



DGRME - Rapporto annuale 2013

Attività dell'anno 2012

Ministero dello sviluppo economico
Dipartimento per l'energia
Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche

DGRME - Rapporto annuale 2013

Attività dell'anno 2012

INDICE

INTRODUZIONE.....	3
LA DIREZIONE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE	5
La Struttura	5
Risorse Umane	7
LA DGRME IN ITALIA	9
La Strategia Energetica Nazionale (SEN)	9
Sviluppo sostenibile della produzione nazionale degli idrocarburi	9
Sviluppo di nuova capacità di stoccaggio di gas naturale.....	11
Modernizzazione dei sistemi di Governance	11
Monitoraggio e produzione normativa	13
Il sito internet.....	18
Rapporti con le Regioni	20
Rapporti con altri Enti	21
La Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie	23
Attività degli uffici territoriali UNMIG.....	24
Metanizzazione del Mezzogiorno	25
Espropriazioni per pubblica utilità	26
Analisi chimiche - Settore Energetico/Minerario.....	27
Consorzio Interuniversitario Nazionale per l'Ingegneria delle Georisorse	29
LA DGRME ALL'ESTERO	30
Agreement Italia-Croazia.....	30
Tavolo tecnico Italia-Malta.....	31
Sicurezza e Tutela Ambientale nelle attività Offshore.....	32
Raw Materials Supply Group (RMSG).....	34
International Study Groups on Copper, Nickel, Lead & Zinc.....	35

IDROCARBURI E GEORISORSE.....	36
Ricerca e coltivazione di idrocarburi.....	36
Titoli minerari.....	36
Attività di perforazione.....	41
Ritrovamenti di idrocarburi.....	46
Attività di produzione.....	48
Royalties.....	53
Riserve.....	56
Stoccaggio di gas naturale.....	59
Risorse geotermiche.....	64
Stoccaggio del biossido di carbonio.....	66
AMBIENTE E SICUREZZA.....	68
Sicurezza.....	68
Infortuni.....	68
Elenco esplosivi.....	70
Monitoraggi ambientali.....	71
Accertamento dello stato degli impianti in Emilia Romagna.....	72

INTRODUZIONE

Il contesto nazionale ed internazionale di questi anni è difficile ed incerto. La crisi economica ha investito tutte le economie occidentali – e il nostro Paese è stato tra quelli più colpiti. Allo stesso tempo, lo sviluppo senza precedenti di molte Regioni del mondo sta esercitando una pressione sempre più forte sugli equilibri ambientali e sui prezzi delle materie prime, tra cui quelle energetiche.

Se a tutto ciò si aggiunge che l'Italia è altamente dipendente dall'importazione di combustibili fossili, risulta evidente la necessità di sfruttare appieno le potenzialità del Paese in termini di riserve di gas e petrolio, dati anche i conseguenti benefici in termini occupazionali e di crescita economica.

In tale contesto risulta fondamentale valorizzare nel pieno rispetto dell'ambiente e delle più moderne norme di sicurezza le risorse minerarie ed energetiche del nostro Paese, in particolare le attività di coltivazione e ricerca idrocarburi e lo stoccaggio di gas naturale.

Nell'ambito di questa mission, la Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, istituita nel 2008, ha potuto contribuire ai risultati di grande rilievo ottenuti negli ultimi anni. In particolare, nel 2012 si è registrato, per il terzo anno consecutivo, un incremento nella produzione di idrocarburi (del 2% rispetto al 2011), anche grazie a specifici interventi di tipo tecnico/normativo, e un aumento della capacità di stoccaggio di ~5%.

Il contesto italiano, peraltro, sia in conseguenza di obiettive ragioni ambientali e territoriali, sia per i pregiudizi esistenti nei confronti di un'attività tuttora non ben conosciuta, sia per i noti e irrisolti problemi di natura autorizzativa che investono tutti i settori produttivi, non ha consentito un adeguato sviluppo delle ricerche, sia in terraferma che in mare. Il perdurare di tale situazione impedisce il reintegro delle riserve e la scoperta di nuovi giacimenti, ancora possibile in alcune aree.

Nel 2012 si sono affrontati tali problemi con una prospettiva di medio lungo termine. Sono stati adottati, in particolare, diversi strumenti normativi volti a razionalizzare i processi autorizzativi e le attività di controllo, si è lavorato intensamente in ambito europeo per la definizione di nuove regole di sicurezza per le attività offshore, si è definita, dopo molti anni, una nuova strategia energetica nella quale il settore dell'oil&gas riveste per la prima volta un ruolo rilevante.

A livello nazionale, nel 2012 la Direzione ha fornito supporto alla definizione della Strategia Energetica, nell'ambito della quale si prevede il ritorno entro il 2020 ad un livello di produzione di idrocarburi pari a quello degli anni '90.

A livello internazionale, ha partecipato ai numerosi consessi in cui rappresenta l'Italia per il comparto di competenza, ed in particolare si è dedicata alla creazione di tavoli tecnici finalizzati allo sfruttamento ottimale delle risorse minerarie energetiche in coordinamento con i Paesi vicini (es. Malta e Croazia), e si è resa interlocutore privilegiato della Commissione Europea sulla tematica della sicurezza off-shore, per la quale è in corso di definizione una specifica Direttiva.

Molto è stato fatto, ma molto si dovrà fare nel 2013 e negli anni a venire per perseguire gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale promuovendo la produzione nazionale di georisorse e lo stoccaggio di gas in sicurezza e nel rispetto dell'ambiente, tramite i numerosi strumenti normativi e di controllo e monitoraggio sulle attività estrattive, di cui la Direzione dispone.

Il Direttore Generale
Ing. Franco Terlizzese

LA DIREZIONE GENERALE PER LE RISORSE MINERARIE ED ENERGETICHE

La Struttura

La [Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche](#) (DGRME) svolge i compiti di:

1. programmazione, autorizzazione, gestione e controllo delle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio delle risorse del sottosuolo, in particolare degli idrocarburi e dei relativi impianti in mare;
2. definizione di accordi in ambito europeo, bilaterale, multilaterale e internazionale 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;
3. sviluppo delle tecnologie per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio dell'anidride carbonica;
4. elaborazione della normativa tecnica per gli impianti di produzione, trasporto e stoccaggio dell'energia e la sicurezza mineraria.

Con [Decreto Ministeriale 22 giugno 2012](#) "Modifica del Decreto Ministeriale 7 maggio 2009 di individuazione degli uffici di livello dirigenziale non generale del Ministero dello sviluppo economico" sono stati ridefiniti i compiti delle 8 Divisioni in cui la Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche si articola (Fig. 1). In particolare il coordinamento degli uffici territoriali, fino a giugno 2012 affidato alla Div. I - Direzione UNMIG, è gestito direttamente dal Direttore Generale.

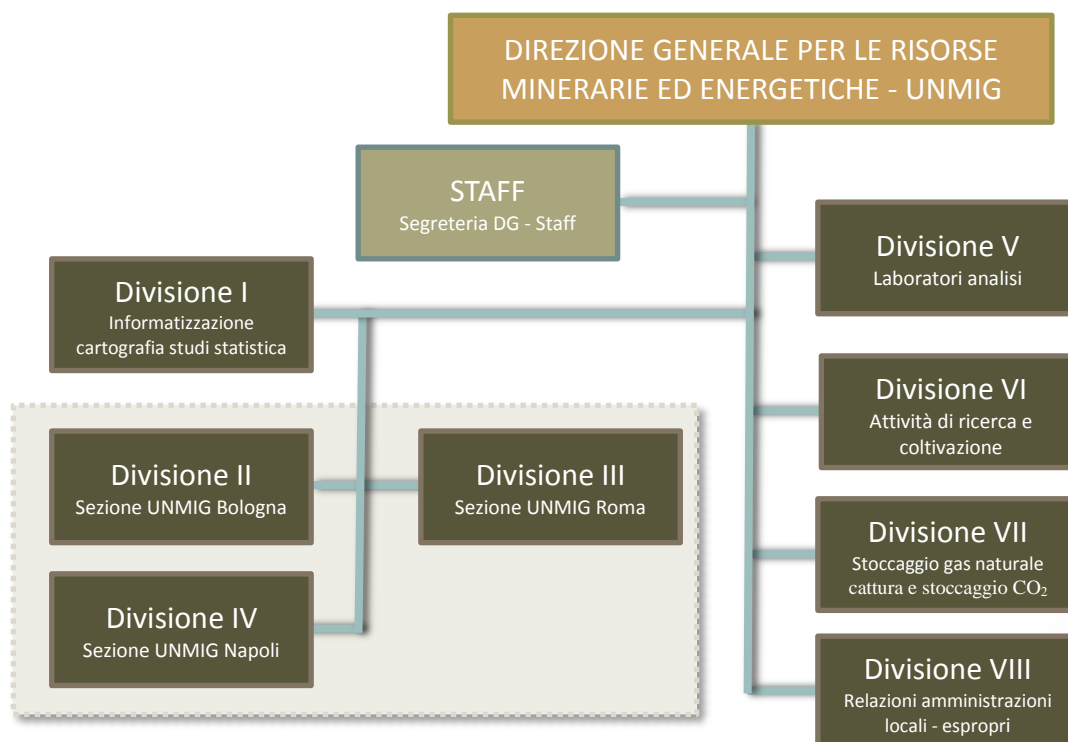


Figura 1 - Organigramma della DGRME

Nel dettaglio, le 8 Divisioni della DGRME si occupano delle seguenti attività:

- ❖ Divisione I
Informatizzazione, cartografia, statistica e royalties - Informatizzazione e standardizzazione dei processi, cartografia nazionale, studi e statistiche, BUIG, gestione ed elaborazione dati royalties
- ❖ Divisione II
Ufficio territoriale UNMIG di Bologna - Ricerca, coltivazione e stoccaggio delle risorse minerarie ed energetiche dell'Italia Settentrionale e relativi impianti in mare - Gestione tecnico-amministrativa, controllo e vigilanza delle attività del settore nella giurisdizione territoriale di competenza
- ❖ Divisione III
Ufficio territoriale UNMIG di Roma - Ricerca, coltivazione e stoccaggio delle risorse minerarie ed energetiche dell'Italia Centrale e relativi impianti in mare - Gestione tecnico-amministrativa, controllo e vigilanza delle attività del settore nella giurisdizione territoriale di competenza
- ❖ Divisione IV
Ufficio territoriale UNMIG di Napoli - Ricerca, coltivazione e stoccaggio delle risorse minerarie ed energetiche dell'Italia Meridionale e relativi impianti in mare - Gestione tecnico-amministrativa, controllo e vigilanza delle attività del settore nella giurisdizione territoriale di competenza
- ❖ Divisione V
Laboratori di analisi e di sperimentazione per il settore minerario ed energetico - Controlli ed analisi sugli esplosivi ad uso minerario, esecuzione di campagne di ispezione, prelievo di campioni e analisi chimico-fisiche su sostanze minerali provenienti dal settore estrattivo, controlli in materia di inquinamento ambientale per quanto di competenza mineraria
- ❖ Divisione VI
Attività di ricerca, coltivazione di idrocarburi e risorse geotermiche - Conferimento, proroga, modifica, revoca dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione di idrocarburi, di sostanze minerali e geotermiche nel sottosuolo e in mare
- ❖ Divisione VII
Stoccaggio gas naturale, cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica - Conferimenti, proroghe, modifiche, approvazione programmi, revoca delle concessioni di stoccaggio di gas naturale e CO₂
- ❖ Divisione VIII
Relazioni con Regioni, amministrazioni locali, organismi comunitari e internazionali, espropri - Promozione di accordi e intese con le Regioni e con le amministrazioni locali per la ricerca e la coltivazione di risorse minerarie di interesse strategico per il paese. Ufficio per gli espropri in materia di energia.

La competenza territoriale si estende sia nell'Italia continentale, dove l'attività di rilascio dei titoli minerari viene attuata d'intesa con le regioni interessate, che nelle aree marine poste sotto la giurisdizione nazionale.

Per quanto riguarda le Regioni a statuto speciale, nella Regione Siciliana, la ricerca e coltivazione degli idrocarburi è di competenza dell' URIG (Ufficio Regionale per gli Idrocarburi e la Geotermia), mentre l'organo competente per la Regione Sardegna è il Servizio Attività Estrattive dell'Assessorato Industria.

Presso la Direzione opera la [Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie \(CIRM\)](#). La CIRM, istituita con [Decreto del Presidente della Repubblica 14 Maggio 2007, n. 78](#) riunendo in un unico organismo le competenze precedentemente assegnate a quattro Comitati che sono stati soppressi, è l'organo tecnico-consultivo che esprime pareri obbligatori non vincolanti in materia di attività di ricerca e coltivazione di risorse minerarie (CIRM "A"), sicurezza delle attività di ricerca e coltivazione (CIRM "B"), determinazione e versamento delle royalties (CIRM "C").

Risorse Umane

Il [Decreto del Presidente della Repubblica 28 novembre 2008 n. 197](#), "Regolamento di riorganizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico", ha ridefinito la struttura del Ministero dello Sviluppo Economico ora organizzato in 4 Dipartimenti e 16 Direzioni Generali. Con [Decreto Ministeriale 22 giugno 2012](#) "Modifica del Decreto Ministeriale 7 maggio 2009 di individuazione degli uffici di livello dirigenziale non generale del Ministero dello Sviluppo Economico", come specificato nel paragrafo precedente, sono stati definiti i compiti delle 8 Divisioni in cui si articola la Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche.

L'attività della Direzione è rivolta alle imprese, al settore pubblico e ai cittadini. La struttura è costituita da circa 70 dipendenti ministeriali con vari profili professionali – amministrativo/tecnico/giuridico - e da 8 risorse in distacco da enti controllati, associazioni di categoria, università e enti scientifici.

Molta importanza viene data alla collaborazione con enti esterni. La Direzione ha sancito, nel 2010, un [accordo quadro](#)¹ con [Assomineraria](#) tramite il quale può avvalersi di personale distaccato da questa associazione di categoria per un periodo di stage che va da 6 mesi a 1 anno. Con l'applicazione di questo accordo vi è la possibilità per la Direzione di interagire con realtà professionali di diversa provenienza che la supportano nelle proprie attività interne. In particolare l'accordo riguarda le seguenti tematiche:

- ❖ l'attività di stoccaggio del gas naturale nel sottosuolo in reservoir depletati nel panorama italiano ed europeo di strategia energetica;
- ❖ le problematiche connesse al campo di applicabilità dell'attuale quadro normativo, sia di tipo giuridico-amministrativo, sia di tipo tecnologico;
- ❖ il ruolo che sta assumendo lo stoccaggio geologico del biossido di carbonio nel processo di riduzione delle emissioni di gas serra, anche in ordine degli impegni assunti in applicazione del Protocollo di Kyoto.

¹ "Il Ministero dello Sviluppo Economico [...] e l'Assomineraria [...] impegnate nella ricerca, produzione e stoccaggio di idrocarburi nel riconoscere la rilevanza del settore nell'ambito della Strategia energetica nazionale e l'opportunità di sviluppare protocolli comuni per l'approfondimento delle relative tematiche, economiche e giuridiche [...] individuano progetti comuni finalizzati alla crescita del patrimonio tecnologico e tecnico-amministrativo"

Nel dicembre 2011, considerati gli ottimi risultati raggiunti con l'applicazione dell'accordo sottoscritto nel 2010 e gli importanti contributi forniti dai primi due stagisti, si è provveduto ad [ampliare l'accordo](#) per lo sviluppo dei seguenti progetti:

- ❖ studi e statistiche di settore, con particolare riferimento alla sicurezza impiantistica nelle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi;
- ❖ partecipazione ad attività e programmi internazionali anche in materia di produzione di idrocarburi da risorse non convenzionali.

Grazie alla sottoscrizione di convenzioni con Università ed enti scientifici oltre che dei citati accordi con Assomineraria, la DGRME ha l'opportunità di arricchirsi e rinnovarsi tramite il contributo di risorse giovani ma con solidi requisiti professionali.

LA DGRME IN ITALIA

La Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Nell'ambito dell'attuale contesto nazionale e internazionale, particolarmente complesso sotto diversi punti di vista - economico, finanziario, sociale, energetico - il Governo ha definito la nuova [Strategia Energetica Nazionale](#) (SEN) che esplicita in maniera chiara gli obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni, tracciando le scelte di fondo e le priorità d'azione.

La Direzione ha contribuito all'elaborazione del documento che stabilisce i principi della SEN, presentato il 16 ottobre 2012 dal Ministro dello Sviluppo Economico e sottoposto a consultazione pubblica conclusasi il 30 novembre 2012. La consultazione, aperta a tutti i cittadini, si è svolta on-line sul sito web del Ministero dove sono pervenuti più di 500 contributi. Nel corso della consultazione, inoltre, il Ministero, e in particolare il Dipartimento per l'Energia, si è confrontato con più di 100 associazioni di categoria e stakeholders.

Le principali tematiche di competenza della Direzione sviluppate nell'ambito del documento SEN riguardano:

- a. lo sviluppo sostenibile della produzione nazionale degli idrocarburi;
- b. lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio di gas naturale in sottosuolo;
- c. la modernizzazione dei sistemi di Governance.

Sviluppo sostenibile della produzione nazionale degli idrocarburi

Le attività sono state avviate a partire dal secondo trimestre del 2012 e si sono sviluppate con un impegno costante durante tutto il corso dell'anno. Sono stati studiati i programmi minerari di sviluppo previsti dai principali operatori petroliferi presenti in Italia, basati sulle conoscenze già acquisite su determinate aree. Tali programmi sono definiti sulla base dei progetti da sviluppare in riferimento ai livelli di produzione stimati. I dati di interesse sono confluiti in un database interno a partire dal quale sono stati censiti i vari progetti elencati, compiendo così uno screening tecnico che ha condotto all'individuazione di un numero ben definito di interventi da realizzarsi entro il 2020.

Dall'analisi si ricava che, dal punto di vista tecnico e in base alle conoscenze attuali, un obiettivo raggiungibile è quello del raddoppio della produzione nazionale con il ritorno ai livelli di produzione degli anni novanta.

Le considerazioni che hanno spinto a puntare a tale obiettivo sono state:

- ❖ al momento, l'Italia è altamente dipendente dall'importazione di combustibili fossili, con una bilancia commerciale energetica negativa per ben 62 miliardi di euro;
- ❖ il Paese ha a disposizione significative riserve di gas e petrolio, le più importanti in Europa dopo i paesi nordici. In questo contesto è doveroso fare leva anche su queste risorse, dati i conseguenti benefici in termini occupazionali e di crescita economica.

La SEN quindi non è solo una generica dichiarazione di intenti, in quanto quantifica alcuni ambiziosi - ma realistici - obiettivi al 2020:

- ❖ sviluppo al 2020 della produzione di idrocarburi ai livelli degli anni novanta, con circa 24 milioni di boe/anno di gas e 57 di olio addizionali, portando dal ~7 al ~14% il contributo al fabbisogno energetico totale;
- ❖ mobilitazione di investimenti per circa 15 miliardi di euro;
- ❖ risparmio sulla fattura energetica di circa 5 miliardi di euro l'anno.

Tali obiettivi potranno essere raggiunti:

- ❖ tramite la realizzazione di un limitato e definito numero di impianti, inferiore a quelli che verranno dismessi secondo i piani di decommissioning delle concessioni esistenti;
- ❖ adeguando gli iter autorizzativi agli standard europei, ad esempio adottando un modello di conferimento di un titolo abilitativo unico per esplorazione e produzione e prevedendo un termine ultimo per l'espressione di intese e pareri da parte degli enti locali;
- ❖ sviluppando le ricadute economico-occupazionali sui territori interessati. In tal senso, una quota delle maggiori entrate per l'estrazione di idrocarburi sarà destinata allo sviluppo di progetti infrastrutturali e occupazionali di crescita dei territori di insediamento degli impianti produttivi e dei territori limitrofi, come introdotto recentemente con il [Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1](#) (Art. 16);
- ❖ accompagnando gli interventi di natura normativa ad iniziative di supporto al rafforzamento dei poli tecnologici/industriali in Emilia Romagna, Lombardia, Abruzzo, Basilicata, Sicilia;
- ❖ rafforzando, contestualmente al perseguimento degli obiettivi di produzione, le misure di sicurezza delle operazioni, in particolare nel settore off-shore secondo quanto previsto dalla proposta di direttiva europea.
- ❖ favorendo una maggiore, più completa e più celere disponibilità dei dati di sottosuolo per le amministrazioni, gli enti di ricerca e le compagnie interessate alla ricerca petrolifera.

Nell'ambito della definizione della SEN sono state identificate le criticità che si potranno incontrare nel perseguimento degli obiettivi di 'produzione domestica di idrocarburi'. In particolare sarà fondamentale porre la massima attenzione nel prevenire eventuali ricadute negative del potenziale impatto ambientale delle infrastrutture energetiche. In tal senso, dal punto di vista tecnico verrà posta la massima cura per limitare l'impatto sul territorio delle attività e non verrà perseguito lo sviluppo di progetti in aree sensibili in mare o in terraferma e di quelli di sfruttamento dello shale gas.

Sviluppo di nuova capacità di stoccaggio di gas naturale

Al momento, in Italia è presente una limitata capacità di risposta del sistema gas in condizioni di picco di emergenza. Difatti, nel caso di contemporanea presenza di riduzioni degli approvvigionamenti dall'estero e di punte prolungate di freddo eccezionale sull'intero territorio, la resilienza del sistema è ancora insufficiente. Ne è esempio la recente situazione di emergenza del febbraio 2012, in cui la condizione di criticità è stata tale da dover adottare varie misure del Piano di Emergenza, tra le quali l'attivazione di centrali termoelettriche ad olio ed il contenimento di consumi di gas da parte di clienti industriali 'interrompibili' che accettano l'eventualità del distacco del carico. Tale disponibilità viene remunerata, con elevati costi complessivi per il sistema Paese.

A fronte di un picco di domanda, il margine di riserva è infatti piuttosto limitato, soprattutto verso la fine dell'inverno termico, quando gli stoccaggi hanno una portata di erogazione ridotta. Durante i suddetti periodi di emergenza, misure aggiuntive di flessibilità vengono richieste al settore elettrico, con conseguente aggravio del costo dell'energia attribuito all'utenza elettrica.

Nell'ambito della SEN è stata pertanto riconosciuta la necessità di ottimizzare la flessibilità di fornitura gas per rispondere ai picchi di consumo e a riduzioni impreviste nelle importazioni incrementando, in particolare, lo stoccaggio gas. È pertanto promosso lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio per le esigenze di punta in erogazione, sia per favorire il buon funzionamento del mercato, sia per garantire elevati livelli di sicurezza di approvvigionamento al sistema. Ad oggi, considerando i programmi autorizzati, quelli in corso di autorizzazione e quelli inseriti nel piano previsto dal [Decreto Legislativo 13 agosto 2010 n. 130](#), complessivamente si prevede la realizzazione nei prossimi anni di 18 progetti, di cui 7 di ampliamento delle capacità di stoccaggio in siti già in esercizio e 11 relativi a nuovi siti di stoccaggio in giacimenti esauriti. Al 2020 è quindi previsto che la capacità di stoccaggio possa arrivare dall'attuale ~15,6 bSmc a ~25,9 bSmc.

Modernizzazione dei sistemi di Governance

Per quanto riguarda il rapporto tra Stato, Regioni e Enti locali, nell'ambito della SEN è stata sottolineata l'importanza di affrontare la modifica della Costituzione, invocata da più parti e recentemente proposta dal Governo, per riportare in capo allo Stato le competenze legislative in materia di energia, per quanto riguarda le attività e le infrastrutture energetiche di rilevanza nazionale. Una siffatta riforma sarebbe utile per assicurare una legislazione e scelte di fondo omogenee. Essa può essere attuata mediante una limitata modifica dell' [Art.117 della Costituzione](#) (Titolo V) che assegni di nuovo allo Stato la competenza esclusiva per tale tipo di infrastrutture. Tale modifica non implicherebbe l'esclusione delle Regioni dal processo decisionale, ma riporterebbe a un livello unitario la legislazione in tali settori e semplificherebbe il processo autorizzativo, mantenendo e rafforzando il ruolo del territorio nella formazione della decisione statale in merito. Questo favorirebbe il prevalere dell'interesse nazionale rispetto a quello di carattere più locale, oggi messi legislativamente sullo stesso piano.

Per rafforzare il ruolo del territorio, nell'ambito della SEN, è stata identificata la necessità di un maggior coinvolgimento di tutti i cittadini nelle scelte ex ante che riguardano gli insediamenti energetici tramite l'istituto del "dibattito pubblico" e l'introduzione di forme di coordinamento preventivo con le Regioni, in modo da ridurre incertezze e contenzioso, anche al fine di fronteggiare eventuali problematiche di accettazione pubblica (sia da privati che da autorità locali). La questione è anche oggetto di un apposito disegno di legge, approvato dal Consiglio dei Ministri nell'Ottobre 2012 e recante "[Norme e deleghe in materia di infrastrutture, trasporti e territorio](#)", dove all'Art.4 si definiscono meglio il concetto di "consultazione pubblica" e le relative procedure di svolgimento in riferimento a progetti strategici di interesse nazionale, che sono attualmente in corso di identificazione.

Monitoraggio e produzione normativa

Nel corso del 2012 è stata costantemente monitorata l'evoluzione normativa con potenziale impatto sulle attività minerarie e sui procedimenti autorizzativi di competenza della Direzione. Sulla base delle modifiche alle principali fonti normative, è stata inoltre aggiornata la normativa di settore relativa alla produzione di idrocarburi e allo stoccaggio del gas naturale (Decreti Ministeriali, Decreti Direttoriali, Circolari, Comunicati), in altri casi si è semplicemente proceduto in conformità alle nuove disposizioni di legge.

Di seguito una breve descrizione delle modifiche alle principali fonti normative e dei conseguenti impatti sulle attività normative/autorizzatorie/gestionali di competenza della Direzione:

1. Il [Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1](#) (convertito con modificazioni dalla Legge 24 marzo 2012, n. 27):
 - a. all' Art. 16 comma 1, la norma prevede di riversare direttamente sui territori interessati da attività di ricerca/estrazione di idrocarburi una porzione del gettito erariale incrementale derivante dagli utili degli operatori E&P ottenuti a fronte di nuovi investimenti specifici effettuati sui territori stessi. Le modalità di quantificazione di tale gettito incrementale e della sua successiva distribuzione sui territori interessati saranno specificate tramite decreto interministeriale concordato tra il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Economia e delle Finanze. I due Ministeri stanno lavorando per la predisposizione del decreto.
 - b. all' Art. 16 comma 2, stabilisce che le attività offshore da effettuarsi con l'impiego di operatori subacquei (Art. 53 del DPR n.886 del 24/5/1979), devono essere effettuate nel rispetto delle regole della buona tecnica definite dalla [norma UNI 11366](#)² ("Sicurezza e tutela della salute nelle attività subacquee e iperbariche professionali al servizio dell'industria"). Il rinvio esplicito alla norma UNI fornisce un puntuale riferimento alla gestione delle attività subacquee che, per la specificità ambientale che le caratterizza, necessita di norme che possano garantire il raggiungimento dei più alti livelli di sicurezza per tutti i lavoratori subacquei e la possibilità per le aziende

² La norma UNI 11366 definisce i criteri e le modalità per l'esecuzione di attività subacquee ed iperbariche professionali al servizio dell'industria, le caratteristiche delle attrezzature e degli equipaggiamenti utilizzati ed i requisiti di natura professionale che deve possedere il personale coinvolto, tali da garantire la sicurezza e la tutela della salute dei medesimi lavoratori durante l'espletamento delle attività. La norma fornisce indicazioni precise sulle modalità per la conduzione di operazioni subacquee: tali operazioni devono essere eseguite esclusivamente da personale qualificato ed esperto; le immersioni subacquee devono seguire precise ed indifferibili procedure che consentano il monitoraggio ed il contatto costante ed ininterrotto fra l'uomo immerso e la superficie; in caso di emergenza deve essere consentito il ritorno in superficie, o comunque in una situazione di sicurezza, del personale. Infine è prescritto l'utilizzo di attrezzature specifiche ed adatte alle varie situazioni di lavoro e ne vengono specificati i requisiti, i controlli, le prove e la manutenzione. E' descritto in dettaglio come devono essere effettuate le operazioni subacquee in basso fondale (da 0 a 50 metri di profondità), in alto fondale (oltre i 50 metri), con campana aperta, con immersione da un mezzo di posizionamento dinamico. Per ciascuna delle tipologie indicate, la norma stabilisce l'equipaggiamento minimo necessario all'immersione, la composizione della squadra, il metodo d'immersione, le operazioni di decompressione, ecc. Infine, per le attività di addestramento e formazione per le funzioni lavorative subacquee ed iperbariche la norma UNI specifica i requisiti generali dei centri di formazione per l'addestramento, i requisiti della struttura organizzativa per la gestione in sicurezza dell'addestramento, i requisiti di ammissibilità alle attività di addestramento subacqueo.

- italiane di concorrere sul mercato internazionale con proprie regole senza dover ricorrere ad organizzazioni straniere per le omologazioni delle procedure operative aziendali, necessarie per partecipare alle gare di appalto internazionali. Le aziende italiane che si dedicano ai lavori subacquei sono oggi più di 1.500, con un fatturato di oltre 700 milioni di euro per il solo settore degli idrocarburi offshore in acque nazionali e all'estero.
- c. all'Art. 41 "Emissioni di obbligazioni e di titoli di debito da parte delle società di progetto - project bond" si stabilisce quali sono i soggetti da cui possono essere emessi i project bond³ (in particolare le società titolari delle autorizzazioni alla costruzione di infrastrutture di trasporto di gas e delle concessioni di stoccaggio).
2. Il [Decreto Legge 9 febbraio 2012, n. 5](#) (convertito con modificazioni dalla Legge 4 aprile 2012, n. 35) all'Art. 24 va a modificare l'Art. 29-decies del D. Lgs. 152/06 relativo al rispetto delle condizioni dell' Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) inserendo al comma 1 la disposizione, "Per gli impianti localizzati in mare, l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale esegue i controlli [...], coordinandosi con gli uffici di vigilanza del Ministero dello sviluppo economico". La modifica normativa stabilisce che la verifica del rispetto dei valori limite di emissione stabiliti dalle AIA per le piattaforme di produzione a mare venga effettuata dall' Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) in coordinamento con gli uffici territoriali UNMIG che si avvalgono dei laboratori chimici incardinati nella divisione V della Direzione. Nel novembre 2012 sono stati effettuati i primi controlli congiunti sulla piattaforma di compressione "Barbara T2" della società eni S.p.A., ubicata nell'off-shore adriatico.
3. La [Direttiva Direttoriale 11 giugno 2012](#) ha previsto la semplificazione delle procedure per la verifica della non interferenza di nuove linee elettriche in terraferma e relativi impianti con titoli minerari, finalizzata al rilascio del Nulla osta dell'autorità mineraria ai sensi dell'articolo 120 del Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1775. La direttiva prevede che il proponente la realizzazione di linee elettriche, sia da fonti rinnovabili che ordinarie, verifichi direttamente la sussistenza di interferenze con le aree delle concessioni vigenti utilizzando i dati disponibili sul sito web del Ministero dello sviluppo economico. Nel caso non vengano rilevate interferenze con attività minerarie, il progettista può rilasciare una dichiarazione di non interferenza che equivale a pronuncia positiva da parte dell'amministrazione mineraria prevista dall'articolo 120 del Regio Decreto n. 1775/1933.
4. Il [Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83](#) (convertito con modificazioni dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134):
- con l' Art. 1 è stata consentita l'emissione di project bond, oltre che per i nuovi progetti o per i nuovi servizi di pubblica utilità in settori strategici, anche ai fini del rifinanziamento del debito precedentemente contratto per la realizzazione di un'infrastruttura o delle opere connesse al servizio di pubblica utilità di cui la predetta società sia titolare. In tal modo, anche i progetti già avviati potranno godere di tale strumento di finanziamento.
 - con l'Art. 35 ha modificato il D.Lgs. 152/06, in particolare in relazione a quanto introdotto dal D.Lgs. 128/10, stabilendo che:

³ I project bond sono obbligazioni di scopo emesse da società che realizzano un progetto infrastrutturale o un servizio di pubblica utilità, per finanziarne la realizzazione e sono destinati ad investitori istituzionali. Il rimborso dei project bond dipende unicamente dai flussi finanziari che il progetto è in grado di assicurare.

- i. le attività di ricerca, di prospezione e di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare sono ammesse entro le 12 miglia marine nel caso in cui vengano realizzate nell'ambito di procedimenti concessori e autorizzatori in corso alla data di entrata in vigore del D. Lgs. 128/10, quindi al 26 agosto 2010. A seguito di tale disposizione, gli iter autorizzativi bloccati a seguito dell'entrata in vigore del D.Lgs. 128/10 potranno essere riattivati.
 - ii. le attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione di idrocarburi (Side Track, Workover), se effettuate a partire da opere esistenti e nell'ambito dei limiti di produzione ed emissione dei programmi di lavoro già approvati, sono soggette ad autorizzazione rilasciata dagli uffici territoriali UNMIG. Al fine di definire in dettaglio le procedure legate alle nuove disposizioni di legge è stata emanata la [Circolare Ministeriale 17 ottobre 2012](#) descritta in seguito nel dettaglio.
 - iii. si avrà un aumento, rispetto a quanto definito nel D.Lgs. 625/96, dell'aliquota di prodotto (royalties) che i titolari delle concessioni di coltivazione in mare sono tenuti a corrispondere annualmente: dal 7% al 10% per il gas, dal 4% al 7% per l'olio. Le somme corrispondenti al valore dell'incremento dell'aliquota saranno destinate ad assicurare il pieno svolgimento delle azioni di monitoraggio e contrasto dell'inquinamento marino di competenza del Ministero dell'Ambiente e delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza degli impianti di ricerca e coltivazione in mare di competenza della Direzione.
 - c. con l'Art. 38 ha integrato l' Art. 1 della L. 239 del 23/8/2004 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" stabilendo che, al fine di semplificare le attività di realizzazione delle infrastrutture energetiche, in caso di mancata espressione da parte delle amministrazioni regionali degli atti di assenso o di intesa, entro il termine di 150 giorni dalla richiesta nonché nel caso di mancata definizione dell' Intesa, il MiSE invita le medesime a provvedere entro un termine non superiore a 30 giorni. In caso di ulteriore inerzia da parte delle amministrazioni regionali interessate, lo stesso Ministero rimette gli atti alla Presidenza del Consiglio dei Ministri, la quale, entro 60 giorni dalla rimessione, provvede in merito con la partecipazione della regione interessata.
 - d. con l'Art. 40 ha modificato il D.Lgs. 85/10 in materia di attribuzione a comuni, province, città metropolitane e regioni di un proprio patrimonio, definendo il passaggio delle miniere da patrimonio disponibile delle province a patrimonio indisponibile delle regioni.
5. La [Legge 7 agosto 2012, n. 134](#) all' Art. 38-ter ha modificato il Decreto Legge 9 febbraio 2012, n. 5 includendo l'energia geotermica tra le fonti energetiche strategiche ai sensi della L. 239 del 23/8/2004, e nello specifico gli impianti per l'estrazione di energia geotermica di cui al D.Lgs. 22/10.
6. La [Circolare Ministeriale 17 ottobre 2012](#), già citata, "Modalità di applicazione dell'articolo 1, comma 82-sexies, della Legge 23 agosto 2004, n.239 introdotto dall'articolo 27, comma 34, della Legge 23 luglio 2009 n.99 e dal comma 1 dell'articolo 35 del Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 convertito con modificazioni della legge 7 agosto 2012 n. 134", emessa dalla Direzione, fornisce direttive in materia di procedure da seguire per il rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione delle attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione di idrocarburi, compresa la perforazione, se effettuate a partire da opere esistenti (Art. 1, comma 82-sexies, della L. 23 agosto 2004, n. 239) e per le

successive verifiche del rispetto dei limiti emissivi e di produzione già approvati. In particolare, nella Circolare:

- a. i “limiti di produzione” sono definiti come la produzione annuale massima prevista nel programma lavori approvato all’atto del conferimento della concessione ovvero quella prevista nell’ultimo programma di coltivazione approvato;
 - b. i “limiti di emissione” sono definiti come i limiti stabiliti dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 e s.m.i. o, ove presenti, quelli stabiliti nelle autorizzazioni rilasciate, ai sensi dello stesso decreto legislativo, dalle autorità competenti.
7. Il [Decreto Legge 18 ottobre 2012, n. 179](#) (“Decreto Legge Crescita-bis” convertito con modificazioni con la Legge 17 dicembre 2012, n. . 221) all’Art. 34:
- a. comma 16, rinvia ad un decreto del Ministero dello sviluppo economico, definito di concerto con il Ministero dell’economia e delle finanze, per le modalità di stipula degli accordi di compensazione ambientale di cui all’Art. 1, comma 5, della L.23 agosto 2004, n. 239.
 - b. comma 18, stabilisce che le concessioni di stoccaggio di gas naturale hanno una durata di trenta anni, prorogabile non più di una volta e per dieci anni. La modifica normativa rimodula la disciplina delle concessioni di stoccaggio che prevedeva il rilascio di titoli con durata di 20 anni con possibilità di due proroghe decennali. La norma non impatta sulle concessioni di stoccaggio rilasciate prima dell’entrata in vigore del D.Lgs. 625 /96, che attualmente sono ancora nel primo periodo di vigenza a 30 anni, secondo quanto previsto dalla disciplina di stoccaggio contenuta nella L. 170 /1974.
 - c. comma 19, permette il proseguo delle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi nel caso di ritardi nella conclusione dei procedimenti autorizzativi collegati ai titoli minerari, che si intendono quindi automaticamente prorogati fino all’espressione delle Amministrazioni coinvolte nel procedimento.
 - d. comma 28, stabilisce che agli impianti pilota di cui al comma 3-bis del D.Lgs. 22/10 (che utilizzano fluidi geotermici a media ed alta entalpia con reiniezione del fluido nelle stesse formazioni di provenienza, emissioni nulle e massima potenza nominale installata pari a 5MW), per consentire il pieno utilizzo del limite di 5 MW previsti, il calcolo della potenza dei singoli progetti non deve essere riferito a quella installata, ma a quella massima misurata alla immissione in rete e quindi al netto della potenza del dispositivo di liquefazione. La disposizione tiene dunque in considerazione il fatto che, per raggiungere l’obiettivo delle emissioni nulle da impianti di produzione geotermoelettrica, è necessario mantenere il fluido geotermico allo stato liquido, impiegando circa il 20% della potenza elettrica prodotta.
8. La [Circolare Ministeriale 30 ottobre 2012](#) “Disposizioni in merito alle garanzie finanziarie per le attività di chiusura mineraria di pozzi esplorativi di ripristino delle aree interessate da detti pozzi esplorativi da realizzare nell’ambito di permessi di ricerca e di concessioni per la coltivazione di idrocarburi in terraferma”, emessa dalla Direzione, fornisce direttive relativamente agli importi e alle procedure da seguire per la presentazione delle garanzie finanziarie che, ai sensi del D.D. 22/3/2011, taluni soggetti – nello specifico società aventi capitale sociale versato inferiore a 10 milioni di euro titolari di permessi di ricerca e concessioni di coltivazione a terra - sono tenuti a versare in relazione alla realizzazione di pozzi esplorativi.
9. La [Circolare Ministeriale 18 dicembre 2012](#) contenente le “procedure di prevenzione incendi per le attività di cui al n. 7 dell’ Allegato I al D.P.R. 151/2011”,

cui corrisponde una speculare Circolare emanata dal Ministero dell'Interno (Dipartimento dei Vigili del Fuoco del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile). L'emanazione di tale Circolare si è resa necessaria in quanto il D.P.R. 151/11 ha incluso nei controlli anche le "centrali di produzione di idrocarburi liquidi e gassosi e di stoccaggio sotterraneo di gas naturale", col fine di aggiornare le analoghe Circolari del 1997 che già regolavano il coordinamento tra procedure di prevenzione incendi e procedimenti autorizzativi per tali attività di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico, ai sensi del D.P.R. 886/1979 ed del D.Lgs. 624/1996 e s.m.i.

10. **Decreto Ministeriale 27 dicembre 2012**: con questo Decreto è stata ampliata la Zona marina "C" (area rossa in Figura 2), già istituita con **Legge 21 luglio 1967, n. 613**, nel Mare Ionio meridionale e nel Canale di Sicilia. Tale ampliamento consente sia di accogliere eventuali istanze per l'esplorazione e/o la ricerca come previsto dall' art. 3, comma 2 del **Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625**, sia di esercitare la sovranità nazionale in quelle zone di piattaforma continentale, nel pieno rispetto dei principi di diritto internazionale in quanto tali aree sono posizionate all'interno della linea mediana con i Paesi frontisti del Mediterraneo (Grecia, Libia e Malta).

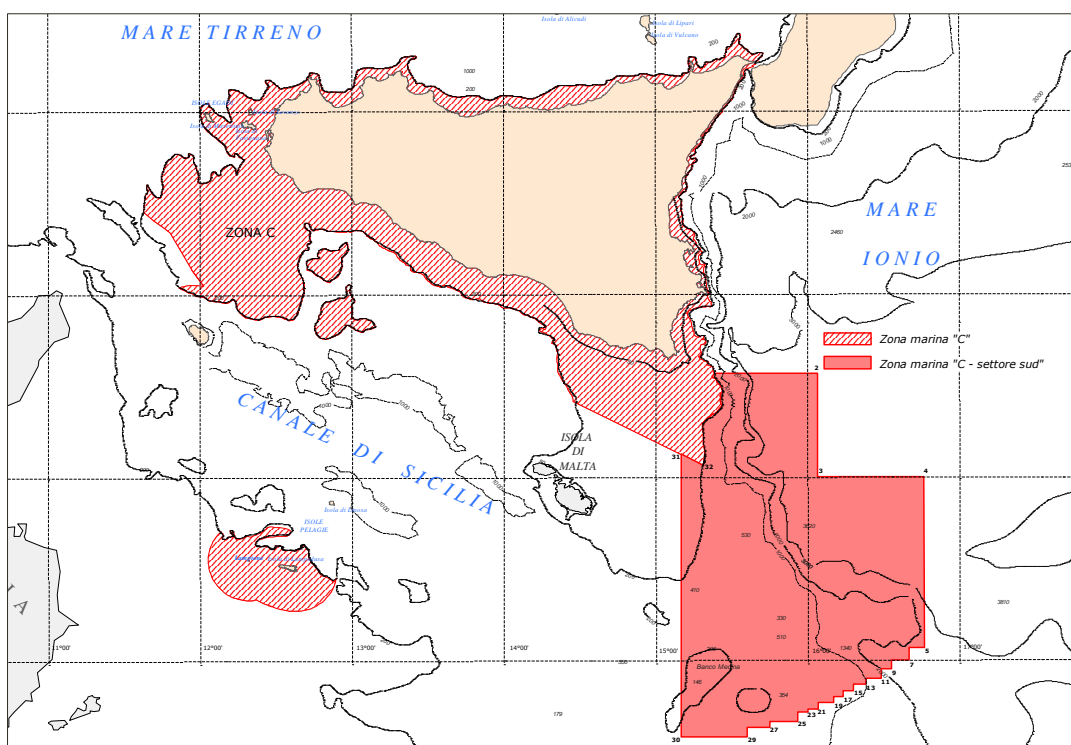


Figura 2 - Ampliamento della Zona C

Infine, per quanto riguarda le attività work in progress, è in corso di emanazione il Decreto Attuativo denominato "Decreto Comunicazione" come da disposizioni dell'Art. 31 del **Decreto Legislativo 14 settembre 2011, n. 162** sullo stoccaggio di CO₂. Tale decreto andrà a fissare i contenuti e le modalità di diffusione al pubblico delle informazioni ambientali concernenti lo stoccaggio geologico del biossido di carbonio (CO₂).

Il sito internet

La divulgazione dei dati di competenza della direzione generale è effettuata tramite il sito internet <http://unmig.sviluppoeconomico.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, oltre alle informazioni relative alle attività di upstream petrolifero, sono riportate anche informazioni sulle altre attività di competenza della DGRME come ad esempio lo stoccaggio del gas naturale, la geotermia, la cattura e lo stoccaggio del biossido di carbonio (CCS), le attività del settore dei minerali solidi ed informazioni sulle attività di coordinamento e promozione svolte in ambito regionale e internazionale.

Sul sito è inoltre pubblicato il Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e delle Georisorse (B.U.I.G.), organo ufficiale che riporta mensilmente le 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.

Nel corso del mese di dicembre è stata sviluppata e adottata una nuova veste grafica del sito. Le modifiche hanno interessato non solo l'aspetto grafico ma soprattutto hanno riguardato le modalità di consultazione dei dati. Il nuovo layout a singola colonna rende più semplice la navigazione e offre una migliore fruibilità dei contenuti in particolare su dispositivi portatili quali smartphone o tablet.

Nel corso dell'anno 2012 è stata gradualmente approntata la versione del sito in lingua inglese. Il completamento della traduzione, compresa la parte di interrogazione dati, sarà eseguita gradualmente nel corso dei prossimi mesi.

Nel 2012 è stata notevolmente sviluppata l'area ad accesso riservato (intranet DGRME) utilizzata per la gestione di dati ed informazioni ad uso interno e lo scambio di dati statistici tra uffici UNMIG territoriali e sede centrale.

È stata rivista la sezione Normativa. Sono stati inseriti i collegamenti al portale www.normattiva.it dove sono riportati i testi coordinati. Nei casi in cui solo parte del provvedimento riguardi il settore idrocarburi (Decreti Legge, Leggi finanziarie) è riportato un estratto del provvedimento e il collegamento al testo completo.

È stata riscritta completamente la procedura web per il rilascio del nulla osta minerario alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in base a quanto disposto dalla Direttiva Direttoriale 11 giugno 2012. La nuova procedura è estesa a tutte le linee elettriche, anche non da fonti rinnovabili.

Statistiche sugli accessi

Il numero di [accessi al sito](#) e il numero delle pagine visitate è in costante crescita e il 2012 ha segnato un aumento rispetto all'anno precedente ancora più marcato di quanto riscontrato lo scorso anno. Le statistiche degli accessi indicano per l'anno 2012 un numero di pagine visitate pari a 1.417.101 (+39% rispetto al 2011) e un numero di accessi unici pari a 319.569 (+86% rispetto al 2011), con una media di circa 440 utenti/giorno (dati del triennio) che diventano 870 utenti medi giornalieri se si considera il solo anno 2012.

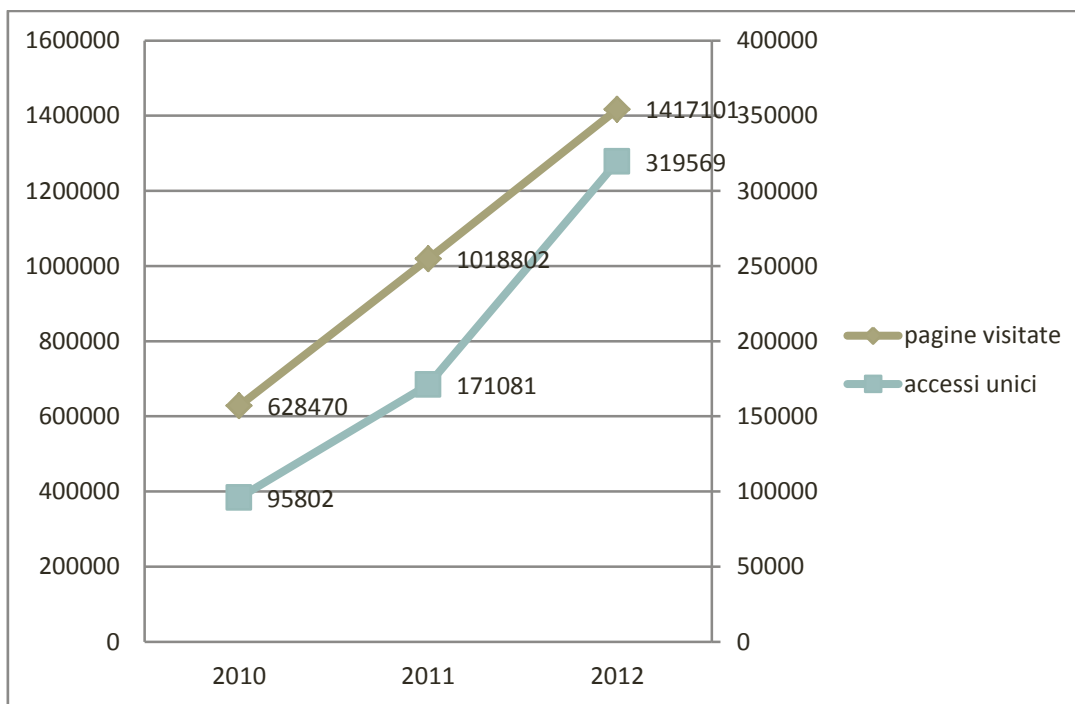


Grafico 1 - Accessi al sito internet della DGRME nel triennio 2010-2012

Rapporti con le Regioni

Il 20 Settembre 2012 è stato siglato un [Protocollo d'Intesa](#) tra il Ministero dello Sviluppo Economico (Dipartimento per l'Energia - Direzione Generale delle Risorse Minerarie ed Energetiche) e la [Regione Siciliana \(Assessorato all'Energia e ai Servizi di Pubblica Utilità - Dipartimento dell'Energia\)](#).

Il Protocollo, considerate le attuali criticità del sistema energetico nazionale imputabili alla forte dipendenza degli approvvigionamenti dall'estero, ha la finalità di promuovere la valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi favorendo gli investimenti per la loro ricerca, produzione e utilizzo secondo modalità compatibili con l'ambiente in una logica di sviluppo sostenibile e attraverso una costruttiva collaborazione tra le Parti.

Le finalità del Protocollo saranno perseguite, anche tramite la costituzione di un apposito Comitato tecnico composto da rappresentanti delle Parti, attuando specifiche linee d'azione nell'ambito delle seguenti tematiche:

- a. Risorse geotermiche - promozione di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche anche tramite la realizzazione di un osservatorio sulla geotermia nell'ambito della Sicilia e delle Isole Minori e della geotermia marina nel mare Tirreno.
- b. Idrocarburi - valutazione integrata della programmazione nazionale e regionale di sviluppo delle attività nella regione Siciliana e nelle prospicienti aree marine secondo modalità compatibili con l'ambiente, nel rispetto delle finalità della Strategia Energetica Nazionale e dell'obiettivo di garantire l'incremento dell'occupazione e la crescita industriale ed economica della Regione.
- c. Recupero di siti minerari - censimento dei siti minerari che non hanno più interesse produttivo e identificazione di potenziali utilizzi alternativi che ne permettano la valorizzazione.
- d. Collaborazione tecnica interistituzionale - caratterizzazione chimico-fisiche delle risorse energetiche e tutela della sicurezza dei lavoratori.
- e. Comunicazione - promozione delle attività di informazione e comunicazione verso le comunità locali sul ruolo delle attività minerarie/energetiche nella società e sul loro contributo allo sviluppo economico.

Inoltre, nel 2009 e nel 2010 sono stati firmati analoghi Protocolli d'Intesa tra il Ministero dello Sviluppo Economico (Dipartimento per l'Energia - Direzione Generale delle Risorse Minerarie ed Energetiche) e, rispettivamente, con la [Regione Calabria](#) e con la [Regione Lombardia](#).

Rapporti con altri Enti

La Direzione, oltre che con Regioni ed Amministrazioni locali, collabora attivamente con numerose Amministrazioni Pubbliche, in particolare, per le attività svolte nell'anno 2012, si segnalano:

1. Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA)

L'[ISPRA](#), istituito con la legge 133/2008 di conversione, con modificazioni, del Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112, è un ente di ricerca italiano nato nel 2008 dall'accorpamento di tre enti controllati dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare:

- ❖ Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici;
- ❖ Istituto Centrale per la Ricerca scientifica e tecnologica Applicata al Mare;
- ❖ Istituto Nazionale per la Fauna Selvatica;

al fine di razionalizzare e snellire l'attività svolta dai suddetti tre organismi per assicurare maggiore efficacia alla protezione ambientale.

Nel 2012 è iniziata la collaborazione tra la Direzione e l'ISPRA, per l'effettuazione dei controlli previsti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale per gli impianti a mare, come previsto dalla recente modifica normativa del [Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152](#) e s.m.i., art. 29 decies, commi 1 e 3.

2. Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco (CNVVF) - Ministero dell'Interno

Il [CNVVF](#), è una struttura dello Stato ad ordinamento civile, incardinata nel Ministero dell'interno "Dipartimento dei vigili del fuoco, del soccorso pubblico e della difesa civile", per mezzo del quale il Ministero dell'interno assicura, anche per la difesa civile, il servizio di soccorso pubblico e di prevenzione ed estinzione degli incendi su tutto il territorio nazionale, nonché lo svolgimento delle altre attività assegnate al Corpo nazionale dalle leggi e dai regolamenti, secondo quanto previsto nel D.Lgs. n. 139 dell' 8 marzo 2006.

Nel 2012, il CNVVF e la Direzione, oltre alle verifiche congiunte previste dalla normativa vigente, hanno predisposto congiuntamente ed emanato due circolari speculari contenenti le "procedure di prevenzione incendi per le attività di cui al n. 7 dell' Allegato I al D.P.R. 151/2011". Maggiori dettagli sulla tematica sono riportati nel paragrafo "Monitoraggio e produzione normativa".

3. Comitato Tecnico Regionale (CTR)

Il Comitato Tecnico Regionale (CTR) è presieduto dai Vigili del Fuoco e generalmente integrato da rappresentanti delle Agenzie Regionali per la protezione dell'Ambiente (ARPA), degli specifici enti che si occupano di prevenzione e sicurezza sul lavoro (INAIL/ex ISPESL), delle Regioni, delle Province e dei Comuni.

Il CTR è autorità competente che provvede a svolgere le istruttorie per gli stabilimenti soggetti alla presentazione del Rapporto di Sicurezza (art. 8 del

[Decreto Legislativo 17 agosto 1999, n. 334](#) – Seveso ter) e ad adottare altresì il provvedimento conclusivo.

Per quanto riguarda lo svolgimento delle istruttorie sui Rapporti di Sicurezza, per procedimenti relativi ad attività di stoccaggio di gas naturale nel sottosuolo, ai sensi dell'art.19, comma 5, del D.Lgs n. 334/99 e come stabilito nella [Circolare Interministeriale 21 Ottobre 2009](#) (Indirizzi per l'applicazione del Decreto Legislativo 17 agosto 1999, n.334, in materia di controllo dei pericoli di incidenti rilevanti, agli stoccaggi sotterranei di gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde), il Comitato Tecnico Regionale si avvale del supporto tecnico dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse (UNMIG), anche al fine di raccordare le procedure minerarie con quelle del CTR soprattutto nell'ottica di non duplicare le stesse verifiche e gli stessi controlli richiesti da norme diverse ([Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 624](#) e Decreto Legislativo 17 agosto 1999, n. 334). I Comitati Tecnici Regionali e gli UNMIG competenti per territorio si sono coordinati nel 2012 effettuando congiuntamente l'esame dei rapporti di sicurezza e le verifiche previste dalle norme sopraindicate presso gli impianti di stoccaggio in costruzione ed in esercizio in Italia.

La Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie

Per lo svolgimento delle attività istituzionali di propria competenza la Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche si avvale del parere della [Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie](#) (CIRM). La CIRM, istituita con [Decreto del Presidente della Repubblica 14 Maggio 2007, n. 78](#) riunendo in un unico organismo le competenze precedentemente assegnate a quattro Comitati che sono stati soppressi, è l'organo tecnico-consultivo che esprime pareri obbligatori non vincolanti in materia di attività di ricerca e coltivazione di risorse minerarie (CIRM "A"), sicurezza delle attività di ricerca e coltivazione (CIRM "B"), determinazione e versamento delle royalties (CIRM "C"). Per il funzionamento della Commissione non sono previsti compensi in quanto i membri, anche esterni, sono nominati a titolo onorifico.

Nel corso del 2012 la CIRM si è riunita:

- ❖ la "Sezione A" 4 volte, esaminando:
 - 39 [istanze di titoli minerari nel settore degli idrocarburi liquidi e gassosi](#)
 - 12 [istanze di permesso di ricerca di risorse geotermiche finalizzate alla sperimentazione di impianti pilota](#)
- ❖ come seduta congiunta delle sezioni "A" e "B" 1 volta, trattando la [riattribuzione ad altro titolare di un giacimento marginale](#)
- ❖ la sezione "C" 2 volte per esaminare varie tematiche tra le quali:
 - l'analisi delle [royalties](#) sulla produzione di idrocarburi liquidi e gassosi per l'anno 2010 e relativo consuntivo ai sensi dell'art. 19, comma 7, del D.Lgs. 625/96;
 - la determinazione delle riduzioni del valore unitario delle royalties per l'anno 2011 ed il relativo consuntivo alla data del 30 novembre 2012;
 - il consuntivo dei benefici erogati in applicazione dell'art. 45 della L. 99/09 (c.d. [Bonus Idrocarburi](#));
 - gli accertamenti sulle produzioni di idrocarburi da parte degli Uffici territoriali UNMIG;
 - l'applicazione dell'art. 106 del T.U. sugli interventi del Mezzogiorno – D.P.R. 218/78 – relativamente alle produzioni degli anni 1995 e 1996.

Nell'ambito delle riunioni della Sezione "A" la Commissione ha inoltre esaminato alcuni temi specifici, in particolare la cumulabilità e separazione societaria degli impianti pilota, l'emanazione del Disciplinare Tipo in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche ai sensi dell'art. 17 del D.Lgs. 22/10, l'istituzione di un gruppo di studio della normativa nazionale ed internazionale in merito ai metodi e ai criteri di valutazione delle capacità tecniche ed economiche delle imprese di settore ed infine una esposizione dei contenuti dell'art. 38 ter della L. 134/2012.

Attività degli uffici territoriali UNMIG

Le Divisioni II, III e IV sono gli uffici della Direzione cui è demandata la gestione tecnico-amministrativa, il controllo e la vigilanza delle attività svolte nell'ambito di permessi di prospezione e ricerca o di concessioni di coltivazione e stoccaggio di idrocarburi.

L'ambito territoriale giurisdizionale è suddiviso in:

- ❖ Divisione II – Ufficio Territoriale UNMIG di Bologna:
Regioni Piemonte, Liguria, Lombardia, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna e relativo mare territoriale e piattaforma continentale
- ❖ Divisione III – Ufficio Territoriale UNMIG di Roma:
Regioni Toscana, Umbria, Marche, Lazio, Abruzzo e Molise e relativo mare territoriale e piattaforma continentale
- ❖ Divisione IV – Ufficio Territoriale UNMIG di Napoli:
Regioni Campania, Basilicata, Puglia e Calabria e relativo mare territoriale e piattaforma continentale.

Nel trascorso anno 2012 sono state svolte dagli Uffici Territoriali UNMIG le seguenti attività ispettive:

- ❖ 219 accertamenti di produzione, che hanno consentito la verifica delle produzioni di idrocarburi ottenute nelle concessioni di coltivazione
- ❖ 4170 verifiche su apparecchiature a pressione, apparati di sollevamento, impianti di messa a terra
- ❖ 181 visite ispettive su impianti di perforazione/produzione
- ❖ 1874 visite ispettive con altre finalità (es. pubblica utilità, occupazione d'urgenza, linee elettriche, infortuni, etc.).

Inoltre, gli Uffici Territoriali UNMIG hanno concesso nel 2012 le seguenti autorizzazioni:

- ❖ 24 autorizzazioni all'attività geofisica
- ❖ 135 autorizzazioni alla perforazione e alle chiusure minerarie di pozzi
- ❖ 135 autorizzazioni per inizio lavori sugli impianti esistenti
- ❖ 102 autorizzazioni all'esercizio di nuovi impianti
- ❖ 639 autorizzazioni di altro tipo.

Le autorizzazioni sopra elencate sintetizzano l'aspetto tecnico-amministrativo dell'attività svolta dagli uffici anche se non rappresentano in modo esauriente, così come per i dati riportati per l'attività ispettiva, il carico lavorativo relativo ad ogni singolo procedimento. L'autorizzazione alla perforazione di nuovi pozzi, ad esempio, 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 del CTR per l'esame dei progetti di stoccaggio soggetti alla normativa Seveso
- ❖ partecipazione ad incontri con la popolazione finalizzati a fornire informazioni sulle attività di stoccaggio.

Metanizzazione del Mezzogiorno

Il settore ha avuto origine nei primi anni ottanta a seguito di ripetute crisi petrolifere che indussero il Governo italiano a potenziare la rete di distribuzione del gas metano nel sud del Paese (le reti di distribuzione del gas erano concentrate prevalentemente nel nord dell'Italia) al fine di diminuire la dipendenza dai prodotti petroliferi.

Le direttive impartite attraverso i Piani Energetici Nazionali (P.E.N.) negli anni 1978-1980 trovarono attuazione nella legge 28 novembre 1980, n. 784, che prevedeva la concessione di contributi destinati alla realizzazione delle reti di distribuzione del metano e all'assistenza tecnica e finanziaria ai comuni o loro consorzi interessati.

L'istruttoria tecnica per la concessione delle suddette provvidenze veniva effettuata dalla "Cassa per il Mezzogiorno" (Ente nazionale istituito nei primi anni '50 per favorire e promuovere lo sviluppo del Mezzogiorno) e, dopo lo scioglimento di questa, dal Ministero dell'Industria (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) presso il quale sono confluite le competenze. Il "Programma generale" di [metanizzazione del Mezzogiorno](#), avviato con la delibera CIPE dell'11 febbraio 1988, secondo le originarie previsioni doveva essere attuato in un "Triennio operativo" cui avrebbe dovuto far seguito un "Biennio operativo".

Nella realtà è invece ancora in via di completamento, sia perché il numero di comuni in esso ricompresi era notevole (oltre 2.500) e sia perché le risorse finanziarie che lo Stato ha destinato alla sua attuazione attraverso le varie leggi finanziarie sono andate progressivamente calando fino ad esaurirsi del tutto a partire dall'anno 2004.

Tra la prima fase attuativa ed il "Programma generale", a tutto il 31 dicembre 2012, risultano complessivamente finanziate 1.876 iniziative in altrettanti comuni, di cui n. 671 iniziative a valere sugli stanziamenti disposti con la legge 7 agosto 1997, n. 266, della quale si è più direttamente occupato il Ministero dello Sviluppo Economico. La spesa complessiva a carico dello Stato, in larga misura già sostenuta, ammonta a circa due miliardi di euro.

Il Programma troverà definitiva attuazione con gli ultimi 10 progetti di metanizzazione interessanti altrettanti comuni del Mezzogiorno ai quali non sono stati ancora concessi i benefici di legge a causa della mancanza dei fondi che affligge il settore sin dal 2004. Per la definitiva conclusione del Programma si stima che occorrano circa 20 milioni di euro che potrebbero essere resi disponibili con le future leggi finanziarie.

Nel corso del 2012 sono state istruite pratiche di collaudo relative a n. 37 interventi di metanizzazione, portando a 515 il numero globale delle iniziative realizzate e funzionanti. Grazie ad alcune economie resesi disponibili proprio a seguito dei citati collaudi si prevede, nel 2013, di istruire le pratiche di finanziamento dei comuni di Alberona (FG), Volturara Appula (FG) e Borbona (RI).

Sempre nel corso del 2012 è proseguita l'attuazione dei progetti di variante relativi a n. 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 sono attuati su istanza delle società che, autorizzate dal Ministero o dal Comitato interministeriale per la programmazione economica a realizzare una infrastruttura energetica, non hanno la possibilità di concludere 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 Ministeriale 22 giugno 2012 ha definito la riorganizzazione degli Uffici del Ministero attribuendo la funzione di Ufficio unico per gli espropri in materia di energia alla Divisione VIII della Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche.

Secondo procedure di mobilità interna del personale ministeriale, conseguenti ad una specifica richiesta operata dalla Direzione Generale, sono state reperite le professionalità necessarie a gestire il carico di lavoro inerente atti amministrativi ablativi correlati ad alcune infrastrutture energetiche già realizzate, nonché ad attuare i procedimenti espropriativi per la realizzazione o il potenziamento di metanodotti della Rete nazionale di gasdotti e di progetti inerenti ulteriori infrastrutture energetiche.

Tra questi ultimi, il progetto "Tempa Rossa" per la produzione di idrocarburi nell'alta valle del Sauro, in Basilicata, e le realizzazioni di infrastrutture lineari energetiche correlate ad alcuni programmi di concessioni per la produzioni di idrocarburi.

L'Ufficio ha operato per portare a compimento alcune delle determinazioni delle indennità definitive spettanti a chi di diritto per le espropriazioni attuate per la realizzazione di gasdotti della Rete nazionale, della Centrale termoelettrica di San Severo (FG), della Centrale Termoelettrica di Aprilia (LT) e per le infrastrutture lineari operanti nella concessione per lo stoccaggio di gas naturale "San Potito e Cotignola Stoccaggio" (RA) e "Collalto Stoccaggio" (TV).

L'attività svolta per nuovi procedimenti espropriativi relativi alla Rete nazionale dei gasdotti ha comportato l'emanazione, nel corso del secondo semestre 2012, di 4 decreti inerenti la realizzazione del metanodotto «Zimella - Cervignano D'Adda DN 1400 (56")» (171,4 km), i cui lavori si devono concludere entro il 25 gennaio 2015 e l'emanazione di ulteriori 8 decreti inerenti il metanodotto «Paliano Busso DN 500 (20")» (170 km), i cui lavori si devono concludere entro il 14 marzo 2015.

Analisi chimiche - Settore Energetico/Minerario

Nel corso del 2012 la Divisione V ha proseguito la campagna di controllo della qualità del gas naturale prodotto e/o stoccato nel territorio nazionale.

I controlli sono stati effettuati presso le centrali di produzione, trattamento e stoccaggio gas; sono state determinate la composizione molare⁴ del gas e le proprietà fisiche⁵. Sono stati effettuati controlli nei seguenti siti:

Centrali di trattamento e produzione:

- ❖ [CANDELA](#) della società eni S.p.A.
- ❖ [ROSETO](#) della società eni S.p.A.
- ❖ [FORNOVO](#) della società Gas Plus Italiana
- ❖ [MUZZA](#) della società Gas Plus Italiana
- ❖ [RUBICONE](#) della società eni S.p.A.
- ❖ [CASALBORSETTI](#) della società eni S.p.A.
- ❖ [METAPONTO](#) della società Gas Plus Italiana
- ❖ [SINNI](#) della società Gas Plus Italiana
- ❖ [RAVENNA MARE](#) della società eni S.p.A.
- ❖ [FANO](#) della società eni S.p.A.
- ❖ [FALCONARA](#) della società eni S.p.A.

Centrali di stoccaggio:

- ❖ [CELLINO](#) della società Edison Stoccaggio S.p.A.

Sono state inoltre effettuate analisi del gas naturale nelle piattaforme di compressione in cui il gas naturale proveniente dalle piattaforme di produzione viene compresso e inviato alle centrali di trattamento a terra.

Piattaforme di compressione:

- ❖ [GARIBALDI K](#) della società eni S.p.A.
il gas viene inviato alla centrale di "Casalborsetti"
- ❖ [BARBARA T2](#) della società eni S.p.A.
il gas viene inviato alla centrale di "Falconara"

Anche nel 2012, in collaborazione con le Regioni, il laboratorio ha effettuato analisi di campioni di minerali solidi (dolomie, calcari, marne da cemento, sabbie silicee) ai fini della classificazione mineraria come previsto dal R.D. 29.07.1927 n. 1443 e s.m.i. e dalle leggi regionali.

⁴ È stato utilizzato un gas cromatografo portatile, modello µGC 3000 della Agilent.

⁵ 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)

La Divisione V svolge inoltre attività scientifica in collaborazione con l'Università; in particolare nel 2012 ha collaborato con il Dipartimento di Archeologia dell'Università di Bologna, sede di Ravenna, per la caratterizzazione chimico-mineralogica di campioni di reperti archeologici provenienti da scavi condotti in area medio-orientale. Sono stati analizzati e caratterizzati i seguenti reperti archeologici:

- ❖ Campioni di materiale argilloso proveniente da manufatti rinvenuti nel corso di scavi condotti nel sito protostorico HD6 di [Ra's al Hadd](#) situato nel sud del Sultanato di Oman;
- ❖ Campioni di materiale argilloso provenienti da costruzioni di [Husn al-Wahra](#), forte del XVIII-XIX secolo, sempre nel Sultanato di Oman;
- ❖ Campioni di materiale salino proveniente dal sito di [Shahr-i Sokhta](#), nel Sistan iranico.

Consorzio Interuniversitario Nazionale per l'Ingegneria delle Georisorse

Il [Consorzio Interuniversitario Nazionale per l'Ingegneria delle Georisorse](#) (CINIGeo) è stato fondato nel 1988 sotto gli auspici dei seguenti Enti:

- ❖ Ministero per l'Istruzione, l'Università e la Ricerca;
- ❖ Ministero dello Sviluppo Economico;
- ❖ Università di Roma "La Sapienza";
- ❖ Università degli Studi di Bologna;
- ❖ Università degli Studi di Cagliari;
- ❖ Università degli Studi di Trieste.

Il Consorzio ha ottenuto il riconoscimento della personalità giuridica con D.M. 9 ottobre 1997 e dalla data del 25 luglio 2006 è iscritto all'Albo dei Laboratori Certificati dal MIUR. Con DD. n. 04661 del 24 luglio 2012 il CINIGeo è ammesso al Catalogo Interregionale dell'Alta Formazione 2012.

Il CINIGeo:

- ❖ promuove e coordina le ricerche e le altre attività scientifiche e applicative nel campo dell'Ingegneria delle Georisorse, delle Geotecnologie, dell'Ambiente e dell'Energia e dello Sviluppo Sostenibile tra Università, altri Enti di ricerca e industrie e favorisce il loro accesso e la loro partecipazione alla gestione di laboratori nazionali e internazionali;
- ❖ a partire dalla sua nascita ha avviato numerosi progetti interdisciplinari su tematiche relative allo sviluppo sostenibile, inquinamento ambientale (acustico, atmosferico, delle acque, bonifica dei terreni, caratterizzazione, smaltimento dei rifiuti.);
- ❖ collabora da diversi anni con Enti Pubblici e privati;
- ❖ fornisce supporto tecnico-scientifico al Ministero dell'Ambiente da circa dieci anni.

Nel 2012, il CINIGeo ha svolto attività scientifica a favore di Enti pubblici e privati. In particolare ha svolto in collaborazione con il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca, un progetto sui "Green Jobs" e sulla "Green Economy", nell'ambito delle iniziative per la promozione dell'educazione ambientale tra i giovani e delle attività ecocompatibili. Il progetto, a carattere nazionale, si è svolto in due fasi, una prima fase di didattica frontale e una seconda fase di attività di laboratorio.

Obiettivo del corso è stato quello di attivare percorsi educativi orientati a migliorare la consapevolezza, negli studenti, dei "green jobs" ovvero delle opportunità professionali direttamente o indirettamente collegate allo sviluppo della Green Economy (energie rinnovabili e risparmio energetico, riutilizzo dei materiali, gestione sostenibile delle risorse naturali e forestali, etc.). La Direzione partecipa alle attività del CINIGeo con un proprio esperto, che rappresenta il Ministero dello Sviluppo Economico nel Consiglio Direttivo.

LA DGRME ALL'ESTERO

Agreement Italia-Croazia

L'esplorazione e lo sfruttamento della piattaforma continentale italo-croata attualmente avviene in base all'accordo stipulato con la Jugoslavia risalente all'8 gennaio 1968 (ratificato con [Decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1969 n.830](#), in vigore dal 21 gennaio 1970). Difatti, gli Stati sorti dalla dissoluzione della Repubblica Socialista Federale di Jugoslavia, secondo il principio di successione degli accordi bilaterali, sono subentrati negli accordi internazionali siglati con l'Italia.

Inoltre, l'Italia e la Croazia hanno stipulato nel 2005 un' Intesa tecnica ([Comunicato Ministeriale 30 settembre 2005](#)) che, lasciando inalterato il contenuto dell'Accordo del 1968, al fine di ovviare all'incertezza dei dati cartografici non univoci, ha trasformato in datum WGS 84 le coordinate dei punti da 1 a 42 della linea di delimitazione della piattaforma continentale tracciati sulle carte nautiche italiane ed ex jugoslave allegate all'Accordo del 1968.

Nel quadro giuridico dell'Accordo tra Italia e Croazia e al fine di garantire lo sfruttamento del giacimento "Annamaria", situato a cavallo tra la piattaforma continentale italiana e croata, è stato firmato 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" ⁶ del primo luglio 2009.

In seguito alla rideterminazione delle quote di produzione spettanti ai due Paesi frontisti, nel corso del 2012 le Autorità competenti di Italia e Croazia hanno collaborato (e proseguiranno nel 2013) alla ridefinizione del Technical Agreement siglato nel 2009. Si è comunque svolta la regolare attività di verifica tecnica e di sicurezza da parte degli Uffici preposti (per parte italiana l' Ufficio Territoriale UNMIG di Roma).

⁶ "Accordo Tecnico tra il Ministero dello Sviluppo Economico della Repubblica Italiana (Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie) e il Ministro dell'Economia, del Lavoro e delle Imprese della Repubblica Croata (Direzione Mineraria) per lo Sfruttamento Congiunto del Campo a Gas di Annamaria nel Mare Adriatico"

Tavolo tecnico Italia-Malta

Recentemente, su incarico specifico del Ministro dello Sviluppo Economico, in coordinamento con il Ministro degli Esteri, questa Direzione ha dato l'avvio ad un gruppo di lavoro con gli omologhi tecnici Maltesi finalizzato alla ripresa del dialogo tra i due Paesi che, per le note divergenze sulla delimitazione delle rispettive piattaforme continentali, si era interrotto da diversi anni.

Attualmente vige tra i due Paesi un "[Modus Vivendi](#)", instaurato con scambio di note verbali il 29 aprile 1970.

Il 27 settembre 2012 si è tenuto un primo incontro con una delegazione maltese presso il Ministero dello Sviluppo Economico a Roma, che ha dato l'avvio ad un "informal preliminary scoping exercise, without prejudice of sovereign rights ⁷"; una seconda riunione si è tenuta presso La Valletta (Repubblica di Malta) il 10 dicembre scorso.

Entrambi gli incontri, paralleli alla contemporanea riapertura dei negoziati per la delimitazione della piattaforma continentale, hanno avuto come obiettivo l'avvio della verifica della fattibilità dell'esplorazione congiunta in zone del Mare Ionio meridionale e del Canale di Sicilia contese tra i due Paesi.

A chiusura dei detti lavori svolti nel 2012, la parte italiana presenterà a breve una proposta tecnica per l'esplorazione congiunta su aree contese. Nel corso del 2013 verrà inoltre costituita una Commissione di studio per l'approfondimento degli aspetti giuridici connessi.

Anche allo scopo di avviare progetti di esplorazione congiunta con Malta, con [Decreto Ministeriale del 27 dicembre 2012](#), è stata ampliata la Zona marina "C", già istituita con [Legge 21 luglio 1967, n. 613](#), nel Mare Ionio meridionale e nel Canale di Sicilia.

A seguito dei citati incontri si è altresì convenuto di sviluppare ulteriormente la collaborazione tra i due Paesi avviata in sede UE, segnatamente per finalizzare la proposta di Regolamento sulla sicurezza delle attività offshore che sarà probabilmente adottato nel corso del primo semestre 2013 sotto forma di Direttiva (testo in bozza attualmente all'esame dell'Energy Working Party del Consiglio Europeo) e che risponderà per quanto possibile a interessi e modelli dei Paesi mediterranei.

⁷ "Incontri preliminari, senza pregiudizio dei diritti sovrani degli Stati"

Sicurezza e Tutela Ambientale nelle attività Offshore

In merito alle tematiche afferenti la salute e la sicurezza dei lavoratori, nonché la salvaguardia e la tutela dell'ambiente, la Direzione svolge un ruolo chiave in quanto, tramite le sue strutture centrali e territoriali valuta dal punto di vista tecnico ed economico i progetti, rilascia le relative autorizzazioni, vigila sul regolare svolgimento dei lavori e sul rispetto delle norme di sicurezza nei luoghi di lavoro, nell'intero settore della prospezione, ricerca, coltivazione di idrocarburi e stoccaggio di gas naturale. Le attività di vigilanza includono le attività offshore, sulle quali è stata posta una particolare attenzione a valle del disastro nel Golfo del Messico (occorso al "pozzo Macondo") dell'Aprile 2010. A tale accadimento la Commissione europea ha reagito avviando un'approfondita analisi delle norme adottate dall'Unione Europea e dai singoli Stati Membri.

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 aperto, 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) ha analizzato la Proposta di regolamento e ha presentato diversi emendamenti.

Attualmente (Gennaio 2013 e relativa Presidenza in capo all'Irlanda), il testo è ancora all'esame di Parlamento Europeo, Commissione Europea e Consiglio, e ne è prevista l'adozione nel corso del primo semestre 2013 sotto forma di Direttiva. La Direzione segue con attenzione lo svolgimento dei lavori mediante la partecipazione di suoi rappresentanti alle sedute del citato EWP.

Con Decisione della Commissione Europea del 19 Gennaio 2012, è stato inoltre istituito l'EU Offshore Authority Group (EUOAG), composto da esperti nominati dalle autorità competenti degli Stati membri e avente finalità consultive e di supporto alla Commissione Europea su tutti i temi tecnici afferenti le tematiche offshore del settore degli idrocarburi, sia per quanto concerne gli aspetti di sicurezza che per quelli ambientali.

Gli esperti rappresentano le Pubbliche Amministrazioni e le società che operano nel settore in quanto è riconosciuto che lo scambio regolare di esperienze fra le autorità di regolamentazione e l'industria, l'individuazione condivisa delle migliori pratiche, così come il miglioramento delle misure di attuazione, costituiscono gli aspetti fondanti di un regime normativo efficace.

L'Italia riveste un ruolo chiave in questo Gruppo sin dalla sua costituzione, facendone parte con due rappresentanti e partecipando attivamente ai tavoli di lavoro, sulla base delle rilevanti esperienze nel settore della ricerca e produzione di idrocarburi, maturate in oltre cinquant'anni di attività offshore.

Inoltre, in riferimento alla tematica della “protezione contro l’inquinamento da attività offshore”, nel mese di luglio 2012 la Direzione ha concluso l’attività di istruttoria tecnica, in coordinamento con i competenti uffici del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), relativa alla proposta di ratifica del “Protocollo per la protezione del Mar Mediterraneo dall’inquinamento derivante dalle attività di esplorazione e sfruttamento della piattaforma continentale, del fondo marino e del suo sottosuolo” (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.

La Convenzione di Barcellona costituisce l'accordo quadro per la protezione del Mediterraneo a cui si ricollegano Protocolli aggiuntivi (7 ad oggi), che sono gli strumenti giuridici che completano la Convenzione, assicurandone l'applicazione concreta nei vari settori, con la specificazione di quei principi in essa enunciati e in riferimento ai diversi tipi di inquinamento.

In particolare, il Protocollo, firmato da 11 Parti Contraenti (tra cui l’Italia) e ratificato da 6 (Albania, Cipro, Libia, Marocco, Siria e Tunisia), è entrato in vigore il 24 marzo 2011. Esso prevede una serie di misure finalizzate a prevenire, ridurre, combattere e controllare l’inquinamento risultante dalle seguenti attività:

- a. attività di esplorazione, quali i rilievi geosismici, la presa di campioni e le perforazioni esplorative;
- b. 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;
- c. 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, regola le attività di sfruttamento e di esplorazione della piattaforma continentale, del fondo marino e del suo sottosuolo, imponendo l’obbligo, già previsto in Italia dell’autorizzazione per lo svolgimento di tali attività da realizzare secondo le migliori tecnologie disponibili.

La ratifica da parte italiana, all’esame del Ministero degli Esteri, è stata auspicata con la Risoluzione della 13ma Commissione permanente del Senato, approvata il 15 giugno 2011, che impegna il Governo “ad avviare tutte le procedure necessarie per la ratifica del Protocollo Offshore della Convenzione di Barcellona, e ad operare per far sì che l’attuazione del Protocollo sia riconosciuta come priorità nell’attività della Convenzione di Barcellona per il biennio 2012-2013”.

Si tratta di una priorità per l’Unione europea, che ha aderito al Protocollo in data 17 dicembre 2012 con Decisione del Consiglio 2013/5/UE.

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 della riunione plenaria tenutasi a Brussels il 12 novembre 2012, in cui l'Italia è stata rappresentata dalla DGRME, è stato verificato lo stato di attuazione di attività avviate negli anni precedenti e sono state esaminate nuove proposte relative a:

- ❖ la promozione dello scambio di informazioni tra i paesi della UE e paesi terzi (Messico, Colombia, Argentina, Cile, Uruguay, Marocco, Tunisia), già attivata mediante la sottoscrizione di lettere di intenti riguardanti le attività di riciclaggio, l'uso efficiente delle risorse, la ricerca e lo sviluppo delle attività minerarie;
- ❖ l'andamento della raccolta dei dati per il confronto, a livello UE, delle politiche nazionali in campo minerario, dell'uso e pianificazione del territorio, delle modalità autorizzative con particolare riguardo alla salvaguardia ambientale (NATURA 2000);
- ❖ l'avvio di proposte per l'armonizzazione dei vari sistemi di classificazione delle fonti fossili e delle risorse minerali;
- ❖ la proposta di uno schema di certificazione a livello mondiale per l'esportazione dei rifiuti e il riciclo ai fini di contrastare il trasporto illegale dei rifiuti.
- ❖ l'adesione dei paesi membri del RMSG alla proposta avanzata dalla Commissione per lo studio dei by-products (indio, tellurio, bismuto, ecc) per incoraggiare il recupero da minerali a basso tenore o da scarti minerari e da rottami, nonché la creazione di un database sulla disponibilità, il consumo e i prezzi di tali metalli.

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 2012 sono state effettuate due riunioni che hanno affrontato i problemi riguardanti le sempre maggiori difficoltà degli operatori dovute alla riduzione della domanda causata dalla crisi mondiale e alla riduzione dei capitali disponibili.

Nell'ambito degli incontri sono stati tenuti due seminari congiunti: uno ad aprile che ha esaminato i problemi e i benefici apportati dall'attività di estrazione e di produzione dei quattro metalli nei principali mercati mondiali (Cina, Giappone, India, Europa, America, Australia); il secondo ad ottobre che ha riguardato l'India e la sua crescita nel settore minerario, con particolare attenzione all'incremento della produzione e trasformazione dei metalli, alla sua crescita demografica e alla crescente urbanizzazione che fa da traino al continuo aumento del PIL.

Nel corso delle riunioni sono state inoltre affrontate le problematiche relative al riciclaggio, da considerare come fonte di approvvigionamento regolare e a prezzi sostenibili.

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

- ❖ Nickel: a medio termine dovrebbe ridursi il surplus attuale (2012 e 2013) per diventare deficitario nel 2019/20. Occorre quindi che nuovi progetti vengano lanciati rapidamente, visti i tempi tecnici di realizzazione di nuove miniere e nuovi impianti.
- ❖ Rame: il mercato del rame è e rimarrà deficitario nel 2013. Il consumo mondiale è in lieve crescita (+2.6%) grazie al contributo della Cina, ma segna contrazioni dell'ordine del 10% in EU, Africa e Oceania.
- ❖ Piombo: il mercato mondiale del piombo in surplus dal 2008, rimarrà tale anche nel 2013. Nel corso dell'anno la domanda dovrebbe aumentare del 3,4%, trainata dalla Cina e negli US dalla ripresa del mercato delle batterie, mentre il consumo europeo dovrebbe rimanere stabile, a causa del perdurare della crisi della domanda di auto.
- ❖ Zinco: anche il mercato mondiale dello Zinco rimarrà in surplus nel 2013. Per quanto riguarda la domanda, c'è stata riduzione nel 2012 in EU; il mercato è stato stabile in Cina ed in crescita in India, Indonesia, Korea e Turchia.

IDROCARBURI E GEORISORSE

Ricerca e coltivazione di idrocarburi

Titoli minerari

Al 31 dicembre 2012, risultano vigenti sul territorio italiano:

- ❖ 115 [permessi di ricerca](#) (di cui 94 in terraferma, e 21 in mare)
- ❖ 200 [concessioni di coltivazione](#) (di cui 134 in terraferma e 66 in mare).

In generale, le Regioni italiane maggiormente coinvolte nelle attività di esplorazione e produzione idrocarburi on-shore - come rappresentato nella Tabella 1 - sono Emilia Romagna, Lombardia e Basilicata con, rispettivamente, più di 9.000 km², più di 4.000 km² e più di 2.000 km² della propria area interessata da permessi e concessioni ⁸.

REGIONE	PERMESSI			CONCESSIONI			TOTALE
	n.	Superficie (Km ²)	% della superficie regionale	n.	Superficie (Km ²)	% della superficie regionale	% della superficie regionale
Abruzzo	11	3.019,15	28,0%	9	520,26	4,8%	32,8%
Basilicata	11	1.454,83	14,6%	21	2.071,11	20,7%	35,3%
Calabria				3	103,21	0,7%	0,7%
Campania	2	802,90	5,9%				5,9%
Emilia-Romagna	36	7.329,95	33,1%	37	1.741,35	7,9%	41,0%
Friuli-Venezia Giulia				1	0,99	0,0%	0,0%
Lazio	7	3.012,14	17,5%	1	41,14	0,2%	17,7%
Lombardia	14	3.911,61	16,4%	17	988,61	4,1%	20,5%
Marche	8	1.463,40	15,1%	19	1.136,12	11,7%	26,8%
Molise	4	801,53	18,1%	7	336,93	7,6%	25,7%
Piemonte	6	1.919,57	7,6%	1	77,76	0,3%	7,9%
Puglia	1	154,55	0,8%	14	1.207,92	6,2%	7,0%
Sardegna	1	443,00	1,8%				1,8%
Sicilia	6	3.814,16	14,8%	14	596,85	2,3%	17,2%
Toscana	2	389,37	1,7%	2	307,71	1,3%	3,0%
Veneto	1	529,75	2,9%	1	163,33	0,9%	3,8%
TOTALE	94	29.045,91	10,7%	134	9.293,29	3,4%	14,2%

Tabella 1 - Titoli minerari in terraferma, Aggiornamento al 31 dicembre 2012

⁸ Nella Tabella 1 i titoli afferenti a due o più regioni sono conteggiati più volte, una per ciascuna regione, mentre a ciascuna regione viene attribuita la parte di area del titolo minerario ad essa afferente. Per tale motivo il numero totale dei titoli non coincide con la somma dei titoli attribuiti alle singole regioni.

Si fa inoltre presente che l'area di un titolo minerario è definita secondo criteri stabiliti dalla [normativa vigente](#), ed ha generalmente un'estensione di alcuni chilometri quadrati. Essa costituisce la zona entro la quale può operare il titolare e risulta molto superiore rispetto a quella effettivamente interessata dagli impianti (aree pozzo, centrali e impianti di trattamento), che generalmente occupano alcuni ettari.

I territori ricadenti nell'ambito di un titolo minerario non risultano quindi interessati dalle attività di ricerca ed estrazione se non nelle ridotte porzioni in cui sono realizzati, previe specifiche autorizzazioni, gli impianti. A tal proposito, sul sito internet, nella sezione [cartografia](#), sono state pubblicate le carte dei titoli minerari e degli impianti, dove, con dettaglio regionale sono riportati rispettivamente i titoli effettivamente detenuti da permissionari e concessionari e l'ubicazione degli impianti presenti sul territorio.

Per quanto riguarda invece le attività off-shore, permessi e concessioni sono suddivise su 7 aree (Zona A, B, C, D, E, F e G) come riportato nella Tabella 2 e nei Grafici 2 e 3⁹.

ZONE MARINE	PERMESSI		CONCESSIONI		TOTALE	
	Numero permessi	Superficie (Km ²)	Numero concessioni	Superficie (Km ²)	Numero titoli	Superficie (Km ²)
ZONA A	8	1.455,34	38	4.143,34	46	5.598,68
ZONA B	5	1.298,83	19	3.365,13	24	4.663,96
ZONA C	4	990,98	3	659,51	7	1.650,49
ZONA D	2	357,96	4	153,40	6	511,36
ZONA E	1	683,13	0	0,00	1	683,13
ZONA F	2	1.111,18	3	618,68	5	1.729,86
ZONA G	3	1.455,37	0	0,00	3	1.455,37
TOTALE	21	7.352,79	66	8.940,06	87	16.292,85

Tabella 2 - Titoli minerari in mare, Aggiornamento al 31 dicembre 2012

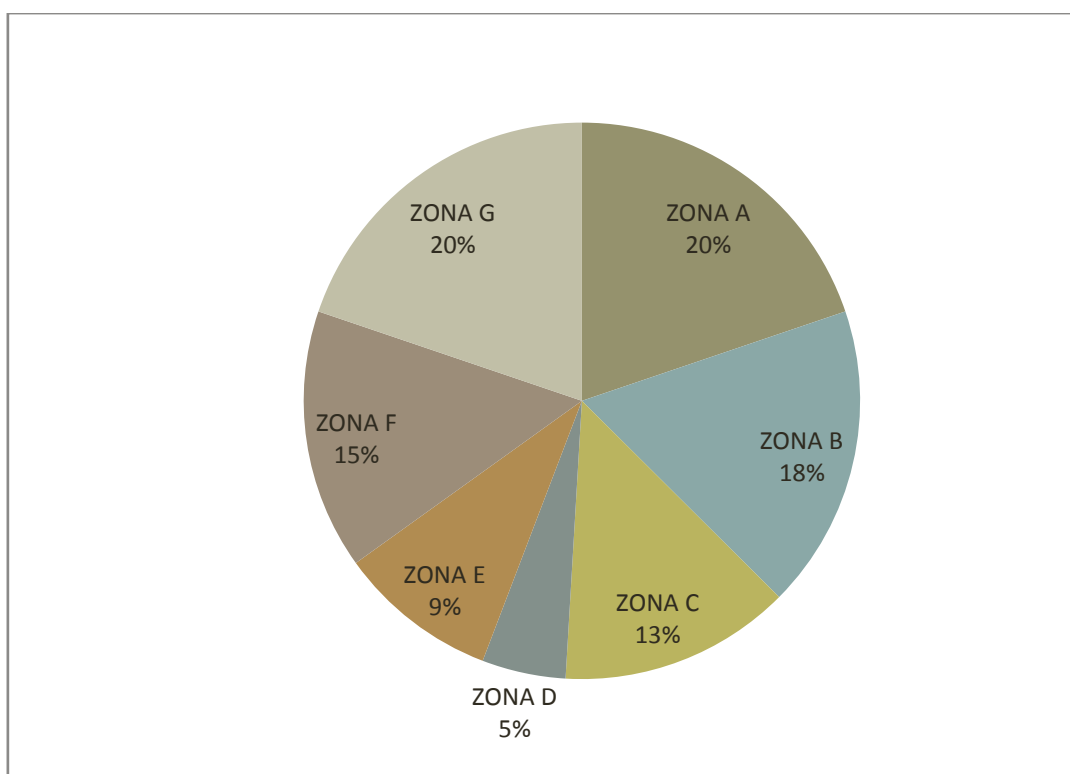


Grafico 2 - Ripartizione delle superfici dei Permessi di ricerca in mare, Anno 2012

⁹ Nella Tabella 2 i titoli afferenti a due o più zone marine sono conteggiati più volte, una per ciascuna zona, mentre a ciascuna zona marina viene attribuita la parte di area del titolo minerario ad essa afferente. Per tale motivo il numero totale dei titoli non coincide con la somma dei titoli attribuiti alle singole zone marine.

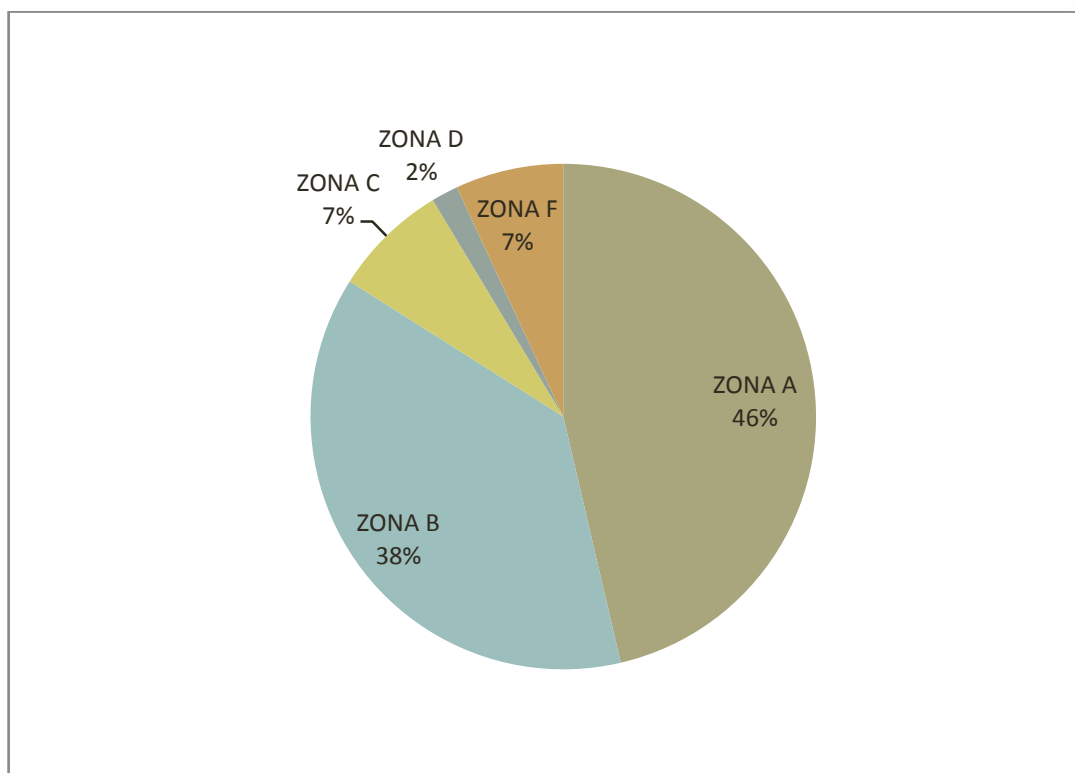


Grafico 3 - Ripartizione delle superfici delle Concessioni di coltivazione in mare, Anno 2012

Rispetto all'anno 2011, come rappresentato in Tabella 3 e nei Grafici 4 e 5:

- ❖ il numero di permessi si è ridotto del 5% a causa di alcune rinunce richieste sia su titoli a terra che su titoli a mare
- ❖ il numero di concessioni è aumentato invece di 1 unità (2 conferimenti ed 1 rinuncia).

Inoltre, dalla Tabelle e dai Grafici, 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 tra 2010 e 2011 imputabile al riavvio delle sedute della [CIRM](#), organo consultivo della Direzione, dopo un periodo di stallo e al contestuale ottenimento delle necessarie Intese da parte delle Regioni interessate.

Anno	PERMESSI			CONCESSIONI			TOTALE
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale	
1992	83	75	158	129	52	181	339
1993	64	65	129	135	54	189	318
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

Tabella 3 - Titoli minerari per idrocarburi, Serie storica 1992-2012

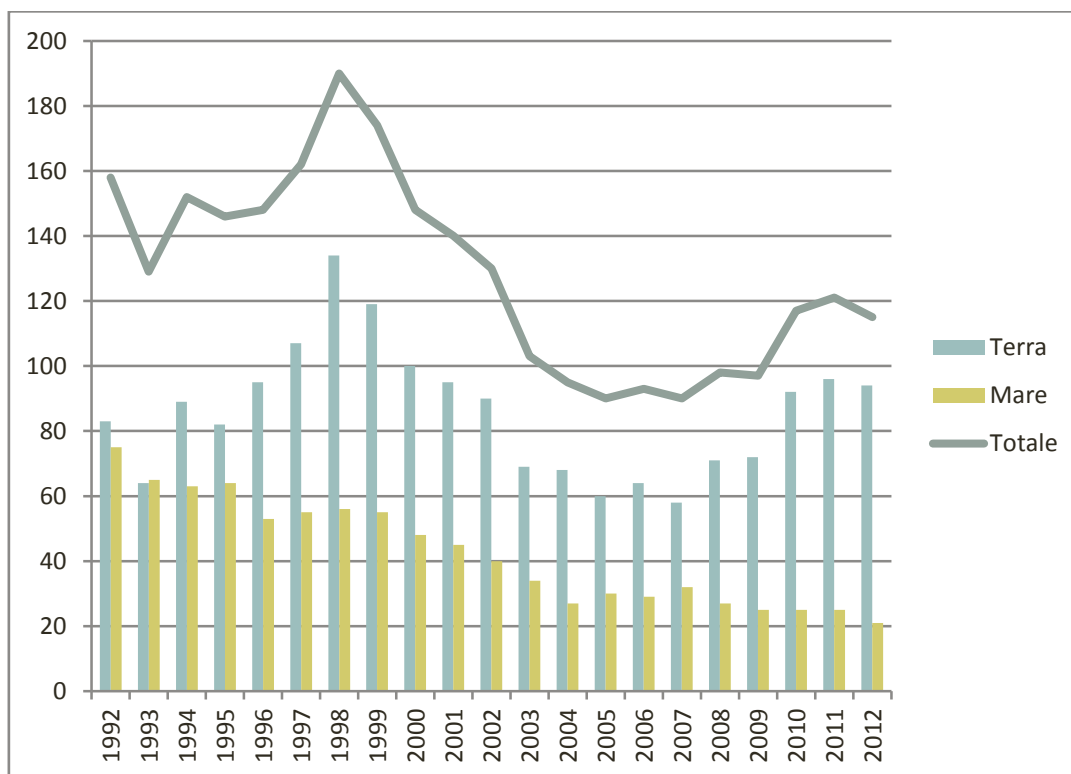


Grafico 4 - Numero Permessi di ricerca, Serie storica anni 1992-2012

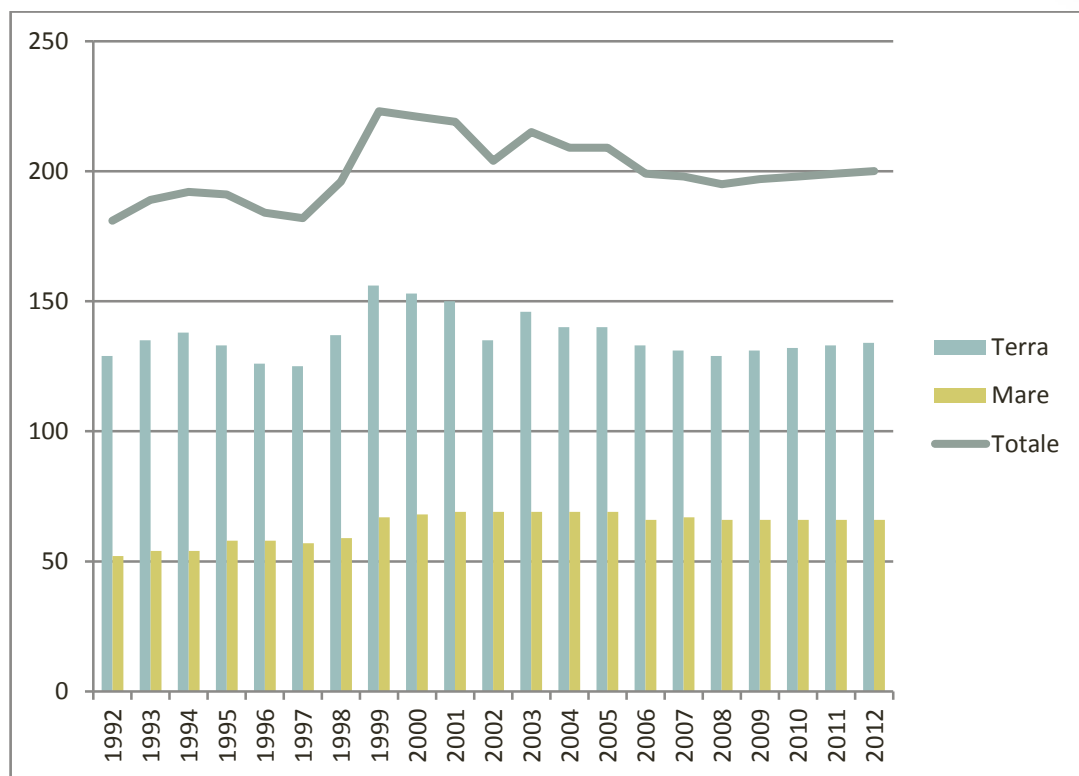


Grafico 5 - Numero Concessioni di coltivazione, Serie storica anni 1992-2012

Attività di perforazione

Nel 2012 sono state portate avanti attività di perforazione¹⁰ su 40 pozzi (Tabella 4), effettuati per diverse finalità:

- ❖ Ottimizzazione produzione tramite workover - 18 pozzi
- ❖ Sviluppo - 9 pozzi
- ❖ Stoccaggio - 8 pozzi
- ❖ Esplorazione - 4 pozzi
- ❖ Monitoraggio - 1 pozzo

Da notare, inoltre, che nel 2012 si è registrata la chiusura mineraria di 5 pozzi, a fronte della perforazione di 22 nuovi pozzi.

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.

Entrando in dettaglio, nel corso dell'anno 2012, l'attività di perforazione ha interessato 33 postazioni, per un totale di 51.476 metri perforati. Di queste, 3 sono relative ad attività esplorative, mentre le restanti si riferiscono a 9 pozzi di sviluppo, 15 workover su pozzi esistenti, 5 pozzi di stoccaggio e 1 pozzo di monitoraggio.

Per quanto riguarda invece le attività di completamento¹¹, nel 2012 sono stati finalizzati 35 pozzi, di cui:

- ❖ 28 dei 33 pozzi interessati da attività di perforazione nel 2012 (rimangono pertanto 5 pozzi da completare nel 2013)
- ❖ 7 pozzi la cui perforazione era stata finalizzata prima dell'inizio del 2012

Dei pozzi completati, 29 risultano essere a gas, mentre solo 1 (Gorgoglione 002) è ad olio.

¹⁰ Perforazione: insieme delle operazioni necessarie per realizzare un pozzo. Comprende le operazioni di perforazione, tubaggio e cementazione del pozzo. Quando l'attività di perforazione è conclusa, si passa a quella di completamento del pozzo.

¹¹ Completamento: attività di preparazione di un pozzo già perforato per la sua messa in produzione. Segue l'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.

N.	Nome pozzo	Scopo	Ub	Metri perf.	Inizio	Fine (a)	Esito
1	ALLI 2 OR	Sviluppo	T	2.281	25/09/12	(b)	
2	ANTONELLA 006 DIR B	Sviluppo	M	3.313	29/07/12	13/12/12	Gas
3	BARBARA E 044 DIR B	Workover	M	761	07/01/12	04/03/12	Gas
4	BARBARA E 048 DIR B	Workover	M	1.048	09/07/12	01/09/12	Gas
5	BARBARA E 051 DIR A	Workover	M	1.270	07/09/12	06/11/12	Gas
6	BARBARA E 053 DIR A	Workover	M	1.401	06/05/12	09/07/12	Gas
7	BARBARA E 055 DIR B	Workover	M	1.405	05/03/12	05/05/12	Gas
8	BASIL 006 DIR C	Workover	M	1.205	24/08/12	04/10/12	Gas
9	BASIL 009 DIR A	Workover	M	828	05/10/12	30/12/12	Gas
10	BRENDA 002 DIR A	Workover	M	1.949	23/04/12	29/07/12	Gas
11	BRENDA 003 DIR A	Workover	M	1.910	10/08/12	10/11/12	Gas
12	BRENDA 004 DIR A	Workover	M	893	06/08/12	(b)	
13	BRENDA 006 DIR A	Workover	M	1.387	23/01/12	22/04/12	Gas
14	CAPPARUCCIA 001 DIR A	Workover	T	1.218	20/02/12	27/05/12	Gas
15	CAPPARUCCIA 002 DIR B	Workover	T	2.586	28/05/12	03/07/12	Sterile
16	CAPPARUCCIA 002 DIR C	Workover	T	736	03/07/12	29/07/12	Sterile
17	CASA TIBERI 001	Esplorativo	T	(c)	31/10/11	09/03/12	Gas
18	CLARA NORD 007 DIR A	Workover	M	(c)	08/12/11	18/01/12	Gas
19	COTIGNOLA B 002 DIR ST2	Stoccaggio	T	1.297	05/07/11	02/07/12	Gas
20	COTIGNOLA B 003 DIR ST1	Stoccaggio	T	(c)	23/09/11	02/06/12	Gas
21	COTIGNOLA C 001 DIR	Stoccaggio	T	(c)	19/10/11	27/02/12	Gas
22	COTIGNOLA C 002 DIR	Stoccaggio	T	1.179	23/01/12	06/05/12	Gas
23	COTIGNOLA C 003 DIR	Stoccaggio	T	(c)	07/12/11	05/01/12	Gas
24	COTIGNOLA C 004 DIR	Stoccaggio	T	1.350	05/01/12	12/03/12	Gas
25	COTIGNOLA C 005 DIR	Stoccaggio	T	1.700	16/05/12	12/05/12	Gas
26	COTIGNOLA C 006 DIR	Stoccaggio	T	1.230	09/04/12	01/05/12	Gas
27	DARIA 005 DIR A	Workover	M	(c)	17/10/11	15/01/12	Gas
28	GALLARE 006 DIR	Esplorativo	T	2.261	18/02/12	15/03/12	Sterile
29	GALLARE 006 DIR A	Esplorativo	T	958	16/03/12	28/03/12	Sterile
30	GORGOGNONE 002	Sviluppo	T	1.206	15/06/10	14/07/12	Olio
31	LA TOSCA 001 DIR	Esplorativo	T	2.335	06/08/12	02/09/12	Sterile
32	LUNA 041 DIR A	Workover	M	(c)	05/10/11	08/01/12	Gas
33	MEDOLA 015	Sviluppo	T	618	02/05/12	23/07/12	Gas
34	MONTE ALPI 001 OR B	Workover	T	1.402	23/08/12	(b)	
35	NAOMI 002 DIR A	Sviluppo	M	1.862	21/04/12	23/06/12	Gas
36	PANDORA 002 DIR	Sviluppo	M	2.131	27/02/12	21/04/12	Gas
37	PORTO CORSINI MARE OVEST C26 DIR B	Sviluppo	M	3.198	18/02/12	29/07/12	Gas
38	SABBIONCELLO 053	Monitoraggio	T	695	20/11/12	(b)	
39	SETTALA 030 OR	Sviluppo	T	1.783	08/06/12	30/11/12	Gas
40	SETTALA 031 OR	Sviluppo	T	2.080	14/06/12	(b)	

Tabella 4 - Attività di perforazione distinta per scopo, Anno 2012

(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 2012

(c) Perforazione ultimata prima del 1 gennaio 2012

Come già evidenziato nell'analisi delle attività di perforazione e completamento effettuate nel 2012, il numero di nuove perforazioni sta diminuendo ed in particolare nell'ultimo decennio si è assistito ad una progressiva diminuzione dell'attività di ricerca di nuovi giacimenti.

In particolare nell'ultimo quinquennio (Tabelle 5 - 6 e Grafici 6 - 7) sono stati ultimati 187 nuovi pozzi dei quali solo 18 di tipo esplorativo (~10%). Questa tendenza è maggiormente marcata se si considerano le sole attività in mare: negli ultimi 5 anni sono stati perforati solo 3 pozzi esplorativi in mare e nessuno negli ultimi quattro anni.

ANNO	ESPLORAZIONE						TOTALE	
	TERRA		MARE		TOTALE		num. pozzi	metri perforati
	n.	metri	n.	metri	n.	metri		
1992	29	79.363	15	39.718	44	119.081	142	399.657
1993	24	72.426	6	10.123	30	82.549	64	136.733
1994	14	30.142	10	23.467	24	53.609	79	196.789
1995	19	55.017	8	14.793	27	69.810	56	137.565
1996	22	67.664	10	27.550	32	95.214	76	207.045
1997	22	62.800	11	30.266	33	93.066	59	156.610
1998	23	62.962	9	18.794	32	81.756	75	159.116
1999	12	25.763	6	12.374	18	38.137	44	90.699
2000	14	35.721	6	19.065	20	54.786	53	100.793
2001	9	21.610	2	2.325	11	23.935	40	115.802
2002	3	3.016	5	11.200	8	14.216	30	57.421
2003	5	11.576	5	8.658	10	20.234	40	83.796
2004	10	22.223			10	22.223	39	81.517
2005	7	15.085			7	15.085	40	81.116
2006	12	17.906	3	9.139	15	27.045	46	78.356
2007	9	15.925	1	3.517	10	19.442	38	70.355
2008	4	7.274	3	6.673	7	13.947	32	70.080
2009	3	5.627			3	5.627	52	80.521
2010	3	4.183			3	4.183	31	56.640
2011	1	715			1	715	37	55.810
2012	4	5.554			4	5.554	35	51.476

Tabella 5 - Attività di perforazione a scopo esplorativo - serie storica anni 1992-2012

Le colonne dei totali sono riferite ai dati complessivi di perforazione dell'anno, compresi i pozzi perforati a scopo di sviluppo o con altri scopi.

ANNO	SVILUPPO E ALTRI SCOPI						TOTALE	
	TERRA		MARE		TOTALE		num. pozzi	metri perforati
	n.	metri	n.	metri	n.	metri		
1992	25	57.642	73	222.934	98	280.576	142	399.657
1993	13	16.770	21	37.414	34	54.184	64	136.733
1994	9	14.447	46	128.733	55	143.180	79	196.789
1995	19	41.380	10	26.375	29	67.755	56	137.565
1996	17	23.920	27	87.911	44	111.831	76	207.045
1997	16	34.259	10	29.285	26	63.544	59	156.610
1998	26	35.912	17	41.448	43	77.360	75	159.116
1999	14	24.476	12	28.086	26	52.562	44	90.699
2000	14	18.949	19	27.058	33	46.007	53	100.793
2001	14	52.781	15	39.086	29	91.867	40	115.802
2002	15	23.506	7	19.699	22	43.205	30	57.421
2003	9	35.182	21	28.380	30	63.562	40	83.796
2004	7	18.105	22	41.189	29	59.294	39	81.517
2005	9	16.632	24	49.399	33	66.031	40	81.116
2006	14	21.597	17	29.714	31	51.311	46	78.356
2007	13	17.886	15	33.027	28	50.913	38	70.355
2008	18	41.803	7	14.330	25	56.133	32	70.080
2009	29	37.124	20	37.770	49	74.894	52	80.521
2010	11	28.889	17	23.568	28	52.457	31	56.640
2011	14	23.474	22	31.621	36	55.095	37	55.810
2012	14	21.361	17	24.561	31	45.922	35	51.476

Tabella 6 - Attività di perforazione a scopo di sviluppo o con altri scopi - anni 1992-2012

Le colonne dei totali sono riferite ai dati complessivi di perforazione dell'anno, compresi i pozzi perforati a scopo esplorativo.

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. Nell'ultimo quinquennio i pozzi esplorativi, con esito positivo, sono stati 5, per quanto riguarda il ritrovamento di gas (3 in terra e 2 in mare) e un solo pozzo esplorativo positivo per quanto riguarda l'olio (Ombrina mare 2 dir). Dal 1992 al 2012 (vedi Tabelle 5 e 6) vi è stato un decremento sia per il numero di pozzi che per i metri perforati sia per l'attività di esplorazione che per l'attività di sviluppo. I grafici 6 e 7 mettono in evidenza questo trend decrescente.

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

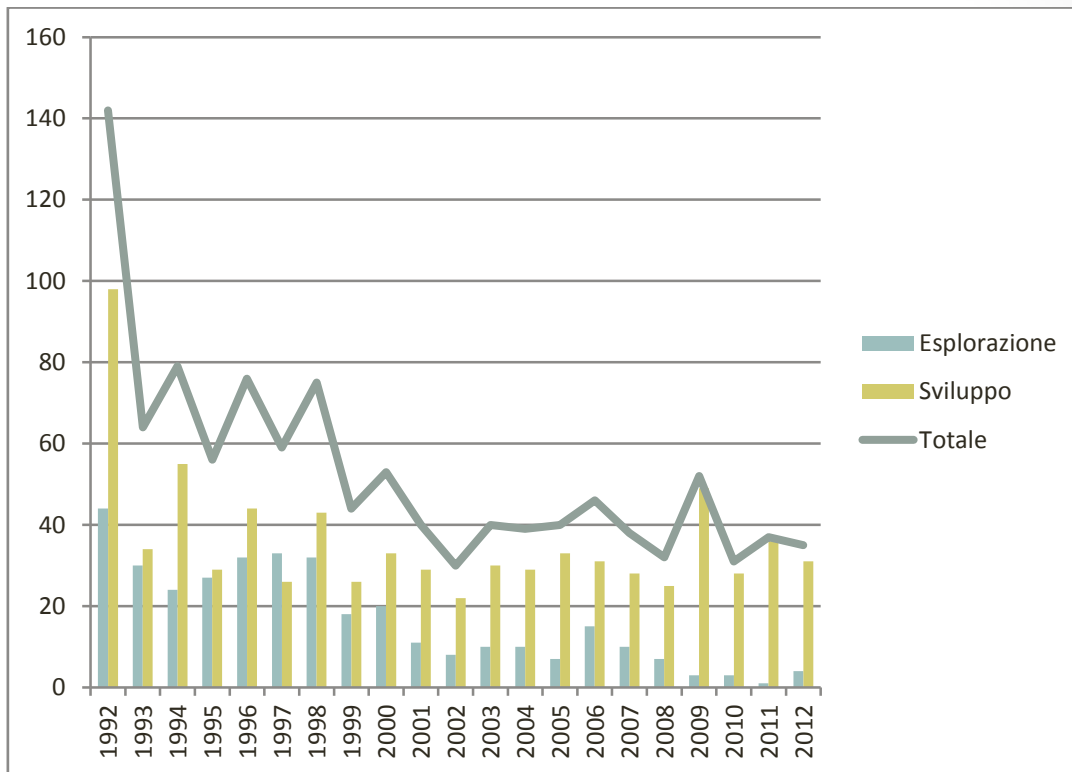


Grafico 6 - Numero pozzi perforati - serie storica anni 1992-2012

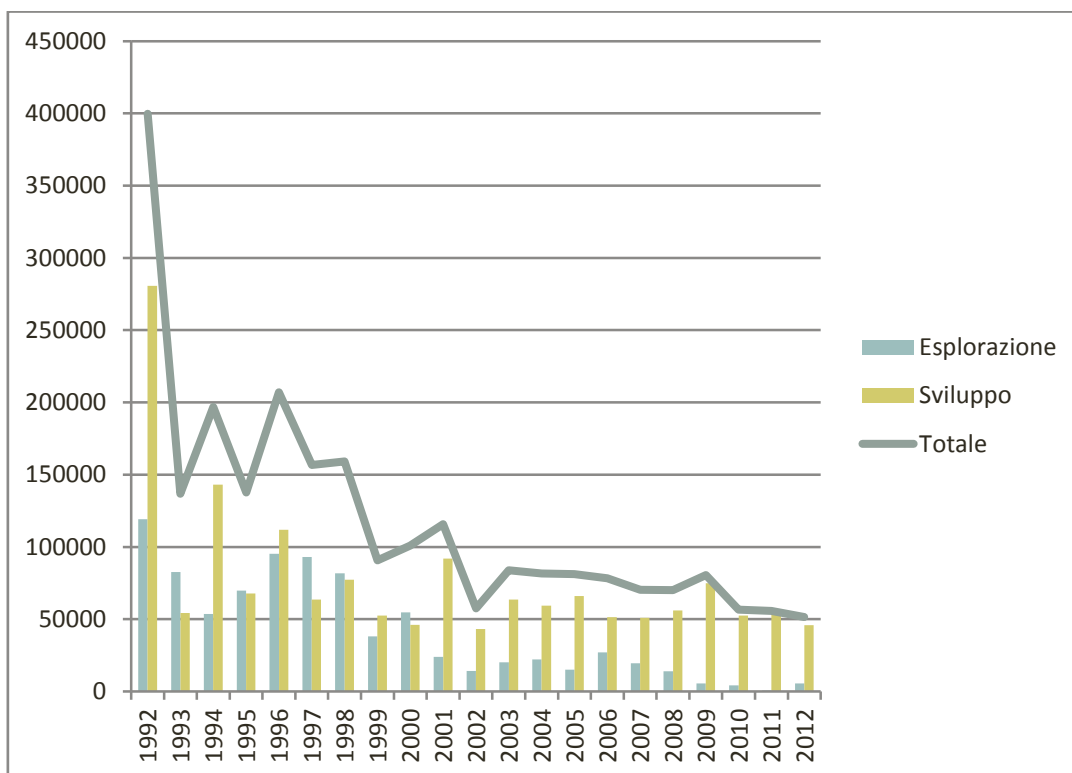


Grafico 7 - Metri perforati - serie storica anni 1992-2012

Ritrovamenti di idrocarburi

Nel corso dell'anno 2012 nell'ambito dell'attività di esplorazione sono stati effettuati n. 4 pozzi esplorativi dei quali uno soltanto con esito positivo a gas. L'unico ritrovamento, il pozzo CASA TIBERI 001, è stato perforato nel permesso di ricerca [MONTEMARCIANO](#) in provincia di Ancona; la perforazione è stata effettuata nell'anno 2011 ma il pozzo è stato completato il 9 marzo 2012.

Rispetto all'anno 2011, in cui non era stato effettuato nessun nuovo pozzo esplorativo, si nota comunque una ripresa dell'attività di ricerca.

Nelle tabelle 7 e 8 sono elencati i ritrovamenti dal 2002 al 2012 sia a gas che ad olio.

ANNO	NOME POZZO	PROV	UBICAZIONE
2002	AGOSTA 001 DIR	FE	T
	FONTE FILIPPO 001 DIR	CH	T
	MUZZA 004 DIR A	MO	T
	SAN PIETRO SW 001	AN	T
	CALIPSO 003 DIR A	ZB	M
	CALIPSO 004 DIR A	ZB	M
	DIDONE 002	ZB	M
	PANDA 001	ZG	M
2003	CAPPARUCCIA 001 DIR	AP	T
	ANNAMARIA 002	ZA	M
	ARMIDA 001 DIR A	ZA	M
	PANDA OVEST 001	ZG	M
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	ZA	M
	ARGO 001	ZB	M
2007	COLLE SCIARRA 001 DIR B	TE	T
	MONTE PALLARO 001 DIR	CH	T
	MONTE PALLARO 002 DIR	CH	T
2008	MONTE DELLA CRESCIA 001 DIR	AN	T
	CASSIOPEA 001 DIR	ZG	M
	ARGO 002	ZG	M
2009			
2010	MASSERIA MORANO 001 DIR	AN	T
2011			
2012	CASA TIBERI 001	AN	T

Tabella 7 - GAS - Ritrovamenti di idrocarburi, Serie storica 2002-2012

ANNO	NOME POZZO	PROV	UBICAZIONE
2002			
2003	AGRI 001 AGRI 001 OR A	PZ PZ	T T
2004	TRESAUTO 001 DIR	RG	T
2005			
2006			
2007			
2008	OMBRINA MARE 002 DIR	ZG	M
2009			
2010			
2011			
2012			

Tabella 8 - OLIO - Ritrovamenti di idrocarburi, Serie storica 2002-2012

Come si osserva dal Grafico 8 i ritrovamenti di gas sono stati molto maggiori rispetto ai ritrovamenti ad olio.

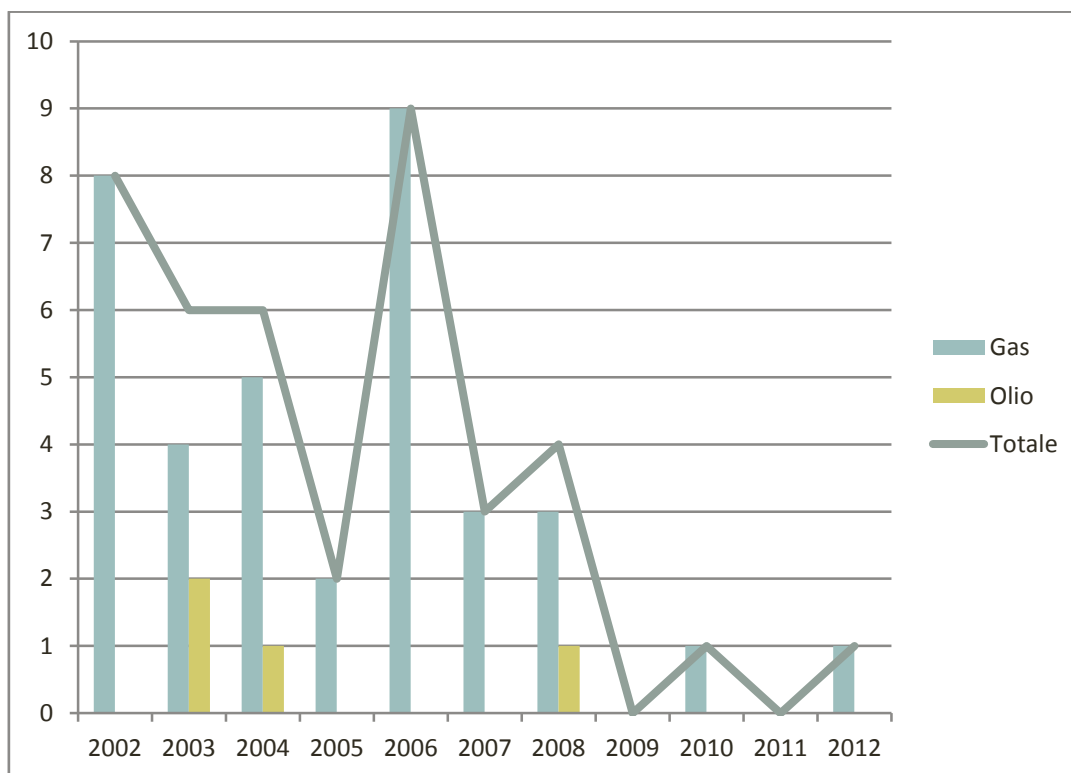


Grafico 8 - Numero ritrovamenti, Serie storica anni 2002-2012

Attività di produzione

Nell'anno 2012 la produzione di idrocarburi in Italia ha subito un leggero incremento rispetto all'anno precedente, attestandosi su +2% per il gas e +2% per l'olio (vedi Tabella 9). Come evidenziato nei Grafici 9 e 10, l'ultimo decennio è stato caratterizzato da una prima fase di costante calo della produzione, con i valori minimi nell'anno 2009, e da una più recente fase di crescita iniziata nel 2010 per l'olio e nel 2011 per il gas. L'anno 2012 conferma questa tendenza alla ripresa della produzione di idrocarburi. Per l'olio, l'aumento è principalmente dovuto alla ripresa della produzione dei campi ubicati in terraferma, che riesce a compensare il fisiologico calo della produzione dei giacimenti in mare.

Anno	GAS (Sm ³ x 10 ⁹)			OLIO (t x 10 ⁶)			GASOLINA (t x 10 ³)		
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale
1992	4,71	13,44	18,15	2,64	1,84	4,48	16,00	6,00	22,00
1993	4,82	14,65	19,47	3,11	1,51	4,62	13,00	7,00	20,00
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

Tabella 9 - Produzione di idrocarburi - serie storica 2002-2012

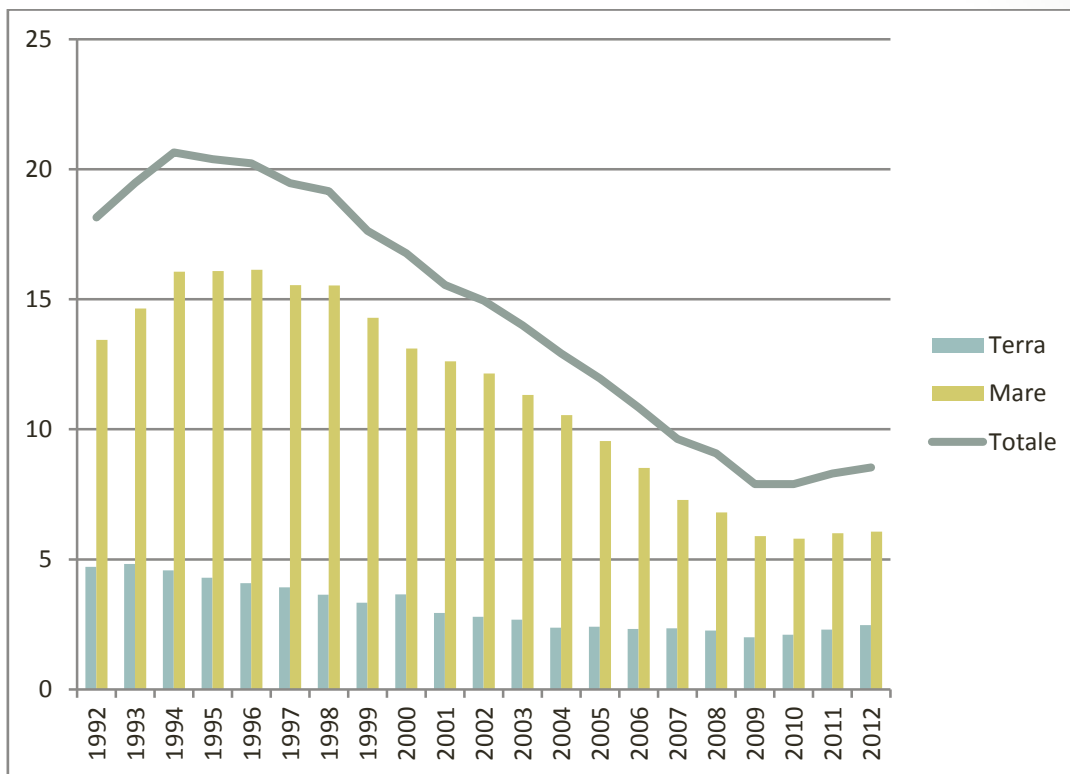


Grafico 9 - Produzione di gas (miliardi di Smc) - serie storica anni 1992-2012

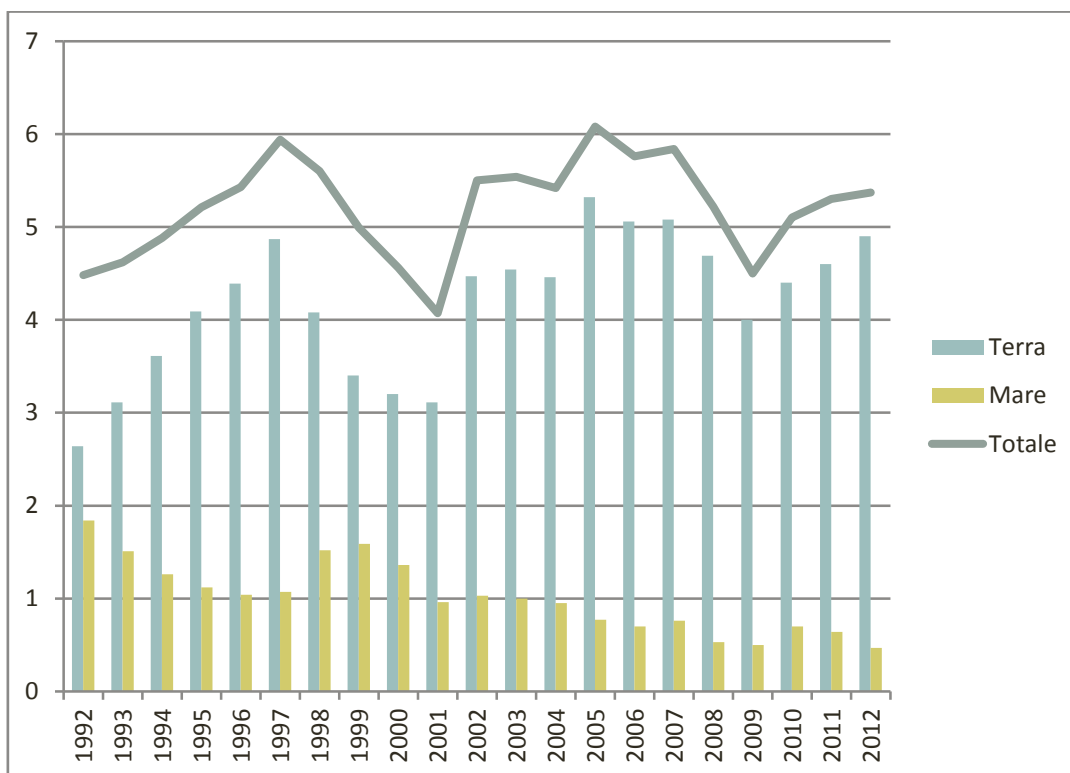


Grafico 10 - Produzione di olio (milioni di tonnellate) - serie storica anni 1992-2012

Produzione di gas naturale

Per quanto riguarda il gas naturale, nell'anno 2012 si è registrata una produzione pari a 8,54 miliardi di Smc, con un incremento, come già indicato, del 2% rispetto alla produzione 2011 (8,34 miliardi di Smc). La maggiore produzione, come riportato nella Tabella 10 e nel Grafico 11, deriva dalle concessioni ubicate in mare (6,07 miliardi di Smc pari al 71% della produzione nazionale - pn), in Zona B (14% pn) e soprattutto in Zona A (48% pn), mentre per la terra (2,47 miliardi di Smc pari al 29% pn) la Basilicata con 1,29 miliardi di Smc rappresenta la regione maggiore produttrice di gas (15% pn).

Regione/Zona	2012	2011	Variazione % 2012/2011	% totale nazionale
Abruzzo	40,33	24,11	+67%	0%
Basilicata	1.292,11	1.171,33	+10%	15%
Calabria	9,87	11,12	-11%	0%
Emilia Romagna	291,19	203,00	+43%	3%
Lombardia	20,79	17,14	+21%	0%
Marche	99,65	183,97	-46%	1%
Molise	62,42	72,22	-14%	1%
Piemonte	25,04	39,66	-37%	0%
Puglia	297,46	282,39	+5%	3%
Sicilia	324,28	333,03	-3%	4%
Toscana	1,20	1,09	+10%	0%
Veneto	2,10	2,27	-7%	0%
TOTALE TERRA	2.466,44	2.341,33	+5%	29%
Zona A	4.086,18	4.054,55	+1%	48%
Zona B	1.153,42	1.088,87	+6%	14%
Zona C	4,00	4,93	-19%	0%
Zona D	829,86	849,05	-2%	10%
Zona F	0,30	-	+100%	0%
TOTALE MARE	6.073,76	5.997,40	+1%	71%
TOTALE	8.540,20	8.338,73	+2%	100%

Tabella 10 - Produzione di gas dell'anno 2012 distinta per regione/zona marina [MSm³]

Produzione di olio greggio

Per quanto riguarda il petrolio, nell'anno 2012 si è registrata una produzione di 5,37 milioni di tonnellate con un incremento, come già indicato, del 2% rispetto alla produzione 2011 (di 5,29 milioni di tonnellate).

Come riportato nella Tabella 11 e nel Grafico 12, gran parte della produzione deriva dalle concessioni ubicate in terraferma (4,90 milioni di tonnellate pari al 91% della produzione nazionale - pn), in particolare in Basilicata (75% pn) e in Sicilia (13% pn).

Regione/Zona	2012	2011	Variazione % 2012/2011	% totale nazionale
Basilicata	4.033,42	3.731,45	+8%	+75%
Emilia Romagna	30,99	29,66	+4%	+1%
Lazio	0,28	0,20	+40%	+0%
Molise	5,56	6,64	-16%	+0%
Piemonte	148,57	248,32	-40%	+3%
Sicilia	679,70	629,71	+8%	+13%
TOTALE TERRA	4.898,52	4.645,98	+5%	+91%
Zona B	181,82	309,53	-41%	+3%
Zona C	286,89	330,53	-13%	+5%
Zona F	2,48	-	+100%	+0%
TOTALE MARE	471,19	640,06	-26%	+9%
TOTALE	5.369,71	5.286,04	+2%	+100%

Tabella 11 - Produzione di olio dell'anno 2012 distinta per regione/zona marina [Ktonn]

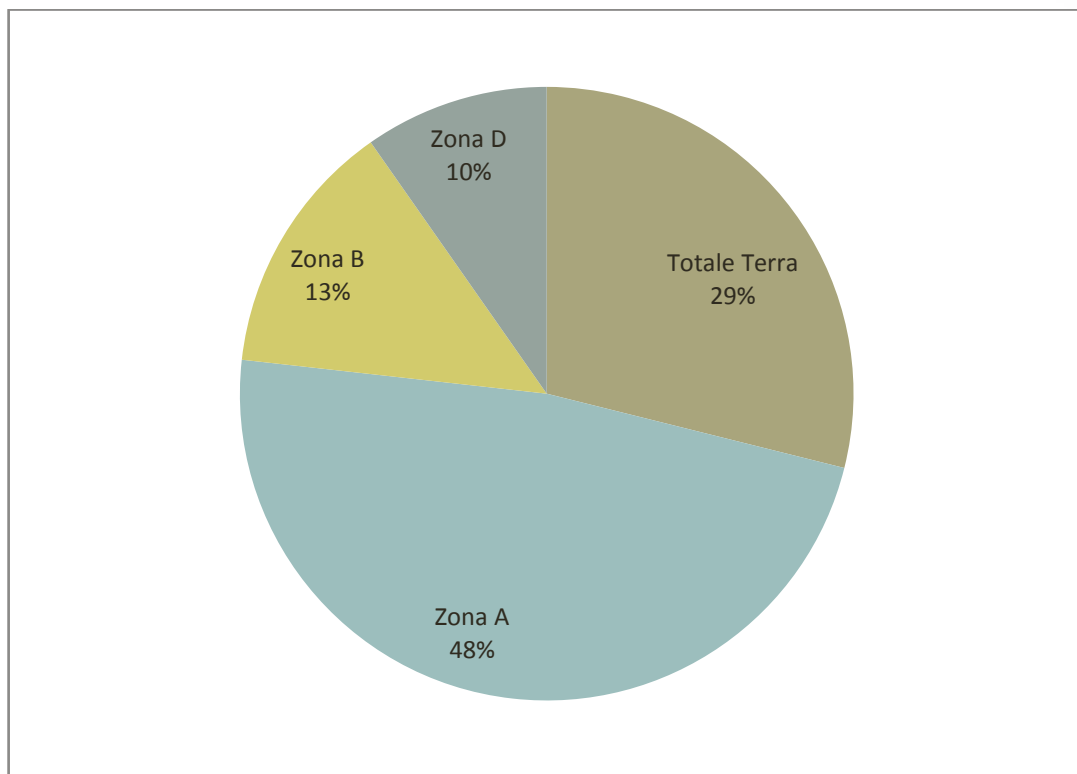


Grafico 11 - Produzione di gas naturale distinta per area - Anno 2012

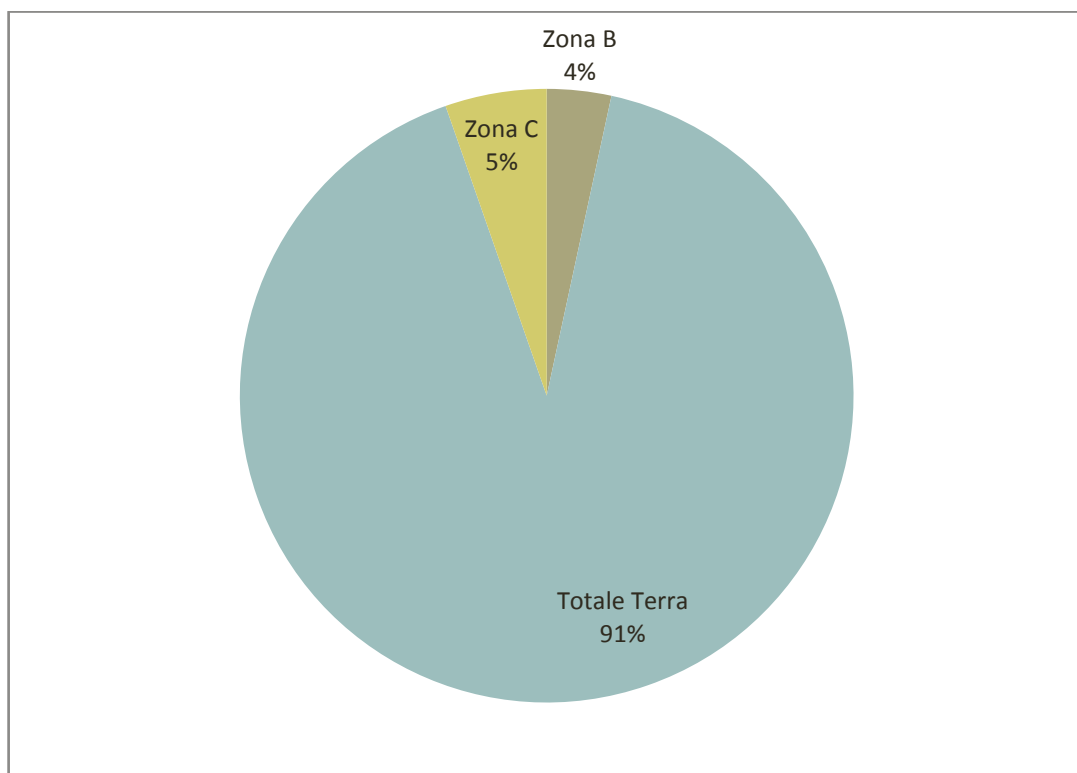


Grafico 12 - Produzione di olio greggio distinta per area - Anno 2012

Royalties

Anche per l'anno 2012 la valorizzazione delle aliquote di prodotto della coltivazione di idrocarburi dell'anno 2011 è stata effettuata con meccanismi di mercato. Per quanto riguarda gli idrocarburi liquidi è stato considerato il prezzo medio attribuito al greggio estratto in ogni concessione, valorizzato in dipendenza della qualità del prodotto stesso. Per quanto riguarda le produzioni di gas, i quantitativi destinati allo Stato sono stati valorizzati nella quasi totalità con meccanismi di asta, gestita tramite la piattaforma del Gestore dei Mercati Energetici.

I dati definitivi correlati alle produzioni dell'anno 2011, escludendo i versamenti a favore del Fondo per la riduzione del prezzo dei carburanti effettuati su disposizione dell'articolo 45 della [Legge 23 luglio 2009, n. 99](#), sono stati ripartiti fra Stato, Regioni e Comuni come illustrato nel Grafico 13:

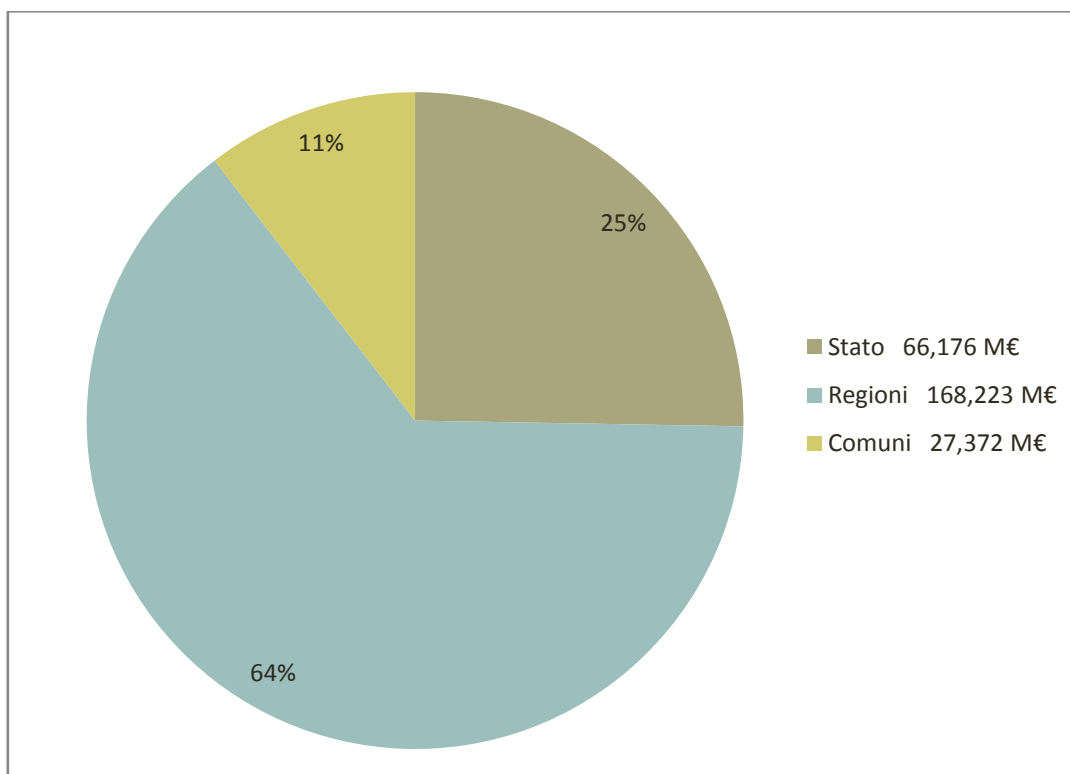


Grafico 13 – Gettito royalties 2012 relativo alla produzione idrocarburi 2010-2011

Gli importi corrisposti nel corso dell'anno 2012, relativi a produzioni del 2010 e del 2011, di circa ~334 M€, sono riportati nel [sito](#) della Direzione Generale, unitamente a quelli versati negli anni precedenti, a partire dall'anno 2008.

Fra i dati pubblicati si osservano quelli relativi all'aumento del 3% dell'aliquota di prodotto che i titolari di concessioni di coltivazione a terra hanno corrisposto per alimentare il suddetto Fondo preordinato alla riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti, destinato ai residenti nelle regioni interessate dall'attività estrattiva, come stabilito dalla [Legge 23 luglio 2009, n. 99](#).

Il [Decreto Interministeriale 12 novembre 2010](#) di applicazione della legge, ha individuato due percorsi per la fruizione di tale beneficio:

- ❖ per importi "pro capite" superiori a 30 €, è prevista l'emissione del "bonus idrocarburi" in forma di carta elettronica, destinata ai cittadini maggiorenni e abilitati alla guida. Si tratta di una carta prepagata, gestita da Poste Italiane Spa per conto del Ministero, utilizzabile per l'acquisto di carburante presso i distributori dotati di sistemi abilitati per il pagamento con carte.
- ❖ per importi non superiori a 30 €, il contributo viene trasferito alle regioni interessate affinché venga destinato alle province e ai comuni sede di attività estrattiva.

Nel corso del 2012 è stato accreditato ai residenti della Basilicata, l'importo di circa 100 euro per carta distribuita.

Gli importi trasferiti alle Regioni dove è presente l'attività estrattiva sono illustrati nel Grafico 14.

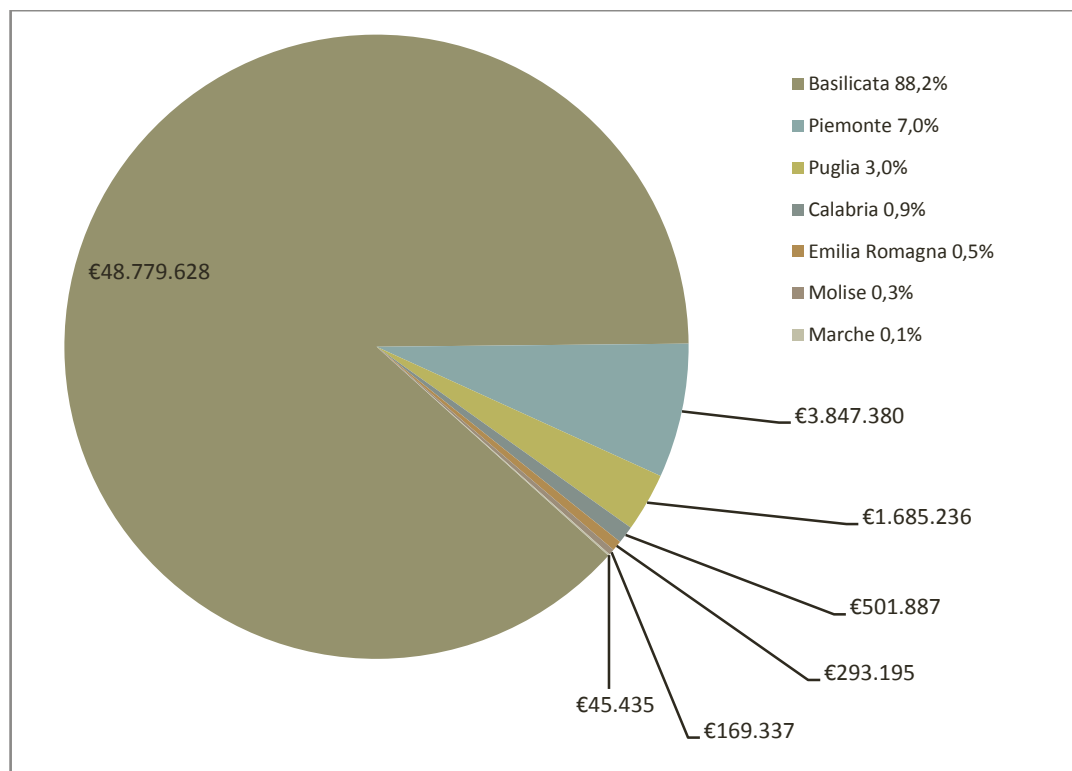


Grafico 14 - Erogazioni (Bonus Idrocarburi) 2012 su base regionale

È in discussione al Consiglio di Stato l'eventuale estensione del beneficio anche ai residenti delle regioni interessate da attività di rigassificazione. Tale ipotesi, ancora sub iudice, ha determinato qualche ritardo nella tempistica di assegnazione degli importi (circa 79 milioni di Euro) versati dagli operatori nel 2012 secondo la ripartizione indicata nel Grafico 15.

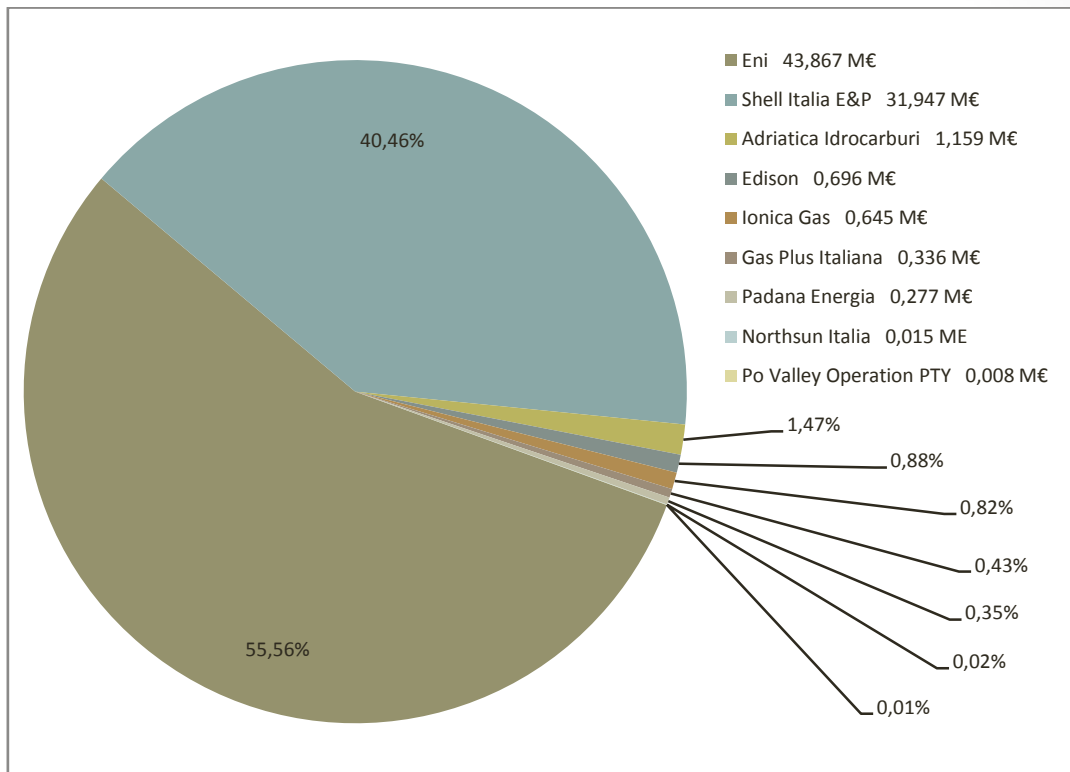


Grafico 15 - Versamenti (Bonus Idrocarburi) 2012 suddivisi per Operatore

In attesa della pronuncia del Consiglio di Stato, fatta salva la possibilità di attuare misure compensative ottemperanti al giudizio che sarà emesso, nel corso del 2013 sarà accreditato come “Bonus idrocarburi” ai residenti della Basilicata muniti di patente di guida, un importo di 140,25€ per la riduzione del prezzo dei carburanti.

Riserve

Il dato sulle riserve al 31 dicembre 2012 da distinguere secondo la classificazione internazionale in certe¹², probabili¹³ e possibili¹⁴, rivela una rivalutazione, al netto della produzione ottenuta nell'anno 2012, in riduzione di circa il 4,7% per il gas rispetto al dato fissato al 31 dicembre 2011 e in aumento di circa il 7,5% per l'olio.

Il rapporto fra le sole riserve certe e la produzione annuale media degli ultimi cinque anni, indica uno scenario di sviluppo articolato in 7,1 anni per il gas e 16 per l'olio. Tutto questo senza tener conto di eventuali rivalutazioni o investimenti che possano riqualificare parte delle riserve probabili e possibili come riserve certe.

Tali scenari sono considerati invece in ambito di Strategia Energetica Nazionale, con proiezioni al 2020.

Per quanto attiene all'ubicazione delle riserve certe, il 60% del totale nazionale di gas è ubicato in mare e in particolare il 44% nella zona A, mentre le riserve di olio ricadono per l'88% in terraferma, pressoché totalmente (87%) nel Sud Italia, per la maggior parte in Basilicata (Grafici 16 e 17).

GAS (Milioni di Smc)				
	Certe	Probabili	Possibili	%
Nord	2.661	1.942	46	3,8%
Centro	907	1.118	382	1,6%
Sud	18.118	21.237	9.091	32,0%
Sicilia	1.981	836	448	2,6%
Totale TERRA	23.666	25.133	9.967	40,0%
Zona A	25.926	18.679	7.981	38,6%
Zona B	4.444	6.360	1.290	8,3%
Zone C+D+F+G	5.389	13.210	2.445	13,1%
Totale MARE	35.758	38.250	11.717	60,0%
TOTALE	59.425	63.382	21.684	100,0%

Tabella 12 - Riserve di GAS NATURALE al 31 dicembre 2012

¹² 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.

¹³ 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.

¹⁴ 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.

OLIO (Migliaia di tonnellate)				
	Certe	Probabili	Possibili	%
Nord	472	596	363	0,6%
Centro	38	2.360	737	1,0%
Sud	65.636	82.518	48.600	81,3%
Sicilia	6.140	4.988	5.055	6,7%
Totale TERRA	72.287	90.461	54.755	89,5%
Zona B	5.499	5.525	0	5,8%
Zona C	3.768	2.956	563	3,7%
Zone F	511	1.813	0	1,0%
Totale MARE	9.778	10.294	563	10,5%
TOTALE	82.065	100.755	55.318	100,0%

Tabella 13 - Riserve di OLIO GREGGIO al 31 dicembre 2012

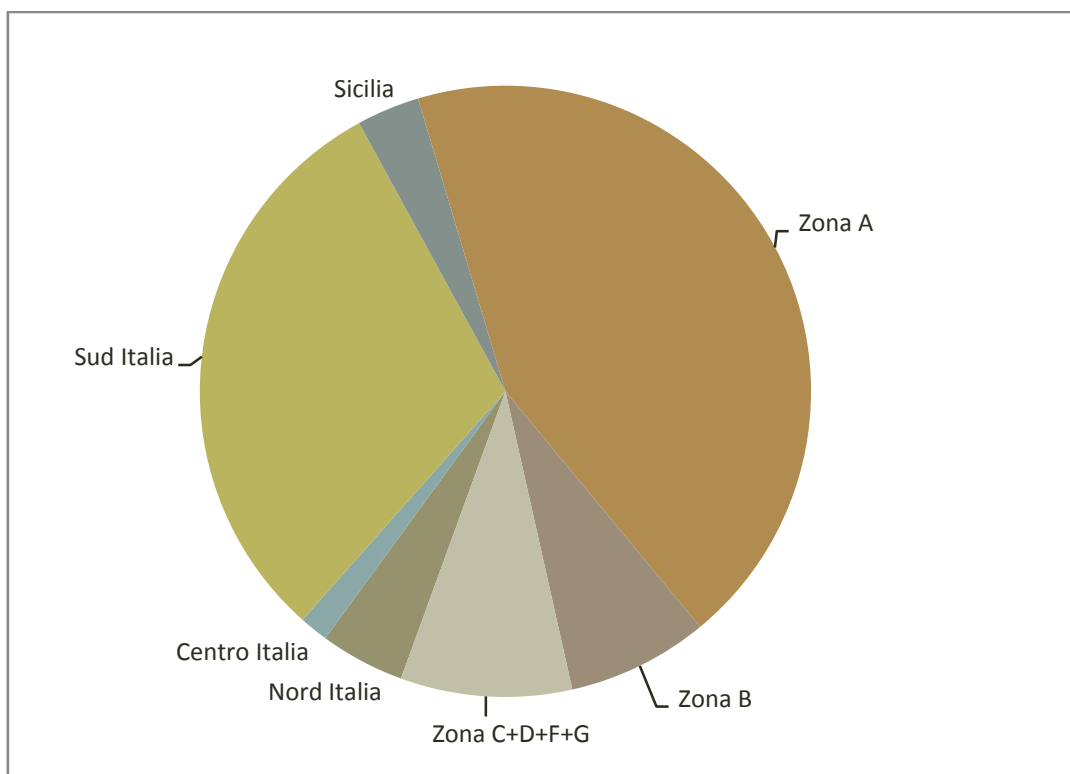


Grafico 16 - Riserve certe di GAS per regione/zona marina al 31 dicembre 2012

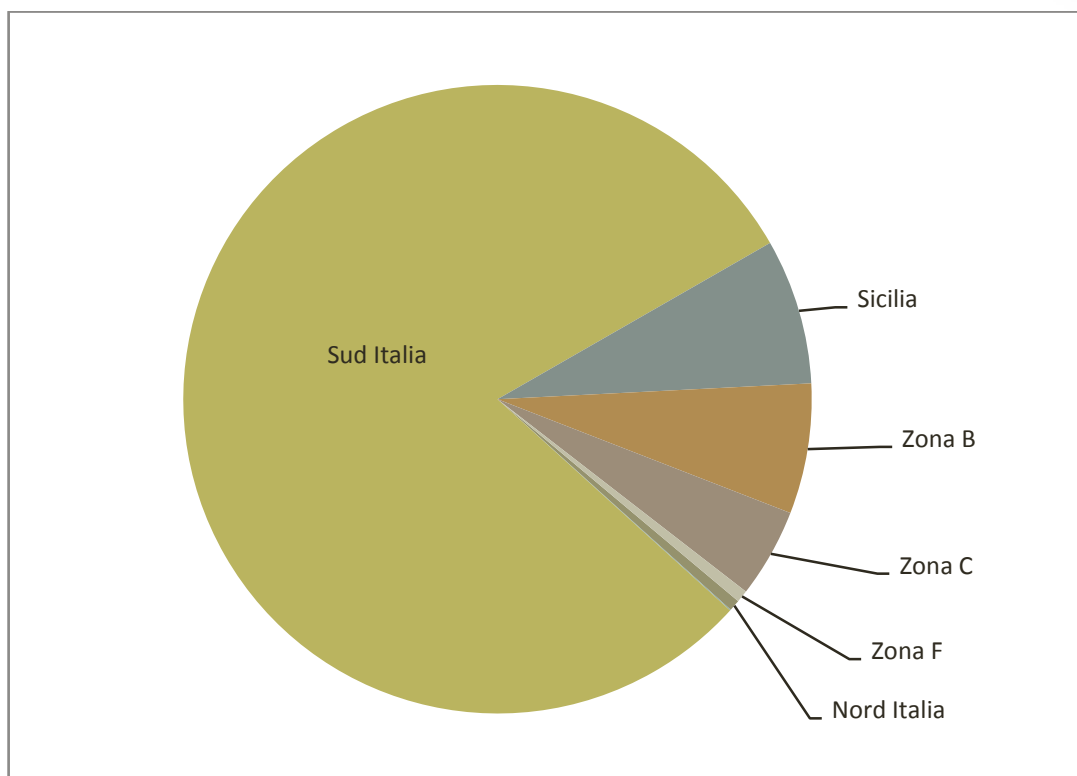


Grafico 17 - Riserve certe di OLIO per regione/zona marina al 31 dicembre 2012

Stoccaggio di gas naturale

Lo [stoccaggio di gas naturale](#) in sotterraneo è realizzato per soddisfare diverse esigenze legate all'utilizzo e alla produzione del gas, in particolare: rispondere in tempo reale alle richieste di gas del mercato; permettere di gestire le strutture produttive e di trasporto con adeguati margini di elasticità; garantire il mantenimento di riserve "strategiche" da utilizzare per fronteggiare situazioni eccezionali come condizioni meteorologiche particolari (freddo intenso fuori stagione). Lo stoccaggio in Italia viene effettuato nei giacimenti già utilizzati per la produzione di gas naturale.

CAPACITÀ 2012

Attualmente i campi di stoccaggio attivi in Italia sono 10, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti a gas esauriti, mentre 15 sono le [concessioni vigenti](#).

Il working-gas¹⁵ per l'Anno Termico 2011/2012 risulta essere pari a 15.620 milioni di standard metri cubi (MSm³), di cui 5.100 riservati allo stoccaggio, modificati in 4.600 MSm³ per l'Anno Termico successivo secondo quanto disposto nel [Decreto Ministeriale 29 marzo 2012](#). La punta nominale massima di erogazione¹⁶ del sistema è invece di 274,6 milioni di standard metri cubi al giorno (MSm³/g) – Tabella 12 e Grafico 18. La capacità totale dei campi, che include i volumi di cushion gas¹⁷, è pari a 27.636 MSm³.

SITO DI STOCCAGGIO	Working gas [MSm ³]	Punta massima nominale [MSm ³]
Brugherio	330	8
Cellino	118	0,8
Collalto	440	2,8
Cortemaggiore	960	15
Fiume Treste	4.005	66
Minerbio	3.078	57
Ripalta	1.686	12
Sabbioncello	939	20
Sernano	2.244	55,5
Settala	1.820	37,5
TOTALE	15.620	274,6

Tabella 14 - Concessioni di stoccaggio - Volumi di Working Gas e punta massima nominale di erogazione - Anno Termico 2011/2012¹⁸

¹⁵ Volume di gas di stoccaggio che può essere erogato/iniettato ciclicamente tramite gli impianti di superficie e di sottosuolo esistenti (pozzi, tubazioni, ecc.)

¹⁶ Portata giornaliera massima che può essere estratta quando il giacimento è completamente riempito

¹⁷ Quantitativo minimo indispensabile di gas presente o inserito nei giacimenti in fase di stoccaggio, che ha la funzione di consentire l'erogazione dei restanti volumi senza pregiudicare nel tempo le caratteristiche minerarie dei giacimenti stessi

¹⁸ Anno Termico 2011/2012: Aprile 2011 – 31 Marzo 2012

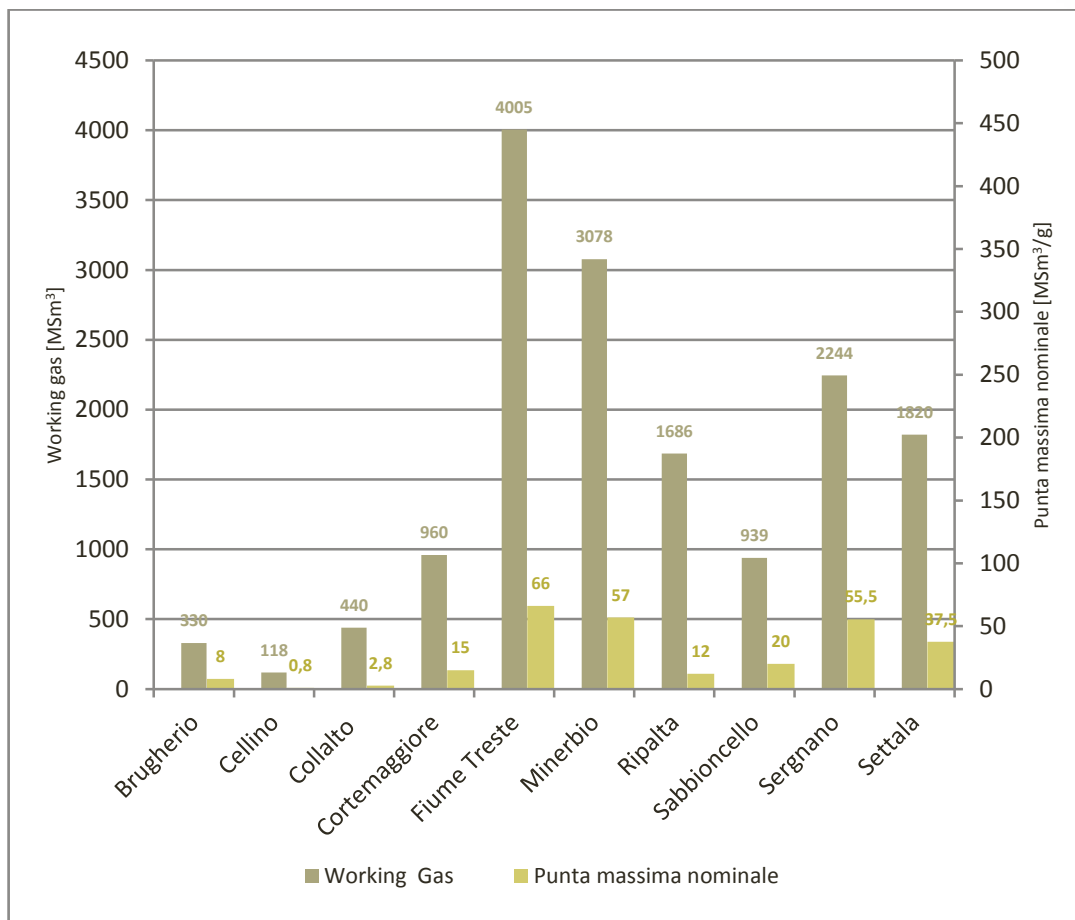


Grafico 18 - Concessioni di stoccaggio - Volumi di Working Gas e punta massima nominale di erogazione - Anno Termico 2011/2012

Nel corso del 2012 è stata rilasciata la concessione di Stoccaggio **CUGNO LE MACINE STOCCAGGIO** alla società Geogastock S.p.A.: con la realizzazione degli impianti sarà garantita, entro il 2015, una capacità di stoccaggio aggiuntiva di 700 MSm³ con possibilità di ampliamento fino a 1.300 MSm³ al 2020.

Inoltre, con provvedimento direttoriale del 6 Agosto 2012 è stata rigettata l'istanza per l'autorizzazione allo svolgimento del programma di ricerca per la verifica della fattibilità del progetto di stoccaggio in acquifero profondo di "Rivara", presentata nel febbraio 2012 dalla Società ERG RIVARA STORAGE Srl.

NUOVI IMPIANTI

Sono in corso i lavori per la realizzazione degli impianti di 3 concessioni:

- ❖ **SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO** rilasciata nel 2009 (a regime previsti 915 MSm³ di working gas di progetto e 7,2 MSm³/g di punta erogativa); l'inizio dell'attività di stoccaggio è previsto nell'anno termico 2014-2015;
- ❖ **BORDOLANO STOCCAGGIO** rilasciata nel 2001 (a regime, nell' A.T. 2017/2018, previsti 1.200 MSm³ di working gas di progetto e 20 MSm³/g di punta erogativa); l'inizio dell'attività di stoccaggio è previsto nell'anno termico 2015-2016;

- ❖ [CORNEGLIANO STOCCAGGIO](#) rilasciata nel 2011 (a regime previsti 1.300 MSm³ di working gas di progetto e 27 MSm³/g di punta erogativa); l'inizio dell'attività di stoccaggio è previsto nell'anno termico 2015-2016.

Sono inoltre in corso i procedimenti per il rilascio di 7 nuove concessioni.

SOVRAPPRESSIONI

Attualmente il campo di [SETTALA](#) è l'unico campo esercito in sovrappressione (107%, 500 MSm³ di incremento di working gas rispetto all'esercizio in condizioni di pressione uguale alla pressione originaria del giacimento), autorizzato nel 2010 a conclusione di una lunga fase di sperimentazione, avviata nel 2001, e della procedura di VIA.

Nel corso dell'anno 2012, ad ottobre, è stata autorizzata una fase di sperimentazione in sovrappressione al 110% nella concessione [FIUME TRESTE STOCCAGGIO](#), limitatamente al livello di giacimento denominato "C2"¹⁹.

Per la concessione [SERGNANO STOCCAGGIO](#) è in corso l'iter per il rilascio dell'autorizzazione all'esercizio al 105%; nel dettaglio, si è concluso l'esame tecnico-ambientale e si è in attesa, per la conclusione del procedimento, dell'espressione dell'intesa da parte della Regione Lombardia.

Nel corso dell'anno, sono infine state presentate le istanze per l'autorizzazione all'esercizio al 110% della concessione [RIPALTA STOCCAGGIO](#), presentata in ottobre a conclusione di un ciclo di sperimentazione, e dell'istanza per l'autorizzazione all'esercizio al 107%, della concessione di [MINERBIO STOCCAGGIO](#), presentata a Dicembre al termine del periodo di sperimentazione avviato nel 2011.

IL DECRETO LEGISLATIVO N. 130/10

Con [Decreto Ministeriale 28 maggio 2012](#) è stato accettato dal Ministero dello Sviluppo Economico il primo aggiornamento del Piano eni in ottemperanza alle disposizioni previste dall'articolo 5, comma 4, del [Decreto Legislativo 13 agosto 2010 n. 130](#).

Il secondo aggiornamento del Piano, presentato a settembre 2012, è attualmente all'esame del Ministero.

Sul sito internet della Direzione, in Luglio, sono stati pubblicati gli [elenchi dei progetti di sviluppo della capacità di stoccaggio](#) di gas naturale comunicate dalle Società operatrici in ottemperanza dell'articolo 4, commi 1 e 4 dello stesso D.Lgs. 130/10.

¹⁹ Al fine di verificare la possibilità di sperimentare la sovrappressione del livello di giacimento C2 sono stati effettuati approfonditi studi di caratterizzazione delle rocce e di modellizzazione statica e dinamica del giacimento con la valutazione dello stato tensionale e della massima deformazione indotta tramite prove dirette su campioni e l'applicazione di modelli meccanici e dinamici

CRISI DEL GAS NELL'INVERNO 2012

Nel corso del 2012, tra il 31 gennaio ed il 12 febbraio a seguito di un picco anomalo di freddo intenso e la contemporanea presenza di eventi sfavorevoli come la riduzione di disponibilità di capacità ai punti di ingresso del sistema gas di Tarvisio, Rovigo e Panigaglia nonché il ridotto ripristino delle importazioni dalla Libia a seguito degli eventi bellici precedentemente occorsi, si è manifestata una condizione di forte crisi relativamente alla capacità da parte del sistema gas a far fronte alla crescente domanda ed agli elevati consumi.

Con tale scenario, l'erogazione da parte degli impianti di stoccaggio è stata sottoposta ad estreme condizioni operative al fine di poter garantire l'equilibrio del sistema con adeguati margini di sicurezza, considerando anche la possibile durata prolungata delle condizioni di crisi.

Di seguito un grafico con il confronto tra le immissioni ed i prelievi del sistema gas relative ai giorni 23 gennaio 2012 (pre-crisi), utilizzato come campione di riferimento relativamente al giorno con condizioni di temperatura nella norma, e la giornata del 6 febbraio 2012, giorno più critico dell'emergenza.

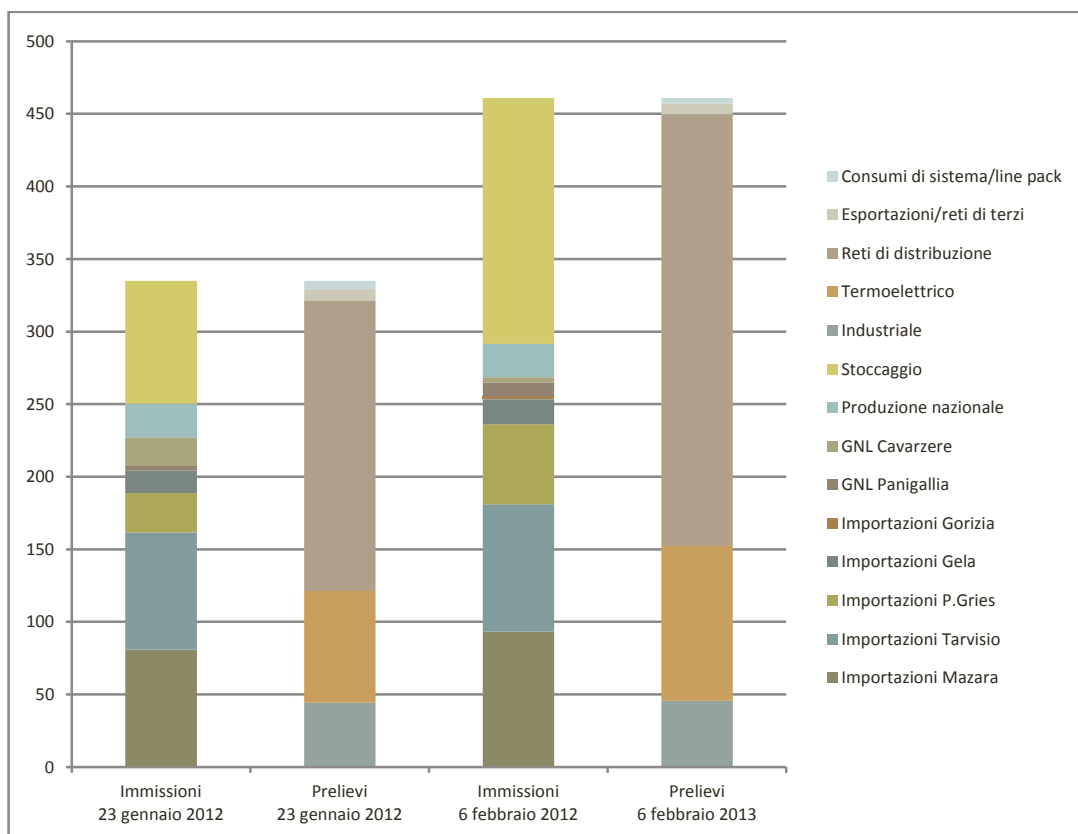


Figura 3 - Confronto fra immissioni e prelievo nei giorni 23 gennaio e 6 febbraio 2012 - Tratto dalla ["Relazione sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"](#) della [Autorità per l'energia elettrica e il gas \(AEEG\)](#).

Nel dettaglio, per far fronte allo scenario appena descritto, le diverse misure straordinarie adottate sono state di due tipi: una “passiva” finalizzata al contenimento dei consumi di gas e l’altra “attiva” finalizzata alla massimizzazione dell’immissione di gas attraverso i punti di ingresso alla rete di trasporto.

Il contenimento dei consumi di gas è stato perseguito mediante la momentanea riduzione/interruzione delle forniture nei confronti di quei clienti definiti “interrompibili”²⁰ e la messa in funzione delle centrali termoelettriche ad olio.

Per ottenere la maggiore immissione del gas nella rete invece si è attuata la piena utilizzazione della capacità di importazione e contestualmente la massimizzazione dell’erogazione degli stoccaggi mediante la modifica temporanea delle condizioni di gestione, la riapertura temporanea di una parte degli impianti della centrale di stoccaggio di Ripalta (fuori servizio perché soggetta a lavori di riassetto impiantistico) ed il potenziamento dell’erogazione del campo di Collalto, il tutto finalizzato ad un ulteriore incremento della capacità di erogazione giornaliera di circa 10 MSmc/g; lo stoccaggio quindi è risultato una risorsa fondamentale per sopperire ai bisogni di gas della nazione in quanto immediatamente disponibile a rispondere alle esigenze del sistema.

²⁰ È previsto un meccanismo di remunerazione per quei clienti che forniscono disponibilità a contenere i consumi in caso di emergenza

Risorse geotermiche

Il [Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112](#) ha delegato alle regioni le funzioni amministrative e di controllo sui permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione di risorse geotermiche in terraferma.

Con il [Decreto Legislativo 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", è stata riordinata la normativa di settore nell'ottica della semplificazione delle procedure, in particolare per la bassa entalpia, e dell'apertura ad un regime concorrenziale.

Il [Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28](#) "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE" ha apportato modifiche al D. Lgs. 22/10 in materia di ricerca e coltivazione di risorse geotermiche, introducendo la sperimentazione volta alla ricerca e lo sviluppo per nuove centrali geotermoelettriche a ridotto impatto ambientale: i fluidi geotermici a media ed alta entalpia finalizzati a questo tipo di sperimentazione sono quindi considerati di interesse nazionale e i relativi titoli minerari in terraferma sono rilasciati dal 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.

Gli impianti pilota sono caratterizzati da emissioni nulle, potenza nominale installata non superiore a 5 MWe per ciascuna centrale e reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza. Possono essere conferiti titoli minerari per un impegno complessivo autorizzabile non superiore ai 50 MWe.

Il Ministero dello Sviluppo Economico, con [Direttiva Direttoriale 1 luglio 2011](#), ha fornito gli strumenti operativi per la prima attuazione di tale normativa prevedendo, tra l'altro che, per l'avvio del procedimento di rilascio del permesso di ricerca, il richiedente debba dimostrare di possedere già una conoscenza dei dati geotermici necessari per la realizzazione di un progetto geotermico con sperimentazione di un impianto pilota nel periodo di vigenza del permesso.

Nel corso dell'anno 2012 sono pervenute alla Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche ulteriori [istanze relative a risorse geotermiche finalizzate alla sperimentazione di impianti pilota](#) ed è stata quindi saturata la potenza massima complessiva disponibile di 50 MWe. Nuove istanze potranno essere accettate solo con riserva.

Attualmente 9 di esse sono state esaminate dalla [CIRM](#) (Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie).

Recentemente la [Legge 7 agosto 2012, n. 134](#), pubblicata nel supplemento ordinario n.187 della Gazzetta Ufficiale del 11 agosto 2012, all'art. 38-ter ha ampliato l'elenco delle infrastrutture ed insediamenti strategici previsto dall' art. 57 della legge n. 35 del 4 aprile 2012, introducendo la lettera f-bis).

Pertanto, ai sensi del citato art. 38-ter della L. 134/2012, sono altresì infrastrutture ed insediamenti strategici: “f-bis) gli impianti per l’estrazione di energia geotermica di cui al decreto legislativo 11 febbraio 2010”.

La norma, nel riferirsi alle infrastrutture strategiche, vi include quindi gli impianti per l’estrazione di energia geotermica senza specificarne la tipologia.

A seguito dell’indicata innovazione normativa, si pone un problema interpretativo dalla cui soluzione discendono effetti sulla ripartizione di competenze tra Stato e Regioni. Risulta quindi necessario nell’immediato futuro definire in modo univoco quali siano, nell’ambito settore geotermico, gli impianti strategici ovvero i soli “impianti pilota” o al contrario tutte le tipologie di impianti per l’estrazione di energia geotermica, nonché le modalità di autorizzazione degli stessi in armonia con le competenze regionali in materia e sancite dalla riforma del Titolo V della Costituzione.

Approfondimenti:

<http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/info/energiambiente.pdf>

Stoccaggio del biossido di carbonio

Come riportato nel documento di sintesi della [Strategia Energetica Nazionale](#) presentato in Ottobre, il Carbon Capture and Storage è da considerarsi tra le tematiche prioritarie di sviluppo per l'Italia, nel rilancio della generazione elettrica a carbone pulito. L'applicazione di tale tecnologia si accompagna alla necessità di coinvolgere i territori sin dalle fasi iniziali dei progetti relativi agli insediamenti energetici (tra cui il CCS), attraverso lo strumento informativo e di partecipazione del "dibattito pubblico".

In seguito ad un intenso lavoro congiunto tra Ministero dello Sviluppo Economico e Ministero dell'Ambiente, il 5 ottobre 2011 è entrato in vigore il [Decreto Legislativo 14 settembre 2011, n. 162](#) -mediante il quale l'Italia recepisce la Direttiva europea in materia di stoccaggio geologico dell'anidride carbonica.

Le attività necessarie per l'emanazione dei decreti attuativi interministeriali previsti dal Decreto stesso vengono gestite attraverso la collaborazione di 3 Gruppi di Lavoro costituiti nell'ambito dell'[Osservatorio CCS](#), i quali operano su 3 differenti aspetti:

- ❖ Individuazione delle aree e potenzialità di stoccaggio
- ❖ Garanzie e tariffe
- ❖ Diffusione dei dati

In particolare il primo gruppo si occupa dell'individuazione delle aree e della valutazione della capacità di stoccaggio (Art. 7), il secondo gruppo si occupa della definizione di garanzie finanziarie (Art. 25), meccanismo finanziario (Art. 26) e disposizioni finanziarie (Art. 27) mentre il terzo gruppo si è concentrato sulla diffusione delle informazioni (Art. 31).

Le attività sulle quali - nel corso dell'anno di riferimento - si è concentrato maggiormente il focus, hanno riguardato l'individuazione dei criteri per una prima mappatura delle aree entro le quali sarà consentito stoccare l'anidride carbonica, secondo un principio di selezione-esclusione basato su caratteristiche geologiche dell'area e su altri requisiti, quali la zonazione sismica del territorio e con una particolare attenzione alle aree protette. Inoltre, poiché il D.Lgs. 162/11 all'Art. 7 prevede che il Piano per l'individuazione di tali macroaree - da definire con un successivo decreto attuativo - sia soggetto a Valutazione Ambientale Strategica (VAS), nell'ambito di tale processo analitico, presso i Ministeri dell'Ambiente e dello Sviluppo Economico, è stato istituito un tavolo di lavoro finalizzato alla redazione di un Rapporto Preliminare di consultazione. Questo documento, completato nell'ultimo trimestre 2012, individua le premesse e le convenienze per l'adozione della tecnologia di cattura e sequestro della CO₂ e individua gli elementi critici del percorso metodologico procedurale per l'individuazione delle aree idonee allo stoccaggio di CO₂ e la delimitazione delle aree in cui tale attività è vietata. A tal fine esso va ad individuare gli aspetti da valutare ed i criteri per la selezione delle aree, tendendo in adeguata considerazione gli studi ed i dati già in possesso delle Amministrazioni pubbliche, sia a livello nazionale sia regionale, nonché di enti ed istituti di ricerca e di aziende che operano nei settori petrolifero, minerario e di produzione dell'energia elettrica. Come definito dal [Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152](#) (Art. 13, comma 1), sulla base del Rapporto Preliminare si è aperta già a fine 2012 una consultazione

con i soggetti competenti in materia ambientale (Ministeri competenti, Regioni, Provincie, ISPRA, ARPA, Istituto Superiore di Sanità, Autorità di Bacino, Enti Parco) per definire la portata ed il livello delle informazioni da includere nel rapporto ambientale da analizzare in ambito VAS.

Altre attività sono state condotte per la stesura del “Decreto Comunicazione”, attualmente in corso di emanazione, che fissa i contenuti e le modalità con cui verranno diffuse al pubblico le informazioni concernenti lo stoccaggio del biossido di carbonio.

Mediante tale decreto si intende potenziare il rapporto con le comunità locali, attuando anche iniziative di comunicazione mirata che coinvolgono gli enti pubblici e privati interessati, prevedendo la disponibilità di un catalogo pubblico on line dello stoccaggio geologico di CO₂.

È stata presentata la prima istanza per l’ottenimento della Licenza di esplorazione per lo stoccaggio del biossido di carbonio, in un’area off-shore ubicata nell’Adriatico Centro-Settentrionale, al largo tra Pesaro e Senigallia. L’Istanza -denominata [SIBILLA](#) - è attualmente in corso di esame contestualmente alla procedura di VIA.

Al fine di condividere ed evidenziare le attività in corso è stata prevista la partecipazione ad eventi ed incontri, sia a livello europeo sia a scala nazionale. A tal proposito si segnala la partecipazione ai seguenti eventi principali:

- ❖ [ZEP - Zero Emission Platform 2012](#) (Brussels, 2 Ottobre 2012), in cui sono state affrontate tematiche rilevanti in merito allo sviluppo della Carbon Capture and Storage nell’attuale contesto economico-finanziario e alle misure da intraprendere con riferimento agli scenari 2020-2030-2050.
- ❖ “Tecnologie Zero Emission Platform per la competitività, lo sviluppo industriale e l’ambiente - Il progetto CCS Sulcis: prospettive, realizzazione, ricadute produttive e territoriali”, tenutosi c/o il Centro Ricerche Sotacarbo con la partecipazione di rappresentanti del Governo centrale (MSE e MATTM), della Regione Sardegna, operatori esperti del settore, rappresentanti di imprese e organismi territoriali ed istituti di Ricerca (Carbonia, 21 Novembre 2012).
- ❖ “Azione di coordinamento pan-europea sullo stoccaggio geologico della CO₂” Università di Roma La Sapienza-CERI in collaborazione con OGS - CGS Europe - [Workshop sullo Stoccaggio Geologico della CO₂](#). Gli interventi hanno coperto diverse tematiche: normativo-istituzionali, accademico-divulgative, tecniche e sociologiche.

AMBIENTE E SICUREZZA

Sicurezza

Infortuni

Nell'ambito delle attività di ricerca, coltivazione e stoccaggio di idrocarburi (ad esclusione della Sicilia on-shore), nel 2012:

- ❖ si sono verificati un totale di 36 infortuni (19 nello svolgimento di attività di perforazione, 15 di produzione, 2 di stoccaggio), nessuno dei quali mortali
- ❖ dei 36 infortuni denunciati, 32 possono essere definiti come specifici delle attività O&G. I restanti infortuni, avvenuti nell'ambito di concessioni/permessi e quindi opportunamente denunciati agli Uffici Territoriali UNMIG, non si sono tuttavia verificati nello svolgersi di attività O&G (es. ingestione accidentale di pezzetti di vetro durante un pasto oppure fratture da caduta causata dal mare mosso, etc.)
- ❖ dei 36 infortuni denunciati agli Uffici UNMIG Territoriali, il 44% è classificato di entità grave (con prognosi superiore a 30 giorni) e il 56% non grave
- ❖ considerando il numero totale sopra indicato di infortuni denunciati e di ore lavorate (9.159.503), nel 2012 è stato registrato un LTIF²¹ (Lost Time Injury Frequency) pari a 3,93
 - Confronto con dati UNMIG 2011: nel 2011 è stato registrato un LTIF pari a 2,94 (28 infortuni per 9.509.976 ore lavorate)
 - Confronto con dati italiani INAIL 2011- Tutti i settori: nel 2011, per la totalità dei settori lavorativi considerati da INAIL è stato calcolato un LTIF pari a 13,04 ²² di molto superiore rispetto a quello registrato per le specifiche attività O&G
 - Confronto con dati (internazionali) OGP 2011- Settore Oil & Gas: l'**OGP** (International Oil & Gas Producers Association) ha calcolato per il 2011 un LTIF 2011 su scala mondiale pari a 0,43 ²³, un LTIF su scala europea pari a 1,08 e un LTIF per l'Italia di 1,55. Si consideri tuttavia che il confronto tra i dati UNMIG e OGP deve essere effettuato tenendo conto che, ai fini del consolidamento dati OGP, alcune tipologie di infortuni - qui considerate - non sono invece incluse nelle statistiche OGP (es. avvenuti nell'ambito della preparazione di cibo per consumo personale o conseguenti ad attività svolte fuori dall'orario di lavoro ²⁴).

²¹ 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.

²² Aggiornamento a Novembre 2012 dei dati consolidati del 2011 (5.458.278 addetti anno * 250 giorni*8 ore, 14.349 infortuni).

²³ Il dato aggregato OGP 2011 si riferisce alle attività O&G di 45 compagnie petrolifere operanti in 98 Paesi ed è riportato sul [Safety performance indicators - 2011 data](#) - Report No. 2011s - May 2011.

²⁴ Ref. [Health & safety incident reporting system users' guide, 2010 data](#) - Report No. 444 - May 2011

Si segnala inoltre che nel 2012:

- ❖ il 22% degli infortuni sono avvenuti nel corso del montaggio/smontaggio di attrezzi e macchinari
- ❖ il 22% durante attività di movimentazione carichi
- ❖ il 19% per scivolamento su scale. In particolare si sono verificati due incidenti molto simili, che hanno comportato lo scivolamento di operatori sulle scale di collegamento tra main deck e cellar deck
- ❖ il 14% per scivolamento su superfici piane
- ❖ il 6% degli infortuni è avvenuto per scivolamento a causa della presenza di ostacoli
- ❖ il restante 17% per altre cause (elettrocuzione, inalazione di sostanze tossiche, etc.).

Infine, si riporta di seguito un confronto tra indici infortunistici 2012 e dati storici, suddivisi per le attività di perforazione e produzione:

PERFORAZIONE	1995	2009	2010	2011	2012
Metri perforati	137565	80521	56640	55810	51476
Incidenti Occorsi	121	24	12	13	19
Indice aggregato [incidenti/metro perforato]	8,80 E-04	2,98 E-04	2,12 E-04	2,33 E-04	3,69 E-04
Variazione rispetto all'anno 1995		-66%	-76%	-74%	-58%

PRODUZIONE	1995	2009	2010	2011	2012
Gas [miliardi di Smc]	20,4	7,9	7,9	8,3	8,5
Petrolio [milioni di tonn]	5,2	4,5	5,1	5,3	5,4
Totale [milioni di tep] (*)	2,15 E+01	10,82	1,14 E+01	11,94	1,22 E+01
Incidenti Occorsi	125	27	35	15	15

(*) 1 Mm3 di gas = 800 tep

Tabella 15 - Confronto tra indici infortunistici 2012 e dati storici.

Mentre si nota che l'indice infortunistico relativo alla produzione rimane praticamente invariato tra 2011 e 2012, per la perforazione, il numero di incidenti per metro perforato aumenta del 60% circa. Pertanto le principali criticità a livello di sicurezza dovranno essere individuate dagli Operatori nell'ambito della perforazione - con particolare focus sulle attività di movimentazione dei carichi e montaggio/smontaggio equipments - e di conseguenza mitigate in modo adeguato. È quindi opportuno intensificare i controlli nei confronti dei contrattisti di perforazione, verificando la costante implementazione sul campo delle procedure di safety.

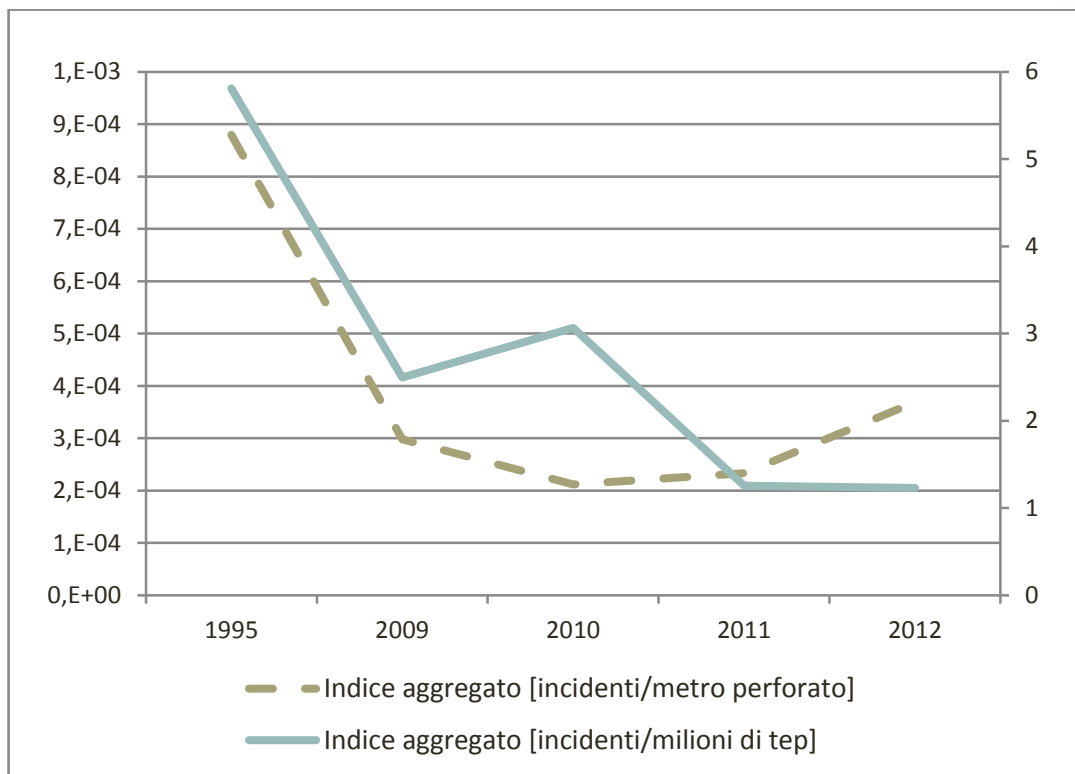


Grafico 19 - Indici infortunistici di perforazione e di produzione

Elenco esplosivi

La Divisione V svolge le istruttorie tecniche per il riconoscimento dell'idoneità all'impiego nelle attività estrattive degli esplosivi, degli accessori detonanti e dei mezzi di accensione, come previsto dal Decreto Ministeriale 21 aprile 1979. In particolare i tecnici della Divisione V istruiscono le richieste dei nuovi prodotti e ne esaminano le caratteristiche tecniche ai fini del riconoscimento dell'idoneità all'impiego in campo minerario.

L'[Elenco degli esplosivi riconosciuti idonei all'impiego nelle attività estrattive](#) è approvato annualmente con Decreto Direttoriale ed è pubblicato sul [sito internet](#) della Direzione Generale RME.

Per l'anno 2012 l'elenco esplosivi è stato approvato con il [Decreto Direttoriale 2 aprile 2012](#) e successivamente modificato ed integrato con i seguenti decreti:

1. [Decreto Direttoriale 3 luglio 2012](#)
2. [Decreto Direttoriale 18 settembre 2012](#)
3. [Decreto Direttoriale 23 ottobre 2012](#)
4. [Decreto Direttoriale 4 dicembre 2012](#)

Monitoraggi ambientali

Nel corso del 2012 è proseguita l'attività di controllo delle emissioni convogliate in atmosfera dagli impianti di raccolta e trattamento degli idrocarburi liquidi e gassosi.

Sono state effettuate analisi degli effluenti gassosi emessi dai camini dei termocombustori annessi all'impianto di trattamento degli idrocarburi "Centro Olio Val D'Agri" provenienti dai pozzi della concessione di coltivazione "Val D'Agri" in titolo alla società eni S.p.A. Sono state inoltre effettuate analisi delle emissioni in atmosfera nelle centrali di trattamento del gas naturale "Casalborsetti" e "Ravenna Mare" e dei motori asserviti ai compressori nell'area pozzi Bordolano 1 e 21.

Nello specifico, sono stati effettuati i seguenti controlli:

- ❖ [VAL D'AGRI](#), società eni S.p.A., prima, seconda e terza campagna 2012;
- ❖ [CASALBORSETTI](#), società eni S.p.A.;
- ❖ [RAVENNA MARE](#), società eni S.p.A.;
- ❖ [BORDOLANO STOCCAGGIO](#), società Stogit S.p.A.

Nel 2012 è iniziata la collaborazione tra la Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche e l'ISPRA, per l'effettuazione dei controlli previsti dall'[Autorizzazione Integrata Ambientale](#) per gli impianti a mare, come definito dalla recente modifica normativa del [Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n. 152](#) e s.m.i., art. 29 decies, commi 1 e 3.

Tecnici della Divisione V e dell'UNMIG di Roma, hanno effettuato a novembre 2012 la prima visita ispettiva congiunta di controllo ordinario sulla piattaforma di compressione [BARBARA T2](#) della società eni S.p.A. ubicata nell'off-shore 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](#).

Ambiente nei luoghi di lavoro

Nell'ambito del settore ambientale e della sicurezza dei lavoratori, è stata inoltre effettuata dalla Divisione V l'analisi di campioni di pavimento in "Cloruro di Polivinile" (PVC) installato presso la sede del Ministero dello Sviluppo Economico di Roma, per la rilevazione dell'eventuale presenza di fibre di amianto.

L'[analisi effettuata](#) sui campioni di pavimentazione in PVC, ha escluso la presenza di materiale fibroso appartenente alla famiglia dell'amianto.

Accertamento dello stato degli impianti in Emilia Romagna

Attività ispettive e informative - Giugno 2012

A seguito degli eventi sismici verificatisi in Emilia Romagna il 20 e 29 Maggio 2012, la Direzione è stata impegnata in una serie di attività di carattere ispettivo e informativo finalizzate a verificare lo stato degli impianti ed a fornire, per quanto di propria competenza, le informazioni sull'evento e le relative conseguenze.

L'attività ispettiva è stata condotta mediante verifiche in situ degli impianti di produzione di idrocarburi operanti nell'intorno delle aree epicentrali (concessioni Recovato, Spilamberto, Mirandola) e degli impianti di stoccaggio di gas naturale presenti all'interno dei confini regionali (concessioni Cortemaggiore, Minerbio, Sabbioncello). Non sono stati riscontrati danneggiamenti agli impianti che, durante e dopo il fenomeno sismico, hanno proseguito la propria attività in normale funzionamento senza variazioni dei parametri fisici più significativi o particolari compromissioni dei fabbricati.

Nel corso dei mesi successivi è stata anche condotta un'attività di approfondimento mediante il confronto con gli esperti dei maggiori enti (INGV, OGS, RSE, Università) impiegati nello studio e nel monitoraggio dei fenomeni sismici.

Contestualmente alle verifiche tecniche e agli approfondimenti, la Direzione ha inoltre effettuato un'attività di carattere informativo, fornendo, quando richiesto, informazioni relative alle attività di propria competenza a organi di informazione ed enti locali.

Con [Ordinanza n. 76 della Giunta della Regione Emilia Romagna](#), emessa in data 16 novembre 2012, è stata richiesta l'istituzione di una commissione tecnico-scientifica costituita da esperti in materia di sismicità indotta, ricerca di campi di idrocarburi, sfruttamento o utilizzo di reservoir, da individuare da parte del dipartimento della Protezione Civile all'interno della comunità scientifica internazionale.

Il Direttore Generale per le Risorse Energetiche e Minerarie del Dipartimento Energia del Ministero dello Sviluppo Economico è uno dei sei componenti della commissione che è chiamata a rispondere in merito a quesiti relativi ad eventuali interazioni tra attività mineraria ed attività sismica.

Ministero dello sviluppo economico

Dipartimento per l'energia

Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche - DGRME

Via Molise, 2 - 00187

Tel.: (+39) 06-47052859

Fax.: (+39) 06-47887802

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

PEC: ene.rme.segreteria@pec.sviluppoeconomico.gov.it

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



DGRME - Rapporto annuale 2013

Attività dell'anno 2012

Questa edizione del Rapporto annuale è stata realizzata per
l'[OMC \(Offshore Mediterranean Conference\) 2013](#)
e stampata con il contributo di [Assomineraria](#).