gas a Venting	M m ³	0,06	ton / k TEP	0,004	OG6	Operatori (16)

APPENDICE B / TABELLA DI SINTESI DEI DATI RIPORTATI NEL RAPPORTO AMBIENTALE

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		INDICATORE SPECIFICO		GRI	FONTE
		UdM	2012	UdM	2012		
14	Prelievo di acqua dolce	m ³	1.111.969	ton / TEP	0,085	EN8	Operatori (16)
15	Scarico di acqua di processo	m ³	942.672	ton / TEP	0,072	EN21	UNMIG
16	Acqua di strato prelevata	m ³	2.215.334	ton / TEP olio	0,411	OG5	Operatori (16)
	Acqua di strato re-iniettata	m ³	1.610.652	ton / TEP olio	0,299		
	% Acqua di strato re-iniettata	%	73%	-	-		
17	Produzione di rifiuti pericolosi	ton	53.812	-	-	EN22	Operatori (16)
	Produzione di rifiuti non pericolosi	ton	438.393	-	-		
	Produzione di rifiuti	ton	492.206	-	-		
18	Scarti di perforazione pericolosi	ton	7.627	-	-	OG7	Operatori (16)
	Scarti di perforazione non pericolosi	ton	60.838	-	-		
	Scarti di perforazione	ton	68.465	-	-		
19	Estensione complessiva degli Centri Oli (on-shore)	ha	90,1			EN11	UNMIG
	Estensione complessiva delle centrali gas (on-shore)	ha	88,8				
	Estensione complessiva delle Piattaforme Oli (off-shore)	ha	1,2				
	Estensione complessiva delle Piattaforme Gas (off-shore)	ha	8,9				
	Totale estensione impianti on- e off- shore	ha	189				
20	Spese e investimenti per la protezione dell'ambiente	k Euro	49.685	-	-	EN30	Operatori (16)

N	INDICATORE	VALORE TOTALE		INDICATORE SPECIFICO		GRI	FONTE
		UdM	2012	UdM	2012		
21	Numero degli sversamenti di idrocarburi (on-shore)	n	5	n / MTEP	0,70	EN23	Operatori (16)
	Numero degli sversamenti di idrocarburi (off-shore)	n	0	n / MTEP	0		
	Numero degli sversamenti di idrocarburi (totale)	n	5	n / MTEP	0,38		
22	Quantità degli sversamenti di idrocarburi (on-shore)	m ³	8,33	ton / M TEP	0,98	EN23	Operatori (16)
	Quantità degli sversamenti di idrocarburi (off-shore)	m ³	0	ton / M TEP	0		
	Quantità degli sversamenti di idrocarburi (totale)	m ³	8,33	ton / M TEP	0,54		
23	Numero di eventi relativi alla sicurezza del processo che possano danneggiare l'integrità degli asset	n	4	-	-	OG13	Operatori (16)
24	Numero infortuni e Indice di frequenza (LTIF)	n	36	n / 10 ⁶ ore	3,93	LA7	UNMIG
25	Numero infortuni e Indice di frequenza in attività di perforazione	n	19	n / km perforato	0,37	LA7	UNMIG
26	Numero infortuni e Indice di frequenza in attività di produzione	n	15	n / MTEP	1,23	LA7	UNMIG
27	Numero di decessi sul lavoro	n	0	-	-	LA7	UNMIG



ASSOMINERARIA

ASSOCIAZIONE MINERARIA ITALIANA
PER L'INDUSTRIA MINERARIA E PETROLIFERA

VIA DELLE TRE MADONNE, 20
00197 - ROMA
TEL: 06/8073045
FAX: 06/8073385
INFO@ASSOMINERARIA.ORG

WWW.ASSOMINERARIA.ORG