



DGRME - Rapporto annuale 2015

Attività dell'anno 2014

Ministero dello sviluppo economico
Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche

DGRME - Rapporto annuale 2015

Attività dell'anno 2014

Sommario

Introduzione	3
LA DIREZIONE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE	5
La struttura.....	5
Le funzioni	5
La comunicazione	7
Il sito internet	7
Gli eventi	7
IDROCARBURI.....	15
Ricerca e coltivazione di idrocarburi.....	16
Titoli minerari	16
Attività di perforazione.....	21
Ritrovamenti di idrocarburi.....	25
Attività di produzione	27
Riserve	34
Royalties e Bonus Idrocarburi	37
Aggiornamento del Progetto ViDEPI.....	42
Stoccaggio di gas naturale	43
Capacità e prestazioni 2014.....	44
AMBIENTE E SICUREZZA	47
Sezioni UNMIG di Bologna, Roma e Napoli.....	47
Verifiche	47
Autorizzazioni.....	48
Infortuni	49
Laboratori chimici e mineralogici	52
Monitoraggi ambientali	52
Idoneità all'impiego di esplosivi	54

Report ICHESE: raccomandazioni e azioni intraprese	55
Laboratorio Cavone	55
Linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche	57
Rapporto conoscitivo ISPRA	58
Collaborazione in atto con enti ed università.....	59
LE ATTIVITÀ NAZIONALI	66
Monitoraggio e produzione normativa	66
Decreto Interministeriale 7 Agosto 2014.....	66
Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91	67
Decreto Legge 12 settembre 2014, n.133 – Sblocca Italia.....	67
Legge 23 dicembre 2014, n. 190 – Legge di stabilità 2015	70
Comunicato Direttoriale 31 gennaio 2014	70
Comunicato Direttoriale 20 febbraio 2014	70
Recepimento della Direttiva 2013/30/UE.....	71
Direttiva strategia marina e Decreto Legislativo 190/2010: implementazione operativa e “Carta di Livorno”	71
Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie - CIRM.....	73
Metanizzazione del mezzogiorno	74
Espropriazioni per pubblica utilità.....	75
Ricerca mineraria di base	76
Risorse geotermiche	76
LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI.....	79
Sicurezza, tutela dell'ambiente e spazi marini.....	79
Il Protocollo Offshore.....	80
Direttiva 2013/30/UE: la fase ascendente	80
Direttiva 2014/89/UE: Pianificazione spazi marini	81
Rapporti tra Italia e Croazia.....	82
Tavolo tecnico Italia-Malta.....	83
Artico/Rapporti con Norvegia e Islanda.....	84
Raw Materials Supply Group (RMSG).....	85
European Innovation Partnership (EIP) on Raw Materials.....	86
International Study Groups on Copper, Nickel, Lead & Zinc.....	88
Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)	89

Introduzione

L'Europa è alla ricerca di una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti energetici, posta a rischio da sud e da nord. La fragilità del sistema energetico italiano, che al contrario dei principali partner europei non dispone di sufficienti fonti di produzione autoctone, e l'esigenza di raggiungere gli obiettivi ambientali fissati dalla UE hanno indotto l'Italia ad accelerare sul fronte del risparmio energetico e su quello dello sviluppo delle rinnovabili, raggiungendo gli obiettivi 2020 con largo anticipo, da un lato, e a rimettere in moto la produzione nazionale di idrocarburi per limitare le importazioni, favorire gli investimenti e l'occupazione e garantire sul piano globale una ulteriore riduzione di gas serra in considerazione del ridotto contributo alle emissioni delle produzioni domestiche rispetto a quelle complessive derivanti dal trasporto e utilizzo di quelle di importazione.

L'azione avviata in tal senso con la Strategia Energetica Nazionale nel 2013 è proseguita nel 2014, in particolare attraverso lo "Sblocca Italia", i cui effetti potranno essere valutati a partire dal 2015.

Sul fronte della sicurezza delle operazioni il 2014 è stato un anno ancor più determinante: sia per l'attività in terra sia per quella in mare, attraverso diversi strumenti che sono dettagliatamente descritti nel Rapporto, è stato avviato un processo di revisione completa del modello di gestione della sicurezza. Nel corso di oltre 60 anni di attività il settore della ricerca e produzione di idrocarburi ha rappresentato in Italia un modello di riferimento in quanto a standard di sicurezza e di performance complessive. Per mantenere e migliorare quegli standard in un territorio e in un mare complessi come quelli italiani occorre, oggi, prevedere nuovi strumenti di monitoraggio e di prevenzione, che siano all'avanguardia tecnologica e resi noti a tutte le persone interessate. Nel 2014 sono state poste le basi e avviate queste attività, sia in terra sia in mare, consentendo all'Italia di sperimentare -per prima nel mondo- un sistema di monitoraggio integrato dei parametri di suolo e sottosuolo a fini di prevenzione e di intervento e di disporre di un modello di valutazione della sicurezza, anche ambientale (offshore) realizzato insieme con Marina e Capitanerie di Porto attraverso le eccellenze della ricerca italiana.

Il settore si presenta quindi alla difficile sfida della ripresa delle attività dopo alcuni anni di sospensione della ricerca e dello sviluppo con un sistema di controllo integrato e fortemente potenziato, in grado di garantire anche in futuro i massimi standard di sicurezza a livello mondiale.

IL DIRETTORE GENERALE
Ing. Franco Terlizzese

LA DIREZIONE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE

La struttura

Il Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 dicembre 2013, n. 158 ha ridefinito la struttura del Ministero dello sviluppo economico ora articolato in 15 Uffici di livello dirigenziale generale. Con Decreto Ministeriale 17 luglio 2014 sono poi stati definiti i compiti delle Divisioni in cui le Direzioni generali si articolano. In particolare la DGRME si articola in 6 divisioni.

Gli uffici delle Divisioni I e VI si trovano a Roma presso la sede centrale di Via Molise, 2. Le Divisioni II, III, IV sono anche definite Sezioni UNMIG di Bologna, Roma e Napoli e insieme alla Divisione V costituiscono l'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse - UNMIG. Gli uffici e i laboratori della Divisione V hanno sede a Roma in Via Antonio Bosio, 15.

Per lo svolgimento delle attività istituzionali di propria competenza la DGRME si avvale del parere della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (CIRM) le cui funzioni sono meglio descritte nel paragrafo ad essa dedicato, nel seguito del presente Documento.

Al 31 dicembre 2014 erano in forza alla Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche 71 unità di personale 57 delle quali dipendenti del Ministero dello sviluppo economico e le restanti 14 in distacco da altre amministrazioni pubbliche, enti controllati, università ed enti di ricerca.

Le funzioni

La Direzione generale svolge i seguenti compiti, definiti con il [Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 dicembre 2013, n. 158](#) "Regolamento di organizzazione del Ministero dello sviluppo economico" ed elencati all'articolo 9:

- ❖ definizione di priorità, linee guida e programmi di sviluppo minerario nazionale e provvedimenti ad esso inerenti;
- ❖ funzioni e compiti di Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse;
- ❖ relazioni con le organizzazioni europee ed internazionali e con le Amministrazioni di altri Stati nei settori di attività della Direzione, in coordinamento con la Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche; norme e atti regolamentari per il recepimento e l'attuazione delle normative europee nelle materie di competenza;
- ❖ promozione di intese e accordi con le amministrazioni statali, le Regioni e le amministrazioni locali per assicurare in tutto il territorio nazionale condizioni e procedure coordinate per la ricerca e lo sfruttamento di risorse minerarie e geotermiche di interesse strategico per il Paese;

- ❖ programmazione, autorizzazione, verifica e controllo delle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio delle risorse del sottosuolo, in particolare degli idrocarburi e dei relativi impianti in mare;
- ❖ definizione di accordi bilaterali e multilaterali per la ricerca e lo sfruttamento di risorse minerarie in acque internazionali;
- ❖ promozione e assistenza per interventi di sviluppo degli idrocarburi e delle risorse minerarie in Paesi terzi di interesse per la politica di sicurezza dell'approvvigionamento e di competitività nazionale;
- ❖ sviluppo delle tecnologie per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio dell'anidride carbonica e autorizzazioni dell'attività di stoccaggio;
- ❖ normativa tecnica per gli impianti di produzione, trasporto e stoccaggio dell'energia e la sicurezza mineraria;
- ❖ laboratori di analisi e sperimentazione;
- ❖ metanizzazione del Mezzogiorno;
- ❖ ufficio unico per gli espropri in materia di energia;
- ❖ statistiche, analisi e previsioni sulle risorse minerarie ed energetiche;
- ❖ indirizzi, direttive e rapporti con l'ENEA (Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile) per la ricerca nel settore delle risorse minerarie ed energetiche.

Ogni Divisione della Direzione generale ha proprie mansioni specifiche, definite dal [Decreto Ministeriale 17 luglio 2014](#) "Individuazione degli uffici dirigenziali di livello non generale".

La Divisione I ha competenza in materia di affari generali, espropri nel settore dell'energia e royalties.

Le Sezioni UNMIG (Divisioni II, III e IV) organizzano e svolgono attività ispettiva, in materia di verifiche, sicurezza di impianti, collaudi, prevenzione di infortuni, sicurezza e salute dei lavoratori, anche concernenti l'applicazione delle norme di polizia mineraria, sia in terraferma sia in mare, nelle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio di idrocarburi.

I Laboratori chimici e mineralogici della Divisione V effettuano il riconoscimento di idoneità dei prodotti esplosivi all'impiego in attività estrattive, campagne di ispezione, prelievo di campioni e analisi chimico-fisiche su sostanze minerali provenienti dal settore estrattivo, controlli ambientali e controlli della qualità del gas. Ulteriori compiti della Divisione sono l'organizzazione e la segreteria tecnica della CIRM, le funzioni centrali UNMIG e il conferimento e la gestione delle concessioni di stoccaggio di gas naturale e biossido di carbonio in sottosuolo.

Infine, la Divisione VI ha compiti relativi al conferimento e gestione dei titoli minerari, per la prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi, nonché per la ricerca di risorse geotermiche, mediante impianti pilota. La Divisione si occupa anche di promozione e assistenza per interventi di sviluppo nel campo delle materie prime e materie prime seconde in Paesi terzi di interesse per la politica di sicurezza dell'approvvigionamento e di competitività nazionale; cura inoltre la pubblicazione del Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse - BUIG, alla produzione di dati cartografici e statistici.

La comunicazione

Il sito internet

La comunicazione dei dati di competenza della Direzione generale è effettuata tramite il sito internet <http://unmig.mise.gov.it>, che, oltre ad informare sui titoli minerari conferiti e sui processi amministrativi in corso, mette a disposizione un insieme di dati di interesse generale quali la produzione di idrocarburi, il gettito royalties, gli elenchi dei pozzi, delle piattaforme e delle centrali di raccolta e trattamento, nonché uno spazio divulgativo ed una sezione sulla normativa del settore.

Tra le aree di interesse sono riportate tutte le informazioni disponibili sulle attività di competenza della DGRME: ricerca e coltivazione di idrocarburi, stoccaggio del gas naturale, geotermia, cattura e stoccaggio del biossido di carbonio (CCS), attività del settore dei minerali solidi, informazioni sulle attività di coordinamento, partecipazione e promozione svolte in ambito regionale e internazionale, gli eventi organizzati dalla Direzione generale e quelli a cui la stessa ha partecipato.

Sul sito è inoltre pubblicato il B.U.I.G. - Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse, organo ufficiale che riporta mensilmente l'aggiornamento delle istanze presentate, i decreti di rilascio di nuovi titoli, gli elenchi dei titoli vigenti e inoltre notizie e comunicazioni connesse con l'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi e lo stoccaggio del gas naturale e in particolare nuove normative o circolari.

Gli eventi

Nel corso del 2014 la DGRME è stata presente sul panorama energetico nazionale ed internazionale anche grazie alla partecipazione a numerosi eventi, in Italia e all'estero. La partecipazione è volta a divulgare le attività che si svolgono nella Direzione ed è mirata a rafforzare i rapporti con stakeholder, cittadini, amministrazioni e operatori. Di seguito si riportano i principali eventi.

L'energia in Sardegna. Vecchi problemi e nuove prospettive

Sassari, 21 marzo 2014

La Fondazione Antonio Segni ha organizzato in data 21 marzo 2014 una conferenza sul tema energetico. Il Direttore generale per le risorse minerarie ed energetiche Franco Terlizzone è intervenuto alla conferenza con un intervento «Gli idrocarburi nella strategia energetica nazionale. Focus sulla Sardegna offshore» sulle nuove prospettive del settore oil&gas nel Mediterraneo e nella Zona E ad Ovest della Sardegna. <http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglionotizia.asp?id=170>

Seminario sulla simulazione numerica

Roma, 15 maggio 2014

Si è tenuto presso la Sala del Parlamentino del Ministero dello sviluppo economico il seminario «La simulazione numerica nel settore energetico-minerario: un'opportunità per la soluzione di problemi complessi», promosso dalla DGRME.

L'evento ha rappresentato un momento di confronto tra le diverse culture - accademica, istituzionale ed industriale - sull'applicazione delle metodologie di simulazione virtuale alle attività energetico-minerarie, con particolare attenzione alla modellazione geomeccanica.

Il seminario si inserisce in un ciclo di incontri promossi dal Ministero dello sviluppo economico per dare adeguata rappresentazione all'importanza del settore energetico-minerario nello sviluppo del Paese, non solo in quanto produttore diretto di valore economico ma anche in quanto volano di ricerca scientifica e innovazione tecnologica, con evidenti benefici in termini di occupazione e formazione di competenze di alto profilo. <http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglionotizia.asp?id=183>

Beyond the Arctic Circle - Italian day in Tromsø

Tromsø - Norvegia, 11 giugno 2014

Si è svolta in data 11 giugno 2014 la Giornata italiana a Tromsø (Beyond the Arctic Circle -Italian day in Tromsø) dedicata alla collaborazione tra Italia e Norvegia nella regione artica. L'evento, ideato dall'Ambasciata d'Italia in Oslo, è stato organizzato congiuntamente con l'Università artica di Tromsø ed è stato posto sotto il patrocinio di Akvaplan Niva, Arctic Frontiers, Cage ed il Comune di Tromsø.

I lavori si sono articolati in quattro sessioni: istituzionale-politica, scientifica, economica e di definizione di seguiti operativi.

<http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglionotizia.asp?id=193>

Incontro a porte aperte sull'esperienza del Laboratorio di Monitoraggio Cavone

Novi di Modena, 1 agosto 2014

L'incontro è stato realizzato allo scopo di presentare al pubblico, in parallelo alla pubblicazione sul sito internet www.labcavone.it, le attività di raccolta dati e prove in campo svolte sul sito Cavone. Sono stati divulgati i risultati degli studi, delle prove effettuate, dell'aggiornamento del modello di giacimento e le conclusioni a cui si è giunti al termine dei lavori.

<http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglionotizia.asp?id=252>

Progetto VIGOR - “Valutazione del potenziale Geotermico nelle regioni della Convergenza”

Roma, 29 settembre 2014

Si è svolto presso il CNR il convegno dedicato alla presentazione dei risultati finali e delle conoscenze sviluppate nell’ambito del [progetto VIGOR](#) di valutazione della risorsa geotermica e della promozione di interventi innovativi nelle Regioni della Convergenza (Calabria, Campania, Puglia e Sicilia). Il progetto ha avuto come obiettivo quello di rafforzare e consolidare i punti di forza dei territori regionali nell’utilizzo di una risorsa energetica rinnovabile e autoctona, raccogliendo, sistematizzando e divulgando le informazioni scientifiche, tecniche, economiche e ambientali necessarie per una valutazione del potenziale geotermico inerente a tutti gli utilizzi della geotermia, anche allo scopo di fornire indicazioni e raccomandazioni per l’uso esteso delle risorse geotermiche nel contesto dell’impegno dell’Unione Europea per lo sviluppo dell’energia sostenibile e dell’efficienza energetica. Gli obiettivi del progetto rispondono, inoltre, alla necessità di favorire la progettazione e la costruzione di modelli di intervento integrati in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, nonché il consolidamento, l’accrescimento e la diffusione di informazioni e saperi che possano consentire decisioni consapevoli da parte delle Amministrazioni e della popolazione. Nell’ambito della tematica della programmazione energetica, la Direzione generale ha potuto collaborare con un contributo dedicato alla valenza e all’approccio metodologico del progetto VIGOR rispetto alle attività ordinarie di competenza statale in materia di geotermia.

<http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglionotizia.asp?id=253>

Inaugurazione del POGam - Piacenza Oil&Gas Museum

Piacenza, 1 ottobre 2014

Il Museo del petrolio è stato inaugurato al padiglione Negrotti dell’Urban center di Piacenza, su iniziativa del Comitato promotore del Piacenza Oil and Gas Museum e dell’associazione Pionieri e veterani Eni, in collaborazione con l’Amministrazione comunale e il consolato provinciale della Federazione maestri del lavoro d’Italia.

Tale museo è stato creato con lo scopo di raccontare l’origine del petrolio e del gas, l’evoluzione dell’attività estrattiva nel nostro Paese e la storia delle industrie italiane che operano nel settore, con un’attenzione particolare alla vocazione energetica di Piacenza. <http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglionotizia.asp?id=225>

Geofluid - Drilling & foundations

Piacenza, 1-4 ottobre 2014

Presso il centro espositivo di Piacenza Expo si è tenuta la 20^a edizione di GEOFLUID www.geofluid.it, mostra internazionale specializzata nei settori della ricerca, dell’estrazione e del trasporto dei fluidi sotterranei si è tenuta.

La DGRME ha partecipato al convegno del 1° ottobre «Problemi di geoingegneria: aspetti ambientali e di sicurezza legati allo stoccaggio di fluidi nel sottosuolo», orga-

nizzato dalla ANIM - Associazione nazionale ingegneri minerari, con l'intervento dal titolo «Linee guida per i monitoraggi microsismici, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro delle attività minerarie: stato dell'arte e applicazione ai casi pilota». Nell'ambito del convegno del 2 ottobre organizzato dal Consiglio nazionale dei geologi la DGRME è nuovamente intervenuta col contributo dal titolo «Ricerca e sfruttamento delle risorse naturali in Italia: opportunità o problema?».

<http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglionotizia.asp?id=226>

European Rare Earths Competency Network (ERECON)

Milano, 16 ottobre 2014

Il 16 ottobre 2014 si è tenuta presso il Politecnico di Milano la conferenza finale dell'European Rare Earths Competency Network (ERECON).

ERECON è un progetto finanziato dal Parlamento Europeo con il quale la Commissione ha potuto istituire una rete europea di competenze in materia di terre rare che riunisce esperti dal mondo istituzionale, accademico e dell'industria.

<http://ec.europa.eu/enterprise/policies/raw-materials/erecon>.

Obiettivi del progetto ERECON sono:

- affrontare il tema della sicurezza degli approvvigionamenti delle terre rare,
- aumentare la conoscenze delle specifiche proprietà,
- formulare raccomandazioni in materia di ricerca,
- promuovere l'estrazione sostenibile, il riciclaggio e la sostituzione di queste materie prime delle quali l'Unione Europea è dipendente per la quasi totalità (la Cina da sola copre circa il 97% del fabbisogno mondiale).

Durante la conferenza è stata presentata la relazione finale del Progetto e sono state illustrate le raccomandazioni, rivolte alla Commissione Europea, agli Stati membri e all'industria, sulle politiche più efficaci per migliorare l'attività mineraria relativa alle terre rare, all'utilizzo efficiente ed al riciclo delle stesse.

<http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglionotizia.asp?id=220>

JRC-DGRME Workshop on Offshore Oil & Gas Safety

Siracusa, 20-21 ottobre 2014

L'evento, organizzato dalla Commissione Europea, JRC-Joint Research Centre/Institute for Energy, con la collaborazione della DGRME nell'ambito delle attività sulla Direttiva 2013/30/UE è stato incentrato sulla sicurezza delle attività petrolifere offshore.

Il 20 ottobre si è svolto un Workshop con oggetto la «Sicurezza dell'attività E&P in mare e il Rapporto Grandi Rischi». La DGRME ha effettuato un intervento dal titolo «Major Hazards documentation in Italy».

Il 21 ottobre è stata effettuata una visita sulla piattaforma Vega A, operata dalla società Edison SpA a cui hanno preso parte gli ospiti, provenienti dai principali Stati europei interessati da attività petrolifere.

<http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglionotizia.asp?id=217>

Conferenza Arctic Circle

Reykjavik, 31 ottobre - 2 novembre 2014

La DGRME, ha partecipato alla sessione dedicata all'Italia dell'evento [Arctic Circle](#), con un intervento sulla geotermia.

I Paesi Artici sono particolarmente sensibili allo sviluppo di fonti energetiche a bassa emissione di gas serra. La conferenza Arctic Circle, organizzata sotto l'alto patronato del Presidente della Repubblica d'Islanda, è considerata una vetrina internazionale di grande prestigio, nella quale i rappresentanti del mondo politico, accademico ed imprenditoriale, provenienti da più di 40 Paesi diversi (dagli Stati Uniti alla Federazione Russa passando per il Canada, i paesi Scandinavi, la stessa Islanda, oltre che la Cina e il Giappone), si sono confrontati sulle sfide e le opportunità della regione Artica, nuova frontiera globale in tema di energia, tutela ambientale e sviluppo sostenibile. <http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglionotizia.asp?id=170>

Geo4P - Progetto Pilota Piana di Pisa

Pisa, 5 novembre 2014

Progetto pilota per lo sviluppo di una metodologia innovativa finalizzato alla valutazione quantitativa delle risorse geotermiche a bassissima, bassa e media temperatura della Piana di Pisa.

Si è svolto presso Sala Consiliare della Provincia di Pisa il convegno dedicato alla presentazione dell'iniziativa, delle prime evidenze e dei risultati attesi dal [progetto Geo4P](#). L'evento è stato organizzato congiuntamente con tutti i soggetti pubblici partecipanti al Protocollo d'Intesa, oltre alla Direzione generale in rappresentanza del Ministero dello sviluppo economico, per la realizzazione del progetto, ovvero Regione Toscana, Provincia di Pisa, Università di Pisa, Scuola superiore di studi universitari e di perfezionamento Sant'Anna, Consorzio per lo sviluppo delle aree geotermiche - Co.Svi.G., EnerGea, Agenzia energetica della Provincia di Pisa - AEP ed Acque S.p.A.. <http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglio.asp?id=254>

Idrocarburi: da problema a risorsa nazionale

Roma, 6 novembre 2014

Il seminario, organizzato dalla rivista [Start Magazine](#) sul tema «Idrocarburi: da problema a risorsa nazionale», si è svolto presso la sede romana dell'Associazione Civita. Esperti e tecnici del settore hanno illustrato la situazione delle attività di esplorazione e produzione in Italia, con particolare riguardo alle potenzialità e alle criticità. In particolare, si è discusso del contributo delle attività minerarie alla copertura dei fabbisogni energetici e allo sviluppo del Paese, dei possibili impatti delle attività di coltivazione (problematica della sismicità indotta e risultati dei monitoraggi sismici in corso), delle criticità economiche che bloccano la realizzazione dei progetti in Italia e delle difficoltà di accettazione di tali progetti sul territorio.

All'evento ha partecipato il Sottosegretario, Sen. Simona Vicari, che ha illustrato le novità introdotte con il decreto "Sblocca Italia". Tra i temi di interesse per lo sviluppo

delle risorse energetiche nazionali vi sono l'agevolazione di interventi di sviluppo economico e dell'occupazione nelle Regioni di insediamento degli impianti produttivi utilizzando le risorse che derivano dalla produzione degli idrocarburi e la realizzazione di una semplificazione amministrativa per il rilascio delle autorizzazioni per le stesse attività di ricerca e produzione.

<http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglio-notizia.asp?id=233>

Il Mare: la sostenibilità come motore di sviluppo

Livorno, 14-15 novembre 2014

Il convegno, promosso dalla Presidenza italiana al Consiglio dell'Unione europea e dal Ministero dell'ambiente per la tutela del territorio e del mare fa parte di un evento che ha coinvolto esponenti politici, esperti del settore, enti di ricerca ed associazioni, sulle tematiche relative al mare e alle sue risorse biologiche e non biologiche.

La DGRME è intervenuta sul tema «Lo sfruttamento sostenibile delle risorse minerarie del mare». L'intervento è servito a evidenziare come lo sviluppo e la crescita del Paese siano rallentati dall'assenza di una visione condivisa. La Direttiva sulla Strategia Marina potrà contribuire a superare questo limite con la creazione di un quadro integrato per la tutela ambientale e lo sviluppo sostenibile.

Al termine del convegno è stata redatta la "Carta di Livorno", un documento di sintesi attinente ai principi condivisi dalle diverse amministrazioni sul tema mare.

<http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglio-notizia.asp?id=235>

Idrocarburi e sismicità in Italia

Roma, 12 novembre 2014

Assomineraria e Società Geologica Italiana, in collaborazione con l'Ordine Regionale Geologi Lazio e con il patrocinio di ISPRA – Servizio Geologico, hanno organizzato il workshop sul tema "Idrocarburi e Sismicità", al fine di creare un'occasione di informazione corretta, scientifica e basata su fonti autorevoli nonché di favorire un clima di trasparenza sul mondo dell'oil & gas.

La giornata, composta di diversi momenti di approfondimento scientifico, si è aperta con un'analisi dell'attività di Esplorazione e Produzione in Italia e del relativo contesto normativo, tra i più rigorosi a livello internazionale. Il workshop si è poi concentrato sulle caratteristiche sismotettoniche del nostro Paese e sul monitoraggio dei fenomeni sismici in relazione allo sfruttamento del sottosuolo, i cui dettagli sono stati illustrati dai massimi esperti accademici e della ricerca.

La DGRME, attraverso un intervento del Direttore generale Franco Terlizze e dell'Ing. Liliana Panei, ha illustrato il quadro normativo nazionale in cui si sono innestate le attività oggetto del seminario, analizzandone criticità e prospettive.

<http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglio-notizia.asp?id=255>

Un ponte energetico sul Mediterraneo

Roma, 19 novembre 2014

La Presidenza italiana del Consiglio dell'Unione europea ha organizzato, nell'ambito del semestre italiano, un convegno di alto profilo sui temi energetici, in cui i rappresentanti dei Paesi europei ed euro-mediterranei sono stati chiamati ad un confronto sul tema: «Building a Euro-Mediterranean Energy Bridge: The strategic importance of the Euromed Gas and Electricity networks in the Context of Energy Security».

Il Ministro dello sviluppo economico, Federica Guidi, ha aperto i lavori del tavolo sottolineando l'importanza strategica di alcuni progetti di miglioramento della rete infrastrutturale per il trasporto delle risorse provenienti dal Mediterraneo sud orientale con l'obiettivo di promuovere un sistema energetico integrato e coordinato che possa supportare al contempo la sostenibilità ambientale e lo sviluppo dell'energia da fonti alternative più pulite.

L'incontro si è concluso con la redazione di un [Final statement](#) sui contenuti del Convegno e sui principi e le priorità di azione per la prosecuzione dei diversi progetti. <http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglionotizia.asp?id=240>

33° Convegno Gruppo Nazionale di Geofisica della Terra Solida (GNGTS)

Bologna, 25-27 novembre 2014

Il GNGTS nasce nel 1978 dalla fusione della Commissione per la Geofisica mineraria ed applicata ed il Gruppo Grandi Profili Sismici (operante dal 1956, sotto gli auspici della Commissione Sismologica Europea). Dall'origine ha assolto i compiti istitutivi ("promuovere e coordinare attività scientifiche ed applicative") coordinando le attività della ricerca geofisica per la Terra solida dei diversi Istituti e promuovendo iniziative integrali di grande respiro internazionali e nazionali.

Nell'ambito delle attività del 33° convegno, la DGRME ha partecipato attivamente allo svolgersi dei lavori attraverso due interventi: il primo relativo al "Lab Cavone: un esempio di collaborazione MiSE - Regione - Operatori", il secondo riguardante le "Linee guida per i monitoraggi microsismici, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro - applicazione a casi pilota".

<http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglionotizia.asp?id=256>

6° Congresso mondiale "GeoPower Global Congress"

Istanbul, 3-4 dicembre 2014

Il GeoPower Global Congress è l'evento più atteso dall'industria del settore geotermico, organizzato in collaborazione con il Consiglio Europeo per l'Energia Geotermica (EGEC) e costituisce un'importante occasione di incontro con i principali sviluppatori, gli investitori ed i principali stakeholders mondiali per discutere le strategie per lo sviluppo di progetti geotermici (elettricità e calore), per condividere specifiche competenze tecniche e legislative al fine di ottimizzarne lo sviluppo futuro, per conoscere le opportunità finanziarie dei mercati mondiali e per incontrare i principali

attori dei mercati in espansione. L'evento ha visto la partecipazione di 150 delegati da tutto il mondo e si è svolto in Turchia, uno dei principali nuclei di sviluppo dell'energia geotermica. Gli obiettivi del Geopower Global Congress sono stati condivisi da tutti gli stakeholders di settore: superare gli ostacoli che rallentano lo sviluppo e l'utilizzo della risorsa geotermica, in particolare quelli finanziari e normativi, ottimizzare i progetti di esplorazione, perforazione e produzione attraverso l'uso di tecnologie innovative così da garantirne la redditività, rendere più efficaci i progetti di utilizzo del calore a bassa entalpia. La Direzione generale, in rappresentanza dell'Italia, ha partecipato con un contributo dal titolo "The impact of large numbers of neighboring licenses on sustainable production - examining how legislation in Italy overcome the issues arising from multiple licences in the proximity of connected geothermal resources".

<http://unmig.mise.gov.it/unmig/agenda/dettaglionotizia.asp?id=257>

IDROCARBURI

La Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche è l'autorità competente al rilascio dei permessi di prospezione e di ricerca e delle concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e di stoccaggio di gas naturale.

Nella valutazione dei programmi di lavoro relativi alle istanze volte ad ottenere un titolo minerario e negli altri casi previsti dalla legge, la Direzione generale si avvale del parere espresso dalla CIRM, nella quale sono rappresentate le Amministrazioni statali competenti (oltre al Ministero dello sviluppo economico, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Ministero dell'istruzione dell'università e della ricerca, l'ISPRA, l'Avvocatura generale dello Stato) nonché i rappresentanti regionali.

In applicazione alla normativa ambientale, la Direzione generale coordina la sua attività con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con le Regioni che valutano la compatibilità ambientale dei progetti, rispettivamente, a mare e a terra.

I progetti, infatti, sono sottoposti alla procedura di verifica di assoggettabilità ambientale e/o valutazione di impatto ambientale da parte del Ministero dell'ambiente o della regione interessata. I permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione vengono rilasciati dal Ministero dello sviluppo economico, con decreto del Direttore generale per le risorse minerarie ed energetiche, in terraferma d'Intesa con le Regioni interessate.

Per quanto concerne il coinvolgimento delle comunità locali, esso è garantito dal ruolo svolto nell'ambito del procedimento dalle amministrazioni comunali e provinciali interessate che esprimono il proprio parere sulla realizzazione dei progetti e degli impianti e verificano la conformità delle opere ai piani urbanistici.

Nei procedimenti di rilascio dei permessi di prospezione e ricerca e delle concessioni offshore sono coinvolti anche il Ministero dei trasporti e quello delle politiche agricole e forestali.

Di seguito vengono illustrati i dati aggiornati al 31 dicembre 2014, utili per delineare la situazione dell'Italia nell'ambito delle attività di ricerca e di produzione idrocarburi e di stoccaggio di gas naturale in sottoterraneo.

Ricerca e coltivazione di idrocarburi

Titoli minerari

Al 31 dicembre 2014, risultano vigenti sul territorio italiano:

- ❖ 117 [permessi di ricerca](#) (di cui 95 in terraferma e 22 in mare)
- ❖ 201 [concessioni di coltivazione](#) (di cui 132 in terraferma e 69 in mare).

Le attività di ricerca e produzione di idrocarburi si svolgono in porzioni di aree molto ridotte. Ad esempio i titoli minerari in terraferma ricoprono in totale circa 33.861,76 km² ma le aree impegnate dall'attività di ricerca e estrattiva sono circa 16 km², pari allo 0.05% del totale.

Inoltre non tutti i titoli minerari conferiti sono al momento operativi; ad esempio dei 95 permessi di ricerca vigenti solo 48 sono attivi mentre tra i 47 restanti 8 hanno una sospensione del decorso temporale in corso e per altri 26 è stata presentata istanza di sospensione, per 7 è stata presentata istanza di rinuncia e infine per 6 permessi, che hanno superato la data di scadenza naturale, è in corso la procedura di verifica di avvenuto ripristino ambientale prima della loro cessazione definitiva. Infine per 13 concessioni di coltivazione è stata presentata istanza di rinuncia e 4 hanno superato la data di scadenza naturale.

La Tabella 1 riporta il numero di permessi di ricerca e di concessioni di coltivazione distinti per Regione¹. Le Regioni italiane con il maggior numero di titoli minerari sono Emilia Romagna, Lombardia e Basilicata.

REGIONE	PERMESSI	CONCESSIONI
Abruzzo	11	8
Basilicata	10	20
Calabria	0	3
Campania	2	0
Emilia-Romagna	35	36
Friuli-Venezia Giulia	0	1
Lazio	6	1
Lombardia	17	17
Marche	8	19
Molise	5	7
Piemonte	9	1
Puglia	2	14
Sardegna	1	0
Sicilia	5	14
Toscana	1	2
Veneto	1	1
TOTALE ¹	95	132

Tabella 1 - Titoli minerari in terraferma. Aggiornamento al 31 dicembre 2014

¹ Nelle Tabella 1 e 2 i titoli afferenti a due o più Regioni/zone sono conteggiati più volte, una per ciascuna Regione/zona.

Per quanto riguarda invece le attività offshore, permessi e concessioni ricadono in 6 aree marine (Zone A, B, C, D, F e G) come riportato nella Tabella 2 e nei Grafici 1 e 2.

ZONE MARINE	PERMESSI	CONCESSIONI
ZONA A	8	39
ZONA B	5	20
ZONA C	5	3
ZONA D	3	4
ZONA F	3	3
ZONA G	3	1
TOTALE ¹	22	69

Tabella 2 - Titoli minerari in mare. Aggiornamento al 31 dicembre 2014

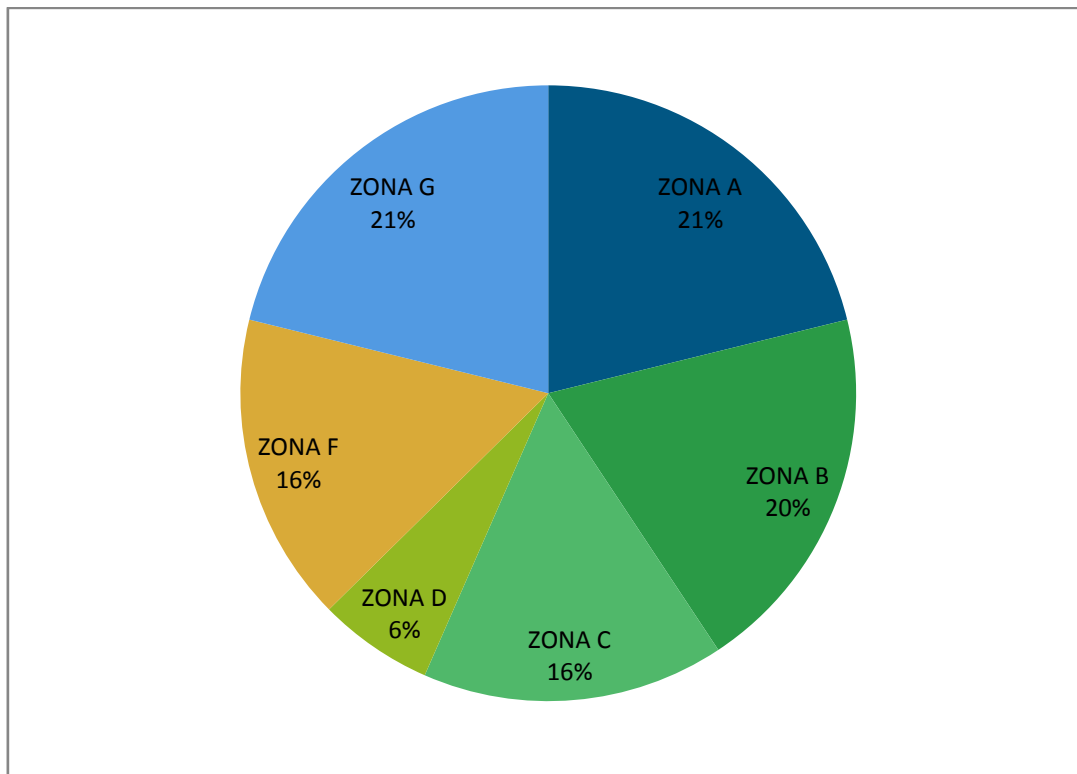


Grafico 1 - Ripartizione delle superfici dei permessi di ricerca in mare. Anno 2014

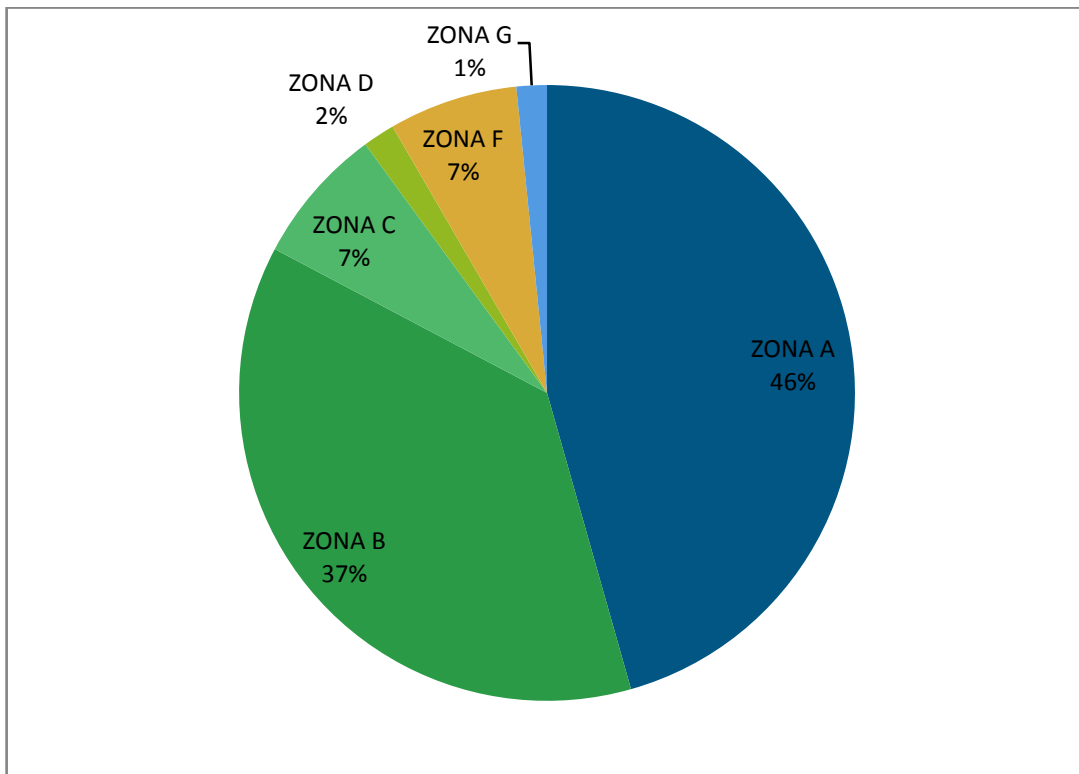


Grafico 2 - Ripartizione delle superfici delle concessioni di coltivazione in mare. Anno 2014

Rispetto all'anno 2013, come rappresentato in Tabella 3 e nei Grafici 3 e 4 il numero di permessi di ricerca e di concessioni di coltivazione in mare e in terraferma è rimasto costante.

Inoltre, dalla Tabella 3 e dai Grafici 3 e 4, si evince che nell'ultimo quinquennio, mentre il numero delle concessioni ha mantenuto un livello pressoché costante, il numero dei permessi di ricerca ha avuto un picco positivo tra il 2010 e il 2011 attribuibile al riavvio, nel 2008, delle sedute della [CIRM](#), dopo un periodo di stallo, e al contestuale ottenimento delle necessarie Intese da parte delle Regioni interessate.

Nel 2014 sono stati conferiti 5 nuovi permessi di ricerca ([CASCINA ALBERTO](#), [CASCINA GRAZIOSA](#) e [SCARPIZZOLO](#) in terraferma e [C.R149.NP](#) e [D.R 74.AP](#) in mare) e 2 nuove concessioni di coltivazione ([SAN LORENZO](#) in terraferma e [G.C 1.AG](#) in mare). Nel corso dell'anno è stata accettata la rinuncia di 4 permessi di ricerca (MONTE GALLO, CIVITAQUANA e PIZZO SCIABOLONE in terraferma e E.R 54.PU in mare) e sono stati emanati i decreti relativi alla proroga triennale del permesso di ricerca [MONTEMARCIANO](#), all'ampliamento della concessione di coltivazione [CASCINA CASTELLO](#), a 8 trasferimenti di quote di titolarità e a 21 sospensioni/ripristini del decorso temporale di permessi di ricerca.

Anno	PERMESSI			CONCESSIONI			TOTALE
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale	
1994	89	63	152	138	54	192	344
1995	82	64	146	133	58	191	337
1996	95	53	148	126	58	184	332
1997	107	55	162	125	57	182	344
1998	134	56	190	137	59	196	386
1999	119	55	174	156	67	223	397
2000	100	48	148	153	68	221	369
2001	95	45	140	150	69	219	359
2002	90	40	130	135	69	204	334
2003	69	34	103	146	69	215	318
2004	68	27	95	140	69	209	304
2005	60	30	90	140	69	209	304
2006	64	29	93	133	66	199	292
2007	58	32	90	131	67	198	288
2008	71	27	98	129	66	195	293
2009	72	25	97	131	66	197	294
2010	92	25	117	132	66	198	315
2011	96	25	121	133	66	199	320
2012	94	21	115	134	66	200	315
2013	94	21	115	134	66	200	315
2014	95	22	117	132	69	201	318

Tabella 3 - Titoli minerari per idrocarburi. Serie storica 1994-2014

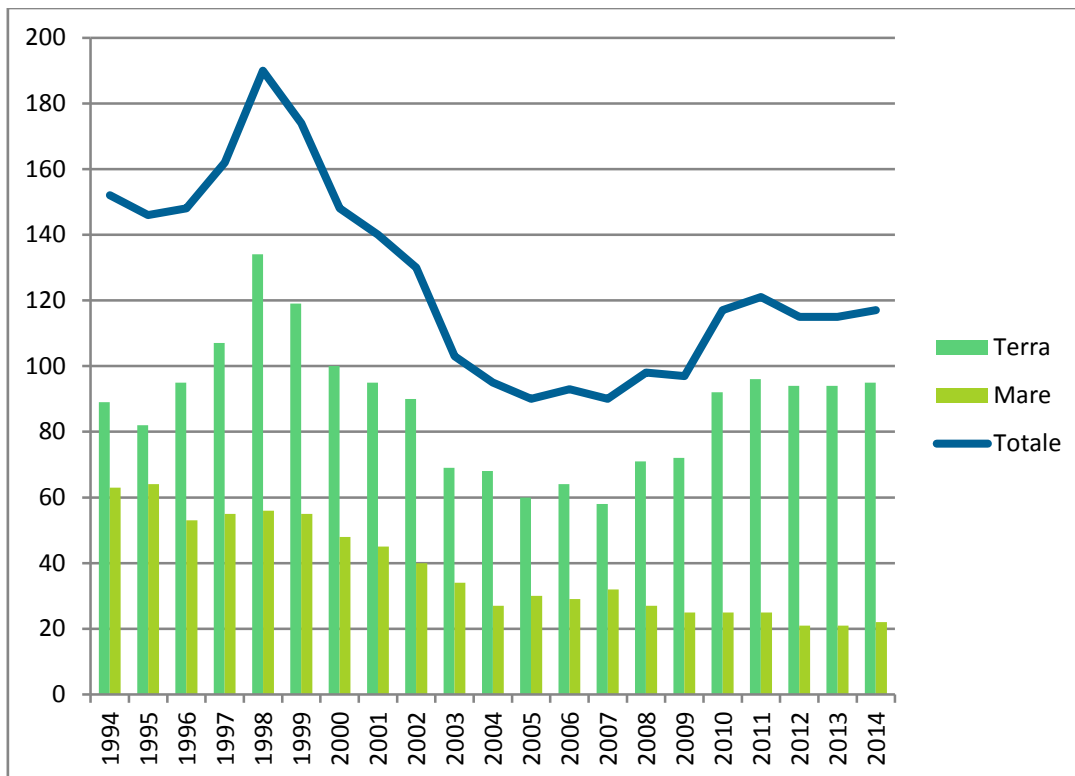


Grafico 3 - Numero permessi di ricerca. Serie storica anni 1994-2014

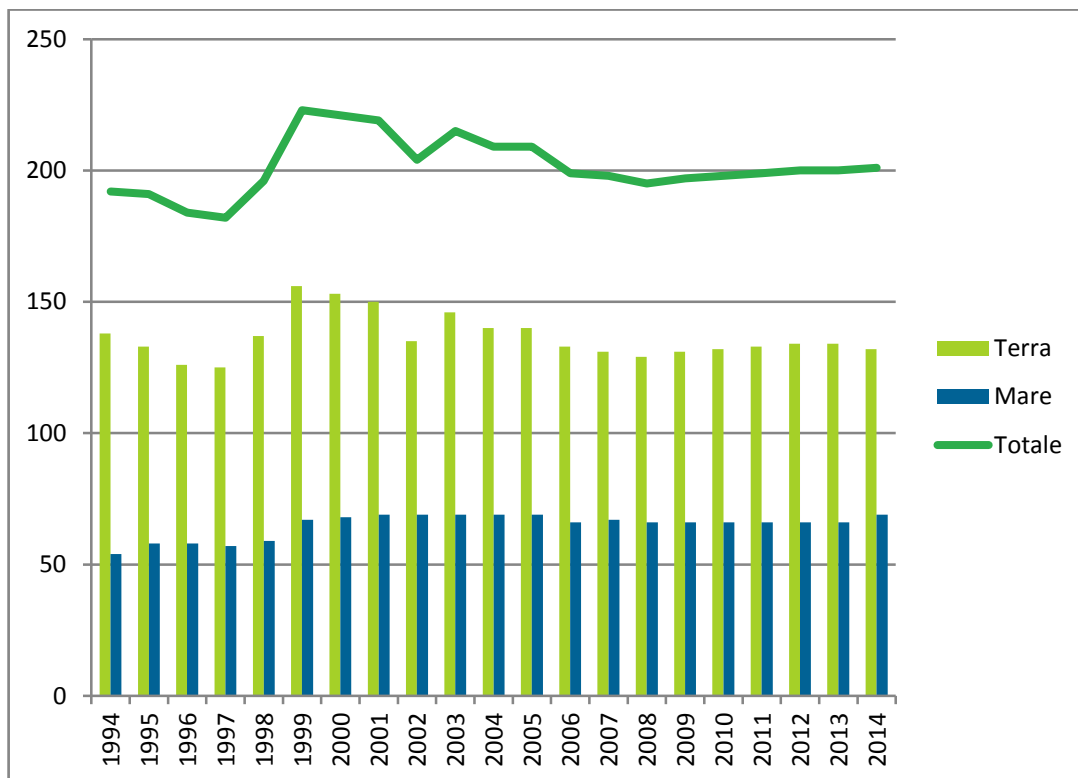


Grafico 4 - Numero concessioni di coltivazione. Serie storica anni 1994-2014

Attività di perforazione

Nel 2014 sono state condotte attività di perforazione su 12 pozzi, 4 in terraferma e 8 in mare (Tabella 4). Dei 12 pozzi realizzati 8 sono di sviluppo, tutti in mare, mentre i restanti 4 pozzi perforati in terra sono 3 pozzi di stoccaggio e 1 pozzo di monitoraggio. Si sottolinea il fatto che nel 2014 non è stato realizzato nessun pozzo esplorativo. Questi dati mostrano come l'attività degli operatori, al momento, sia quasi esclusivamente orientata all'ottimizzazione dello sviluppo dei giacimenti già noti, piuttosto che alla ricerca ed allo sviluppo di nuove risorse.

Nel corso dell'anno 2014, l'attività di perforazione ha interessato 11 postazioni (1 dei 12 pozzi è stato completato² nel 2014 ma la perforazione era stata già ultimata nel 2013) per un totale di 22.391 metri perforati.

In totale nel 2014 sono stati completati 11 pozzi, 10 con esito positivo a gas e 1 sterile. Al 31 dicembre 2014 era ancora in corso la perforazione di 1 pozzo di sviluppo.

N.	Nome pozzo	Scopo	Ub	Metri perf.	Inizio	Fine (a)	Esito
1	ANEMONE 012 DIR B	Sviluppo	M	3.508	22/11/14	(b)	
2	ARMIDA 004 DIR A	Sviluppo	M	(c)	19/08/13	10/02/14	Gas
3	BARBARA D 031 DIR B	Sviluppo	M	2.108	26/04/14	20/06/14	Gas
4	BARBARA D 034 DIR B	Sviluppo	M	1.196	04/02/14	14/04/14	Gas
5	BORDOLANO 028 DIR	Stoccaggio	T	1902	16/01/14	16/04/14	Gas
6	ELETTRA 003	Sviluppo	M	1.185	19/04/14	22/06/14	Gas
7	FAUZIA 002	Sviluppo	M	2.308	30/04/14	04/08/14	Gas
8	FAUZIA 003 DIR	Sviluppo	M	2.387	07/05/14	27/08/14	Gas
9	LA COCETTA 001 DIR A	Monitoraggio	T	861	23/08/14	06/10/14	Sterile
10	REGINA 004 DIR B	Sviluppo	M	2075	02/01/15	19/12/14	Gas
11	SETTALA 032 OR	Stoccaggio	T	2185	02/01/14	25/06/14	Gas
12	SETTALA 033 OR	Stoccaggio	T	2676	02/01/14	02/07/14	Gas

Tabella 4 - Attività di perforazione distinta per scopo. Anno 2014

- (a) Nella colonna "Fine" è riportata la data di fine delle attività che coincide con la data di completamento, per i pozzi con esito positivo, oppure con la data di chiusura mineraria, per i pozzi sterili.
 (b) Perforazione ancora in corso alla data del 31 dicembre 2014
 (c) Perforazione ultimata prima del 1 gennaio 2014

² Completamento: attività di preparazione di un pozzo già perforato per la sua messa in produzione. Segue all'attività di perforazione e consiste nell'apertura dei livelli produttivi, discesa in pozzo della batteria di produzione, corredata delle valvole per il controllo dell'erogazione e di sicurezza, e degli eventuali sistemi di pompaggio di fondo pozzo, e nella installazione della croce di produzione sulla testa pozzo.

ANNO	ESPLORAZIONE					
	TERRA		MARE		TOTALE	
	n.	metri	n.	metri	n.	metri
1994	14	30.142	10	23.467	24	53.609
1995	19	55.017	8	14.793	27	69.810
1996	22	67.664	10	27.550	32	95.214
1997	22	62.800	11	30.266	33	93.066
1998	23	62.962	9	18.794	32	81.756
1999	12	25.763	6	12.374	18	38.137
2000	14	35.721	6	19.065	20	54.786
2001	9	21.610	2	2.325	11	23.935
2002	3	3.016	5	11.200	8	14.216
2003	5	11.576	5	8.658	10	20.234
2004	10	22.223	0	0	10	22.223
2005	7	15.085	0	0	7	15.085
2006	12	17.906	3	9.139	15	27.045
2007	9	15.925	1	3.517	10	19.442
2008	4	7.274	3	6.673	7	13.947
2009	3	5.627	0	0	3	5.627
2010	3	4.183	0	0	3	4.183
2011	1	715	0	0	1	715
2012	4	5.554	0	0	4	5.554
2013	2	1.030	0	0	2	1.030
2014	0	0	0	0	0	0

Tabella 5 - Attività di perforazione a scopo esplorativo.
Serie storica anni 1994-2014³

Nel 2014, il numero di nuove perforazioni è diminuito, in linea con la tendenza dell'ultimo decennio in cui si è assistito ad una progressiva riduzione dell'attività di ricerca di nuovi giacimenti. In particolare nell'ultimo quinquennio (Tabelle 5 - 6 e Grafici 5 - 6) sono stati ultimati 135 nuovi pozzi dei quali solo 10 di tipo esplorativo (7,4%). La tendenza alla diminuzione è maggiormente marcata per le attività in mare: negli ultimi 6 anni non è stato perforato nessun pozzo esplorativo.

³ Il pozzo SANT'ANDREA 001 DIR ST1 che nel Rapporto annuale 2014 era stato riportato come pozzo esplorativo non ancora completato alla data del 31 dicembre 2013 in realtà è stato ultimato nel corso del 2013 con esito positivo a gas e pertanto il numero dei pozzi esplorativi perforati nel corso del 2013 è stato corretto da 1 a 2.

ANNO	SVILUPPO E ALTRI SCOPI					
	TERRA		MARE		TOTALE	
	n.	metri	n.	metri	n.	metri
1994	9	14.447	46	128.733	55	143.180
1995	19	41.380	10	26.375	29	67.755
1996	17	23.920	27	87.911	44	111.831
1997	16	34.259	10	29.285	26	63.544
1998	26	35.912	17	41.448	43	77.360
1999	14	24.476	12	28.086	26	52.562
2000	14	18.949	19	27.058	33	46.007
2001	14	52.781	15	39.086	29	91.867
2002	15	23.506	7	19.699	22	43.205
2003	9	35.182	21	28.380	30	63.562
2004	7	18.105	22	41.189	29	59.294
2005	9	16.632	24	49.399	33	66.031
2006	14	21.597	17	29.714	31	51.311
2007	13	17.886	15	33.027	28	50.913
2008	18	41.803	7	14.330	25	56.133
2009	29	37.124	20	37.770	49	74.894
2010	11	28.889	17	23.568	28	52.457
2011	14	23.474	22	31.621	36	55.095
2012	14	21.361	17	24.561	31	45.922
2013	10	18.949	8	26.386	18	45.335
2014	4	7.624	8	14.767	12	22.391

Tabella 6 - Attività di perforazione a scopo di sviluppo. Serie storica anni 1994-2014 ⁴

ANNO	TOTALE	
	numero pozzi	metri perforati
1994	79	196.789
1995	56	137.565
1996	76	207.045
1997	59	156.610
1998	75	159.116
1999	44	90.699
2000	53	100.793
2001	40	115.802
2002	30	57.421
2003	40	83.796
2004	39	81.517
2005	40	81.116
2006	46	78.356
2007	38	70.355
2008	32	70.080
2009	52	80.521
2010	31	56.640
2011	37	55.810
2012	35	51.476
2013	20	46.365
2014	12	22.391

Tabella 7 - Attività di perforazione. Serie storica anni 1994-2014

L'attività di ricerca di nuovi giacimenti ha visto il suo massimo periodo di espansione nei primi anni '90 con circa un centinaio di nuovi pozzi perforati all'anno dei quali una buona parte di tipo esplorativo. Dalla seconda metà degli anni '90 il numero di nuove perforazioni è andato gradualmente a ridursi ed in particolare nell'ultimo decennio si è assistito ad una progressiva diminuzione dell'attività di ricerca di nuovi giacimenti.

La limitata attività di ricerca è dovuta soprattutto alla difficoltà ed a lunghi tempi necessari per il rilascio del [titolo minerario](#) e della necessaria autorizzazione alla perforazione. Lo stato dei procedimenti amministrativi di rilascio dei [permessi di ricerca](#) e delle [concessioni di coltivazione](#) è costantemente aggiornato sul sito internet della Direzione generale.

⁴ I pozzi di stoccaggio BORDOLANO 25 DIR, BORDOLANO 26 DIR E BORDOLANO 27 DIR riportati nel precedente Rapporto annuale come ancora in perforazione alla data del 31 dicembre 2013 in realtà sono stati ultimati nel corso del 2013 e pertanto il numero dei pozzi di sviluppo e altri scopi dell'anno 2013 è stato corretto da 7 a 10.

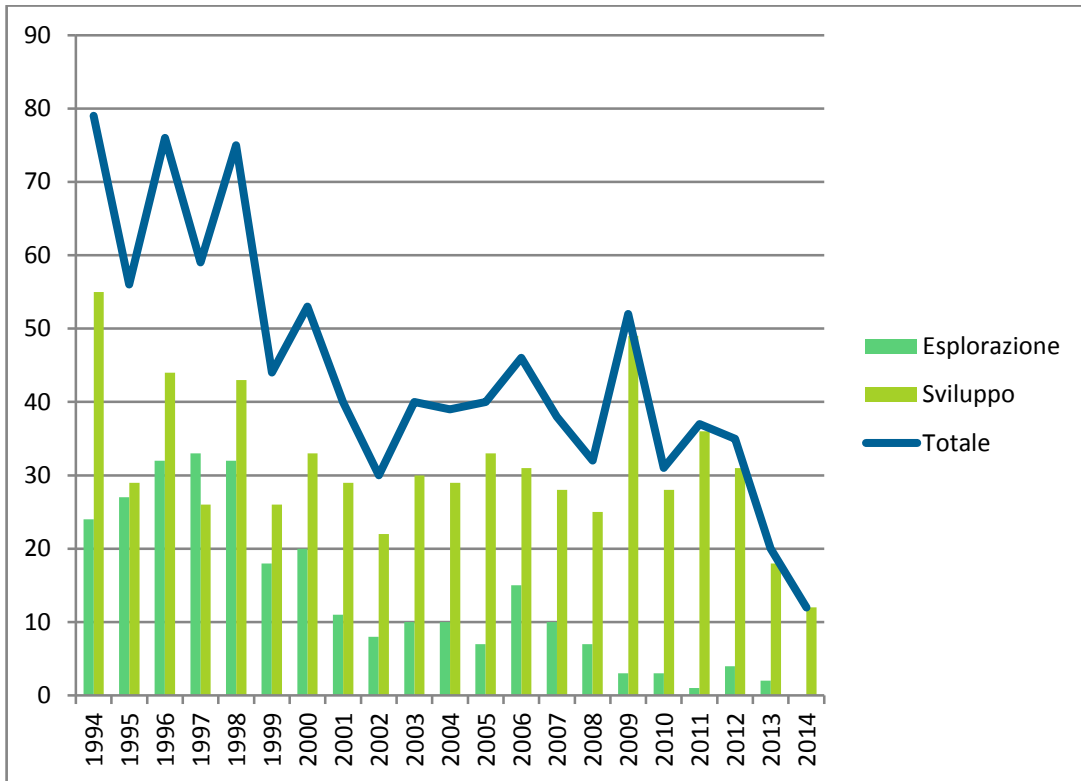


Grafico 5 - Numero pozzi perforati. Serie storica anni 1994-2014

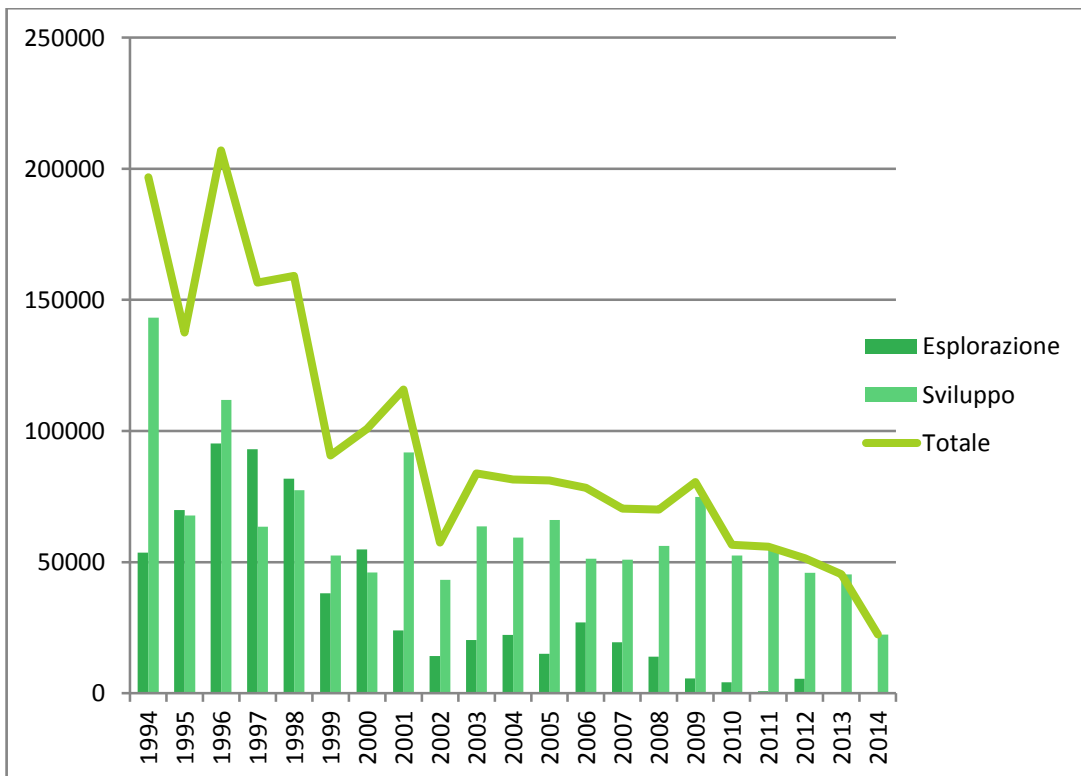


Grafico 6 - Metri perforati. Serie storica anni 1994-2014

Ritrovamenti di idrocarburi

Nessun ritrovamento di idrocarburi è stato effettuato nel corso dell'anno 2014. Nella Tabella 8 e nella Tabella 9 sono elencati i ritrovamenti dal 2004 al 2014 a gas e ad olio.

ANNO	NOME POZZO	PROVINCIA/ ZONA MARINA	UBICAZIONE Terra/Mare
2004	ABBADESSE 001 DIR	RA	T
	CIVITA 001 DIR	CH	T
	MONTE DALL'AQUILA 001 DIR	CT	T
	MONTE GUZZO 001 DIR	AP	T
	SANTA MADDALENA 001 DIR	BO	T
2005	MEZZOCOLLE 001 DIR	BO	T
2006	CODOGNO 001 DIR	CR	T
	COLLE SCIARRA 001 DIR A	TE	T
	FILICI 001 DIR A	MT	T
	FONTE FILIPPO SUD EST 001	CH	T
	LONGANESI 001	RA	T
	RIPALTA 061 OR	BO	T
	SILLARO 001 DIR	BO	T
	VITALBA 001 DIR	CR	T
	BENEDETTA 001 DIR	Zona A	M
ARGO 001	Zona B	M	
2007	COLLE SCIARRA 001 DIR B	TE	T
	MONTE PALLANO 001 DIR	CH	T
	MONTE PALLANO 002 DIR	CH	T
2008	MONTE DELLA CRESCIA 001 DIR	AN	T
	CASSIOPEA 001 DIR	Zona G	M
	ARGO 002	Zona G	M
2009			
2010	MASSERIA MORANO 001 DIR	AN	T
2011			
2012	CASA TIBERI 001	AN	T
2013	GRADIZZA 001	FE	T
	SANT'ANDREA 001 DIR ST1	TV	T
2014			

Tabella 8 - Ritrovamenti di idrocarburi. Gas. Serie storica 2004-2014⁵

⁵ Il pozzo SANT'ANDREA 001 DIR ST1 che nel Rapporto annuale 2014 era stato riportato come pozzo esplorativo non ancora completato al 31 dicembre 2013 in realtà è stato ultimato nel corso del 2013 con esito positivo a gas e pertanto è stato considerato tra i ritrovamenti del 2013.

ANNO	NOME POZZO	PROVINCIA/ ZONA MARINA	UBICAZIONE Terra/Mare
2004	TRESAUTO 001 DIR	RG	T
2005			
2006			
2007			
2008	OMBRINA MARE 002 DIR	Zona B	M
2009			
2010			
2011			
2012			
2013			
2014			

Tabella 9 - Ritrovamenti di idrocarburi. Olio. Serie storica 2004-2014

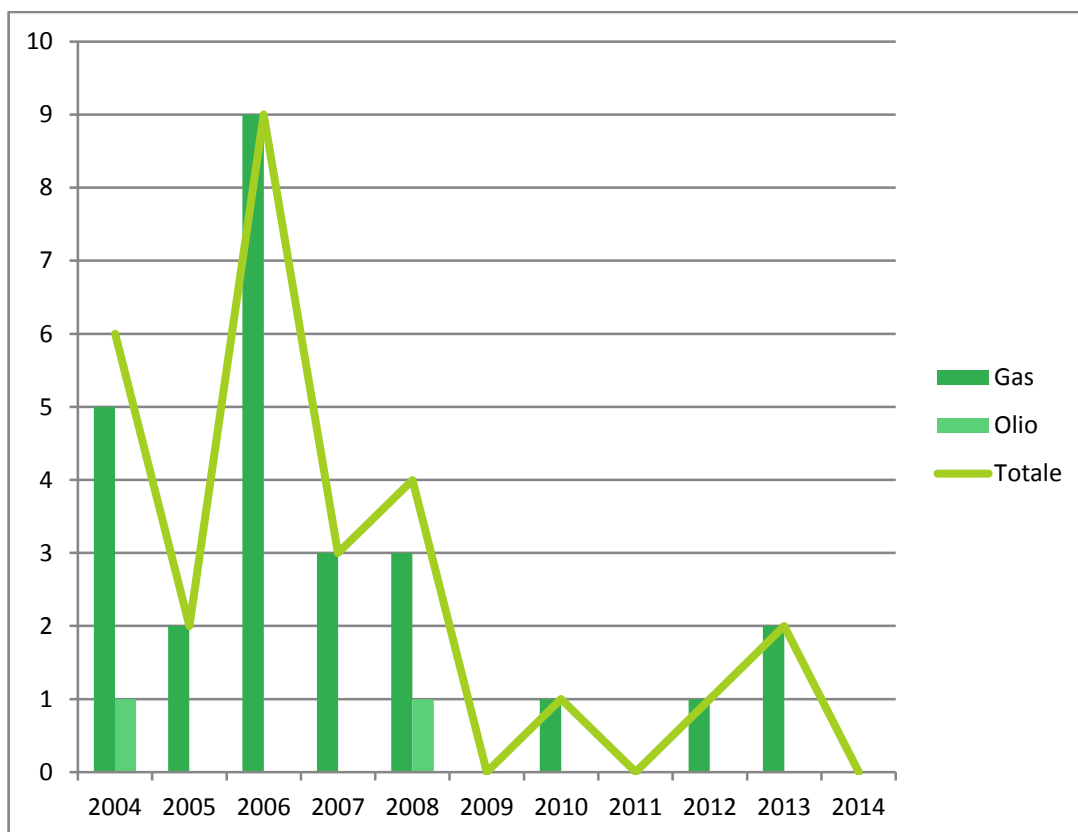


Grafico 7 - Numero ritrovamenti. Serie storica anni 2004-2014

Attività di produzione

Nella Tabella 10 è riportata la serie storica della produzione di idrocarburi. Per l'anno 2014, rispetto all'anno precedente, la [produzione di idrocarburi](#) ha registrato un leggero incremento della produzione di olio greggio (+5%) e un decremento della produzione di gas naturale (-6%).

Come evidenziato nei Grafici 8 e 9, l'ultimo decennio è stato caratterizzato da una prima fase di costante calo della produzione, con i valori minimi registrati nell'anno 2009. Per quanto riguarda l'olio si rileva una più recente fase di crescita iniziata nel 2010 e confermata dai dati di produzione del 2014. Per il gas naturale, dopo una iniziale ripresa cominciata nel 2011 e proseguita nel 2012, la produzione è di nuovo iniziata a calare nel 2013 e nel 2014 ha registrato il minimo storico di 7.28 miliardi di Sm³.

Anno	GAS (miliardi di Sm ³)			OLIO (milioni di t)			GASOLINA (migliaia di t)		
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale
1994	4,58	16,06	20,64	3,61	1,26	4,87	12,00	6,00	18,00
1995	4,29	16,09	20,38	4,09	1,12	5,21	22,00	6,00	28,00
1996	4,09	16,13	20,22	4,39	1,04	5,43	17,00	5,00	22,00
1997	3,92	15,54	19,46	4,87	1,07	5,94	17,00	5,00	22,00
1998	3,64	15,53	19,17	4,08	1,52	5,60	18,00	4,00	22,00
1999	3,33	14,29	17,62	3,40	1,59	4,99	17,00	5,00	22,00
2000	3,66	13,11	16,77	3,20	1,36	4,56	25,00	6,00	31,00
2001	2,94	12,61	15,55	3,11	0,96	4,07	23,00	8,00	31,00
2002	2,79	12,15	14,94	4,47	1,03	5,50	22,00	11,00	33,00
2003	2,68	11,32	14,00	4,54	1,00	5,54	24,74	5,58	30,33
2004	2,38	10,54	12,92	4,46	0,95	5,41	23,00	6,00	29,00
2005	2,41	9,55	11,96	5,32	0,77	6,09	22,55	4,02	26,58
2006	2,33	8,51	10,84	5,06	0,70	5,76	20,87	3,03	23,90
2007	2,35	7,28	9,63	5,08	0,76	5,84	20,20	1,40	21,48
2008	2,26	6,81	9,07	4,69	0,53	5,22	22,31	0,67	22,99
2009	2,00	5,90	7,90	4,00	0,50	4,50	22,00	0,30	22,30
2010	2,10	5,80	7,90	4,40	0,70	5,10	25,00	0,20	25,20
2011	2,30	6,00	8,30	4,60	0,64	5,24	22,90	0,14	23,04
2012	2,47	6,07	8,54	4,90	0,47	5,37	19,54	0,13	19,67
2013	2,43	5,28	7,71	4,76	0,72	5,48	17,56	1,23	18,79
2014	2,42	4,86	7,28	4,99	0,76	5,75	15,72	1,45	17,17

Tabella 10 - Produzione di idrocarburi. Serie storica 2004-2014

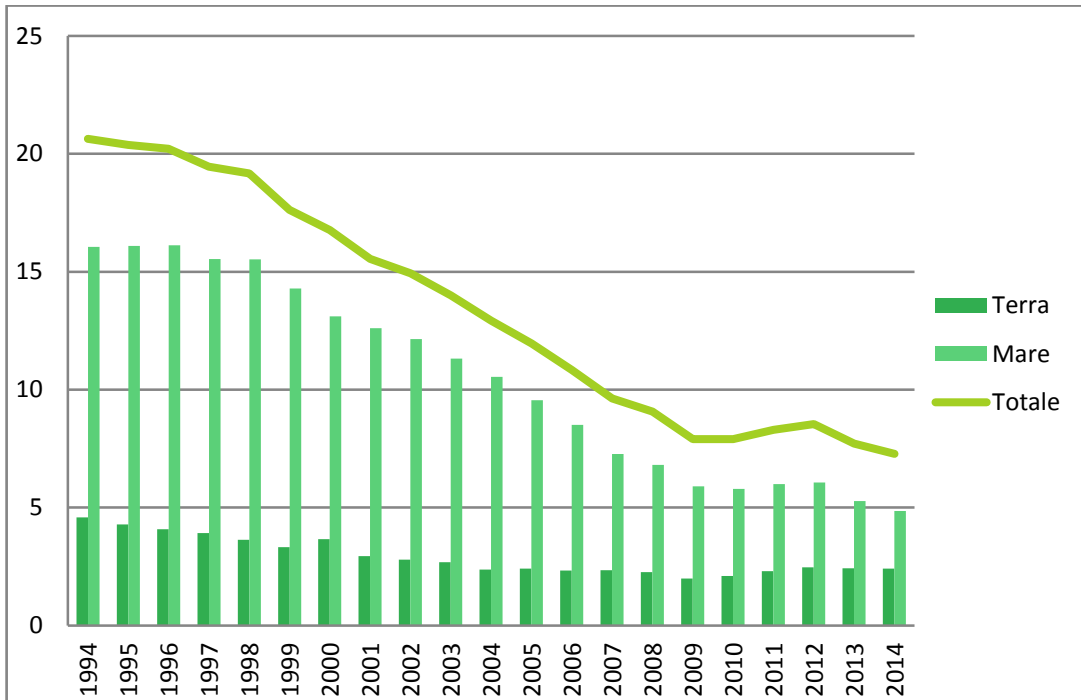


Grafico 8 - Produzione di gas (miliardi di Sm³). Serie storica anni 1994-2014

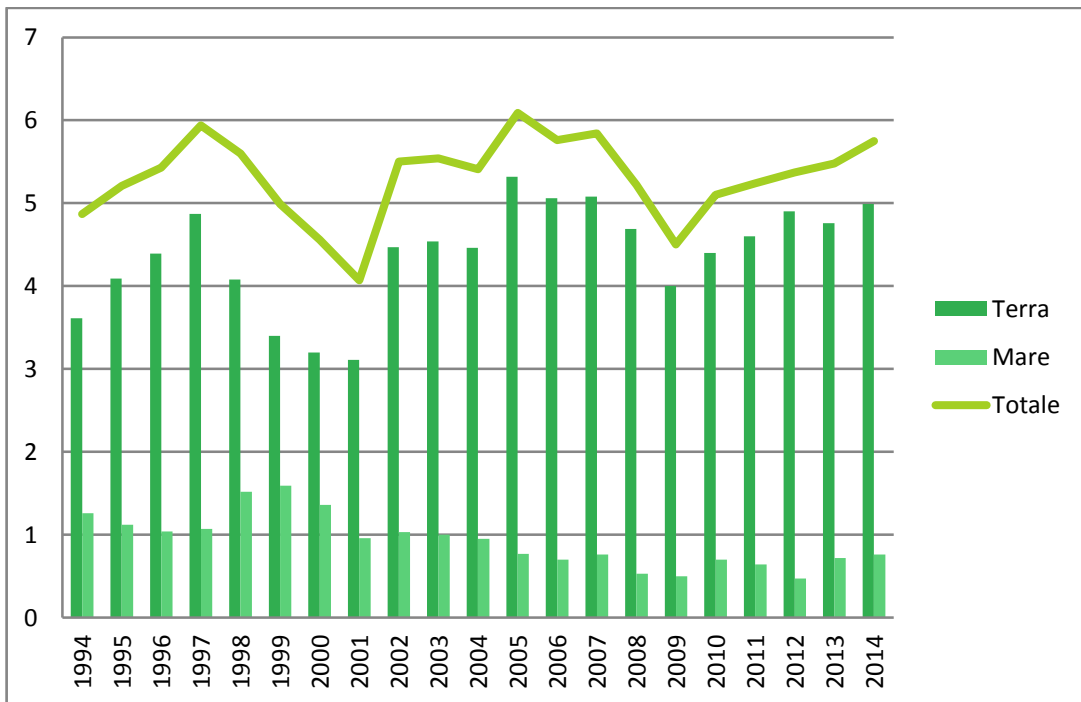


Grafico 9 - Produzione di olio (milioni di tonnellate). Serie storica anni 1994-2014

Produzione di gas naturale

Per quanto riguarda il [gas naturale](#), nell'anno 2014 si è registrata una produzione pari a 7,28 miliardi di Sm³, con un decremento, come già indicato, del 6% rispetto alla produzione 2013 (7,71 miliardi di Sm³).

La maggiore produzione, come riportato nella Tabella 11 e nel Grafico 10, deriva dalle concessioni ubicate in mare (4,86 miliardi di Sm³ pari al 67% della produzione nazionale - pn), in Zona B (10% pn) e soprattutto in Zona A (46% pn), mentre per la terra (2,42 miliardi di Sm³ pari al 33% pn) la Basilicata con 1,47 miliardi di Sm³ rappresenta la regione maggiore produttrice di gas (20% pn).

Regione/Zona	2014	2013	Variazione % 2014/2013	% totale nazionale
Abruzzo	29,60	48,59	-39%	0%
Basilicata	1.471,45	1.270,94	16%	20%
Calabria	8,62	9,06	-5%	0%
Emilia Romagna	225,06	277,40	-19%	3%
Lombardia	21,00	20,43	3%	0%
Marche	56,89	108,46	-48%	1%
Molise	66,17	52,23	27%	1%
Piemonte	14,02	19,77	-29%	0%
Puglia	253,70	270,79	-6%	3%
Sicilia	270,60	343,94	-21%	4%
Toscana	3,25	1,17	179%	0%
Veneto	1,92	1,74	10%	0%
TOTALE TERRA	2.422,27	2.424,53	0%	33%
Zona A	3.336,80	3.633,02	-8%	46%
Zona B	755,43	812,43	-7%	10%
Zona C	3,83	16,45	-77%	0%
Zona D	733,93	791,98	-7%	10%
Zona F	33,43	30,27	10%	0%
TOTALE MARE	4.863,43	5.284,16	-8%	67%
TOTALE	7.285,71	7.708,69	-5%	100%

Tabella 11 - Produzione di gas dell'anno 2014 distinta per Regione/zona marina [milioni di Sm³]

Produzione di olio greggio

Per quanto riguarda il petrolio, nell'anno 2014 si è registrata una produzione di 5,75 milioni di tonnellate con un incremento, come già indicato, del 5% rispetto alla produzione 2013 (di 5,48 milioni di tonnellate).

Come riportato nella Tabella 12 e nel Grafico 11, gran parte della produzione deriva dalle concessioni ubicate in terraferma (4,99 milioni di tonnellate pari a 87% della produzione nazionale - pn), in particolare in Basilicata (69% pn) e in Sicilia (16% pn).

Regione/Zona	2014	2013	Variazione % 2014/2013	% totale nazionale
Basilicata	3.978,72	3.940,46	1%	69%
Emilia Romagna	22,93	25,60	-10%	0%
Lazio	0,06	0,25	-76%	0%
Molise	10,18	4,76	114%	0%
Piemonte	48,64	73,25	-34%	1%
Sicilia	933,13	714,22	31%	16%
TOTALE TERRA	4.993,65	4.758,54	5%	87%
Zona B	294,31	221,31	33%	5%
Zona C	232,37	301,47	-23%	4%
Zona F	227,43	201,45	13%	4%
TOTALE MARE	754,12	724,23	4%	13%
TOTALE	5.747,77	5.482,77	5%	100%

Tabella 12 - Produzione di olio dell'anno 2014 distinta per Regione/zona marina [migliaia di t]

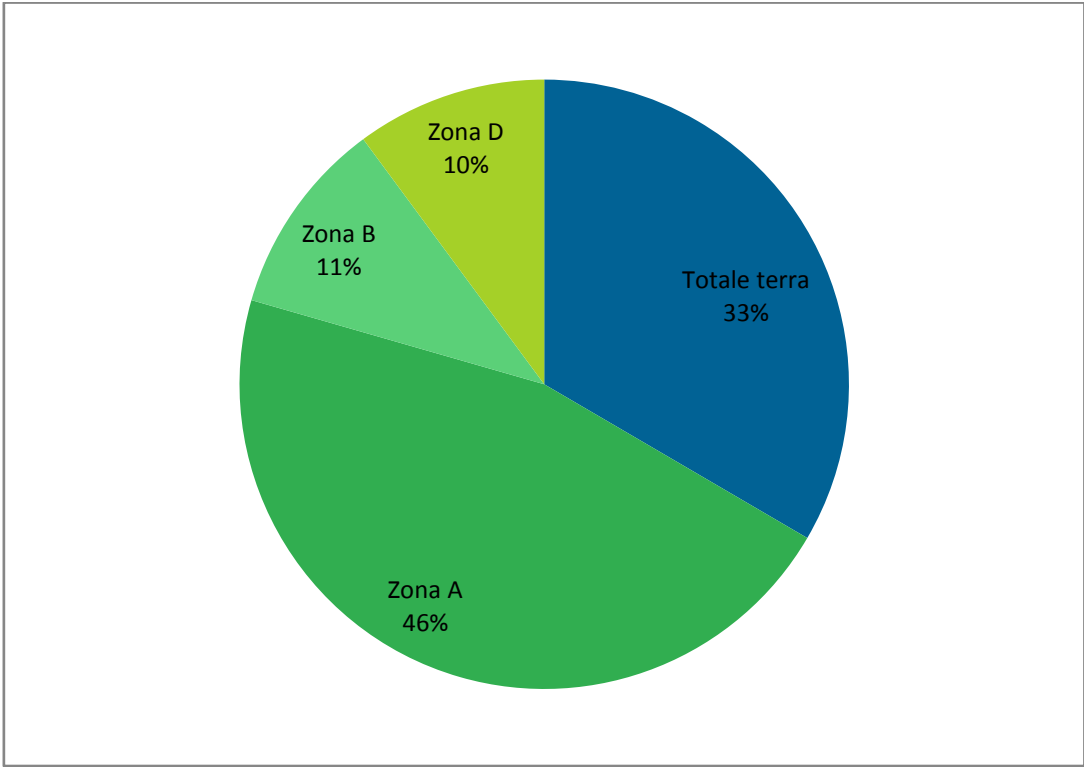


Grafico 10 - Produzione di gas naturale distinta per area. Anno 2014

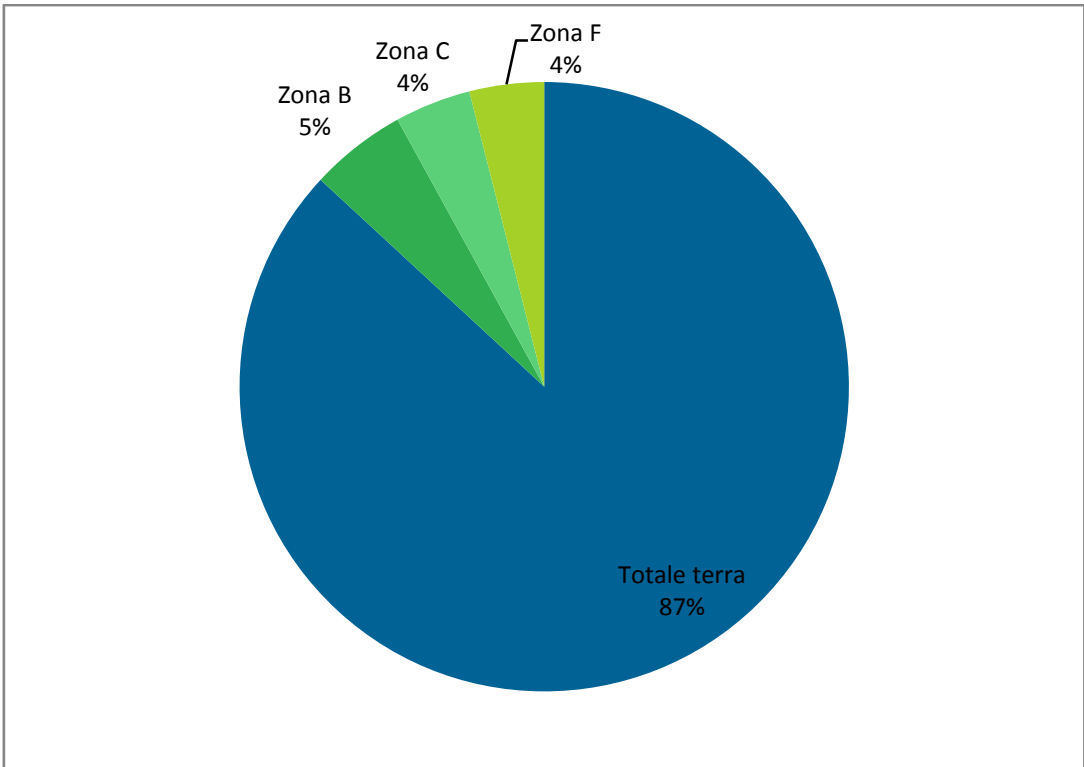


Grafico 11 - Produzione di olio greggio distinta per area. Anno 2014

Impianti di produzione

Nelle 201 concessioni di coltivazione sono presenti 894 pozzi produttivi di cui 695 a gas e 199 ad olio, 532 ubicati in terra e 362 in mare. Nella Tabella 13 è riportato il numero dei pozzi a gas ed olio distinti per Regione e zona marina.

Gli idrocarburi prodotti sono convogliati in 78 centrali di raccolta e trattamento a gas e 14 centrali ad olio. Nella Tabella 14 è riportato il numero di centrali a gas ed olio distinte per regione.

	GAS	OLIO	TOTALE
ABRUZZO	3	0	3
BASILICATA	8	29	37
CALABRIA	8	0	8
EMILIA ROMAGNA	192	4	196
LOMBARDIA	9	0	9
LAZIO	0	14	14
MARCHE	18	2	20
MOLISE	17	7	24
PUGLIA	45	0	45
PIEMONTE	0	4	4
SICILIA	45	83	128
TOSCANA	43	0	43
VENETO	1	0	1
TOTALE TERRA	389	143	532
ZONA A	230	0	230
ZONA B	48	32	80
ZONA C	0	22	22
ZONA D	28	0	28
ZONA F	0	2	2
TOTALE MARE	306	56	362
TOTALE	695	199	894

Tabella 13 - Numero pozzi produttivi distinto per Regione/zona marina. Anno 2014

	GAS	OLIO	TOTALE
ABRUZZO	6	0	6
BASILICATA	7	2	9
CALABRIA	2	0	2
EMILIA ROMAGNA	25	1	26
LAZIO	0	1	1
LOMBARDIA	8	1	9
MARCHE	16	1	17
MOLISE	2	2	4
PIEMONTE	0	1	1
PUGLIA	3	0	3
SICILIA	5	5	10
TOSCANA	2	0	2
VENETO	2	0	2
TOTALE	78	14	92

Tabella 14 - Numero centrali di raccolta e trattamento distinto per Regione. Anno 2014

Nell'offshore italiano sono installate 133 strutture marine che in base alla loro tipologia ed al loro utilizzo sono distinte in:

- 106 piattaforme di produzione di cui 83 con pozzi effettivamente eroganti;
- 11 teste pozzo sottomarine di cui 3 eroganti;
- 8 piattaforme di supporto alla produzione (compressione o raccordo);
- 8 strutture non operative (ritrovamenti effettuati in permessi di ricerca ora in attesa del conferimento della relativa concessione di coltivazione per essere messi in produzione).

ZONA MARINA	GAS	OLIO	TOTALE
Zona A	74	0	74
Zona B	36	6	42
Zona C	0	5	5
Zona D	5	0	5
Zona F	1	2	3
Zona G	4	0	4
TOTALE	120	13	133

Tabella 15 – Numero di strutture marine distinte per zona marina. Anno 2014

TIPO STRUTTURA	GAS	OLIO	TOTALE
monotubolare	21	1	22
bitubolare	3	0	3
cluster	8	0	8
struttura reticolare	77	10	87
testa pozzo sottomarina	11	2	13
TOTALE	120	13	133

Tabella 16 – Numero di strutture marine distinte per tipologia di struttura. Anno 2014

Parte della produzione di olio greggio da giacimenti di idrocarburi ubicati in mare è convogliata tramite oleodotto alle 3 centrali di raccolta e trattamento ubicate in terraferma «MARIA A MARE», «CENTRO RACCOLTA OLIO PERLA E PREZIOSO», «TERZO CENTRO OLIO GELA». La restante produzione di olio in mare non è trasportata tramite oleodotto e i campi sono messi in produzione per mezzo di unità galleggianti di stoccaggio temporaneo (FSO e FPSO - floating production storage and offloading)⁶.

In Italia sono operative le FSO «ALBA MARINA» per il campo Rospo nella concessione B.C 8.LF, «FIRENZE FPSO» per il campo Aquila nella concessione F.C 2.AG e «LEONIS» per il campo Vega nella concessione C.C 6.EO.

Gli elenchi completi dei [pozzi produttivi](#), delle [centrali di raccolta e trattamento](#) e delle [piattaforme marine](#) sono pubblicati sul sito web della DGRME.

⁶ Si tratta di sistemi galleggianti di produzione, stoccaggio e trasbordo costituiti da navi petroliere di grandi capacità che possono ospitare anche impianti di trattamento. La nave è ormeggiata a prua per mantenere una posizione geostazionaria. L'olio estratto dalle piattaforme di produzione o dalle teste pozzo sottomarine è trasportato a bordo tramite riser per essere temporaneamente stoccato e infine trasbordato e trasportato a terra tramite navi cisterna

Riserve

Il dato sulle riserve al 31 dicembre 2014 da distinguere secondo la classificazione internazionale in certe⁷, probabili⁸ e possibili⁹, rivela, rispetto al dato fissato al 31 dicembre 2013 e al netto della produzione ottenuta nell'anno 2014, una rivalutazione di circa il 9,8% per il gas e di circa il 14,6% per l'olio.

Per quanto attiene all'ubicazione delle riserve certe, il 59% del totale nazionale di gas è ubicato in mare e in particolare il 40% nella zona A, mentre le riserve di olio ricadono quasi per il 90% in terraferma, per la maggior parte in Basilicata (Grafici 12 e 13).

Nel presente paragrafo le riserve a terra sono classificate in base alla Regione di appartenenza in nord, centro, sud Italia¹⁰.

GAS (Milioni di Sm ³)				
	Certe	Probabili	Possibili	% Certe
Nord Italia	2.463	2.352	26	4,7%
Centro Italia	526	1.379	397	1,3%
Sud Italia	19.993	22.015	10.714	32,1%
Sicilia	1.302	1.043	643	2,9%
Totale TERRA	24.284	26.790	11.781	41,0%
Zona A	20.251	14.344	7.659	40,0%
Zona B	5.342	5.951	2.494	10,7%
Zone C+D+F+G	3.836	12.691	2.447	8,2%
Totale MARE	29.429	32.985	12.600	59,0%
TOTALE	53.713	59.774	24.381	100,0%

Tabella 17 - Riserve di gas naturale al 31 dicembre 2014

⁷ Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno, con ragionevole certezza (probabilità maggiore del 90%) essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato.

⁸ Rappresentano le quantità di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria dei giacimenti disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità (maggiore del 50%) in base alle condizioni tecniche contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato; gli elementi di incertezza residua possono riguardare l'estensione o altre caratteristiche del giacimento (rischio minerario), l'economicità (alle condizioni del progetto di sviluppo), l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita.

⁹ Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto (molto minore del 50%) rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

¹⁰ Il nord comprende Val d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia-Romagna; il centro comprende Toscana, Umbria, Marche, Lazio, Abruzzo e Molise; il sud comprende Campania, Puglia, Basilicata e Calabria. La Sicilia è riportata separatamente mentre in Sardegna non sono presenti giacimenti idrocarburi.

OLIO (Migliaia di tonnellate)				
	Certe	Probabili	Possibili	% Certe
Nord Italia	268	236	-	0,6%
Centro Italia	65	2.737	809	0,1%
Sud Italia	70.722	81.948	51.393	81,5%
Sicilia	6.138	5.391	3.631	7,5%
Totale TERRA	77.193	90.312	55.833	89,7%
Zona B	3.374	777	-	4,3%
Zona C	4.103	1.451	238	5,6%
Zona F	137	550	-	0,4%
Totale MARE	7.614	2.778	238	10,3%
TOTALE	84.807	93.090	56.071	100,0%

Tabella 18 - Riserve di olio al 31 dicembre 2014

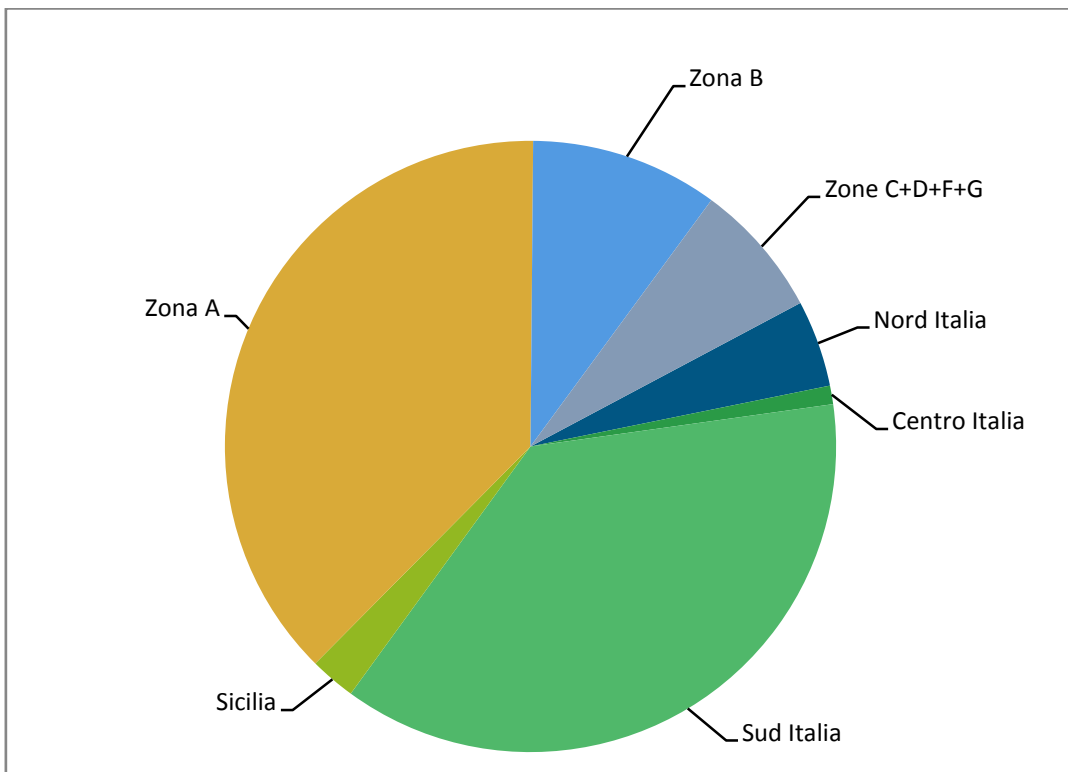


Grafico 12 - Riserve certe di gas naturale distinte per Regione/zona marina al 31 dicembre 2014

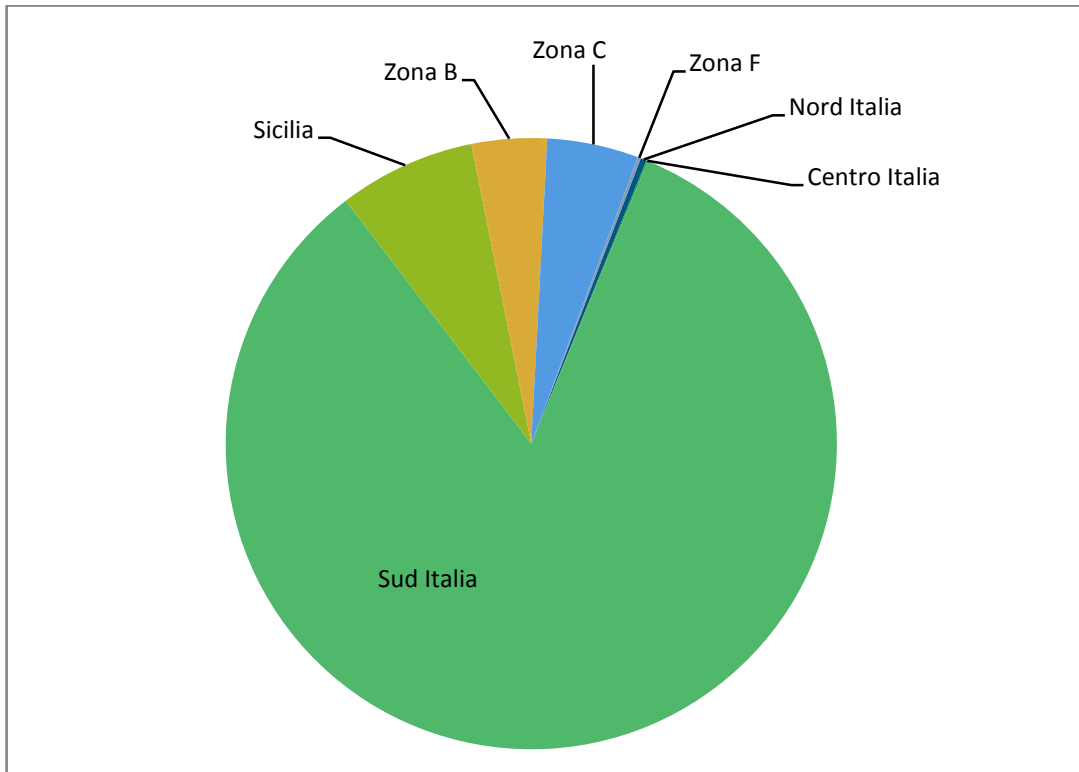


Grafico 13 - Riserve certe di olio distinte per Regione/zona marina al 31 dicembre 2014

Oltre alle riserve già individuate, per le quali è possibile disporre di stime attendibili (come indicate nei grafici e nelle tabelle soprastanti), nel sottosuolo vi sono ulteriori risorse di idrocarburi disponibili che però possono essere quantificate solo a seguito di nuove e specifiche attività di esplorazione. Infatti, la quasi totale assenza di nuove ricerche negli ultimi 5 anni, oltre a compromettere la sostituzione delle riserve man mano consumate, non consente di migliorare le conoscenze del potenziale petrolifero del Paese, complessivamente ritenuto ancora significativo e in grado di garantire, ove vengano riprese le attività di ricerca e sviluppo interrotte negli ultimi anni, il raggiungimento degli obiettivi della SEN.

Royalties e Bonus Idrocarburi

In Italia i giacimenti di idrocarburi sono patrimonio indisponibile dello Stato (articolo 826 c.c.). Le imprese private che, in dipendenza dell'attribuzione di una concessione, effettuano la produzione di idrocarburi corrispondono aliquote di tali produzioni (royalties) allo Stato, alle Regioni ed ai Comuni interessati.

Il calcolo delle royalties dovute è effettuato in controvalore, utilizzando prezzi medi del mercato del petrolio e del gas. Per quanto riguarda il gas, l'apprezzamento non può essere inferiore a quello definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas per mezzo dell'indice QE (quota energetica costo materia prima gas) espresso in euro/GJ e calcolato per ciascun trimestre dell'anno di produzione.

Con riferimento all'anno 2013, per gli idrocarburi liquidi è stato considerato il prezzo medio attribuito al greggio estratto in ogni concessione, valorizzato in dipendenza della vendita diretta del prodotto stesso o con riferimento ai prezzi riscontrati sul mercato internazionale dei greggi con caratteristiche simili, tenuto conto del differenziale delle rese di produzione.

Per le produzioni di gas, la vendita dei quantitativi destinati allo Stato è stata attuata dal Gestore dei Mercati Energetici tramite una piattaforma informatica dedicata al settore delle aliquote di prodotto della produzione, alla quale hanno avuto accesso gli operatori del mercato del gas naturale.

L'offerta non ha tuttavia registrato domande di acquisto in relazione al prezzo minimo previsto per la cessione del gas, stabilito nel QE 2013 (indice del costo energetico della materia prima gas definito dall'Autorità per l'energia nel corso del 2013), dimostratosi troppo elevato per vendere i quantitativi di gas offerti anche nei mesi più freddi (semestre ottobre-marzo). In tal caso la regolamentazione del settore dispone che gli stessi operatori che hanno provveduto ad offrire le aliquote di prodotto della produzione di gas naturale, trattengano per sé stessi i lotti invenduti corrispondendo allo Stato il valore del QE.

Tenendo presente:

- ❖ che l'aliquota di prodotto della coltivazione che gli operatori corrispondono allo Stato, alle Regioni ed ai Comuni è determinata solo per i quantitativi che in ogni concessione superano una certa soglia di produzione,
- ❖ che nel corso dell'anno 2014 gli operatori hanno versato corrispettivi non solo per la vendita delle aliquote della produzione del 2013 ma anche per la vendita di residue aliquote della produzione del 2012,

i dati definitivi del gettito 2014 sono stati ripartiti come illustrato nel Grafico 14, includendo i versamenti che sono stati effettuati per ulteriori specifiche finalità di legge (Fondo per la riduzione del prezzo dei carburanti ex art. 45 della [Legge 23 luglio 2009, n. 99](#); Aliquota per la tutela dell'ambiente marino e la sicurezza degli impianti offshore ex art. 35 del [Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83](#)).

Gli importi complessivamente corrisposti nel corso dell'anno 2014 sono stati pari a circa 402 milioni di euro (M€). I dati sono riportati nel sito web della Direzione generale, unitamente a quelli del gettito da royalties degli anni precedenti, a partire dall'anno 2008. <http://unmig.mise.gov.it/unmig/royalties/2014/2014.asp>

Destinazione del gettito	Versamenti effettuati (€)
Stato	70.687.307,24
Regioni	182.414.623,83
Comuni	29.196.155,25
Fondo riduzione prezzo carburanti	85.629.330,74
Aliquota ambiente e sicurezza	33.987.587,59
Totale	401.915.004,65

Tabella 19 - Gettito royalties anno 2014. Versamenti effettuati distinti per destinatari del gettito

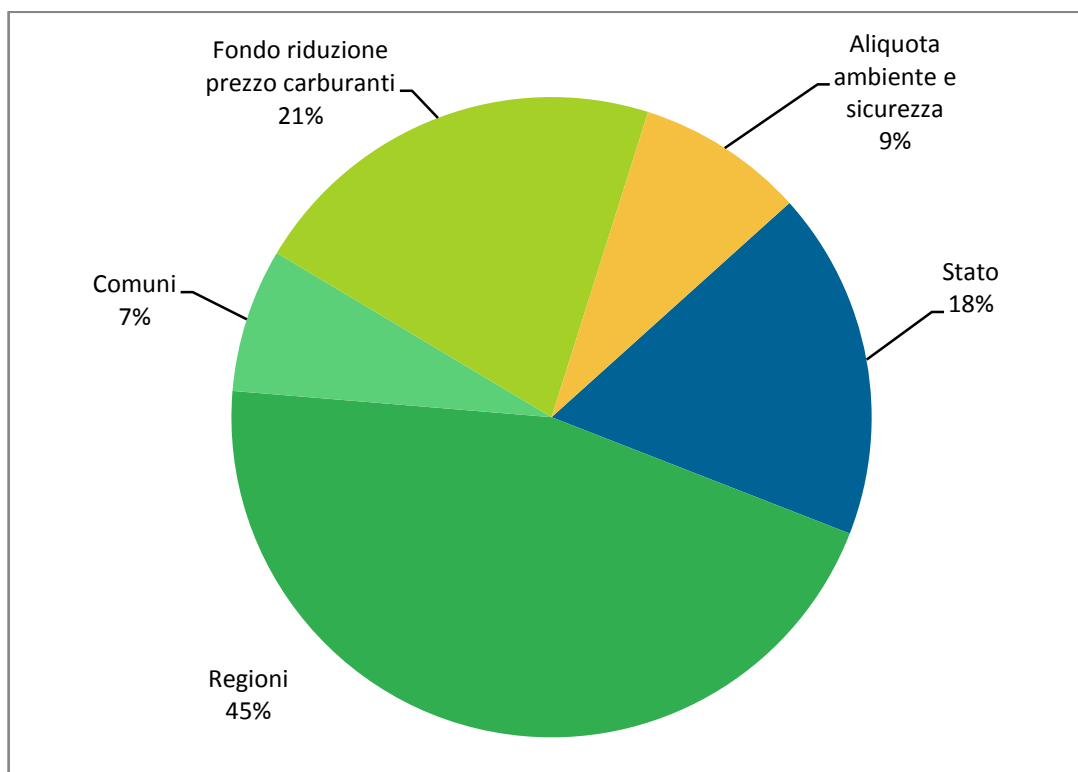


Grafico 14 - Gettito royalties anno 2014. Versamenti effettuati distinti per destinatari del gettito¹¹

Fra i dati pubblicati è possibile riscontrare quelli relativi l'aumento del 3% dell'aliquota di prodotto (circa 85,6 M€) che i titolari di concessioni di produzioni da terra hanno corrisposto per alimentare il Fondo preordinato alla riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti, destinato ai residenti nelle Regioni interessate dall'attività estrattiva e di rigassificazione, come stabilito dalla Legge 23 luglio 2009, n. 99.

¹¹ Per maggiore dettaglio, occorre considerare che il Fondo riduzione prezzo carburanti è destinato ai residenti delle Regioni interessate dalla produzione di idrocarburi e che l'Aliquota ambiente e sicurezza è destinata al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e al Ministero dello sviluppo economico.

Nel corso del 2014 con l'articolo 36, comma 2-bis, lettera a), del Decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164, è stata sostituita la rubrica dell'art. 45 della legge 23 luglio 2009, n. 99 contenente "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese", prevedendosi l'istituzione del "Fondo per la promozione di misure di sviluppo economico e l'attivazione di una social card nei territori interessati dalle estrazioni di idrocarburi liquidi e gassosi". La normativa attuale ha sostituito la precedente che prevedeva in favore dei residenti delle Regioni interessate dalle estrazioni di idrocarburi liquidi e gassosi, l'erogazione di un «bonus idrocarburi» attribuito tutti i residenti, secondo le modalità procedurali previste dal [Decreto Interministeriale 7 agosto 2014](#).

A seguito della modifica normativa intervenuta, al fine di procedere all'erogazione del Fondo costituito per le produzioni del 2013 (quinta erogazione), nonché alla ripartizione ed erogazione dei Fondi relativi ad annualità successive, sono in corso di definizione, d'intesa con i Presidenti delle Regioni interessate, le modalità di utilizzo del Fondo ex art. 45 della legge n.99/2009 e s.m.i..

Nel corso del 2014 sono state assegnate alle Regioni Abruzzo, Calabria, Emilia-Romagna, Lazio, Liguria, Lombardia, Marche, Molise, Piemonte, Puglia, Toscana e Veneto le quote del Fondo costituito per le produzioni del 2011.

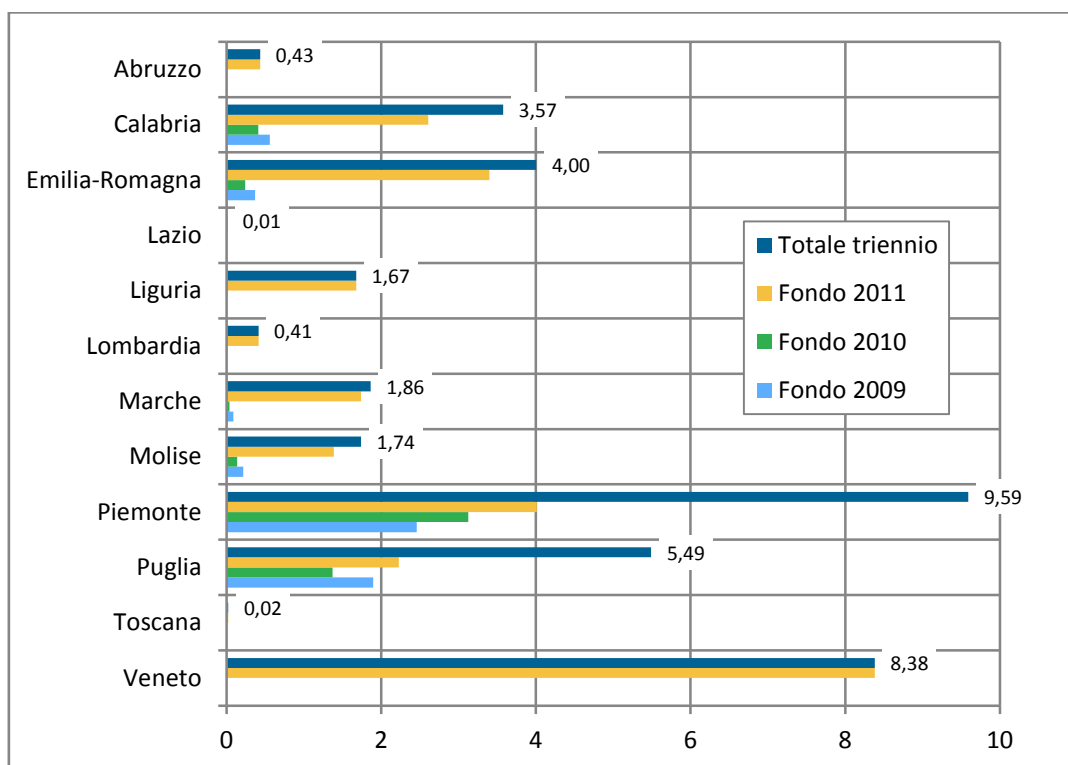


Grafico 15 - Importi, in milioni di euro, inerenti i trasferimenti dei Fondi preordinati alla riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti costituiti per le produzioni del triennio 2009-2011 alle Regioni che non raggiungono il limite minimo per l'erogazione diretta ai residenti (30 euro pro capite). L'importo trasferito a beneficio dei residenti della Basilicata, non riportato nel grafico perché fuori scala, è stato pari a circa 134 milioni di euro.

Nel Grafico 15 sono riportati i dati inerenti le Regioni che hanno beneficiato di trasferimenti dei Fondi per la riduzione del prezzo dei carburanti costituiti in attuazione della legge n. 99/2009 per le produzioni effettuate nel corso del triennio 2009-2011.

A gennaio 2015, a valere sul Fondo 2011, sono state eseguite le operazioni di accreditamento di circa 330.000 bonus idrocarburi ad altrettanti residenti della Basilicata per complessivi 52,6 milioni di euro.

Tra i dati presenti nel sito web della Direzione generale sono pubblicati quelli relativi al gettito per l'aumento del 3% dell'aliquota di prodotto (circa 34 M€) che i titolari di concessioni a mare hanno corrisposto ai sensi dell'articolo 35 del Decreto legge 22 giugno 2012, n. 83.

I relativi importi sono stati versati interamente allo Stato e destinati 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 (vedi Capitolo 'Ambiente e Sicurezza').

Infine, nella Tabella 20 e nel Grafico 16 è riportato l'elenco degli operatori petroliferi che hanno corrisposto le royalties per la produzione di idrocarburi liquidi e gassosi, in proporzione alle relative quote versate nel 2014.

Operatore petrolifero	Versamenti effettuati (€)
Eni	258.798.985,49
Shell Italia E&P	106.768.469,00
Ionica Gas	19.373.546,39
Edison	10.188.864,00
Adriatica Idrocarburi	2.877.159,80
Eni Mediterranea Idrocarburi	2.254.945,57
Gas Plus Italiana	889.335,03
Medoiligas Italia	229.068,80
Padana Energia	534.630,57
Totale gettito anno 2014	401.915.004,65

Tabella 20 - Gettito royalties anno 2014. Versamenti effettuati distinti per operatore petrolifero

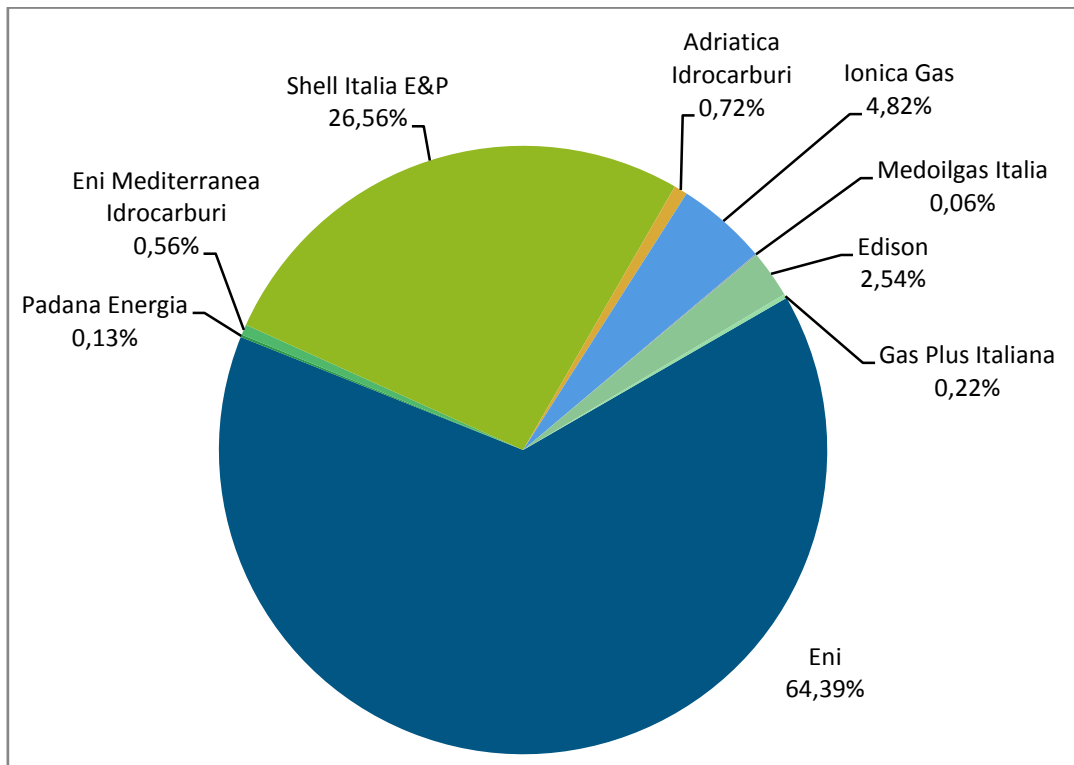


Grafico 16 - Gettito royalties anno 2014. Versamenti effettuati distinti per operatore petrolifero

Aggiornamento del Progetto ViDEPI

Il [Progetto ViDEPI](#), “Visibilità dei dati afferenti all'attività di esplorazione petrolifera in Italia”, è stato realizzato con l'obiettivo di rendere facilmente accessibili i documenti tecnici relativi all'esplorazione petrolifera. Si tratta di documentazione riguardante titoli minerari cessati (documentazione diventata pubblica un anno dopo la cessazione del titolo), depositata a partire dal 1957 presso il Ministero dello sviluppo economico.

Il progetto, che è stato realizzato grazie alla collaborazione tra [Società Geologica Italiana](#), Ministero dello sviluppo economico e [Assomineraria](#), ha previsto una prima fase di raccolta della documentazione, la sua successiva classificazione, scansione e georeferenziazione e la pubblicazione degli elaborati sul web.

La documentazione cartacea reperita e processata, è stata invece affidata alla [Biblioteca di area scientifico tecnologica dell'Università Roma Tre \(BAST\)](#).

Dati pubblicati (per un totale di circa 25 Gb), aggiornamento 31 dicembre 2014:

- ❖ 1.625 fascicoli di titoli minerari cessati;
- ❖ 4.223 relazioni tecniche e relativi allegati (6.852 allegati);
- ❖ 2.299 profili finali di pozzo;
- ❖ 578 linee della sismica riconoscitiva;
- ❖ 2.396 linee sismiche acquisite in titoli minerari.

Il progetto, iniziato nel 2005, si è concluso nell'ottobre 2009 con la pubblicazione dei dati aggiornati al 31 dicembre 2007.

Nel corso degli anni successivi alla chiusura del progetto, a seguito della cessazione di nuovi titoli minerari, si è resa disponibile altra documentazione tecnica. Tutto questo materiale cartaceo è stato raccolto e trasferito presso la Biblioteca di area scientifico tecnologica, dove è attualmente consultabile.

Nel 2014 si è provveduto all'aggiornamento del progetto. Tutto il materiale relativo agli [aggiornamenti 2010-2014](#) è stato scansionato, classificato ed integrato nel database del progetto, i documenti in formato pdf, relativi ai 39 titoli minerari che sono cessati negli anni 2008-2013, sono stati pubblicati e si è provveduto alla georeferenziazione dei dati di ubicazione. È stato, inoltre, pubblicato l'aggiornamento al 31 dicembre 2014 dell'elenco dei profili finali di pozzo pubblici.

Sono inoltre state aggiunte le linee sismiche del [Progetto CROP ATLAS](#) (CROsta Profonda), nato negli anni '90 dalla collaborazione tra CNR-Eni e CNR-ENEL ed una pagina riepilogativa delle 2.396 [linee sismiche acquisite nei titoli minerari cessati](#).

Insieme agli aggiornamenti dei dati è stata effettuata una revisione grafica del sito e del menù di navigazione, è stata aggiunta la funzione di ricerca tramite il motore di ricerca personalizzata di Google, è stata aggiornata la pagina di visualizzazione cartografica tramite [Google Earth plug-in](#) e aggiunta quella di consultazione tramite [ESRI ArcGIS Online](#).

Stoccaggio di gas naturale

Lo stoccaggio di gas naturale in sottterraneo è un processo che consente di iniettare il gas naturale nella roccia porosa di un giacimento esaurito che già lo conteneva, riportandolo, in una certa misura, al suo stato originario. Lo stoccaggio è necessario per rispondere alle esigenze di bilanciamento degli utenti del mercato del gas naturale, per permettere di gestire le strutture produttive e di trasporto con adeguati margini di elasticità e, soprattutto, per fronteggiare situazioni di mancanza o riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema nazionale (per esempio in caso di condizioni climatiche molto rigide o di blocchi di approvvigionamento dall'estero).

Lo stoccaggio viene suddiviso in tre categorie :

- ❖ strategico;
- ❖ minerario;
- ❖ modulazione (commerciale).

Il primo riveste un ruolo di sostegno del sistema nazionale del gas naturale in situazioni di emergenza, il secondo è pensato in modo da garantire una certa continuità di immissione in rete del gas proveniente dalla produzione nazionale anche a fronte di interruzioni dovute a problemi o manutenzioni degli impianti stessi di produzione, il terzo è la risorsa messa a disposizione del mercato in un'ottica principalmente basata sul bilanciamento delle posizioni degli utenti rispetto alle loro importazioni giornaliere.

Per una sempre maggiore apertura al mercato del sistema nazionale del gas naturale, dal periodo contrattuale 2013/2014 la parte commerciale della risorsa stoccaggio, come previsto dall' articolo 14 del [Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1](#) e ss.mm.ii., è stata assegnata non più pro quota a tutti i soggetti importatori, ma dapprima in quota parte (2013/2014), e poi completamente, secondo procedure d'asta, rendendo i meccanismi di richiesta di erogazione fortemente dipendenti dal differenziale estate-inverno del prezzo del gas naturale. Tale effetto si può vedere nel Grafico 17 che mostra una mancata allocazione nel periodo 2013/2014 a causa di un ridotto differenziale del prezzo del gas estate-inverno.

Durante l'inverno 2013/2014 lo stoccaggio ha contribuito all'approvvigionamento del sistema per circa 6,6 miliardi di metri cubi standard (considerando il riempimento al 31 ottobre 2013 e la giacenza al 31 marzo 2014) rivestendo quindi anche un ruolo centrale negli scenari di approvvigionamento del mercato italiano.

La DGRME partecipa al Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio, presieduto dal Direttore generale per la sicurezza degli approvvigionamenti e le infrastrutture energetiche (DGSAIE), che ha lo scopo, tra gli altri, di pianificare gli scenari di erogazione e prevedere eventuali modifiche durante la campagna di iniezione (tra il 1 aprile e fine ottobre).

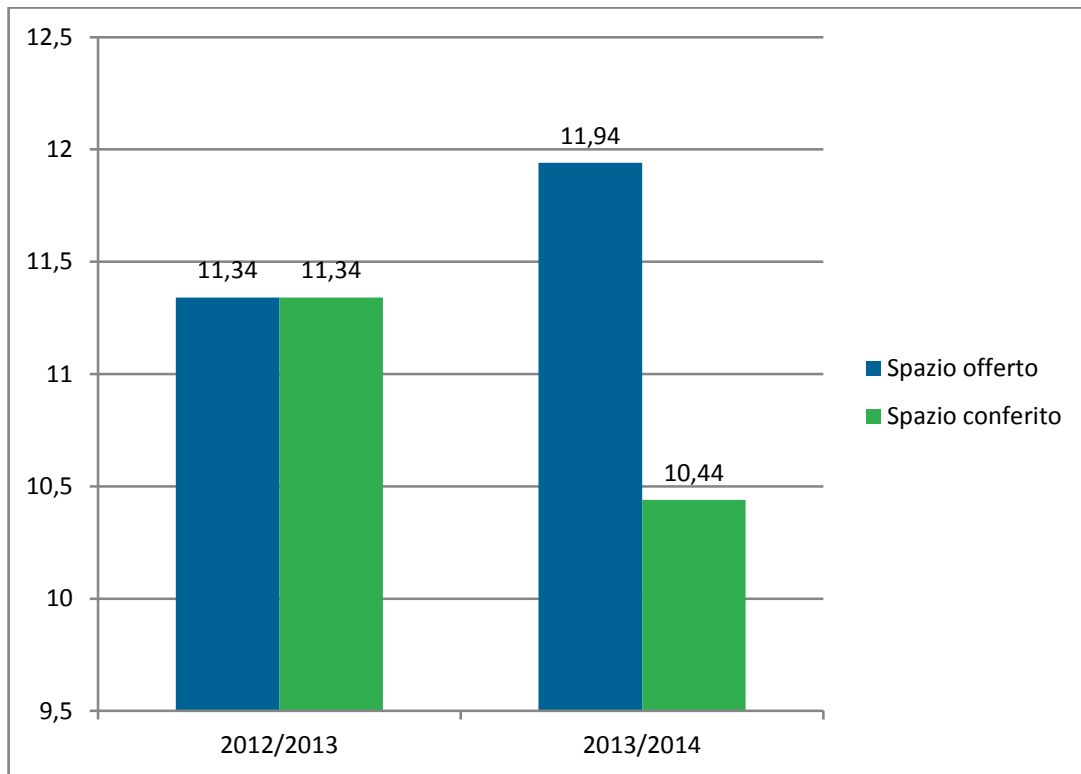


Grafico 17 - Confronto spazio disponibile e allocazione gas. Anni termici 2012/2013 e 2013/2014

Capacità e prestazioni 2014

L'Italia è il secondo paese UE per il volume di stoccaggio, con una capacità di erogazione massima di 290 milioni di metri cubi standard al giorno e di iniezione pari a 136. Il working-gas¹² per il periodo contrattuale di stoccaggio (1 Aprile 2013 - 31 marzo 2014) risulta essere pari a 16.538 milioni di standard metri cubi di cui 4.600 riservati allo stoccaggio strategico, con un aumento di capacità di stoccaggio dello 0,66% rispetto all'anno precedente.

In riferimento al numero di campi di stoccaggio attivi in Italia e alle concessioni vigenti, per l'anno 2014 si confermano i dati del 2013. Non sono state, infatti, conferite nuove concessioni, né attivati nuovi siti.

I campi di stoccaggio attivi sono 10, 8 dei quali sono gestiti da Stogit e 2 da Edison Stoccaggi, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti a gas esauriti, mentre 15 sono le [Concessioni di stoccaggio](#) vigenti.

¹² Il working gas è la quantità di gas naturale erogabile o iniettabile secondo le richieste del mercato; non rappresenta tutto il gas presente nel giacimento in quanto una parte di esso non può essere erogata perché necessaria per il mantenimento di un'adeguata pressione minima operativa. Una parte del working gas viene mantenuto sempre in giacimento per garantire la necessaria riserva strategica (attualmente 4.620 milioni di metri cubi) destinata ad affrontare situazioni di criticità quali interruzioni o rallentamento delle importazioni, nonché condizioni climatiche eccezionali. L'utilizzo di tali quantitativi di gas è disposto dal Ministero dello sviluppo economico, come stabilito dal D.Lgs.164/2000 e relativi decreti attuativi.

Il processo di potenziamento del sistema nazionale relativo al Decreto legislativo n.130 del 2010, a vantaggio dei clienti industriali, che ha contribuito all'incremento della capacità (2.642 milioni di metri cubi) del sistema, è terminato secondo gli esiti del Decreto legge n.145 del 2013.

	Milioni di Sm ³
Germania	22.245,00
Italia	16.538,00
Francia	12.965,00
Austria	8.166,00
Ungheria	6.330,00
Olanda	5.378,00
Regno Unito	4.923,00
Spagna	4.103,00
Repubblica Ceca	3.497,00
Slovacchia	3.135,00
Romania	3.100,00
Polonia	2.524,00
Lettonia	2.320,00
Danimarca	998,00
Belgio	700,00
Croazia	553,00
Bulgaria	550,00
Portogallo	239,00
Svezia	9,00
Totale	98.273,00

Tabella 21 – Capacità di stoccaggio dei paesi europei. Anno 2014

Attualmente sono in corso i procedimenti per il rilascio di ulteriori sei nuove concessioni e per l'ampliamento di alcune concessioni esistenti.

In data 9 dicembre 2014 è stato emanato il Decreto di prima proroga decennale per la concessione di stoccaggio [CELLINO STOCCAGGIO](#).

Proseguono infine i lavori di costruzione della nuova centrale e relativi pozzi della concessione [BORDOLANO STOCCAGGIO](#) che si concluderanno nel 2016, migliorando ulteriormente i livelli di sicurezza del sistema.

Nella seguente Tabella 22 sono elencate le 15 concessioni di stoccaggio di gas naturale vigenti al 31 dicembre 2014.

N.	Concessione	Operatori	Provincia	Data conferimento
1	ALFONSINE STOCCAGGIO *	STOCCAGGI GAS ITALIA	Ravenna	01/01/1997
2	BORDOLANO STOCCAGGIO *	STOCCAGGI GAS ITALIA	Brescia Cremona	06/11/2001
3	BRUGHERIO STOCCAGGIO	STOCCAGGI GAS ITALIA	Milano	01/01/1997
4	CELLINO STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	Teramo	10/12/1984
5	COLLALTO STOCCAGGIO	EDISON STOCCAGGIO	Treviso	16/06/1994
6	CORNEGLIANO STOCCAGGIO *	ITAL GAS STORAGE	Lodi	15/03/2011
7	CORTEMAGGIORE STOCCAGGIO	STOCCAGGI GAS ITALIA	Piacenza Parma	01/01/1997
8	CUGNO LE MACINE STOCCAGGIO *	GEOGASTOCK	Matera	02/08/2012
9	FIUME TRESTE STOCCAGGIO	STOCCAGGI GAS ITALIA	Campobasso Chieti	21/06/1982
10	MINERBIO STOCCAGGIO	STOCCAGGI GAS ITALIA	Bologna	01/01/1997
11	RIPALTA STOCCAGGIO	STOCCAGGI GAS ITALIA	Cremona	01/01/1997
12	SABBIONCELLO STOCCAGGIO	STOCCAGGI GAS ITALIA	Ferrara	01/01/1997
13	SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO *	EDISON STOCCAGGIO BLUGAS INFRASTRUTTURE	Ravenna	24/04/2009
14	SERGNANO STOCCAGGIO	STOCCAGGI GAS ITALIA	Bergamo Cremona	01/01/1997
15	SETTALA STOCCAGGIO	STOCCAGGI GAS ITALIA	Lodi Milano	01/01/1997

Tabella 22 – Concessioni di stoccaggio di gas naturale vigenti al 31 dicembre 2014

* Concessioni non attive

Nelle 15 concessioni al 31 dicembre 2014 erano attivi 359 pozzi utilizzati per lo stoccaggio oltre a 99 pozzi di monitoraggio e 51 altri pozzi tra pozzi di produzione ed altro utilizzo.

L'[elenco dei pozzi](#) con alcune loro informazioni è pubblicato sul sito della DGRME

Altre informazioni sulle [concessioni di stoccaggio](#), sulle [istanze](#) presentate per il conferimento di nuove concessioni di coltivazione e sulle [centrali di stoccaggio](#) sono disponibili sul sito web della DGRME.

AMBIENTE E SICUREZZA

In merito alle tematiche afferenti la salute e la sicurezza dei lavoratori, nonché la salvaguardia e la tutela dell'ambiente, la Direzione generale con le sue strutture centrali, le Sezioni UNMIG e i Laboratori chimici e mineralogici, vigila sul regolare svolgimento dei lavori e sul rispetto delle norme di sicurezza nei luoghi di lavoro nell'intero settore della prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e lo stoccaggio di gas naturale in sotterraneo, ivi incluse le attività offshore.

Proprio in riferimento alle attività offshore, è stato istituito presso la Direzione generale il Tavolo tecnico per il recepimento della Direttiva 2013/30/UE, che ha concluso i propri lavori il 30 giugno 2014, con ampio anticipo rispetto ai termini di recepimento fissati al luglio 2015.

Nell'ambito di verifiche e controlli sono state effettuate dalla Direzione generale, oltre alle normali attività svolte dalle Sezioni UNMIG e dai Laboratori, ulteriori campagne di controllo e indagini conoscitive che hanno richiesto l'intervento congiunto delle Divisioni e/o la collaborazione con altre Direzioni del Ministero ed Enti.

Sezioni UNMIG di Bologna, Roma e Napoli

Le Sezioni UNMIG (Divisioni II, III e IV) si occupano di effettuare verifiche e controlli nell'ambito della sicurezza di impianti, della prevenzione di infortuni, della sicurezza e salute dei lavoratori, sia in terraferma sia in mare e operano nella gestione tecnico-amministrativa delle attività svolte nell'ambito di permessi di prospezione e ricerca o di concessioni di coltivazione di idrocarburi e stoccaggio di gas naturale.

Verifiche

Nell'anno 2014 sono state svolte dalle Sezioni UNMIG le seguenti attività ispettive:

- ❖ 282 accertamenti di produzione, che hanno consentito la verifica delle produzioni di idrocarburi ottenute nelle concessioni di coltivazione anche finalizzate alla verifica del gettito delle royalties;
- ❖ 5.369 verifiche su apparecchiature a pressione, apparati di sollevamento, impianti di messa a terra;
- ❖ 507 visite ispettive su impianti di perforazione/produzione (con un incremento del 30% rispetto alle 390 visite ispettive effettuate nel corso dell'anno 2013);
- ❖ 67 visite ispettive con altre finalità (es. pubblica utilità, occupazione d'urgenza, linee elettriche, infortuni, etc.).

	Accertamenti di produzione	Verifiche apparecchiature e impianti	Visite ispettive su impianti di perforazione e produzione	Pubblica utilità e occupazione d'urgenza	Linee elettriche, infortuni, altro
Gennaio	24	321	23	0	9
Febbraio	20	345	41	0	4
Marzo	14	417	35	0	9
Aprile	19	450	57	0	1
Maggio	20	384	73	0	7
Giugno	39	532	52	2	7
Luglio	12	414	41	1	4
Agosto	13	577	12	0	2
Settembre	38	562	48	0	5
Ottobre	35	518	44	0	7
Novembre	9	538	47	0	6
Dicembre	39	311	34	1	2
Totale	282	5.369	507	4	63

Tabella 23 - Attività ispettiva svolta nell'anno 2014

Autorizzazioni

Le Sezioni UNMIG hanno concesso nel corso dell'anno 2014 le seguenti autorizzazioni:

- ❖ 34 autorizzazioni all'attività geofisica;
- ❖ 92 autorizzazioni ad attività di perforazione (si tratta di 17 autorizzazioni alla perforazione di nuovi pozzi e 14 autorizzazioni alla chiusura mineraria di pozzi ormai inattivi mentre le rimanenti sono autorizzazioni ad interventi di varia natura o workover su pozzi già esistenti);
- ❖ 108 autorizzazioni per inizio lavori sugli impianti esistenti;
- ❖ 170 autorizzazioni all'esercizio di nuovi impianti;
- ❖ 461 autorizzazioni di altro tipo.

A titolo esemplificativo si evidenzia che l'autorizzazione alla perforazione di nuovi pozzi comporta oltre alla valutazione degli aspetti tecnici delle operazioni, anche:

- ❖ la gestione amministrativa della Conferenza dei Servizi nell'ambito della quale vengono acquisiti i pareri delle altre Amministrazioni interessate (Regione, Comune, altri Enti);
- ❖ la partecipazione ai lavori dei Comitati Tecnici Regionali (CTR) per l'esame dei progetti di stoccaggio soggetti alla normativa Seveso.

	Attività geofisica	Attività di perforazione	Lavori impianti	Esercizio impianti	Varie
Gennaio	4	7	9	14	45
Febbraio	7	8	9	10	45
Marzo	5	9	6	19	51
Aprile	0	3	3	15	36
Maggio	1	9	25	8	14
Giugno	0	9	6	12	18
Luglio	5	7	13	26	45
Agosto	0	7	8	9	17
Settembre	1	9	3	13	31
Ottobre	8	9	13	13	42
Novembre	2	10	6	15	38
Dicembre	1	5	7	16	79
Totale	34	92	108	170	461

Tabella 24 - Autorizzazioni rilasciate nell'anno 2014

Infortuni

Nell'ambito delle attività di ricerca, coltivazione e stoccaggio d'idrocarburi (ad esclusione della Sicilia onshore), nel 2014 si sono verificati in totale 20 infortuni¹³, nessuno dei quali mortale. Dei 20 infortuni, il 25% è classificato di entità grave (con prognosi superiore a 30 giorni) ed il 75 % di entità lieve. Rispetto all'anno precedente, nel 2014 si sono registrati 4 infortuni in più, tutti di lieve entità, mentre il numero d'infortuni gravi non è mutato.

Dei 20 infortuni considerati, 15 si sono verificati nello svolgersi di attività O&G, i restanti 5, tutti lievi¹⁴, pur se non prettamente correlabili ad operazioni O&G, sono stati opportunamente denunciati alle Sezioni UNMIG in quanto avvenuti all'interno di concessioni e permessi minerari o nel percorso casa - lavoro (infortuni in itinere).

	Lievi	Gravi	Totale
Terra	5	5	10
Mare	10	0	10
Totale	15	5	20

Tabella 25 - Infortuni. Distribuzione tra attività a terra e in mare. Anno 2014

¹³ In tutto il paragrafo con il termine "infortunio" s'intende un infortunio rilevante ai fini statistici ovvero che ha determinato un'assenza dal posto di lavoro superiore a 3 giorni.

¹⁴ Dei 5 infortuni non correlabili ad operazioni O&G, 4 sono avvenuti sulle piattaforme offshore ed uno è avvenuto sulla terraferma.

Nelle attività offshore si sono registrati 10 infortuni, tutti di lieve entità. Altrettanti sono gli infortuni avvenuti nelle attività in terraferma, 3 di questi sono avvenuti nell'ambito dei siti di stoccaggio (2 lievi ed 1 grave). In totale il numero degli infortuni gravi in terraferma è pari a 5.

Considerando il numero totale di infortuni denunciati (pari a 20) ed il numero totale di ore lavorate (pari a 12.963.569), nel 2014 è stato registrato un LTIF¹⁵ (Lost Time Injury Frequency) uguale a 1,54. Il dato conferma la tendenza alla riduzione del parametro, osservabile negli ultimi anni, con una leggera variazione rispetto al dato 2013 (- 7%)¹⁶ ed un marcato decremento rispetto al dato 2012 (-61%)¹⁷.

Oltre al LTIF, gli indicatori storici per l'analisi statistica degli infortuni nelle attività energetico-minerarie sono il numero d'infortuni occorsi in produzione per milione di TEP prodotto (Indice 1) ed il numero d'infortuni occorsi in perforazione per metro perforato (Indice 2). Entrambi gli indici mostrano un incremento rispetto al dato 2013.

Perforazione	1995	2009	2013	2014
Metri perforati	137.565	80.521	46.365	22.391
Infortuni occorsi	121	24	4	6
Indice aggregato 1 [incidenti/m perforati]	8,80 E-04	2,98 E-04	0,86 E-04	2,68 E-04

Tabella 26 - Infortuni. Storico dell'indice 1 (infortuni/metri perforati). Anno 2014

Produzione	1995	2009	2013	2014
Gas [miliardi di Smc]	20,40	7,90	7,71	7,28
Petrolio [milioni di ton]	5,20	4,50	5,48	5,75
Totale [milioni di tep] (*)	21,52	10,82	11,65	11,57
Infortuni occorsi	125	27	2	3
Indice aggregato 2 [incidenti/milioni di TEP]	5,81	2,50	0,17	0,26

Tabella 27 - Infortuni. Storico dell'indice 2 (infortuni/milioni TEP prodotto). Anno 2014

[*] 1 Mm3 di gas = 800 TEP

Dal 2013 per la determinazione dei due indici sono stati presi in considerazione solo gli infortuni accaduti nelle operazioni di perforazione e produzione, facendo riferimento alla catalogazione riportata nella Tabella 28. L'approccio si differenzia rispetto a quanto fatto negli anni precedenti quando, nelle due categorie, confluivano anche gli infortuni che, pur non essendo collegati alle attività in oggetto, avevano avuto luogo nei siti di produzione o di perforazione. L'esclusione delle operazioni "non proprie",

¹⁵ Secondo OGP (International Oil & Gas Producers Association), l'LTIF è definito come "The number of lost time injuries (fatalities + lost work day cases) per 1.000.000 work hours", ovvero rappresenta l'indice di frequenza degli infortuni che comportano assenza dal lavoro, calcolato con riferimento ad 1 milione di ore lavorate.

¹⁶ LTIF 2013 uguale a 1,66 pari a 16 infortuni per 9.638.033 ore lavorate.

¹⁷ LTIF 2012 uguale a 3,93 pari a 36 infortuni per 9.159.503 ore lavorate.

comunque conteggiate nel LTIF, ha aumentato l'efficacia degli indicatori nel monitoraggio degli infortuni prettamente legati alle attività di perforazione e produzione. È necessario tenere in opportuna considerazione la modifica metodologica per confrontare correttamente il dato 2014 sia rispetto a quello dell'anno precedente (gli indici sono ora maggiormente sensibili alle variazioni) sia rispetto alla serie storica ed, in particolare, al dato di riferimento dell'anno 1995 (anno antecedente all'entrata in vigore del D. Lgs. 624/96). Si sottolinea come, nel corso degli ultimi 20 anni, si sia registrata una notevole riduzione dell'occorrenza degli infortuni e di tutti gli indici collegati. Si riporta, nella Tabella 28, la classificazione degli incidenti distinti per attività, evidenziando come, a meno della voce "altre attività", il maggior numero d'infortuni si concentra nella categoria "perforazione".

Attività	Lievi	Gravi	Totale
Condotte	0	0	0
Impianti	5	0	5
Installazioni	0	0	0
Perforazione	3	3	6
Produzione	3	0	3
Immersioni	0	0	0
Prospezione geofisica	0	0	0
Imbarcazioni/elicotteri	0	0	0
Altre attività	4	2	6
Totale	15	5	20

Tabella 28 - Infortuni. Classificazione infortuni per attività. Anno 2014

Scivolamenti, cadute e l'uso di macchinari costituiscono le cause maggiori d'infortuni come indicato nella successiva Tabella 29 che riporta la classificazione degli infortuni in relazione alla causa determinante.

Cause	Lievi	Gravi	Totale
Scivolamenti o cadute	4	1	5
Cadute oggetti	1	1	2
Macchinari	3	2	5
Manipolazione oggetti	1	0	1
Incendi o esplosioni	1	0	1
Elettricità	0	0	0
Sostanze pericolose	0	0	0
Radiazioni ionizzanti	0	0	0
Eruzioni incontrollate	0	0	0
Altre	5	1	6
Totale	15	5	20

Tabella 29 - Infortuni. Classificazione infortuni per causa. Anno 2014

In conclusione nel 2014, pur registrandosi un aumento del numero assoluto degli infortuni rispetto all'anno precedente (4 infortuni in più, tutti non gravi), si osserva un leggero decremento della frequenza degli infortuni che va messo in relazione con l'aumento delle ore lavorate durante l'anno. L'indice LTIF fornisce una stima globale della frequenza degli infortuni nell'intero settore della ricerca, coltivazione e stoccaggio di idrocarburi in Italia: la riduzione del valore LTIF, calcolato per il 2014, è in linea con la tendenza osservabile negli ultimi anni.

Gli ambiti d'intervento sui quali agire per migliorare le performance di sicurezza riguardano le attività di perforazione nelle quali, nel corso del 2014, si sono registrati il maggior numero d'infortuni.

Laboratori chimici e mineralogici

Monitoraggi ambientali

Controllo delle emissioni

Nel corso del 2014 è proseguita l'attività di controllo delle emissioni convogliate in atmosfera dagli impianti di raccolta e trattamento degli idrocarburi liquidi e gassosi.

Sono state eseguite 2 campagne di analisi degli effluenti gassosi emessi dai camini dei termocombustori annessi all'impianto di trattamento degli idrocarburi CENTRO OLIO VAL D'AGRI ed una campagna di misura presso l'impianto CENTRO OLIO TRECATE. Sono state inoltre effettuate analisi delle emissioni in atmosfera in 9 centrali di trattamento del gas naturale e 4 piattaforme offshore.

Nello specifico sono stati effettuati i seguenti controlli:

- ❖ Centrale CENTRO OLIO VAL D'AGRI, società Eni S.p.A.
- ❖ Centrale CENTRO OLIO TRECATE, società Eni S.p.A.
- ❖ Centrale SERGNANO, società STOGIT S.p.A.
- ❖ Centrale RIPALTA, società STOGIT S.p.A.
- ❖ Centrale CORTEMAGGIORE, società STOGIT S.p.A.
- ❖ Centrale MINERBIO, società STOGIT S.p.A.
- ❖ Centrale FALCONARA, società Eni S.p.A.
- ❖ Centrale CASALBORSETTI, società Eni S.p.A.
- ❖ Centrale RAVENNA MARE, società Eni S.p.A.
- ❖ Centrale RUBICONE, società Eni S.p.A.
- ❖ Centrale PINETO, società Adriatica Idrocarburi S.p.A.
- ❖ Piattaforma ROSPO MARE B, società Edison S.p.A.
- ❖ Piattaforma BARBARA T2, società Eni S.p.A.
- ❖ Piattaforma GARIBALDI K, società Eni S.p.A.
- ❖ Piattaforma CERVIA K, società Eni S.p.A.

I risultati dei monitoraggi sono riportati nel sito web della DGRME all'indirizzo <http://unmig.mise.gov.it/unmig/sicurezza/ambiente.asp>.

Controllo degli effluenti liquidi

Sono stati eseguiti campionamenti e analisi degli effluenti liquidi (acque di strato separate dagli idrocarburi liquidi e gassosi) provenienti dalla piattaforma [BARBARA T2](#), dal CENTRO OLIO VAL D'AGRI e dal CENTRO OLIO TRECATE della società Eni S.p.A..

I campionamenti sulla piattaforma BARBARA T2 e le successive analisi delle emissioni e degli effluenti liquidi sono stati svolti nell'ambito della collaborazione tra la Direzione generale e l'ISPRA, al fine di eseguire i controlli congiunti previsti dalla [Autorizzazione Integrata Ambientale](#) per gli impianti a mare, come definito dal [Decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152](#) e s.m.i., art. 29 decies, commi 1 e 3.

Nell'ambito dei controlli AIA, tecnici della Divisione V e dell'UNMIG di Roma hanno effettuato nel mese di settembre 2014 la visita ispettiva congiunta di controllo ordinario sulla piattaforma di compressione BARBARA T2 della società Eni S.p.A. ubicata nell'offshore adriatico, in coordinamento con i tecnici dell'ARPAM (Agenzia Regionale per la Protezione Ambientale delle Marche) per la verifica del rispetto del Piano di monitoraggio previsto dalla [Autorizzazione Integrata Ambientale relativa all'impianto](#).

Nell'ambito della collaborazione con la Divisione III - Sezione UNMIG di Roma, sono stati eseguiti campionamenti e analisi degli effluenti liquidi e del terreno provenienti dalla CENTRALE GAS PINETO della società Adriatica Idrocarburi S.p.A..

Inoltre al fine della messa in sicurezza di un'area prossima agli impianti della concessione di coltivazione [STRANGOLAGALLI](#) della società Pentex Italia, è stata effettuata la caratterizzazione di campioni di terreno e di acqua per il loro smaltimento.

Controllo della qualità del gas

Nel corso del 2014 i Laboratori hanno effettuato campagne di controllo della qualità del gas naturale prodotto e/o stoccato nel territorio nazionale. Sono state determinate la composizione molare¹⁸ del gas e le proprietà fisiche¹⁹. Il campionamento è eseguito subito a monte dell'immissione nelle reti di distribuzione.

I controlli sono stati effettuati nei seguenti siti di produzione, trattamento e stoccaggio gas:

CENTRALI DI TRATTAMENTO E PRODUZIONE:

- ❖ CENTRO OLIO VAL D'AGRI, società Eni S.p.A.
- ❖ RAVENNA MARE della società Eni S.p.A.
- ❖ CASALBORSETTI della società Eni S.p.A.
- ❖ RUBICONE della società Eni S.p.A.
- ❖ FALCONARA della società Eni S.p.A.
- ❖ PINETO della società Adriatica Idrocarburi S.p.A.

¹⁸ È stato utilizzato un gas cromatografo portatile, modello μ GC 3000 della Agilent.

¹⁹ Le proprietà fisiche del gas vengono ottenute dalla composizione molare mediante calcolo come previsto dal Decreto del Ministero dello sviluppo economico 19 febbraio 2007: "Approvazione della regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile da convogliare" (G.U. N. 65 del 19 Marzo 2007)

CENTRALI DI STOCCAGGIO:

- ❖ CELLINO STOCCAGGIO della società Edison S.p.A.
- ❖ CORTEMAGGIORE STOCCAGGIO della Società STOGIT S.p.A.
- ❖ MINERBIO STOCCAGGIO della Società STOGIT S.p.A.
- ❖ FIUME TRESTE STOCCAGGIO della Società STOGIT S.p.A.
- ❖ RIPALTA STOCCAGGIO della Società STOGIT S.p.A.
- ❖ SERGNANO STOCCAGGIO della Società STOGIT S.p.A.

Sono state inoltre effettuate analisi del gas naturale nelle piattaforme di produzione e nelle piattaforme di compressione (dove il gas naturale proveniente dalle piattaforme di produzione viene compresso prima di essere inviato alle centrali di trattamento a terra).

PIATTAFORME MARINE:

Tutte dell'operatore Eni S.p.A.

- ❖ Piattaforma di compressione GARIBALDI K
- ❖ Piattaforma di produzione ANNAMARIA B

I risultati dei controlli sono riportati nel sito web della DGRME all'indirizzo <http://unmig.mise.gov.it/unmig/cqg/cqg.asp>.

Ambiente nei luoghi di lavoro

Nell'ambito del settore ambientale e della sicurezza dei lavoratori, sono state effettuate misure di monitoraggio ambientale presso la sede del Ministero viale America 201 Roma, per la verifica della eventuale presenza di fibre di amianto aereo disperse.

Idoneità all'impiego di esplosivi

La Divisione V svolge le istruttorie tecniche per il riconoscimento dell'idoneità all'impiego nelle attività estrattive di esplosivi, degli accessori detonanti e dei mezzi di accensione.

L'elenco, approvato annualmente, contiene i prodotti esplodenti che, secondo la classifica prevista dal Titolo VIII del Decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128, sono ammessi all'impiego minerario in conformità ai requisiti previsti dal Decreto Ministeriale 21 aprile 1979.

Per l'anno 2014 l'elenco esplosivi è stato approvato con [Decreto Direttoriale 5 marzo 2014](#). Successivamente, nel corso dell'anno, l'elenco è stato integrato con i seguenti decreti:

- ❖ [Decreto Direttoriale 27 giugno 2014](#)
- ❖ [Decreto Direttoriale 4 novembre 2014](#)
- ❖ [Decreto Direttoriale 3 dicembre 2014](#)

Report ICHESE: raccomandazioni e azioni intraprese

La Commissione ICHESE, istituita l'11 dicembre 2012 con Decreto del Capo del dipartimento della protezione civile Franco Gabrielli, su richiesta del Presidente della Regione Emilia-Romagna Vasco Errani, si è occupata di valutare, sulla base delle conoscenze tecnico-scientifiche al momento disponibili, le possibili relazioni tra attività di sottosuolo e aumento di attività sismica nel territorio della Regione Emilia-Romagna, colpita dalla crisi sismica nel maggio 2012.

Il rapporto, risultato finale del lavoro degli esperti, è stato consegnato dalla Commissione alla Regione Emilia-Romagna nel Febbraio 2014. In data 15 Aprile 2014 la Regione Emilia-Romagna ha reso pubblico il [Rapporto](#).

La Commissione ha concluso che si potesse escludere che la maggior parte delle attività minerarie prossime all'area colpita dal terremoto avesse potuto influenzare gli eventi sismici emiliani ma ha ritenuto che lo stato delle conoscenze e le informazioni disponibili al momento della consegna del Rapporto (17 febbraio 2014) non permettessero di escludere, ma neanche di provare, la possibilità che le attività legate alla produzione di idrocarburi nella Concessione MIRANDOLA potessero aver contribuito a innescare l'attività sismica del 2012.

La Commissione ha quindi ritenuto che, per rispondere in modo univoco, sarebbe stato necessario avere il quadro più completo della dinamica dei fluidi nel serbatoio e nelle rocce circostanti attraverso la costruzione di un aggiornato modello fisico e idonei test in campo.

La Commissione ha inoltre raccomandato di studiare un nuovo sistema di monitoraggio integrato dei parametri sismici, di subsidenza e di giacimento in grado di fornire in futuro maggiori elementi di valutazione in occasione di sismi naturali o indotti.

A seguito delle Raccomandazioni della Commissione si sono sviluppate due attività distinte, nelle quali la Direzione generale è stata coinvolta nel corso dell'anno 2014 in termini di controllo e analisi conoscitive, che verranno di seguito descritte.

Si tratta delle attività di studio presso la Concessione MIRANDOLA, note come "Laboratorio Cavone", e della redazione di "Linee guida per i monitoraggi microsismico, della deformazione del suolo e delle pressioni di poro".

Laboratorio Cavone

A valle della divulgazione del Rapporto ICHESE, Il Ministero dello sviluppo economico e la Regione Emilia-Romagna, sentiti gli Enti territoriali, hanno proposto alla Società Padana Energia (titolare della Concessione MIRANDOLA) di mettere a disposizione il sito per un arco temporale inizialmente previsto in 90 giorni, al fine di sviluppare un'attività di monitoraggio e di ricerca dando seguito alle raccomandazioni contenute nel Rapporto ICHESE, così da fornire una risposta esaustiva sul sito di Cavone.

In data 17 aprile 2014, il Ministro dello sviluppo economico Federica Guidi, il Presidente della Regione Emilia-Romagna Vasco Errani e l'amministratore unico della Società Padana Energia, hanno siglato un [accordo](#) relativo all'attività di monitoraggio e studio nella Concessione MIRANDOLA.

Padana Energia, con il patrocinio di Assomineraria, ha accolto la proposta del Ministero e della Regione, subordinando la produzione del campo allo svolgimento delle suddette attività. Durante il periodo di 90 giorni in cui si sono effettuati i test sul campo, la Sezione UNMIG di Bologna ha effettuato attività di vigilanza e controllo al fine di garantire il corretto svolgimento del programma di prove.

Il programma di monitoraggio e la comunicazione delle attività in corso ha coinvolto le amministrazioni locali ed in particolare gli Amministratori dei Comuni di Mirandola, Novi e San Possidonio, nonché l'Assessorato regionale alla sicurezza territoriale e difesa del suolo.

I risultati delle attività di monitoraggio e ricerca, sono stati resi accessibili al pubblico assicurandone la diffusione e la conoscibilità, mediante un sito internet dedicato www.labcavone.it, on line dal 21 maggio 2014, aggiornato in tempo reale. Questa iniziativa è stata avviata nell'ottica di un percorso di trasparenza nei confronti del territorio. Dal sito internet è possibile visionare le mappe, la posizione dei pozzi attivi e delle stazioni di rilevamento sismico nazionale e microsismico locale, nonché l'elenco di eventuali eventi sismici rilevati. Sul sito sono stati resi disponibili anche i verbali recanti lo stato di avanzamento delle attività relative al programma di lavoro del Laboratorio.

Durante i 3 mesi previsti sono stati raccolti circa 1 milione di dati di pressione e temperatura e registrati 5 mila dati di portata olio, acqua e gas.

Questi dati hanno contribuito all'aggiornamento del modello statico e dinamico del giacimento di Cavone.

Sulla base dei risultati delle prove e del modello statico e dinamico aggiornato è stato possibile, a conclusione delle attività di verifica su Cavone, dimostrare che non c'è correlazione fisica tra le attività di produzione di idrocarburi nella Concessione MIRANDOLA e il sisma che ha colpito l'Emilia-Romagna nel 2012.

Il modello, sviluppato con il patrocinio di Assomineraria, è stato validato dall'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV), mentre i risultati delle analisi svolte dal Laboratorio Cavone sono stati esaminati e valutati congiuntamente nel corso delle prove e, infine, nella riunione conclusiva svoltasi presso la DGRME nel luglio 2014.

A conclusione di queste attività, i risultati del Laboratorio sono stati divulgati attraverso il sito web e un evento aperto al pubblico e alla stampa, svoltosi presso il Centro Olio Cavone in data 1 agosto 2014.

Sul sito www.labcavone.it è pubblicato tutto il materiale prodotto, comprensivo del documento finale di chiusura dello studio e la validazione effettuata INGV nonché i dati che la rete di monitoraggio microsismico continua a rilevare nell'ambito dell'applicazione, come caso pilota, delle Linee guida di cui al paragrafo successivo.

Linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche

Nelle more della definizione di una completa regolamentazione della materia o di una norma che individui l'“autorità competente” dei monitoraggi, ad oggi mancante, il MiSE, in qualità di autorità competente al rilascio delle concessioni e autorizzazioni all'esercizio, nonché quale autorità di vigilanza in materia di produzione di idrocarburi e di stoccaggio di gas naturale, ha avviato tempestivamente la messa a punto di linee guida per un sistema di monitoraggio avanzato e integrato, secondo le indicazioni della Commissione ICHESE.

Nel febbraio 2014 è stato costituito presso il Ministero dello sviluppo economico un [Gruppo di lavoro](#) - in ambito CIRM - composto da tecnici del Ministero, del Dipartimento della protezione civile ed esperti di CNR, INGV, OGS, Protezione Civile e Università che ha lavorato alla definizione di “Indirizzi e Linee guida per il monitoraggio della microsismicità, delle deformazioni del suolo e della pressione di poro nell'ambito delle attività antropiche”.

I compiti affidati al Gruppo di lavoro e la composizione dello stesso sono stati definiti nel [decreto di costituzione](#) nel quale, seguendo le raccomandazioni ICHESE, si considera opportuno e urgente fornire agli operatori linee guida operative per l'esercizio delle attività di coltivazione e stoccaggio in base ai più alti livelli di sviluppo e conoscenza attualmente disponibili.

Il lavoro del Gruppo è risultato complesso in quanto non erano disponibili protocolli consolidati per questo tipo di monitoraggi e, in particolare, non erano stati ancora definiti criteri per la valutazione contestuale dei tre parametri monitorati.

La predisposizione delle Linee guida ha comportato l'individuazione delle modalità per assicurare la massima trasparenza e oggettività dei monitoraggi stessi e della divulgazione delle informazioni, nonché i criteri e le procedure per l'individuazione delle strutture che, in base alle proprie competenze, potranno gestire le reti di monitoraggio, analizzare i dati che verranno raccolti e renderli disponibili alle società che svolgono attività di coltivazione e stoccaggio di idrocarburi.

Il 24 novembre scorso il Gruppo di lavoro ha presentato la prima versione completa del documento (Indicazioni e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche”, cosiddette [Linee guida](#)) per l'avvio di una prima fase sperimentale su campi pilota rappresentativi delle diverse casistiche riguardanti, tra l'altro, reservoir in rocce carbonatiche che includano attività di reiniezione. Il documento definisce le caratteristiche delle reti di monitoraggio da realizzare e le prestazioni che queste devono garantire.

Le Linee Guida rappresentano gli indirizzi e i criteri generali per la formulazione delle successive prescrizioni o specificazioni da parte delle Amministrazioni competenti coinvolte, da applicare alle singole concessioni in funzione delle caratteristiche del sito e del progetto di reiniezione, estrazione o stoccaggio.

Attivato prima che le attività antropiche abbiano inizio, il monitoraggio permette di quantificare i valori di fondo dei parametri in esame, naturali e/o indotti da altre attività antropiche. Durante il periodo di esercizio, il monitoraggio permette di distinguere e misurare in continuo l'eventuale sismicità e le variazioni di tutti i parametri monitorati attraverso il confronto con i valori di fondo precedentemente acquisiti e stimati.

Le Linee guida richiedono, come fase propedeutica alla progettazione della rete di monitoraggio o alla verifica della rispondenza della rete esistente ai requisiti richiesti, una approfondita caratterizzazione geologica, strutturale e sismotettonica dell'area dove viene svolta l'attività e di quella limitrofa, per acquisire tutti i dati necessari. Vengono quindi definiti i volumi da sottoporre a monitoraggio e le caratteristiche tecniche a cui devono rispondere le diverse reti di monitoraggio, da applicare con l'ottica di valorizzare l'esistente.

Le Linee guida, sviluppate per il monitoraggio delle attività di coltivazione di idrocarburi e stoccaggio sotterraneo di gas naturale, potranno essere applicate, attraverso opportuni adattamenti, anche a tutte le attività antropiche che interessano grandi bacini artificiali, attività geotermiche, stoccaggio sotterraneo di CO₂, estrazioni minerarie e più in generale attività di sottosuolo.

Rapporto conoscitivo ISPRA

Con lo scopo di ricostruire una fotografia aggiornata delle conoscenze delle istituzioni italiane coinvolte in merito alla relazione tra attività antropiche e l'aumento e/o l'innescamento di attività sismica, l'ISPRA - Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale si è occupata - con il coinvolgimento dell'Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia (INGV), del Consiglio nazionale delle ricerche (CNR), dell'Istituto nazionale di oceanografia e geofisica sperimentale (OGS), del Dipartimento della protezione civile della Presidenza del Consiglio dei ministri nonché della DGRME- di redigere un rapporto sullo stato delle conoscenze riguardo alle possibili relazioni tra attività antropiche e sismicità indotta/innescata in Italia.

Nel [Rapporto](#) si citano inoltre le principali banche dati, infrastrutture e reti di monitoraggio esistenti e si ripercorre una breve sintesi delle pubblicazioni relative a studi condotti in passato da a enti pubblici o privati, in merito alla tematica. Il Rapporto è stato reso pubblico nell'agosto 2014.

Collaborazione in atto con enti ed università

A valle della crescente importanza e del sentito interesse nel panorama europeo e globale in merito alla questione della sicurezza delle attività offshore, rispetto alla quale la Direzione generale è fortemente coinvolta anche mediante il recepimento della Direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare (Direttiva 2013/30/UE), si è ritenuto strategico, ed è diventato possibile, l'avviamento di una serie di collaborazioni con enti esterni alla Direzione generale, al fine di ottenere un supporto tecnico per sviluppare le attività finalizzate in tal senso.

La sottoscrizione di questi accordi tra DGRME e altre amministrazioni, università ed enti di ricerca è divenuta possibile grazie alle risorse messe a disposizione dall'attuazione dell'articolo 35 del [Decreto legge 22 giugno 2012, n. 83](#) che ha aumentato l'importo delle royalties che i titolari delle concessioni di coltivazione in mare sono tenuti a corrispondere annualmente secondo quanto previsto dall'articolo 19, comma 1 del Decreto legislativo 25 novembre 1996, n.625.

I titolari delle concessioni sono quindi tenuti a versare le somme corrispondenti al valore dell'incremento dell'aliquota ad apposito capitolo dell'entrata del bilancio dello Stato, per essere interamente riassegnate, in parti uguali, ad appositi capitoli istituiti nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e del Ministero dello sviluppo economico, per assicurare il pieno svolgimento rispettivamente, delle azioni di:

- ❖ monitoraggio e contrasto dell'inquinamento marino e delle attività di vigilanza;
- ❖ controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare.

Obiettivi per l'incremento della sicurezza degli impianti offshore

Gli obiettivi che la DGRME si prefigge di raggiungere nell'ambito di tali Accordi sono volti all'incremento della sicurezza degli impianti offshore.

In particolare è prevista la realizzazione di studi, monitoraggi e verifiche, sia a carattere generale sia su singoli impianti e strutture, da sviluppare in collaborazione con gli operatori, per l'approfondimento dei temi riguardanti la sicurezza delle attività E&P a mare.

Queste attività sono sintetizzabili come segue:

- ❖ individuazione di un indicatore - basato su un idoneo paniere di parametri misurabili - per la valutazione della variazione del livello di sicurezza degli impianti rispetto allo stato attuale e l'identificazione degli elementi critici;
- ❖ applicazione di un sistema integrato navale-aereo-satellitare per il monitoraggio giornaliero dello stato delle acque in Adriatico, in eventuale coordinamento con MATTM;
- ❖ verifica dello stato delle sealines di trasporto di gas e olio;
- ❖ verifica dello stato delle strutture metalliche delle piattaforme;
- ❖ monitoraggio delle attività a mare, verifiche sulle attività degli impianti di perforazione e dei sistemi di registrazione dei parametri di perforazione;
- ❖ valutazione della pericolosità sismica (inclusa la sismicità indotta) delle attuali piattaforme in base alla loro posizione rispetto ad eventuali strutture tettoniche e al campo delle pressioni;
- ❖ messa a punto di studi di fattibilità per il monitoraggio sismico e delle deformazioni del suolo;
- ❖ verifica del quadro emissivo attuale degli impianti e previsione dell'impatto al 2020 (SEN), studio degli effetti ambientali e della dinamica di dispersione di inquinanti in mare;
- ❖ studio degli effetti ambientali delle operazioni e degli incidenti NaTech;
- ❖ ricognizione e raccolta di informazioni riguardanti le attività delle istituzioni italiane utili per incrementare i livelli di sicurezza offshore e relative banche dati;
- ❖ studi delle condizioni geologiche e stratigrafiche delle nuove zone marine aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi;
- ❖ ottimizzazione energetica degli impianti offshore anche mediante l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili;
- ❖ studio degli scenari incidentali degli impianti a mare per l'individuazione dei rischi da considerare nella relazione grandi rischi per gli impianti di produzione e di perforazione (Direttiva 2013/30/UE, art.12 e 13; Allegati I e III), e delle relative azioni di mitigazione;
- ❖ studio delle procedure operative per i controlli e per la valutazione delle relazioni grandi rischi di cui al punto 13 (Allegati IV e VI della Direttiva).

Vengono di seguito descritti gli Accordi di collaborazione sottoscritti al fine di perseguire i suddetti obiettivi.



MARINA MILITARE

Marina Militare

La [Marina Militare](#) costituisce una delle Forze Armate della Repubblica Italiana cui “è affidato il controllo e la condotta delle operazioni navali nelle acque territoriali e internazionali per assicurare la difesa del Paese”.

La collaborazione con la Marina Militare è volta alle azioni di controllo e sorveglianza delle aree marittime di attuale o possibile sfruttamento del sottosuolo di competenza nazionale finalizzata alla prevenzione di esecuzione di attività non autorizzate nonché all’attività ispettiva di controllo degli impianti e delle strutture subacquee (fatte salve le competenze delle Capitanerie di Porto).

L’[Accordo](#) e l’Atto esecutivo sono stati siglati in data 30 Gennaio 2014. Essi prevedono che la Marina Militare rende disponibili risorse umane e mezzi per la vigilanza sugli impianti, con particolare riguardo alle aree marine lontane dalla costa e alle acque profonde, fornendo un importante supporto alle attività di controllo della Direzione.

Nell’ambito della collaborazione sono in corso lo scambio delle relative banche dati e l’avvio sperimentale di flussi informativi relativi alle campagne di acquisizione sismica. La collaborazione prevede, infatti, la condivisione delle informazioni e dei dati di rispettivo interesse, inclusi quelli disponibili presso l’Istituto Idrografico della Marina Militare (IIM).

La collaborazione nel 2014 si è sviluppata specificatamente su:

- ❖ supporto all’attività ispettiva della DGRME sugli impianti di coltivazione offshore;
- ❖ monitoraggio e controllo in remoto della posizione dei mezzi navali che svolgono attività di prospezione;
- ❖ pattugliamento delle aree marine aperte alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi, al fine di prevenire e rilevare attività non autorizzate e sconfinamenti da Stati frontisti;
- ❖ supporto logistico per l’effettuazione dei controlli sulle sealine e strutture sommerse;
- ❖ monitoraggio e controllo in remoto dei mezzi navali che svolgono attività di prospezione nei mari italiani;
- ❖ emissione 3 nuove carte ad uso minerario da parte dell’IIM relative alla nuova area della zona marina E a Ovest della Sardegna.

L’opportunità di collaborare con la Marina Militare consentirà di avvalersi del supporto della stessa anche nell’ambito di attività scientifiche sulle navi oceanografiche Galatea e Magnaghi.



CRIET – Università di Milano Bicocca

Il [CRIET - Centro di Ricerca Interuniversitario in Economia del Territorio](#) - è stato istituito nel 2006 dalle Università di Milano-Bicocca, che ne è sede amministrativa, Pavia e Ferrara con il compito di studiare in un'ottica interdisciplinare i sistemi economici territoriali nei loro differenti aspetti.

L'Accordo è stato siglato in data 30 luglio 2014, mentre l'Atto esecutivo in data 15 ottobre 2014. Le attività avviate nel 2014 si articolano come segue:

- ❖ supporto alla DGRME per lo svolgimento di studi e ricerche sulla struttura geologica delle nuove zone marine aperte alla ricerca e coltivazione degli idrocarburi e sulle attività minerarie svolte offshore dai paesi frontisti per la verifica dei possibili effetti transfrontalieri, utilizzando strumenti informatici dedicati;
- ❖ supporto per la programmazione e realizzazione dei controlli tecnici degli impianti, anche relativi alle analisi delle emissioni gassose e degli effluenti liquidi, finalizzati sia alla sicurezza degli impianti che alla salvaguardia della salute dei lavoratori e dell'ambiente circostante le piattaforme.

Sono attualmente in corso campagne di campionamento e analisi degli effluenti liquidi e gassosi delle piattaforme a mare e studi sulla geologia della zona marina recentemente aperta alle attività minerarie del Mar Balearico, limitrofa alle acque francesi e spagnole.



AMRA

L'[AMRA - Analisi e monitoraggio dei rischi ambientali](#) di Napoli è un centro di competenza per l'analisi e il monitoraggio del rischio ambientale, anche per quanto riguarda la valutazione dei rischi connessi all'attività di estrazione di idrocarburi in mare.

L'Accordo è datato 4 agosto 2014 mentre l'Atto esecutivo è stato siglato in data 23 settembre 2014. Nell'ambito di tale accordo è previsto il supporto alla DGRME per:

- ❖ svolgimento di studi e ricerche per il monitoraggio del rischio ambientale degli impianti offshore anche attraverso analisi probabilistica multi-rischio di eventi naturali;
- ❖ svolgimento di studi e ricerche nell'ambito dei rischi legati allo sfruttamento energetico (sismicità indotta e inquinamento), anche mediante l'utilizzo di nuove metodiche;
- ❖ raccolta, gestione ed elaborazione dei dati acquisiti dalle reti esistenti di monitoraggio sismico, delle deformazioni del suolo (inclusi dati satellitari) e sulle operazioni di estrazione idrocarburi e eventuali iniezioni di fluidi, analisi storica e strumentale finalizzata alle previsioni delle condizioni meteomarine in siti pilota offshore;

- ❖ sviluppo di metodologie di analisi probabilistica per la valutazione del rischio naturale indotto dalle attività di coltivazione degli idrocarburi degli impianti offshore, con particolare attenzione a:
 - analisi pericolosità sismica innescata ed indotta;
 - analisi dell'evoluzione delle linee costiere in vicinanza di piattaforme offshore.

Per il raggiungimento di tali obiettivi, è stato avviato il progetto "Argo" per lo studio e l'analisi dei rischi naturali e antropici in relazione alla sicurezza e protezione degli impianti petroliferi offshore. Aspetti fondamentali dello studio saranno la caratterizzazione della pericolosità degli eventi meteorologici e della vulnerabilità delle piattaforme offshore agli stessi eventi naturali, nonché la stima dell'evoluzione costiera e delle variazioni di stress sulle strutture tettoniche note in funzione dei parametri di produzione. Il progetto è in corso di realizzazione e integrerà l'analisi probabilistica multi-rischio di eventi naturali legati a cambiamenti climatici con lo sviluppo di metodologie per l'analisi probabilistica di rischi industriali innescati da eventi naturali (NaTech) sulle piattaforme offshore.

A questo scopo, attraverso opportuna valutazione, sono stati individuati, quali "Casi studio", 3 impianti a mare.



Corpo delle Capitanerie di Porto

Il [Corpo delle Capitanerie di Porto - Guardia Costiera](#) è un Corpo della Marina Militare che svolge compiti e funzioni collegate in prevalenza con l'uso del mare per i fini civili e con dipendenza funzionale da vari ministeri che si avvalgono della loro opera.

Il Protocollo d'intesa tra la DGRME ed il Comando generale del Corpo delle capitanerie di porto è stato sottoscritto il 16 settembre 2014 nell'ambito delle consolidate attività di raccordo interistituzionale definite con il relativo Atto esecutivo.

L'atto convenzionale rafforza a livello centrale la consolidata interrelazione già esistente, a livello periferico, tra le Sezioni UNMIG e le articolazioni territoriali delle Capitanerie nello svolgimento delle attività istituzionali di rispettiva competenza, riguardanti le piattaforme offshore e la sicurezza delle relative operazioni.

Le attività avviate nel 2014 e in corso sono volte a:

- ❖ implementare l'attività di vigilanza e controllo degli impianti di ricerca e coltivazione in mare;
- ❖ coadiuvare il personale della DGRME/UNMIG nell'attività di ispezione delle sealines, delle strutture sommerse degli impianti e delle strutture di ricerca e coltivazione in mare a mezzo di unità del Corpo;
- ❖ fornire alla DGRME dati relativi al monitoraggio delle unità navali di interesse, (es. navi che effettuano o hanno effettuato attività di ricerca scientifica in Mediterraneo o prospezioni e ricerca scientifica nella piattaforma continentale).



RSE - Ricerca sul Sistema Energetico

[RSE - Ricerca sul Sistema Energetico](#) è una società per azioni del Gruppo GSE SpA, che sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema.

L'Accordo è stato siglato il 20 ottobre 2014 e l'Atto esecutivo il 13 novembre 2014. Le attività in cui RSE è coinvolta avviate alla fine del 2014 sono di supporto tecnico alla DGRME per:

- ❖ lo svolgimento di studi e ricerche per la valorizzazione sostenibile delle risorse del sottosuolo mediante la messa a punto di progetti di ottimizzazione energetica degli impianti offshore con l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili;
- ❖ lo studio degli effetti ambientali e della dinamica di dispersione di inquinanti in mare sia conseguente ad eventi incidentali sia per emissione continua;
- ❖ lo studio e la simulazione della circolazione/diffusione di fluidi nel sottosuolo.



OGS

[OGS - Istituto Nazionale di Oceanografia e di Geofisica Sperimentale](#) è un Ente pubblico di ricerca a vocazione internazionale, che opera e sviluppa la propria missione nell'Area Europea della Ricerca (E.R.A.) ed in ambito internazionale con prioritario riferimento ai settori della ricerca di base ed applicata in:

- ❖ oceanografia (fisica, chimica e biologica);
- ❖ geofisica e geologia marina;
- ❖ geofisica sperimentale e di esplorazione.

L'Accordo è stato sottoscritto in data 30 settembre 2014 e l'Atto esecutivo è datato 11 dicembre 2014. Le attività su cui verte la collaborazione prevedono:

- ❖ sviluppo di metodologie di analisi per correlare in tempo quasi-reale la sismicità rilevata alle attività di coltivazione del sottosuolo per gli idrocarburi;
- ❖ studi e ricerche nella gestione, conservazione e valorizzazione di dati relativi all'esplorazione petrolifera offshore (dati pubblici Ministero dello sviluppo economico e dati OGS);
- ❖ studi e ricerche sull'analisi dei rischi naturali ed antropici per la sicurezza e protezione degli impianti industriali offshore.



INGV

L'[INGV - Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia](#) è nato nel 1999 con l'obiettivo di raccogliere in un unico polo le principali realtà scientifiche nazionali nei settori della geofisica e della vulcanologia.

L'Accordo è stato firmato il 6 novembre 2014 e l'Atto esecutivo il 22 dicembre 2014. Nell'ambito di tale collaborazione si prevede:

- ❖ la messa a punto di studi di fattibilità per il monitoraggio sismico, delle deformazioni del suolo e della pressione di poro delle attività di coltivazione di idrocarburi offshore al fine di aumentare gli standard di sicurezza per le attività di sottosuolo;
- ❖ la caratterizzazione del segnale sismico finalizzata alla distinzione fra sismicità indotta e sismicità naturale;
- ❖ lo sviluppo di procedure e implementazione per il monitoraggio in aree offshore.

Nell'ambito di tali accordi e con lo scopo di coordinare e ottimizzare le attività tra i gruppi che lavoreranno congiuntamente ad alcuni obiettivi, si sono concordate alcune occasioni di incontro collegiale. In particolare si prevedono:

- ❖ presentazioni interne dello stato di avanzamento del lavoro dei diversi gruppi con cadenza trimestrale o semestrale;
- ❖ organizzazione di Workshop/Convegni tematici, aperti ai terzi, trasversali ai diversi gruppi di lavoro;
- ❖ convegno annuale di presentazione ai terzi delle attività svolte nell'ambito degli Accordi.

LE ATTIVITÀ NAZIONALI

Come noto, il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare hanno approvato, con Decreto Interministeriale 8 marzo 2013, il documento di Strategia Energetica Nazionale (SEN).

La Strategia Energetica Nazionale incoraggia esplicitamente l'avvio di una nuova fase di ricerca e produzione di gas e petrolio, da inserire nel contesto più ampio del bilanciamento energetico generale al 2020 e di una transizione graduale dalle fonti fossili alle rinnovabili. Tutto ciò, valutando rischi e benefici di natura economica e ambientale e tenendo in debita considerazione le aspettative delle popolazioni coinvolte.

Il presente paragrafo si propone di descrivere gli sforzi messi in atto dalla DGRME per l'espletamento delle attività di monitoraggio e drafting normativo, nonché le attività atte a favorire il perseguimento dello sviluppo energetico del Paese.

Monitoraggio e produzione normativa

Nel corso del 2014 è stata costantemente monitorata l'evoluzione normativa, sia nazionale sia europea, con potenziale impatto sulle materie di competenza della Direzione generale. Nel seguito si riportano le principali novità introdotte dalla normativa primaria di settore, nonché una breve descrizione della normativa secondaria che si è provveduto ad aggiornare, tenendo conto degli sviluppi legislativi e giurisprudenziali intervenuti a riguardo.

Decreto Interministeriale 7 Agosto 2014

“Adeguamento delle modalità procedurali per il riconoscimento del beneficio economico finalizzato alla riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti, ex articolo 45, della Legge 23 luglio 2009, n. 99”

Con il [Decreto Interministeriale 7 agosto 2014](#), adottato del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 21 ottobre 2014, n° 245, si è provveduto a dare attuazione alle disposizioni previste dall'art. 45 commi 4 e 5, della Legge n. 99/2009, come chiarite dal Giudice amministrativo, riformando il criterio di ripartizione delle somme spettanti per le iniziative a favore dei residenti in ciascuna delle Regioni interessate da calcolare in proporzione alle produzioni ivi ottenute.

Recependo quanto rappresentato dalle parti sociali della Basilicata, è stata sostenuta l'adozione di nuove regole di attribuzione del bonus idrocarburi che tenessero conto della disparità reddituale esistente fra i richiedenti, in modo da contribuire al sostegno economico dei residenti a redditualità meno elevata.

Sono state pertanto stabilite nuove regole per attribuire un bonus proporzionato alle diverse fasce reddituali dei residenti, provvedendo d'ufficio ad assegnare il bonus di valore più elevato ai lucani il cui reddito risultasse pari od inferiore a 28.000 euro.

Agli appartenenti alla fascia di reddito compresa fra 28.001 e 75.000 euro, è stato assegnato un bonus pari alla metà del più alto, infine, gli ulteriori residenti lucani con reddito superiore a 75.000 euro si sono visti accreditare sulla bonus-card gestita da Poste Italiane il bonus minimo, pari a 30 euro.

I dati messi a disposizione dall'Agenzia delle Entrate hanno evidenziato che il 90% degli aventi diritto ha potuto fruire del bonus più elevato; circa il 9% ha avuto diritto al bonus pari a metà del precedente e una restante parte, inferiore all'1%, ha ricevuto il bonus minimo di trenta euro.

Con le modifiche normative introdotte dall'art. 36 comma 2-bis del Decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni dalla Legge 11 novembre 2014, n. 164, il Fondo per la riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti è stato sostituito dal Fondo per la promozione di misure di sviluppo economico e l'attivazione di una social card nei territori interessati dalle estrazioni di idrocarburi liquidi e gassosi. Nel corso del 2015 saranno definiti i provvedimenti necessari ad attuare le nuove disposizioni.

Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91

“Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea”, convertito con modificazioni dalla Legge 11 agosto 2014, n. 116.

In sede di conversione del [Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91](#) sono state introdotte disposizioni, con l'articolo 30-quinquies, comma 1, che hanno modificato l'articolo 45 della legge n. 99/2009 con l'effetto di stralciare dal beneficio adottato con il fondo per la riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti le Regioni interessate dall'attività di rigassificazione.

Decreto Legge 12 settembre 2014, n.133 – Sblocca Italia

“Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive”, convertito con modificazioni dalla Legge 11 novembre 2014, n. 164.

Il [Decreto legge 12 settembre 2014, n. 133](#) (c.d. “Sblocca Italia”), convertito con modificazioni dalla L. 11 novembre 2014, n. 164, è intervenuto ad introdurre importanti modifiche su diversi aspetti del quadro normativo vigente, in materia di sviluppo delle risorse energetiche nazionali.

La finalità nel complesso è da un lato quella di offrire ai territori una opportunità di sviluppo economico e occupazionale e dall'altro di diversificare il mix energetico nazionale, equilibrandolo anche alla luce delle mutate esigenze di sicurezza degli approvvigionamenti nel delicato contesto internazionale odierno e in applicazione

delle raccomandazioni del G7, della Commissione Europea e del recente documento della Presidenza del Consiglio UE in materia di approvvigionamenti energetici e della Comunicazione della Commissione UE “Energy Union”, dando inoltre piena applicazione agli obiettivi SEN.

Con specifico riferimento agli idrocarburi, lo Sblocca Italia si è focalizzato su due temi di interesse:

- ❖ favorire la realizzazione di interventi di sviluppo economico e dell’occupazione nelle Regioni di insediamento degli impianti produttivi, utilizzando le risorse che derivano dalla estrazione degli idrocarburi (articoli 36 e 36-bis);
- ❖ realizzare un approccio all’iter procedimentale efficiente e in linea con i Paesi OCSE più evoluti in materia autorizzativa (articolo 38).

In particolare, con l’articolo 36 sono state escluse dal patto di stabilità interno, per il quadriennio 2015-2018, le spese che le Regioni interessate dalle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi sostengono per effettuare interventi di miglioramento ambientale e di sviluppo economico e industriale, finanziate con le entrate delle aliquote di prodotto di cui all’art. 20, commi 1 e 1-bis del Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 (importi incrementali delle royalties). Ciò al fine di garantire una diretta correlazione tra i benefici derivanti dalle attività minerarie e i territori in cui tali attività sono svolte. In sede di conversione in legge sono state, inoltre, apportate modifiche all’art. 45 della legge n. 99/2009 finalizzate a sopprimere il Fondo per la riduzione del prezzo dei carburanti per sostituirlo, sempre a favore dei residenti delle Regioni interessate dalle attività upstream, con il Fondo per l’adozione di misure di sviluppo economico e per l’attivazione di una social card nei territori interessati dalle estrazioni di idrocarburi liquidi e gassosi. È stato, inoltre, previsto che al fine di procedere all’erogazione del Fondo il decreto interministeriale di cui all’art. 45, comma 4 della legge n. 99/2009, dovrà essere adottato d’intesa con i Presidenti delle Regioni interessate.

Le iniziative a favore dei territori, sede di attività minerarie, sono state ulteriormente implementate anche dalle disposizioni dell’articolo 36-bis. Per ovviare alle difficoltà riscontrate nell’attuazione dell’art. 16 del Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1, che prevede la destinazione di una quota delle maggiori entrate statali garantite dallo sviluppo delle risorse energetiche nazionali strategiche di idrocarburi ad interventi di sviluppo infrastrutturale e occupazionale dei territori con insediamenti produttivi petroliferi, con l’articolo 36-bis si è infatti stabilito che il 30% di tali maggiori entrate, effettivamente realizzate attraverso i versamenti dei soggetti titolari di concessioni di coltivazioni di idrocarburi liquidi o gassosi in terraferma, sia destinato alle finalità di cui al predetto articolo 16, per 10 periodi di imposta successivi all’entrata in esercizio degli impianti produttivi. Ciò al fine di garantire il pieno raggiungimento dello scopo della norma, quale quello di favorire lo sviluppo del territorio, anche in questo caso, mediante una correlazione diretta tra i benefici derivanti dalle attività svolte e i territori di insediamento degli impianti produttivi.

Novità rilevanti sono state introdotte anche con l’articolo 38 dello Sblocca Italia che, riconoscendo il carattere strategico e di pubblica utilità, nonché di indifferibilità e

urgenza alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e a quelle di stoccaggio sotterraneo di gas naturale, ha stabilito nuovi principi per il conferimento dei titoli minerari. In primis, come logica conseguenza della strategicità delle citate attività, è stata trasferita allo Stato la competenza per le Valutazioni di Impatto Ambientale delle opere che permetterà di riportare la materia su un piano tecnico uniforme ed altamente qualificato (gli esperti nazionali della Commissione Tecnica VIA), mantenendo comunque inalterata la partecipazione degli enti locali al procedimento e la funzione concorrente delle Regioni nell'emanazione dell'atto autorizzativo finale, tramite l'intesa.

È stata prevista l'adozione di un piano delle aree in cui sono consentite le attività in parola (art. 38 comma 1-*bis*) e, al fine di perseguire il processo di implementazione della SEN, è stato introdotto il titolo concessorio unico (art. 38, commi 5 e 6), in luogo dei due distinti titoli in precedenza previsti per lo svolgimento delle attività di ricerca (permesso di ricerca) e coltivazione di idrocarburi (concessione di coltivazione).

La SEN, infatti, ha previsto tra i principali interventi di carattere normativo, l'adeguamento degli iter autorizzativi ai nuovi standard europei, indicando come "modello di riferimento di questo settore" i Paesi del Nord Europa (Norvegia, Regno Unito, Danimarca), nei quali l'attenzione massima verso la tutela dell'ambiente si è saputa coniugare perfettamente con una intensa attività di estrazione delle risorse del sottosuolo: gli Stati citati prevedono il conferimento di un titolo unico su aree preventivamente individuate e valutate dalle autorità competenti.

Per assicurare la massima protezione ambientale, è stato meglio dettagliato anche l'obbligo di garanzie fideiussorie o assicurative a tutela delle opere di recupero ambientale nonché di tutte le garanzie economiche per coprire i costi di un eventuale incidente durante le attività.

Un'ulteriore novità in materia di ricerca e coltivazione di idrocarburi offshore è stata introdotta con l'articolo 38, comma 10: al fine di tutelare le risorse nazionali di idrocarburi in mare localizzate nel mare continentale e in prossimità delle aree degli altri Paesi rivieraschi oggetto di attività upstream, possono essere autorizzati, per la durata di 5 anni, eventualmente prorogabili, progetti sperimentali di coltivazione di giacimenti di idrocarburi offshore, al fine di testare le migliori tecnologie in campo per limitare gli effetti di subsidenza sulle coste italiane, dovuta anche alle attività minerarie dei Paesi rivieraschi, assicurando il relativo gettito fiscale allo Stato.

È stato, inoltre, aumentato dallo «0,5 per mille» al «1 per mille» (art. 38, comma 11-*ter*) il contributo, già previsto dalla Legge 23 agosto 2004, n. 239, che le società sono tenute a versare per le spese sostenute dagli uffici del Ministero dello sviluppo economico nello svolgimento di attività, quali rilascio di autorizzazioni, permessi o concessioni per la realizzazione e la verifica di impianti e di infrastrutture energetiche di competenza statale, di valore superiore a 5 milioni di euro, ed è stato, infine, introdotto, nelle attività di ricerca o estrazione di idrocarburi, il divieto di ricerca ed estrazione dello shale oil e shale gas, sancendo per legge quello che già era stato stabilito nella SEN e determinato dalla natura geologica dell'Italia, che non possiede riserve coltivabili di tali tipi di giacimenti.

Legge 23 dicembre 2014, n. 190 – Legge di stabilità 2015

“Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato” (legge di stabilità 2015)

Con l'articolo 1, comma 554 della [Legge 23 dicembre 2014, n. 190](#) è stato modificato l'articolo 38, comma 1-bis del decreto Sblocca Italia, prevedendo che il piano delle aree in cui sono consentite le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e quelle di stoccaggio sotterraneo di gas naturale, sia adottato con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentito il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, previa intesa con la Conferenza unificata, per le attività da svolgere sulla terraferma. È stato inoltre disposto che in caso di mancato raggiungimento dell'intesa provvede la Presidenza del Consiglio dei ministri, con le modalità di cui all'articolo 1, comma 8-bis, della Legge 23 agosto 2004, n. 239. È previsto inoltre che, nelle more dell'adozione del piano, i titoli abilitativi siano rilasciati sulla base delle norme vigenti prima dello “Sblocca Italia”.

Comunicato Direttoriale 31 gennaio 2014

“Istanze di permesso di ricerca di risorse geotermiche finalizzato alla sperimentazione di impianti pilota.”

Ai fini dell'efficacia e dell'efficienza dell'azione amministrativa nei termini previsti dall'art. 1, comma 3 bis, del D.lgs. 11 febbraio 2010, n. 22 ed in considerazione delle modifiche normative intervenute e riguardanti la potenza installata degli impianti pilota e conseguentemente dell'energia immessa nel sistema elettrico, è stato emanato il [Comunicato Direttoriale 31 gennaio 2014](#) con cui si è proceduto alla pubblicazione sul BUIG di tutte le istanze di permesso di ricerca di risorse geotermiche finalizzato alla sperimentazione di impianti pilota, presentate ed accettate con riserva in quanto eccedenti il limite massimo autorizzabile di 50 MW, provvedendo all'acquisizione, per le predette istanze, del parere tecnico della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie. Contestualmente è stata stabilita la sospensione dell'accettazione di ulteriori istanze relative agli impianti pilota geotermici.

Comunicato Direttoriale 20 febbraio 2014

“Condizioni minime per la verifica delle istanze di permesso di prospezione e di permesso di ricerca in acque profonde”.

Considerata l'opportunità di implementare attività minerarie in acque lontano dalle coste e in ottemperanza delle vigenti norme ambientali, è stato emanato il [Comunicato Direttoriale del 20 febbraio 2014](#), con cui questa Amministrazione ha stabilito le condizioni minime per la verifica delle istanze di permesso di prospezione e di permesso di ricerca in acque profonde, ovvero in aree spesso inesplorate e complesse per l'elevata profondità dei fondali, dove sono richieste agli operatori speciali cautele e capacità tecniche.

Recepimento della Direttiva 2013/30/UE

Se a livello internazionale la DGRME, oltre alla partecipazione di 2 rappresentanti nel gruppo consultivo della Commissione EU Offshore Authority Group (EUOAG), ha preso parte attivamente alla fase ascendente della [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, a livello nazionale essa ha patrocinato la fase discendente e il relativo recepimento.

Nel corso del 2014 la DGRME ha coordinato, in collaborazione con il Ministero dell'ambiente, il Tavolo tecnico istituito per la stesura del testo di recepimento della Direttiva offshore, con la partecipazione di tutte le Amministrazioni interessate (Ministero del lavoro, Ministero degli affari esteri, Marina militare, Capitaneria di porto, INAIL, Dipartimento protezione civile della Presidenza del Consiglio dei Ministri, Ministero dei beni culturali, Vigili del fuoco, Ministero dell'interno, Ministero della giustizia, Ministero dell'economia e delle finanze e Ministero delle infrastrutture e dei trasporti).

L'elaborato conclusivo del Tavolo è stato messo a punto entro il mese di giugno 2014 ovvero prima dell'avvio del Semestre di presidenza italiana del Consiglio, nel pieno rispetto degli impegni presi con la Commissione UE. Il termine per il recepimento è il 19 luglio 2015.

Ai fini dell'emanazione del testo di recepimento, lo schema di Decreto legislativo è stato sottoposto al vaglio degli Uffici Legislativi delle amministrazioni coinvolte, prima di passare al Consiglio dei Ministri, previa acquisizione dei pareri della Conferenza unificata e delle competenti Commissioni della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica, come previsto dalla relativa Legge di Delegazione Europea.

Nel corso dei lavori sono stati coinvolti, con incontri periodici, anche i principali stakeholder del settore (operatori del settore, associazioni ambientaliste e sindacati) ai quali è stata illustrata l'attività svolta, al fine di raccogliere le eventuali osservazioni.

Direttiva strategia marina e Decreto Legislativo 190/2010: implementazione operativa e “Carta di Livorno”

La Direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino 2008/56/CE (MSFD, Marine Strategy Framework Directive), entrata in vigore nel luglio del 2008, è stata formalmente recepita in Italia con il Decreto legislativo 190/2010, il quale prevede una serie di ulteriori successive azioni da implementare nel tempo. Tra esse spiccano la definizione e l'avvio dei Programmi di Monitoraggio coordinati (Monitoring Programmes, MP).

La definizione e l'avvio dei Programmi di Monitoraggio coordinati costituiscono la seconda fase di attuazione del Decreto legislativo 190/2010 e sono successivi ai primi tre fondamentali passaggi della Strategia Marina:

- ❖ la valutazione iniziale dello stato ambientale delle acque marine (Initial Assessment, IA), eseguita in attuazione dell'art. 8, basata su dati e informazioni esistenti e relativa alle caratteristiche essenziali degli ambienti marini italiani, alle pressioni e agli impatti che su di essi si manifestano, comprensiva anche di una analisi degli aspetti socio-economici dell'utilizzo dell'ambiente marino e dei costi del suo degrado;
- ❖ la determinazione dei requisiti del buono stato ambientale (Good Environmental Status, GES), eseguita in attuazione dell'art. 9, in relazione agli 11 descrittori indicati nell'Allegato I del Decreto legislativo n. 190/2010
- ❖ la definizione di traguardi ambientali (Environmental targets, ET), eseguita in attuazione dell'art. 10, in grado di orientare gli sforzi verso il conseguimento del buono stato ambientale.

La prima fase di attuazione del Decreto legislativo 190/2010 è terminata il 15 ottobre 2012 con la trasmissione alla Commissione Europea degli esiti della valutazione iniziale, delle definizioni di buono stato ambientale e dei traguardi ambientali.

Il termine per la definizione e l'avvio dei Programmi di Monitoraggio coordinati era invece stato fissato al 15 luglio 2014.

Il Decreto legislativo 190/2010 prevede anche una terza fase, in attuazione dell'art. 12, che è costituita dalla elaborazione e dall'avvio di Programmi di Misure (Programmes of Measures, PoM) finalizzate a conseguire i traguardi ambientali o a mantenere il buono stato ambientale. I programmi di misure dovranno essere elaborati entro il 31 dicembre 2015 e dovranno essere avviati entro un anno successivo a tale data.

Il percorso di attuazione del Decreto legislativo 190/2010 è guidato dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (MATTM), che, nell'esercizio delle sue funzioni di coordinamento (art. 4), si avvale di un Comitato Tecnico (art. 5), organismo che concorre alla definizione degli atti inerenti la Strategia Marina, la cui composizione garantisce la rappresentanza ad Amministrazioni centrali, Regioni e Province autonome, nonché agli enti locali.

Rappresentanti della DGRME siedono all'interno del citato Comitato tecnico e hanno contribuito attivamente alla definizione delle proposte di GES e TARGET (maggio 2014) e, in particolar modo, alla messa a punto dei citati Programmi di Monitoraggio, successivamente posti in consultazione pubblica (giugno-luglio 2014) e poi trasmessi all'Unione Europea.

La Direttiva stabilisce che si elaborino e avviino programmi di monitoraggio coordinati per la valutazione continua dello stato ambientale delle acque marine con riferimento ai traguardi ambientali stabiliti per guidare il processo verso il GES.

L'implementazione della Strategia marina rappresenta, dunque, uno dei pilastri della "Carta di Livorno", documento di indirizzo per una strategia del mare che coniughi tutela dell'ambiente e crescita economica.

La Carta, messa a punto il 15 novembre 2014 grazie all'operato di Amministrazioni – tra cui la DGRME – e stakeholders, riconosce l'opportunità di soddisfare 4 esigenze:

- ❖ una governance unitaria a livello nazionale;
- ❖ le connessioni terra-mare per promuovere la partecipazione delle comunità costiere;
- ❖ l'armonizzazione e l'efficacia dei controlli in mare e lungo le coste;
- ❖ l'implementazione di adeguate comunicazione e partecipazione alla Strategia marina.

Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie - CIRM

La CIRM - Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie, istituita con Decreto del Presidente della Repubblica 14 Maggio 2007, n. 78, riunisce in un unico organismo le competenze precedentemente assegnate a quattro comitati soppressi. Per lo svolgimento delle attività istituzionali di propria competenza la Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche si avvale del parere della CIRM, quale organo tecnico-consultivo, che esprime pareri obbligatori non vincolanti in materia di attività di ricerca e coltivazione di risorse minerarie (sez. a), sicurezza delle attività di ricerca e coltivazione (sez. b), determinazione e versamento delle aliquote di prodotto della coltivazione (sez. c).

A seguito del parere positivo del Consiglio di Stato sull'art. 12, comma 20 del Decreto legge 95/2012, convertito con Legge 7 agosto 2012 n. 135, in merito alla necessità di avvalersi delle professionalità ad elevata specializzazione dei componenti della Commissione per l'acquisizione dei pareri tecnici nell'ambito dei procedimenti di competenza della Direzione generale, con [Decreto Ministeriale 9 agosto 2013](#) la CIRM è stata ricostituita per il triennio 2013-2016. Infine, l'art. 9, comma 2, del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 5 dicembre 2013, n. 158, recante Regolamento di organizzazione del Ministero dello sviluppo economico, prevede che presso la Direzione generale operi, in qualità di organo tecnico consultivo, la CIRM.

Nel corso del 2014 le sezioni della CIRM si sono riunite:

- ❖ sez. a) due volte, il 19 marzo ed il 27 novembre
- ❖ sez. c) due volte, il 20 febbraio ed il 17 novembre.

Il 27 febbraio 2014, a norma dell'art. 9 del Decreto del Presidente della Repubblica 14 Maggio 2007, n. 78, il Presidente della CIRM ha inoltre istituito, come indicato in precedenza, il Gruppo di Lavoro in applicazione delle raccomandazioni della Commissione ICHESE per la definizione di "Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della microsismicità, delle deformazioni del suolo e della pressione di poro nell'ambito delle attività antropiche" (per i dettagli si rimanda al Capitolo 'Ambiente e sicurezza').

Metanizzazione del mezzogiorno

Per cercare di dare soluzione al completamento del Programma di metanizzazione del Mezzogiorno, e particolarmente alla metanizzazione del “Cilento”, l’articolo 1, comma 319, della [Legge 23 dicembre 2013, n. 147](#) (legge di stabilità), ha stanziato la somma di 20 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2014 al 2020. L’intervento di sostegno al completamento della rete di distribuzione del gas metano riguarderà almeno 90 Comuni del Sud di Italia.

Conformemente a quanto previsto dal suddetto dettato normativo, il Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE) ha recentissimamente approvato una delibera intitolata “Fondo per lo sviluppo e la coesione. Assegnazione di risorse per il completamento del programma di metanizzazione del mezzogiorno”, recante “Disposizioni per la presentazione delle istanze di finanziamento da parte dei comuni aventi diritto e criteri di priorità nell’istruttoria delle domande di ammissione ai benefici di cui all’articolo 1, comma 319, della legge 27 dicembre 2013, n. 147”, dando finalmente il via libera al completamento del Programma generale di metanizzazione del Mezzogiorno. Dopo la pubblicazione del provvedimento sulla G.U. tutti i comuni interessati potranno produrre la richiesta di finanziamento.

Le varie istanze, una volta classificate ed inserite in una apposita “Graduatoria” di priorità, verranno progressivamente esaminate ed approvate, compatibilmente con le risorse finanziarie che si renderanno disponibili nel tempo.

Al fine di dare avvio alle procedure di selezione dei progetti di metanizzazione, la DGRME, con [Comunicato Direttoriale 28 febbraio 2014](#), pubblicato sul Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse - Anno LVIII N. 2, ha richiesto ai Comuni interessati di presentare le proposte di “progetto definitivo” di metanizzazione.

Per quanto concerne la gestione ordinaria del “Programma” nel corso del 2014 non sono state avviate nuove iniziative mentre è proseguita con gradualità l’attività ordinaria di esame ed approvazione dei collaudi, nonché quella di concessione di proroghe al termine di ultimazione dei lavori. Nel corso del 2014 si è dato ulteriore impulso all’attuazione dei progetti di variante relativi a 92 comuni appartenenti ai bacini calabresi denominati CL 01, CL 02, CL 05, CL 08 e CL 22.

Espropriazioni per pubblica utilità

I procedimenti di espropriazione per pubblica utilità relativi alla realizzazione di infrastrutture energetiche sono adottati su istanza delle società che, autorizzate a realizzare una infrastruttura energetica, non hanno raggiunto accordi bonari per l'utilizzo dei beni necessari ad attuare i loro progetti, riconosciuti di pubblica utilità.

Le procedure amministrative per l'emanazione degli atti ablativi necessari a fare acquisire alle società la proprietà o altri diritti reali sui beni che occorrono per realizzare i loro progetti, o i loro programmi energetici, sono quelle disposte dal [Decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n.327](#), recante il Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità.

Il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 5 dicembre 2013, n. 158, in vigore dal 2014, recante il Regolamento di riorganizzazione del Ministero dello sviluppo economico, ha confermato in capo alla Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche la funzione di Ufficio unico per gli espropri in materia di energia.

Gli operatori che realizzano i metanodotti che concorrono al potenziamento della Rete nazionale dei gasdotti, nonché le società che devono attuare dei progetti inerenti la realizzazione di ulteriori infrastrutture energetiche, si rivolgono all'Ufficio che, in qualità di Autorità espropriante, istruisce i procedimenti ed emana i relativi atti volti a garantire, oltre alla fruibilità per pubblica utilità dei beni oggetto di azione ablativa, l'equo indennizzo da riconoscere ai loro proprietari.

Perseguendo gli obiettivi volti a realizzare una efficace comunicazione pubblica e a consentire la divulgazione trasparente dell'attività amministrativa correlata all'espropriazione per pubblica utilità, svolta nelle comunità locali dove si realizzano le infrastrutture in attuazione della Strategia energetica nazionale, la Direzione generale procede alla pubblicazione all'indirizzo <http://unmig.mise.gov.it/unmig/espropri/espropri.asp> delle informazioni di dettaglio inerenti gli atti emanati con obbligo di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana.

Nel corso del 2014, inoltre, l'Ufficio ha cominciato a pubblicare nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse il paragrafo che propone gli estratti dei decreti emessi per garantire l'azione ablativa dell'Autorità espropriante.

Nell'anno in esame sono stati emanati 37 Decreti dirigenziali necessari ad eseguire espropriazioni per pubblica utilità (espropriazioni di terreni, costituzione di servitù permanenti, occupazioni temporanee di aree interessanti l'attività di ricerca e quella di sviluppo di programmi energetici) in circa altrettanti territori comunali.

Ricerca mineraria di base

In riferimento all'art. 4 Legge n. 752/82 relativo a "Norme per l'attuazione della politica mineraria" (modificato ed integrato successivamente dalla Legge 246/84, che definisce un'azione organica di sostegno da parte dello Stato al comparto minerario, finalizzata all'individuazione di nuove aree di interesse e all'ampliamento delle potenzialità estrattive dalle miniere esistenti), grazie a un finanziamento statale complessivo di circa 140-150 miliardi di lire, a partire dal 1986 fu avviato un progetto della durata di 10 anni. La ricerca mineraria di base aveva come obiettivi quelli di:

- ❖ ridurre le condizioni di rischio delle attività estrattive;
- ❖ ridurre il costo esplorativo per le imprese;
- ❖ aumentare conseguentemente le iniziative imprenditoriali di settore.

In accordo con i suddetti obiettivi, nel 2014 è stato intrapreso un progetto di recupero della ricerca mineraria di base e di tutta la ricca documentazione prodotta, tramite un accordo tra il Ministero dello sviluppo economico e la Società Sogin S.p.A.

Nello specifico, tutto il materiale relativo (documenti e bibliografia, cartografie geologico-strutturali, carte delle mineralizzazioni e metallogeniche, database di analisi chimiche-mineralogiche, report di sondaggi e carte tematiche) è conservato presso gli archivi del Ministero in formato cartaceo, su un vecchio supporto ArcGIS e registrato su microfilm da 6 e 35 mm.

Nonostante l'operazione di recupero dei formati ArcGIS, non è stato rinvenuto un geodatabase di concezione moderna pronto all'utilizzo ed interrogabile. Pertanto, attualmente è in corso una fase di conversione dei formati cartacei in digitale e la traduzione del materiale da microfilm a .pdf.

Questa fase, che si concluderà probabilmente a fine marzo 2015, prevede l'avvio della pubblicazione di tutto il materiale recuperato su un sito web dedicato.

Risorse geotermiche

Nell'ambito del quadro normativo nazionale le risorse geotermiche, con particolare attenzione allo sfruttamento di vapori geotermici ad alta temperatura, sono state assimilate a risorse minerarie e quindi considerate di pubblico interesse, da esercitare in regime concessorio, in base al Regio Decreto 29 luglio 1927, n. 1443 (Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere del Regno). Con la L. 896/1996 (Disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche) è stata definita una disciplina compiuta del settore individuando i principi generali, il regime autorizzativo, gli obblighi e le procedure amministrative. Con il D. Lgs. n. 112/1998 (Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni e agli enti locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59), come modificato dal D. Lgs. n. 443/1999, è stato approvato il cosiddetto "decentramento amministrativo" che ha trasferito le funzioni amministrative dallo Stato alle Regioni. Pertanto, le risorse geotermiche sono divenute di competenza delle

Regioni per la terraferma e del Ministero dello sviluppo economico per il mare, residuando allo Stato, oltre che il compito di rilasciare i titoli in mare, le funzioni di inventario della risorsa, i relativi aggiornamenti, l'acquisizione di dati e la promozione di nuove tecnologie. Restano allo Stato, in base al Titolo V della Costituzione, il potere legislativo e di indirizzo sulla materia. La c.d. Legge Sviluppo n. 99/09 (Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia) aveva rilanciato l'opzione geotermica prevedendo l'avvio della liberalizzazione dei titoli per la produzione di energia geotermoelettrica (media-alta temperatura) e la semplificazione delle procedure per la realizzazione di progetti di utilizzo del calore geotermico (bassa temperatura).

Nel 2010 è stato emanato il D. Lgs. 11 febbraio 2010, n. 22 (Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell'articolo 27, comma 28, della Legge 23 luglio 2009 n. 99), che rappresenta il principale riferimento della normativa attualmente in vigore in materia di risorse geotermiche. Le recenti modifiche a tale decreto, apportate dall'art. 9 del D. Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 di attuazione della Direttiva 2009/28/CE, hanno stabilito, tra l'altro, che al fine di promuovere la ricerca e lo sviluppo di nuove centrali geotermoelettriche a ridotto impatto ambientale sono considerati di interesse nazionale i fluidi geotermici a media ed alta entalpia finalizzati alla sperimentazione, su tutto il territorio nazionale, di impianti pilota con reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza e con potenza nominale installata non superiore a 5 MWe per ciascuna centrale. Il Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'Intesa con la Regione interessata, è l'autorità competente per il conferimento dei titoli geotermici per impianti pilota. Inoltre, la L. 134/2012 (Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, recante misure urgenti per la crescita del Paese) ha disposto l'inserimento dell'energia geotermica tra le fonti energetiche strategiche e la L. 98/2013 (Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 recante disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia) ha stabilito che gli impianti geotermici pilota sono di competenza statale. I progetti geotermici pilota sono, quindi, sottoposti alla Valutazione di Impatto Ambientale di competenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Si tratta -come detto- di impianti di taglia non elevata (max 5 MWe ciascuno), caratterizzati da dimensioni ridotte ed emissioni atmosferiche nulle, che nella fase esplorativa prevedono l'utilizzo di aree con superfici, per singolo progetto, comprese tra 5 e 35 km² e con successiva radicale riduzione di uso del territorio nella fase concessoria. I progetti pilota sono realizzati al fine di verificarne la loro profittabilità industriale e l'innovazione tecnologica di processo e di prodotto introdotta.

Ad oggi, le istanze di permesso di ricerca per impianti pilota pervenute a questa Amministrazione saturano la potenza complessiva massima autorizzabile di 50 MWe ([Comunicato Direttoriale 31 gennaio 2014](#)). Si tratta di progetti, nel loro complesso, che prevedono investimenti privati degli operatori geotermici per più di 300 milioni di euro.

Nell'ambito di competenza della geotermia, nel luglio 2014, la Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche ha sottoscritto il Protocollo d'Intesa per un progetto pilota per lo sviluppo di una metodologia innovativa per la valutazione quantitativa delle risorse geotermiche a bassissima, bassa e media temperatura della piana di Pisa (Progetto Geo4P). I sottoscrittori del protocollo sono amministrazioni dello Stato e società pubbliche. Lo scopo del progetto è quello di sviluppare una metodologia multidisciplinare, utilizzando la modellistica geologica integrata alla modellistica numerica, per la valutazione delle potenzialità geotermiche localizzate nella pianura alluvionale di Pisa ed esportare le tecniche di analisi (geologiche ed energetiche) elaborate in contesti comuni ad altre aree della Toscana e del Paese, nonché testare ed elaborare metodologie e strumenti finora non utilizzati a questo scopo. Gli obiettivi multidisciplinari del progetto "progetto Geo4P" rispondono alla necessità di testare metodologie progettuali integrate geologico-energetiche, mutuabili in altri contesti simili, anche ai fini del consolidamento, dell'accrescimento e della diffusione di informazioni e saperi che possano fornire strumenti decisionali sia alle amministrazioni sia alla popolazione civile nei cui territori la risorsa geotermica è presente e viene coltivata.

LE ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

Sicurezza, tutela dell'ambiente e spazi marini

La DGRME svolge un ruolo di rilievo a livello internazionale nel settore della sicurezza delle operazioni offshore. La DGRME è impegnata, inoltre, nel recepimento della Direttiva 2013/30/UE e nella procedura di ratifica del Protocollo Offshore per il Mar Mediterraneo, firmato dall'Italia ed entrato in vigore dal 2011. Due rappresentanti della DGRME sono membri dell'EU Offshore Authority Group (EUOAG), gruppo consultivo della Commissione Europea sui temi della sicurezza offshore.

Il Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente (United Nations Environment Programme, UNEP) è stato il primo organismo mondiale a occuparsi di tutela delle acque marine, lanciando nel 1974 il Regional Seas Programme (Programma per i Mari Regionali, RSP). Esso si propone di stabilire una comune strategia globale e un quadro per la protezione dell'ambiente e la promozione dello sviluppo sostenibile, dandone, però, un'attuazione operativa a livello "regionale", a seguito dell'individuazione di 18 differenti macroaree. Gli RSP espletano le loro funzioni attraverso un Piano d'Azione (Action Plan, AP). Nella maggior parte dei casi il Piano d'Azione è sostenuto da un solido quadro giuridico nella forma di una "convenzione regionale" e protocolli associati sui problemi specifici.

È ben noto come la politica dell'Unione Europea sia sempre stata mirata a ridurre il verificarsi di incidenti legati alle attività offshore nel settore degli idrocarburi e a limitarne le conseguenze, aumentando così la sicurezza dei lavoratori e la protezione dell'ambiente marino e delle economie costiere dall'inquinamento e migliorando i meccanismi di risposta in caso d'incidente.

Di conseguenza, il quadro normativo comunitario è divenuto nel tempo estremamente ampio, poggiando su alcune direttive di capitale importanza quali:

- ❖ Direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione;
- ❖ Direttiva 96/61/CE del Consiglio, del 24 settembre 1996, sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento;
- ❖ Direttiva 2000/60/CE, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque;
- ❖ Direttiva 2013/30/UE, che stabilisce i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e limitare le conseguenze di tali incidenti.

In riferimento al citato RSP, 16 Paesi del Mediterraneo e la Comunità europea hanno adottato il Piano d'Azione per il Mediterraneo (Mediterranean Action Plan, MAP). Il MAP è stato in assoluto il primo piano adottato come programma regionale sotto l'ombrello dell'UNEP, a riprova della grande attenzione mostrata dai Paesi che si affacciano sul Mediterraneo ai temi della tutela ambientale marina.

In particolare, si segnala la "Convenzione per la protezione del Mar Mediterraneo dai rischi dell'inquinamento" (Convenzione di Barcellona), quale strumento giuridico e

operativo del MAP, che vede come firmatari i Paesi rivieraschi di entrambe le sponde del bacino, sia UE che extra UE.

In attuazione della citata “Convenzione di Barcellona”, per quanto di pertinenza delle tematiche offshore, con specifico riferimento agli aspetti ambientali, si cita il “Protocollo per la protezione del Mare Mediterraneo contro l’inquinamento derivante dall’esplorazione e coltivazione dello piattaforma continentale, del fondo del mare e del suo sottosuolo” (c.d. Protocollo Offshore).

Il Protocollo Offshore

Il [Protocollo Offshore](#) è stato adottato il 14 ottobre 1994 dalle Parti contraenti della Convenzione per la Protezione dell’Ambiente Marino e della Regione Costiera del Mediterraneo (Convenzione di Barcellona, adottata nel 1976 e rafforzata nel 1995 tramite suo ampliamento alle aree costiere del Mediterraneo), ovvero i 21 Stati del bacino del Mediterraneo e l’Unione Europea.

In particolare, il Protocollo, firmato da 11 Parti Contraenti (tra cui l’Italia) e finora ratificato da 6 (Albania, Cipro, Libia, Marocco, Siria e Tunisia) più l’Unione Europea, è entrato in vigore il 24 marzo 2011.

Esso prevede in particolare una serie di misure finalizzate a prevenire, ridurre, combattere e controllare l’inquinamento risultante dalle seguenti:

- ❖ attività di esplorazione, quali i rilievi geosismici, la presa di campioni e le perforazioni esplorative;
- ❖ attività di sfruttamento, quali la costruzione di installazioni finalizzate all’estrazione delle risorse, comprese le attività di perforazione, di estrazione, di trattamento e stoccaggio, di trasporto a terra tramite condotte e carico di navi, la manutenzione, la riparazione e le altre operazioni ausiliarie;
- ❖ attività di ricerca scientifica relativa alle risorse del fondo marino e del sottosuolo.

La disciplina riguarda l’intero ciclo di vita degli impianti offshore (con disposizioni relative alle autorizzazioni, costruzioni, operazioni, decommissioning), prevedendo la cooperazione fra le Parti Contraenti la Convenzione. In particolare, essa regola le attività di sfruttamento e di esplorazione della piattaforma continentale, del fondo marino e del suo sottosuolo, imponendo l’obbligo, già ampiamente previsto in Italia, del rilascio di autorizzazione quale atto necessario allo svolgimento delle attività da realizzare secondo le migliori tecnologie disponibili.

Direttiva 2013/30/UE: la fase ascendente

La Commissione europea ha reagito all’incidente nel Golfo del Messico (occorso al “pozzo Macondo”) dell’Aprile 2010, avviando un’approfondita analisi delle attuali norme adottate nell’intera Unione Europea e dai suoi Stati membri.

Lo studio è sfociato nella redazione del documento “Affrontare la sfida della sicurezza delle attività offshore nel settore degli idrocarburi” (Commissione Europea, 2010), nel

quale si riporta come, benché l'Unione disponga già di esempi eccellenti di pratiche 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 tali risultanze, 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 (Regolamento Offshore), che ha come obiettivo quello di fissare elevati standard minimi di sicurezza per la prospezione, la ricerca e la produzione di idrocarburi in mare, riducendo le probabilità di accadimento di incidenti gravi, limitandone le conseguenze e aumentando, così, nel contempo, la protezione dell'ambiente marino.

Nel corso di tre diverse Presidenze UE (Polonia, Danimarca e Cipro), il Consiglio, per il tramite del suo Working Party on Energy (EWP), cui partecipano attivamente alcuni rappresentanti della DGRME, ha analizzato la Proposta di Regolamento e ha presentato diversi emendamenti. Successivamente, la Proposta di Regolamento è divenuta una “Proposta di Direttiva”, a seguito di quanto deliberato dall'EWP del Consiglio e, parallelamente, anche dalla Commissione Industria, Ricerca ed Energia (ITRE) del Parlamento Europeo.

Sotto la presidenza irlandese, la Proposta di Direttiva è stata approvata prima dal Consiglio dell'Unione Europea, poi dal Parlamento Europeo e, infine, pubblicata in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea in data 28 Giugno 2013 come 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. La DGRME ha partecipato attivamente ai lavori mediante la formulazione di osservazioni e proposte volte ad accrescere gli standard di sicurezza europei. In particolare, è stata accolta la proposta italiana di inserire nella normativa l'adozione di strumenti, quali la “black box”, già introdotti nel nostro ordinamento a seguito degli approfondimenti tecnici successivi all'incidente del Golfo del Messico, che entreranno a far parte del patrimonio di sicurezza comune di tutti gli Stati membri.

È attualmente in corso il recepimento della Direttiva a livello nazionale. I relativi dettagli sono disponibili al capitolo ‘Attività Nazionali’ (Paragrafo ‘Monitoraggio e produzione normativa’).

Direttiva 2014/89/UE: Pianificazione spazi marini

Dando seguito ad una proposta della Commissione UE del 2013, il 23 luglio 2014 è stata emanata la [Direttiva 2014/89/UE](#) che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.

L'obiettivo è istituire negli Stati membri dell'UE un quadro comune europeo per la pianificazione dello spazio marittimo al fine di garantire uno sviluppo delle attività marittime e costiere e un utilizzo delle risorse offerte dal mare secondo modelli

sostenibili. Un'applicazione coerente della pianificazione dello spazio marittimo consentirà un coordinamento migliore tra attività terrestri e marittime. Gli Stati membri dovranno elaborare una mappatura di tali attività mediante piani di gestione dello spazio marittimo in grado di promuovere una crescita sostenibile, e favorire nel contempo la partecipazione dei soggetti interessati e la cooperazione con gli Stati confinanti. Il ricorso a uno strumento unico contribuirà a dare sicurezza agli investitori e a ridurre gli oneri amministrativi per gli operatori e le amministrazioni nazionali preservando i servizi ecosistemici. Facilitando lo sviluppo sostenibile e gli investimenti in attività marittime, la Direttiva contribuirà a realizzare il potenziale dell'economia blu d'Europa in termini di crescita e di occupazione. Il nuovo strumento favorirà inoltre l'attuazione della normativa UE in materia ambientale, come la Direttiva quadro 2008/56/CE sulla strategia per l'ambiente marino e la Direttiva Habitat.

La Direttiva si applica a tutto il mare di competenza statale e coinvolge diversi settori. Per una prima sperimentazione sono già stati avviati diversi piani operativi in diverse aree marine tra cui quelle del Mare Adriatico settentrionale e meridionale. Il [Progetto Adri Plan](#), avviato il 10 Dicembre 2013 e avente termine il 10 Giugno 2015, è stato interamente finanziato dalla Commissione Europea per un importo totale di 1.250.000 euro, con lo scopo di fornire proposte e raccomandazioni per lo sviluppo del Maritime Spatial Plan.

Poiché la Direttiva fa espressamente riferimento alle infrastrutture energetiche in mare e alle ricchezze del sottofondo marino, rappresentanti DGRME hanno partecipato alla fase ascendente del provvedimento, seguendo i lavori dell'associato Tavolo di coordinamento guidato dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. Similmente, la Direzione seguirà le procedure di recepimento.

Ulteriori informazioni sulla pianificazione dello spazio marittimo sono disponibili sul sito della [Commissione Europea](#).

Rapporti tra Italia e Croazia

Nel 2009, per garantire lo sfruttamento del giacimento "Annamaria", situato a cavallo tra la piattaforma continentale italiana e quella croata, è stato firmato il Technical Agreement (1 luglio 2009, aggiornato nel gennaio 2013) con il "Technical Agreement between the Ministry of Economic Development of the Italian Republic (Directorate General for Energy and Mineral Resources) and the Ministry of Economy, Labour and Entrepreneurship of the Republic of Croatia (Directorate for Mining) on the Joint Exploitation of the Annamaria Gas Field in the Adriatic Sea".

La piattaforma di produzione di gas naturale [ANNAMARIA B](#), operativa dal 2009 nella concessione di coltivazione [A.C 11.AG](#), è situata a circa 40 miglia marine dalle coste ravennati, in prossimità della linea mediana che separa le acque soggette alla giurisdizione italiana da quelle della Croazia, ed è collegata alla piattaforma gemella croata "Annamaria A", per l'estrazione dallo stesso giacimento.

Nel corso del 2014 è proseguita l'attività di verifiche fiscali sulle due piattaforme nell'offshore italiano e in quello croato, conclusasi con la firma di 4 verbali di riconciliazione trimestrali (alternativamente in territorio italiano ed in territorio croato come previsto dall'AIDOA - Annamaria Integrated Development and Operating Agreement) relativi alla produzione del giacimento "Annamaria" nella concessione "A.C11.AG". Le tarature e le operazioni sulle linee fiscali sono state effettuate insieme al personale del Governo Croato.

Lo scorso 30 ottobre si è inoltre conclusa un'attività di ispezione sulla piattaforma ANNAMARIA B condotta dai tecnici del Laboratorio chimico della DGRME per il controllo della qualità del gas estratto dal giacimento. In questa occasione è stato anche attuato il protocollo d'intesa tra la DGRME e la Marina Militare che, nell'ambito del previsto supporto all'attività ispettiva offshore della Direzione generale, ha messo a disposizione la Nave Procida.

Nel corso del 2014, la Croazia ha aperto i termini della procedura per l'assegnazione di aree per la ricerca e l'estrazione di idrocarburi nel Mare Adriatico, mettendo a gara licenze per 29 blocchi con dimensioni tra i 1.000 e i 1.600 km², di cui 8 situati nell'Adriatico settentrionale e 21 in quello centrale e meridionale. La gara ha destato l'interesse di circa 40 compagnie internazionali, comprese l'Exxon Mobil, la Shell e anche l'Eni, ma le offerte ricevute risultano per un totale di 6 aziende in 15 aree di ricerca. La commissione di esperti guidata dal Ministro dell'economia croato Ivan Vrdolja ha valutato positivamente tali offerte per 10 aree di esplorazione, che sono state concesse alle aziende Marathon Oil, OMV, ENI, Medoilgas e INA.

Il consorzio composto da Marathon Oil e OMV ha ricevuto un permesso per l'esplorazione e lo sfruttamento di idrocarburi in 7 blocchi nelle aree: n. 8 nel Nord Adriatico, nn. 10, 11 e 23 nell'Adriatico centrale, nn. 27 e 28 nell'Adriatico meridionale. Il consorzio composto da ENI e Medoilgas ha ricevuto il permesso per l'esplorazione e lo sfruttamento di idrocarburi nella zona di ricerca n. 9 dell'Adriatico centrale, mentre alla croata INA - Industrija Nafta è stata concessa una licenza per l'esplorazione e lo sfruttamento di idrocarburi in due aree di esplorazione, la n. 25 e la n. 26 nell'Adriatico Meridionale.

Tavolo tecnico Italia-Malta

Il Gruppo di lavoro bilaterale, avviato nel 2012 e finalizzato all'individuazione di un'area in cui iniziare una fase sperimentale di attività congiunte e uno studio delle rispettive normative di settore, è proseguito durante gli anni 2013 e 2014. Dopo una serie di incontri e scambi di note tra il Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale (MAECI) e il governo maltese, la parte italiana ha redatto un Memorandum tecnico (ottobre 2013) teso a definire le modalità e la disciplina di una eventuale gestione congiunta e predisposto una proposta tecnica (novembre 2013), con l'individuazione di una porzione di area.

L'8 agosto 2014 il governo maltese ha emanato il Continental Shelf Act 2014, una nuova legge sulla delimitazione e definizione della propria piattaforma continentale, con disposizioni in merito alla sua esplorazione e sfruttamento. Gli uffici giuridici del MAECI e del MiSE, avendo ravvisato in tale legge forti elementi di criticità, hanno concordato che il MAECI inviasse il 19 dicembre 2014 una Nota Verbale di protesta, in quanto alcune delle disposizioni del Continental Shelf Act 2014 appaiono non conformi alle previsioni di cui alla Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare (UNCLOS) del 1982, oltre che lesive degli interessi dell'Italia sui fondali e sul sottosuolo marini nella piattaforma continentale al largo delle sue coste. In particolare: per il mancato riferimento alle coste adiacenti, per l'estensione della piattaforma continentale maltese sino alla linea mediana, in mancanza di accordo, per la possibilità di concedere licenze nell'ambito dell'area ricadente all'interno di tale mediana, incidendo sulla possibilità di arrivare ad un accordo di delimitazione con l'Italia.

A tutela delle proprie fondate pretese, l'Italia anche in passato aveva contestato alcuni provvedimenti di Malta, da ultimo, con Nota Verbale del MAECI del 12/09/2011, il Bando pubblicato nella GUUE del 4/08/2011 relativo all'apertura alla ricerca e all'esplorazione delle Aree 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7, di cui solo le Aree 3 e 4 risultavano in acque maltesi.

Artico/Rapporti con Norvegia e Islanda

La Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche è presente nel Tavolo italiano di coordinamento per l'Artico, istituito dal Ministero degli affari esteri e la cooperazione internazionale a seguito dell'ingresso dell'Italia nel Consiglio Artico come Paese osservatore (Dichiarazione di Kiruna, Maggio 2013).

La Direzione è da due anni impegnata nella valorizzazione della presenza italiana nella Regione artica, nuova frontiera globale per i temi legati alla tutela ambientale, allo sviluppo sostenibile, all'energia e ai trasporti.

Nel giugno 2014 si è svolto l'Italian Day a Tromsø (come indicato anche nella sezione 'Eventi'), organizzato dall'Ambasciata d'Italia a Oslo e dedicato alla promozione delle eccellenze italiane e alla collaborazione tra Italia e Norvegia in Artico. I lavori sono stati aperti dai discorsi del Sindaco di Tromsø, della Rettore dell'Università di Tromsø e dell'Ambasciatore d'Italia. La DGRME, oltre a dare supporto all'Ambasciata nell'organizzazione dell'evento, è intervenuta con uno speech nella sessione istituzionale. Ampia rappresentanza è stata data al sistema-paese Italia e alle relazioni scientifiche ed economiche che esso ha con la Regione artica. La sessione economica ha visto la partecipazione sia di importanti società italiane (Eni, Edison, Fincantieri, RINA) che di alcune PMI nazionali. Presenti anche società norvegesi di rilievo, interessate a rafforzare i rapporti con l'Italia. Alla sessione scientifica hanno preso parte il CNR (che gestisce e mette a disposizione della comunità internazionale la stazione scientifica "Dirigibile Italia" nelle Isole Svalbard), l'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia, l'Istituto Nazionale di Oceanografia e di Geofisica Sperimentale, RSE- Ricerca Sistema

Energetico, l’Agenzia Spaziale Italiana e l’Università La Sapienza; la sessione scientifica, arricchita dagli interventi dei docenti e ricercatori italiani che lavorano presso l’Università Artica di Tromsø, ha dato un quadro completo dell’importante contributo della ricerca italiana negli studi sul Climate Change e sull’Artico. A margine dell’Italian Day, l’Ambasciata e la DGRME hanno promosso un incontro tra ricercatori italiani e norvegesi sul tema degli idrati di metano, argomento di ricerca sul quale l’Italia ha significative competenze.

Nel Novembre 2014, la Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche ha preso parte, con un intervento sulla geotermia, alla sessione dedicata all’Italia nella conferenza “Arctic Circle” che si è tenuta in Islanda a Reykjavik. I Paesi artici sono particolarmente sensibili allo sviluppo di fonti energetiche a bassa emissione di gas serra e l’Italia e l’Islanda sono tra i principali attori mondiali nella valorizzazione della risorsa geotermica.

L’evento “Arctic Circle”, organizzato sotto l’alto patronato del Presidente della Repubblica d’Islanda, costituisce una vetrina internazionale di grande prestigio, nella quale i rappresentanti del mondo politico, accademico ed imprenditoriale, provenienti da più di 40 Paesi diversi (dagli Stati Uniti alla Federazione Russa passando per il Canada, i paesi Scandinavi, la stessa Islanda, oltre che la Cina e il Giappone) si incontrano, ogni anno, per confrontarsi sulle sfide e le opportunità della Regione artica. Nel corso della missione, la Direzione Generale ha fatto parte della delegazione, guidata dall’Ambasciatore d’Italia presso la Repubblica d’Islanda, che ha incontrato le istituzioni islandesi e alcuni operatori geotermici con l’obiettivo di rafforzare il dialogo bilaterale sulla geotermia.

Nel dicembre 2014, la Direzione generale ha preso parte alla Conferenza “Climate change and future scenarios in the Arctic Region” organizzata dal Ministero degli affari esteri e cooperazione internazionale sull’Isola di San Servolo a Venezia. Alla conferenza, introdotta dal Senior Arctic Official italiano, hanno partecipato gli inviati degli Stati Artici ed una rappresentanza del mondo scientifico ed industriale italiano.

Raw Materials Supply Group (RMSG)

Il Raw Materials Supply Group (RMSG) è stato costituito negli anni ottanta sotto la guida della Commissione Europea, Directorate-General for Enterprise and Industry, e comprende rappresentanti delle industrie, di ONG ambientaliste, degli Stati membri della UE, allo scopo di analizzare ed incidere sulle attività relative all’approvvigionamento delle materie prime.

Nel corso delle riunioni plenarie tenutasi a Bruxelles nel corso del 2014, in cui l’Italia è stata rappresentata dalla DGRME, è stato verificato lo stato delle attività avviate negli anni precedenti sono stati esaminati i report delle attività di seguito elencate:

- ❖ revisione della lista Europea delle Materie Prime Critiche (CRM);
L’elenco CRM in fase di revisione sulla base dei dati aggiornati, è stato completato. L’approccio EU si poggia su un concetto relativo di criticità: un materiale è critico

quando rischia una carenza di disponibilità ed il suo impatto sull'economia è più forte rispetto ad altri Raw Materials. La criticità si basa sull'importanza economica della materia prima (valutata in base al suo valore aggiunto lordo nell'UE) e sul rischio di approvvigionamento (determinato in base alla posizione geopolitica e la concentrazione di una determinata materia).

La revisione ha comportato l'aumento dei CRM dai precedenti 14 agli attuali 20, a seconda del rischio ambientale che viene preso in considerazione; ai materiali già presenti nella lista stilata nel 2011 (antimonio, berillio, cobalto, fluorite, gallio, germanio, indio, magnesio, grafite, niobio, metalli del gruppo del Platino, elementi "pesanti" e "leggeri" delle Terre Rare) sono stati inclusi i borati, il cromo, il carbon coke, la magnesite, le rocce fosfatiche e il silicio.

L'obiettivo è di aggiornare tale lista ogni tre anni ed è stato ribadito l'impegno della Commissione per la lotta contro l'esportazione illegale degli scarti; è previsto che nei lavori futuri vengano inclusi anche altri materiali considerati "vicini" alla criticità (es. renio, tellurio).

- ❖ raccomandazioni sulle condizioni strutturali per l'estrazione di Raw Materials non energetici nell'Unione Europea;
Report preparato dal gruppo di lavoro costituito ad hoc (AHWG, sub-group di RMSG) per lo scambio delle migliori pratiche per la politica mineraria e la struttura legale, le strutture informative, la pianificazione dell'uso del territorio e dei permessi; il report, le cui raccomandazioni non sono obbligatorie per gli Stati membri, è stato approvato ed adottato da RMSG. Il lavoro presentato basa le sue raccomandazioni su due documenti sviluppati da RMSG, il primo è il "Report sugli indicatori relativi alle politiche nazionali sui minerali non energetici" che ha preso in considerazione le condizioni strutturali per l'approvvigionamento dei Raw Materials nell'Unione Europea; il secondo riguarda il "Good practise project-report" incentrato sulla valutazione e scambi di "good practise" per l'approvvigionamento sostenibile dei Raw Materials nell'Unione Europea.

Il report approvato da RMSG è strutturato in quattro capitoli:

- ❖ politica e struttura legale;
- ❖ struttura informativa;
- ❖ pianificazione dell'uso del territorio;
- ❖ permessi ed autorizzazioni.

Ogni capitolo riporta una breve descrizione dell'argomento trattato, lo stato dell'arte e gli impegni, i principali risultati del report degli indicatori, alcuni esempi di "best practise" e le raccomandazioni del Gruppo sui relativi argomenti.

European Innovation Partnership (EIP) on Raw Materials

Nel 2010 la Commissione Europea ha istituito un programma di partenariati europei per l'innovazione (EIP), nel quadro dell'iniziativa Innovation Union flagship, con il duplice obiettivo di:

- ❖ migliorare le condizioni e l'accesso ai finanziamenti per la ricerca e l'innovazione in Europa;
- ❖ garantire che le idee innovative si trasformino in prodotti e servizi che creano crescita e occupazione.

I partenariati europei per l'innovazione (EIPs) sono stati lanciati per quei settori in cui la Commissione Europea ha individuato che la forza combinata di sforzi pubblici e privati a livello regionale, nazionale e comunitario in materia di innovazione, ricerca e sviluppo, sono stati necessari per raggiungere gli obiettivi chiave più velocemente ed in modo più efficiente. Questo è il caso delle materie prime. L'Unione europea è fortemente dipendente dalle importazioni di materie prime che sono cruciali per molti settori dell'industria europea e rappresentano un elemento essenziale di sviluppo e di competitività per l'UE. La crescente domanda di minerali non trasformati e metalli, la volatilità dei prezzi di alcune materie prime nonché le distorsioni del mercato imposte da alcuni paesi, hanno messo in luce l'importanza delle materie prime per la nostra economia.

Gli obiettivi principali dell'[EIP sulle MATERIE PRIME](#), istituita nel 2012, sono:

- ❖ riduzione della dipendenza dalle importazioni, promuovendo al contempo la produzione e l'esportazione di materie prime, migliorando le condizioni di approvvigionamento da fonti UE e da altre fonti, prevedendo l'efficienza delle risorse e le alternative di approvvigionamento anche attraverso sostituzioni o nuovi prodotti;
- ❖ porre l'Europa all'avanguardia nel settore materie prime, ovvero fare dell'Europa un leader nel settore delle capacità relative alla prospezione, estrazione, lavorazione, riciclo e sostituzione entro il 2020, mitigando gli impatti ambientali e sociali negativi.

La partnership promuove, quindi, l'innovazione tecnologica lungo tutta la filiera delle materie prime critiche (esplorazione e ricerca, estrazione, lavorazione, raffinazione, riciclo, sostituzione), coinvolgendo anche gli ambiti normativi e di cooperazione internazionale.

La Commissione Europea, a seguito di una call for expression, ha nominato il rappresentante istituzionale italiano all'interno della partnership. Nel corso del 2013 i partners italiani, con il coordinamento dello sherpa del Ministero dello sviluppo economico, hanno contribuito alla definizione e all'adozione dello Strategic Implementation Plan (SIP). Il SIP è stato adottato nel settembre 2013 annunciando un numero esteso di azioni nell'ambito dei tre pilastri di attività tecnologico, non tecnologico, internazionale; ha riassunto i principi generali e gli obiettivi della EIP ed è accompagnato da un piano operativo più dettagliato, che ha definito azioni specifiche, raccomandazioni concrete e collegamenti con altre iniziative (ad esempio H2020). In particolare nel SIP hanno trovato collocazione le azioni sostenute dall'Italia riguardanti KIC (Knowledge Innovation Community), riciclo da RAEE e mining sostenibile. I focus del periodo di attuazione del SIP (2013-2020) sono relativi principalmente all'attuazione di tutte le azioni previste, al coinvolgimento dei soggetti interessati alle azioni, all'impostazione e alla realizzazione del monitoraggio delle azioni, all'aggiornamento del SIP ove necessario.

A seguito dell'adozione del SIP la Commissione Europea ha lanciato una call for commitments, conclusasi a febbraio 2014. Tra tutti i commitments presentati ne sono

stai selezionati 80 che hanno soddisfatto i criteri stabiliti nel SIP e sono quindi risultati meritevoli (Raw Materials Commitments). I commitments selezionati dovranno produrre prodotti innovativi, processi, servizi, tecnologie, modelli di business o idee che possono essere immessi sul mercato o fornire ampi benefici sociali. Anche l'Italia, con rappresentanti provenienti dal mondo accademico, da quello industriale e da enti di ricerca, partecipa e coordina alcuni commitments.

Nel 2014, inoltre, è stato adottato uno schema di monitoraggio e valutazione delle attività sia della partnership sia dei commitments. Tra gli sviluppi futuri sono previste nuove call for commitments per il 2015, 2017 e 2019.

International Study Groups on Copper, Nickel, Lead & Zinc

La Direzione generale rappresenta l'Italia nei tre Gruppi di Studio Internazionali che si occupano di monitorare a livello mondiale le quantità prodotte e utilizzate di Nichel, Rame, Piombo, Zinco e prevederne gli andamenti a medio termine.

Nel corso del 2014 sono state effettuate due riunioni che hanno affrontato i problemi riguardanti le sempre maggiori difficoltà degli operatori dovute alla diminuzione della domanda causata dalla crisi mondiale e alla riduzione dei capitali disponibili.

Nell'ambito degli incontri sono stati tenuti due seminari congiunti:

- ❖ il primo, ad aprile, sul tema "L'industria mineraria e dei metalli in Europa", in cui sono stati affrontati diversi argomenti riguardanti sia le politiche messe in atto dalla comunità europea che il ruolo di industrie ed associazioni nello sviluppo di attività minerarie ed approvvigionamento di materie prime. È stato affrontato il ruolo dell'Europa nel mercato mondiale dei metalli non ferrosi, le politiche messe in atto dalla comunità europea per promuovere e supportare lo sviluppo dell'industria mineraria e dei metalli non ferrosi in Europa oltre alle opportunità e sfide che l'industria mineraria europea è chiamata a sostenere. Sono stati inoltre affrontati i ruoli che alcune industrie ed associazioni europee svolgono nel campo dei metalli non ferrosi (il ruolo di KGHM polacca nell'industria del rame in Europa; il ruolo di Eramet nell'industria del Nichel; il ruolo di Boliden, svedese, nell'industria del piombo e dello zinco).
- ❖ il secondo, ad ottobre, sul tema " Riciclaggio dei metalli a livello internazionale", si è focalizzato sui problemi riguardanti il riciclaggio e il commercio dei metalli non ferrosi. Le presentazioni hanno fornito una visione globale della situazione internazionale, delle prospettive future e del rapporto tra le politiche governative e gli sviluppi del settore prendendo in esame anche la legislazione corrente e le iniziative messe in atto per la regolamentazione del settore. Nel corso del seminario sono state inoltre presentate da parte delle industrie del rame, nichel, piombo e zinco, le nuove tecnologie atte a rendere sempre più economico e competitivo il recupero dei metalli non ferrosi.

In base ai dati statistici di produzione e consumo rilevati a livello mondiale, si riportano gli andamenti previsti per i quattro metalli indagati:

- ❖ Nickel: la produzione del nichel ed il suo utilizzo presentano una crescita come risultato della ripresa economica a livello mondiale. La crescita maggiore si è avuta in Cina e in Nord America; anche se di livello inferiore, la crescita è stata registrata anche in Europa e in Giappone. La produzione mondiale di nichel è stata di 1,75 Mt nel 2012, è aumentata a 1,94 Mt nel 2013; le previsioni dell'INSG evidenziano un incremento a 1,95 milioni di tonnellate nel 2014, mentre si stima per il 2015 una produzione di 1,97 milioni di tonnellate.
- ❖ Rame: in accordo con la stima preliminare della produzione mondiale di rame e i progetti minerari previsti nel periodo 2013-2015, è stato riscontrato un surplus di produzione pari a 77.000 tonnellate per i primi sei mesi del 2014 dopo un periodo di deficit di produzione; si stima inoltre che la produzione mineraria mondiale crescerà di circa il 3% rispetto al 2013, anche se in diverse parti del mondo la produzione di concentrato è in diminuzione. I dati relativi al prezzo medio del rame alla borsa di Londra (LME) mostrano una diminuzione rispetto alle contrattazioni dell'anno precedente, attestandosi a 6.942,75 dollari per tonnellata.
- ❖ Piombo: vi è stato un aumento della domanda globale di metallo raffinato di piombo nel 2014 di circa l'1,4% con una produzione di 11,33 milioni di tonnellate; si prevede un ulteriore incremento nel 2015 di circa il 2,5%. In Cina la previsione di un aumento in entrambi gli anni, dovuto principalmente ad ulteriori aumenti nella produzione automobilistica, nonché alla continua espansione del sistema di telefonia mobile, compreso lo sviluppo della più grande rete al mondo 4G, è risultata inferiore alle aspettative attestandosi al 2,5% nel 2014 con una previsione del 2,9% nel 2015. Dai dati in possesso dei Gruppi di Studio si ricava che la domanda di piombo raffinato continuerà ad essere, anche se di modesta quantità, superiore alla produzione con un deficit stimato pari a 38.000 tonnellate nel 2014 e 23.000 tonnellate nel 2015.
- ❖ Zinco: la richiesta globale di metallo di zinco raffinato in crescita nel 2013 è aumentata nel 2014 con un incremento del 5,1% rispetto all'anno precedente; la produzione è stata di 13,65 milioni di tonnellate e si prevede che raggiungerà i 14,05 milioni di tonnellate nel 2015. Sulla base delle informazioni ricevute dai paesi membri, la richiesta mondiale di metallo di zinco raffinato continuerà a superare la produzione con un deficit pari a 403.000 tonnellate nel 2014 e una stima di 366.000 tonnellate nel 2015.

Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)

L'[EITI-iniziativa per la trasparenza dell'industria estrattiva](#), promossa al Vertice mondiale sullo sviluppo sostenibile di Johannesburg nel settembre 2002, intende incoraggiare i governi, le imprese minerarie, le Organizzazioni Internazionali, la società civile e le ONG a sviluppare ed incentivare, in una cornice condivisa, la trasparenza in ordine ai pagamenti delle imprese e agli introiti dei governi nel settore delle industrie estrattive (petrolio, gas e minerali solidi), in particolare negli Stati nei quali le attività minerarie risultano in forte sviluppo (Africa e Sud-Est Asiatico). EITI si fonda sul convincimento che un utilizzo più trasparente della ricchezza generata dallo

sfruttamento delle risorse minerarie possa favorire uno sviluppo sostenibile, aumentando la probabilità che i proventi dello sfruttamento di risorse minerarie siano utilizzati in modo equo ed efficiente, facilitando la pianificazione macroeconomica e finanziaria dei governi. L'attuazione dell'Iniziativa è affidata ad un processo internazionale multi-stakeholder che prevede due modalità di adesione a livello governativo, come Paese attuatore e come Paese sostenitore.

L'Italia ha aderito ufficialmente ad EITI - quale Paese sostenitore - nel 2007, rinnovando la propria adesione nel 2013. La DGRME, in collaborazione con il Ministero degli affari esteri, rappresenta l'Italia, fornendo supporto tecnico all'iniziativa.

Alcuni tra gli stakeholder dell'Iniziativa sono la Commissione Europea, la Banca Europea degli Investimenti (EIB), il Fondo Monetario Internazionale (IMF), il G7/G20, l'Organizzazione internazionale di petrolio e di gas (OGP) e l'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OECD).

Nell'ambito delle iniziative EITI, nel summit G7 (Bruxelles, giugno 2014) i leader hanno annunciato la nascita di una nuova iniziativa (CONNEX, Complex Contract Negotiations) per il rafforzamento dell'assistenza, da fornire ai Paesi in via di sviluppo, alla negoziazione dei contratti complessi nel settore estrattivo. Tale assistenza si attuerà attraverso un supporto legale ma anche con sostegni connessi a competenze multidisciplinari forniti, ad esempio, da esperti di politica finanziaria e fiscale, geologi e consulenti ambientali. Nel 2014, inoltre, i Paesi attuatori e sostenitori hanno operato per la stesura di un "Codice di Comportamento" che prevederà doveri e Linee guida di condotta per tutti gli advisors.

Ministero dello sviluppo economico

Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche - DGRME

Via Molise, 2 - 00187 Roma

Tel.: (+39) 06 47052859

Fax.: (+39) 06 47887802

e-mail: dgrme.segreteria@mise.gov.it

PEC: dgrme.dg@pec.mise.gov.it

web: <http://unmig.mise.gov.it>



DGRME - Rapporto annuale 2015

Attività dell'anno 2014

Questa edizione del Rapporto annuale è stata realizzata per
l'[OMC \(Offshore Mediterranean Conference\) 2015](#)
e stampata con il contributo di [Assomineraria](#)