documentazione di base

XVI legislatura

Casistica impositiva sulle risorse energetiche

settembre 2012
n. 389

servizio studi del Senato

ufficio ricerche nel settore
delle attività produttive e in quello
dell'agricoltura

Servizio Studi

Direttore: Daniele Ravenna

Segreteria

tel. 6706_2451

Uffici ricerche e incarichi

Settori economico e finanziario
Capo ufficio: S. Moroni _3627

Questioni del lavoro e della salute
Capo ufficio: M. Bracco _2104

Attività produttive e agricoltura
Capo ufficio: G. Buonomo _3613

Ambiente e territorio
Capo ufficio: R. Ravazzi _3476

Infrastrutture e trasporti
Capo ufficio: F. Colucci _2988

Questioni istituzionali, giustizia e cultura
Capo ufficio: L. Borsi _3538
Capo ufficio: F. Cavallucci _3443

Politica estera e di difesa
Capo ufficio: A. Mattiello _2180
Capo ufficio: A. Sanso' _2451

Questioni regionali e delle autonomie locali, incaricato dei rapporti con il CERDP
Capo ufficio: F. Marcelli _2114

Legislazione comparata
Capo ufficio: S. Scarrocchia _2451

Documentazione

Documentazione economica
Emanuela Catalucci _2581
Silvia Ferrari _2103
Simone Bonanni _2932
Luciana Stendardi _2928
Michela Mercuri _3481
Beatrice Gatta _5563

Documentazione giuridica
Vladimiro Satta _2057
Letizia Formosa _2135
Anna Henrici _3696
Gianluca Polverari _3567

I dossier del Servizio studi sono destinati alle esigenze di documentazione interna per l'attività degli organi parlamentari e dei parlamentari. Il Senato della Repubblica declina ogni responsabilità per la loro eventuale utilizzazione o riproduzione per fini non consentiti dalla legge. I contenuti originali possono essere riprodotti, nel rispetto della legge, a condizione che sia citata la fonte.

XVI legislatura

Casistica impositiva sulle risorse energetiche

settembre 2012
n. 389

a cura di: G. Buonomo
ha collaborato: S. Bonanni

Classificazione Teseo: Prodotti petroliferi. Tasse, diritti e altri tipi di imposte.

I N D I C E

INTRODUZIONE 7

ALLEGATI 5

- NE Nomisma energia, "Tassazione della produzione di gas e petrolio in Italia: un confronto", gennaio 2012 13
- MISE, Dipartimento per l'energia - Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, "Rapporto annuale 2012 (attività 2011)" 87
- MISE, Dipartimento per l'energia - Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, Schede riassuntive gettito royalties (anni 2008-2011) 127
- MEF, Dipartimento delle finanze - Direzione studi e ricerche economico fiscali consuntivazione, previsione ed analisi fiscali, "Bollettino delle entrate tributarie" [estratti da: Bollettino (gennaio -luglio 2012), n. 125, settembre 2012, p. 6 e pp. 10-12; Appendici statistiche e Guida normativa al Bollettino (Gennaio-Luglio 2012), n. 125, settembre 2012; Appendici statistiche e Guida normativa al Bollettino (Gennaio-Dicembre 2011), n. 118, marzo 2012] 135

INTRODUZIONE

Il presente fascicolo raccoglie elementi e dati in ordine alle modalità con cui il sistema dei poteri pubblici incide - sotto il profilo patrimoniale - sull'estrazione, produzione e commercializzazione delle risorse energetiche.

A fini di nomenclatura, si allegano a seguire le principali fattispecie mediante le quali si articola tale incidenza, sia sotto il prelievo impositivo che di tassazione o comunque di corrispettivo concessorio. La sequenza rispetta il flusso della risorsa energetica, dall'estrazione alla distribuzione.

Canoni. Sono dovuti dal titolare dei permessi di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi per il diritto di uso esclusivo della superficie. Il canone è quindi dovuto indipendentemente dall'avvio effettivo della coltivazione di idrocarburi. L'articolo 18 del decreto legislativo 25 novembre 1996 n. 625 (recante "Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi") fissa in 5.000 lire per chilometro quadrato il canone per il permesso di prospezione; 10.000 lire per chilometro quadrato per il permesso di ricerca; 80.000 lire per chilometro quadrato per il permesso di coltivazione.

Royalties. Le *royalties* consistono in un'aliquota del prodotto della coltivazione che il titolare del diritto di ciascuna concessione deve corrispondere al titolare del diritto di proprietà sui minerali del sottosuolo, ai sensi dell'articolo 19 del citato decreto legislativo 25 novembre 1996 n. 625. Le aliquote ivi previste sono state innalzate per effetto dell'art. 45, comma 1, delle legge 23 luglio 2009, n. 99 ("Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"). Per effetto della citata legge n. 99 del 2009, con riferimento alle produzioni di idrocarburi liquidi e gassosi ottenute in terraferma, l'aliquota è elevata dal 7 al 10 per cento. In tal modo risulta un'aliquota del 10% per la produzione di olio e gas su terraferma, del 4% per la produzione di olio in mare e del 7% per la produzione di gas in mare. Tale disciplina, dettata dall'articolo 19 del citato decreto legislativo n. 625 per le Regioni a statuto ordinario, è estesa dall'articolo 21 alle regioni speciali (si veda oltre, però, per la Regione Sicilia).

Il decreto legislativo n. 625 del 1996 dispone anche in ordine alla destinazione delle aliquote per le attività su terraferma: 55% alla regione e 15% ai comuni interessati, il restante 30% allo Stato. A decorrere dal 1° gennaio 1999, per le concessioni ricadenti nelle regioni a statuto ordinario incluse nel Mezzogiorno, l'aliquota destinata allo Stato è direttamente corrisposta alla regione (art. 20, comma 1-*bis*, decreto legislativo n 625 del 1996, comma introdotto dalla legge n. 140 del 1999, art. 7, comma 6 e successivamente modificato dalla legge n. 296 del 2006, finanziaria 2007, art. 1, comma 366). Per le coltivazioni a mare, il 55%

è destinato alla regione interessata. Il ricavo per gli impianti sulla piattaforma continentale risulta invece interamente destinato allo Stato.

Si ricorda come la Regione Sicilia goda di piena autonomia nel settore della ricerca ed estrazione degli idrocarburi (nonché del gas e delle risorse geotermiche) a terra, a partire dalla legge regionale n. 30 del 1950 - precedente anche alla prima disciplina organica statale di riferimento dettata dalla legge n. 6 del 1957, tuttora in vigore - successivamente sostituita dalla legge regionale n. 14 del 2000 la quale, anche per effetto di modificazioni, fissa al 10% l'aliquota per la produzione di olio e gas a terra e destina tale aliquota per il 66% alla regione e il restante 33% ai comuni interessati.

Tassazione di carattere generale. Tassazione sui redditi delle società, IRES, con aliquota al 27,5%, e imposta regionale sulle attività produttive, IRAP, al 3,9%. A queste si deve aggiungere la c.d. *Robin tax*, addizionale IRES, al 10,5%. A tale proposito si ricorda che l'addizionale dell'aliquota Ires è stata innalzata dal 6,5% al 10,5% - per i periodi di imposta dal 2011 al 2013 - per il settore petrolifero, del gas e della energia elettrica, dall'articolo 7 del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138. Si ricorda l'addizionale era stata introdotta dall'art. 81 del D.L. 112/2008.

Modifiche 2011 alla Robin tax. L'articolo 7 del decreto-legge n. 138 ha: *a)* diminuito da 25 a 10 milioni di euro la soglia del volume di ricavi oltre la quale si applica la maggiorazione d'imposta nei casi di reddito imponibile superiore a 1 milione di euro; *b)* ampliato il novero delle attività energetiche cui si applica la citata maggiorazione includendovi anche le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, trasporto del gas e le attività di distribuzione sia del gas che dell'energia elettrica; *c)* eliminato l'esenzione dall'applicazione dell'addizionale Ires precedentemente previste per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (biomasse, solare-fotovoltaica, eolica); *d)* incrementato dal 6,5% al 10,5% l'addizionale IRES, da applicarsi nei tre esercizi finanziari successivi a quello in corso al 31 dicembre 2010; *e)* confermato il divieto di traslazione dell'onere sui prezzi/tariffe al consumo la cui vigilanza è posta in capo all'Autorità dell'energia elettrica e del gas.

Accisa. Imposta fissa che grava su benzina, petrolio e gas per diversi usi (tra cui l'uso come carburante) ai sensi del decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, "Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative", art. 21 ("Prodotti sottoposti ad accisa"), in combinato disposto con l'allegato I al medesimo testo unico. Si ricorda che da ultimo l'accisa sui carburanti è stata elevata dal provvedimento dell'Agenzia delle dogane 88789/RU del 9 agosto 2012, emanato ai sensi dell'articolo 33, comma 30, della legge 12 novembre 2011 (legge di stabilità 2012). Tale provvedimento ha elevato l'accisa sulla benzina (con o senza piombo) da 724,20 a 728,40 euro per mille litri; da 613,20 a 617,40 euro per mille litri l'accisa su gasolio usato come carburante.

IVA. Imposta pari al 21% che grava sui prodotti e sulla stessa accisa (D.P.R. 26 ottobre 1972 n. 633 "Istituzione e disciplina dell'imposta sul valore aggiunto", in particolare art. 16 "Aliquote dell'imposta").

ALLEGATI

Tassazione della produzione di gas e petrolio in Italia: un confronto

Direttore di ricerca: Davide Tabarelli

Responsabile: Carlo Bevilacqua Ariosti

Coordinatore di ricerca: Eugenia Famiglietti

Ricercatori: Matteo Monti, Elvira Oliva, Francesco Pendolino

30 gennaio 2012

NE Nomisma Energia srl

Via Montebello, 2 – 40121 BOLOGNA

Tel. +39 051 199 86 550 – Fax +39 051 199 86 580

www.nomismaenergia.it

INDICE

Indice **1**

Sommario **3**

1. Il contesto **7**

1.1. Il settore del gas e del petrolio nel mondo e in Italia 7

1.2. Effetti del blocco degli investimenti 10

1.1. La complessità delle fasi di un progetto ed i lunghi tempi autorizzativi 11

1.1.1. Effetti dei ritardi in Italia 13

2. La rendita mineraria e la sua tassazione **15**

2.1. Teoria delle royalties e dei canoni 18

2.2. Regime fiscale delle imprese E&P 18

2.2.1. Imposta sui Redditi delle Società (IRES) e Imposta Regionale sulle Attività Produttive (IRAP) 19

2.2.2. Le addizionali IRES 20

2.2.3. Trattamento fiscale dei costi di una impresa E&P 20

3. La tassazione della produzione di petrolio e gas in Italia **22**

3.1. Royalties e canoni 23

3.1.1. Il Bonus Idrocarburi 26

3.1.2. Le compensazioni per il territorio 27

3.2. Tassazione complessiva 27

3.3. Esempio di tassazione progetto a terra 30

4. Il confronto con gli altri Paesi **34**

4.1. Il confronto tra diverse regolazioni fiscali 34

4.1.1. Il rapporto Doing Business 2011 34

4.1.2. Il rapporto Paying Taxes 2011 34

4.2. La tassazione in Australia, Canada, Danimarca, Francia, Irlanda, Norvegia, UK, USA 36

4.2.1. Australia 36

Prelievo specifico per le attività E&P 37

4.2.2. Canada 38

Prelievo fiscale specifico per attività E&P 39

4.2.3. Alberta 40

Prelievo fiscale specifico per attività E&P 41

4.2.4. Danimarca 43

Prelievo fiscale specifico per attività E&P 43

4.2.5. Francia 45
Prelievo fiscale per attività E&P 46
4.2.6. Irlanda 47
Prelievo fiscale specifico per attività E&P 47
4.2.7. Norvegia 49
Prelievo fiscale specifico per attività E&P 49
4.2.8. Regno Unito 52
Prelievo fiscale specifico per attività E&P 53
4.2.9. Stati Uniti d'America 55
Prelievo fiscale specifico per attività E&P 56
4.2.10. Conclusioni del confronto internazionale dei Paesi europei 59
Appendice - Il modello norvegese 61
Acronimi, equivalenze e fattori di conversione 65
Glossario 66
Bibliografia 70

I termini in carattere corsivo riportati all'interno del testo sono definiti nella sezione glossario.

SOMMARIO

Con il termine *royalties* si indica il pagamento di un compenso con lo scopo di poter sfruttare un dato bene ai fini commerciali; sono quindi adottate per la remunerazione di diritti ceduti a terzi. In campo industriale, con riferimento alle attività di *ricerca* e *coltivazione* di idrocarburi, esse sono applicate al valore della produzione e fanno parte del più generale sistema di prelievo statale. In Italia il sistema di prelievo fiscale sull'attività di *esplorazione* e produzione di idrocarburi combina *royalties*, *canoni* d'*esplorazione* e produzione, tassazione specifica e imposte sul reddito della società. Per tale ragione il semplice paragone con le *royalties* di altri Paesi deve essere compiuto considerando tutta la tassazione nel suo complesso.

Il sistema fiscale italiano delle attività di *ricerca* e *coltivazione* degli idrocarburi tiene conto dei seguenti fattori:

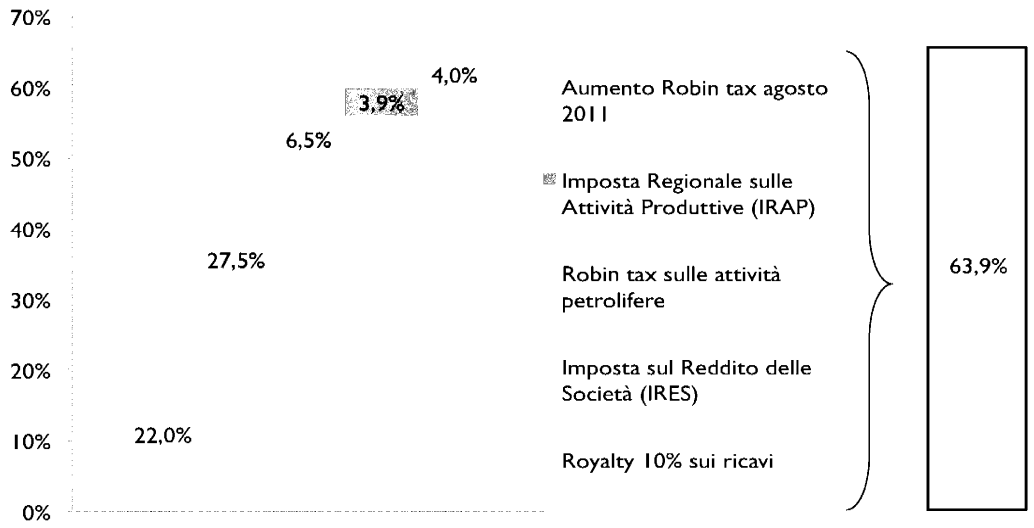
a) disponibilità di *riserve* di gas e petrolio (produzione di 11,6 milioni tonnellate equivalenti petrolio (mln.tep), dato 2010);

b) forte vocazione di paese importatore: nel 2010 sono stati importati 128 mln.tep su un totale di consumi di 140 mln.tep, pari a circa il 91%

In Italia la *royalty* su terra è attualmente del 10% (a seguito dell'incremento del 3% introdotto nel 2009), mentre su mare è del 7% per il gas e del 4% per il petrolio, ed è applicata sul valore di vendita delle quantità prodotte. Per renderla confrontabile alle altre forme di tassazione sugli utili, occorre formulare ipotesi di costi che portano a elaborare un caso definito "situazione ideale" in Italia dove una *royalty* del 10% sui ricavi è equivalente ad una tassa sugli utili del 22% (vedi Figura "Tassazione sugli utili delle attività petrolifere in Italia (% dell'utile al netto delle tasse)).

Per stabilire il prelievo fiscale totale sulle attività di estrazione e produzione di idrocarburi, alla *royalty* va aggiunta la tassazione sui redditi delle società, *IRES*, con aliquota al 27,5%, l'imposta regionale sulle attività produttive, *IRAP*, al 3,9%, e la *Robin tax*, l'addizionale *IRES* introdotta nel 2008, aumentata nel 2009 e soprattutto nell'agosto 2011, al 10,5%[1]; complessivamente la tassazione dell'Italia sulle attività petrolifere è in media pari al 63,9% (figura seguente). Inoltre, tenendo conto dell'addizionale *IRES* del 4% introdotta con la l. 7/2009, il prelievo complessivo può salire fino al 68%.

Tassazione sugli utili delle attività petrolifere in Italia (% dell'utile al netto delle tasse)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

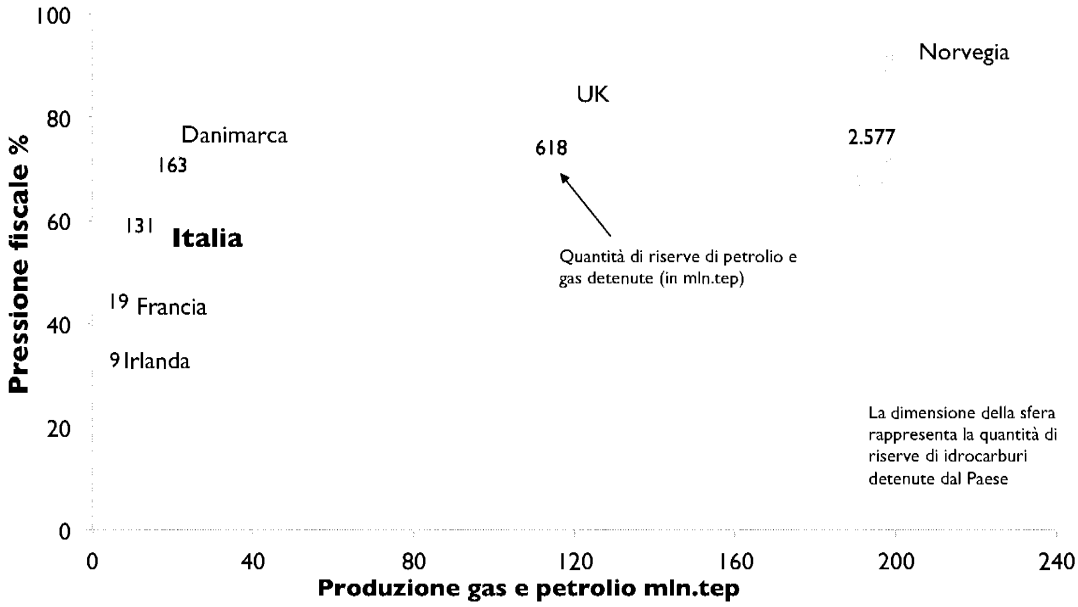
Rispetto agli altri Paesi con cui il confronto è possibile, sostanzialmente solo i membri *OCSE*, il livello di tassazione italiano dell'ordine del 63,9% è relativamente alto, in particolare se si considera che la produzione nazionale è in calo a

[1] Tale calcolo rappresenta un'approssimazione, poiché IRES e IRAP sono conteggiate su basi imponibili diverse, ma necessario ai fini del nostro studio.

fronte di *riserve* che possono svolgere ancora un ruolo strategico. Paragoni con i sistemi dei Paesi produttori, in particolare dell'area *OPEC*, non sono, infatti, possibili poiché questi presentano regimi contrattuali nettamente diversi da quello *concessorio* tipico delle nazioni non *OPEC*.

I Paesi europei confrontati con l'Italia sono Danimarca, Francia, Irlanda, Norvegia e UK, caratterizzati, però, da ampie differenze circa gli strumenti di prelievo fiscale, i livelli di produzione di idrocarburi e la redditività degli investimenti. Dal raffronto emerge con chiarezza che gli Stati con maggiore prelievo fiscale sono in genere quelli con più alta produzione, dove le imprese riescono ad ottenere alta redditività e a garantire un alto flusso di investimenti ed occupazione nel tempo. In Italia, al contrario, la produzione è ridotta, la redditività contenuta con investimenti rallentati, ma la pressione fiscale è relativamente alta. Tra i Paesi europei con alta produzione, alta redditività ed alta tassazione troviamo, Norvegia e UK, con prelievi fiscali in media, rispettivamente, del 78% e tra il 68 e l'82%. Tra gli Stati con bassa produzione ma alta redditività degli investimenti troviamo l'Irlanda, il cui basso prelievo, in media tra il 25 e il 45%, è volto a incentivare la produzione, attualmente sotto il mln.tep. La Francia è invece l'unico dei Paesi analizzati con bassa produzione, redditività media, e basso prelievo fiscale, in media tra il 37 ed il 50%, anche in questo caso diretto a favorire l'aumento della produzione. Infine, ridotta produzione, bassa redditività ma alta pressione fiscale sono riscontrabili in Danimarca e Italia, i cui prelievi sono in un range del 64-77,5% (Danimarca) e del 50-67,9% (Italia).

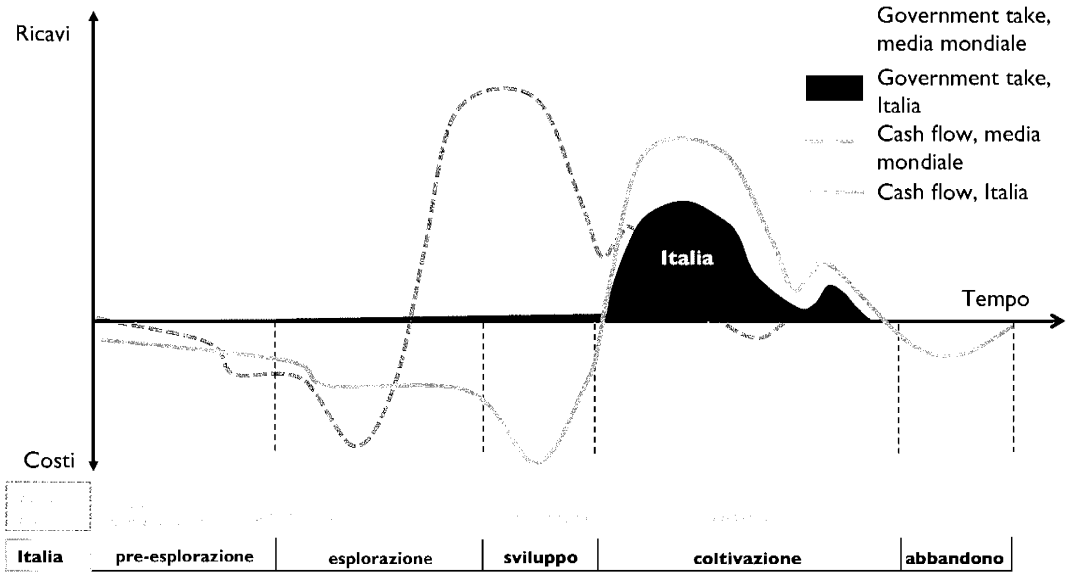
Confronto rapporto pressione fiscale media sulle attività di esplorazione e sviluppo/produzione di idrocarburi 2010 (in mln.tep) in Europa



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Nel definire la convenienza ad investire, per le imprese, oltre alla pressione fiscale, altrettanto importanti sono i tempi autorizzativi. In Italia questi arrivano ad essere di gran lunga superiori alla durata media del resto del mondo. Per ottenere un'autorizzazione per la fase esplorativa si attende, infatti, oltre il 70% in più rispetto alla media globale, ed il ritardo aumenta ulteriormente per la fase di *coltivazione*, dove un'autorizzazione può essere concessa in oltre 9 anni, contro una media di 4 all'estero. Ciò comporta maggiori costi ed incertezze che impediscono alle aziende di investire.

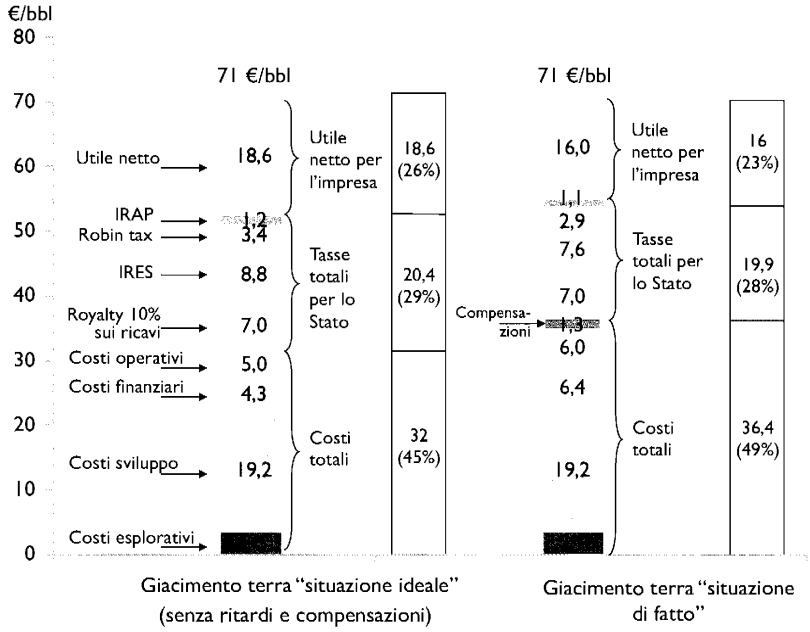
Attività di esplorazione e sviluppo nel settore upstream e cash flow



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Prendendo a riferimento un caso tipico di sviluppo di un *giacimento* in Italia nelle migliori condizioni ipotizzabili, definito "situazione ideale", senza compensazioni e ritardi, e confrontandolo con le condizioni reali di un progetto in Italia, caso definito "situazione di fatto", caratterizzato da lunghi tempi e da compensazioni alte, emerge che le entrate per lo Stato e i profitti per le imprese sono entrambi minori rispetto al caso "situazione ideale". Le peculiarità del sistema italiano penalizzano, pertanto, sia lo Stato che l'operatore. La seguente figura riporta il calcolo partendo da un *giacimento* tipico con prezzi del petrolio intorno ai 71 €/bbl, livello dei prezzi di agosto 2011 valido per un tipico greggio italiano.

Ripartizione del valore del barile (€/bbl)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

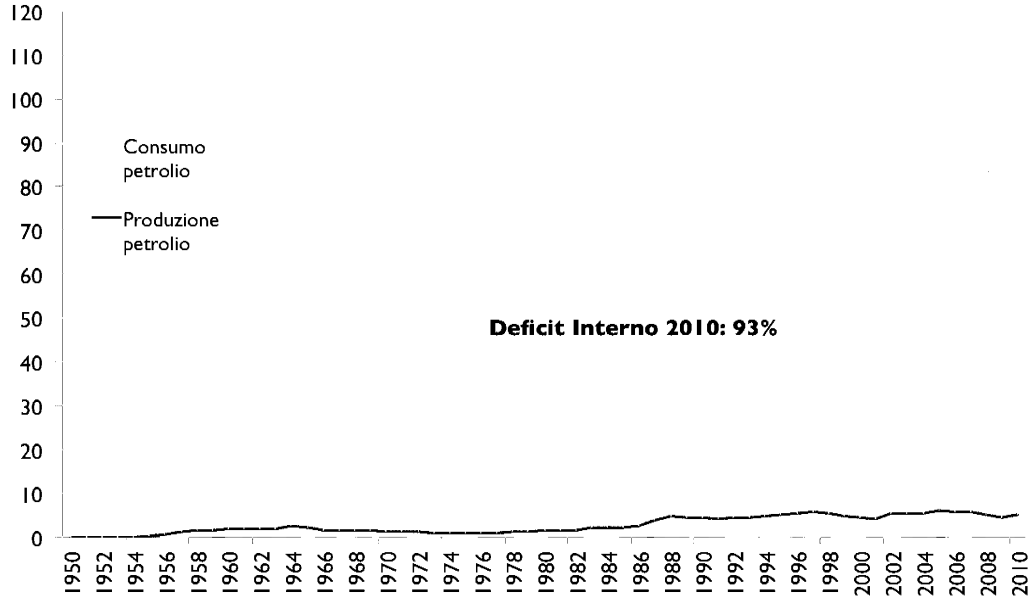
Si riporta come riferimento il caso della Norvegia, uno dei Paesi, in Europa, più importanti per produzione di gas e petrolio, con livelli superiori di oltre 20 volte a quelli dell'Italia. Grazie ad un sistema di abbattimento del reddito imponibile, attraverso la possibilità di totale recupero dei costi esplorativi e un aumento consentito dei costi di sviluppo del 30% (*uplift*), e, le imprese possono sopportare un prelievo fiscale sugli utili relativamente alto, peraltro in assenza di *royalties*, eliminate a metà degli anni '80. Il rischio geologico è per buona parte trasferito allo Stato, mentre l'alto grado di certezza del sistema fiscale ed il favorevole contesto industriale fanno sì che la Norvegia sia il Paese in Europa dove le compagnie petrolifere preferiscono investire. Vale ricordare come la Norvegia, proprio grazie al petrolio e alla sua fiscalità, sia lo Stato, in base agli indicatori ONU, che ha il tasso di sviluppo umano più alto al mondo.

1. IL CONTESTO

1.1. Il settore del gas e del petrolio nel mondo e in Italia

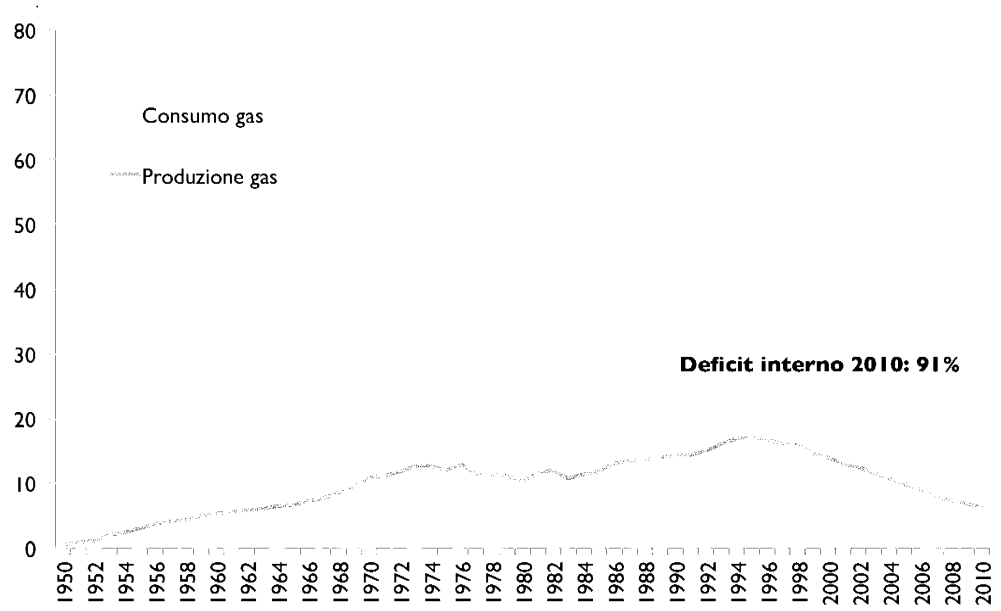
Nel mondo il petrolio e il gas sono da oltre 40 anni le due fonti principali a copertura del consumo totale di energia, rispettivamente con una quota del 30% e del 22% nel 2011. La produzione di petrolio nel 2010 è stata di 3,2 miliardi di tonnellate, circa il 24% in più rispetto a 20 anni prima. Quella di gas, i cui consumi crescono di più, è stata di 2,9 miliardi di tonnellate equivalenti petrolio (tep), il 60% in più rispetto a vent'anni prima. In Italia, i consumi di gas e petrolio si attestano intorno a 140 mln.tep, circa 10 mln.tep in più rispetto a 10 anni fa, in quanto il calo di quelli di petrolio è compensato dall'aumento di quelli di gas. La produzione interna di gas e petrolio è in calo a 11,6 mln.tep, ossia 11 mln.tep in meno rispetto al picco del 1996. Tale dinamica (aumento dei consumi, diminuzione della produzione) tende ad aggravare il deficit energetico del nostro Paese.

Figura 1 - Produzione e consumi di petrolio in Italia (mln.tep)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

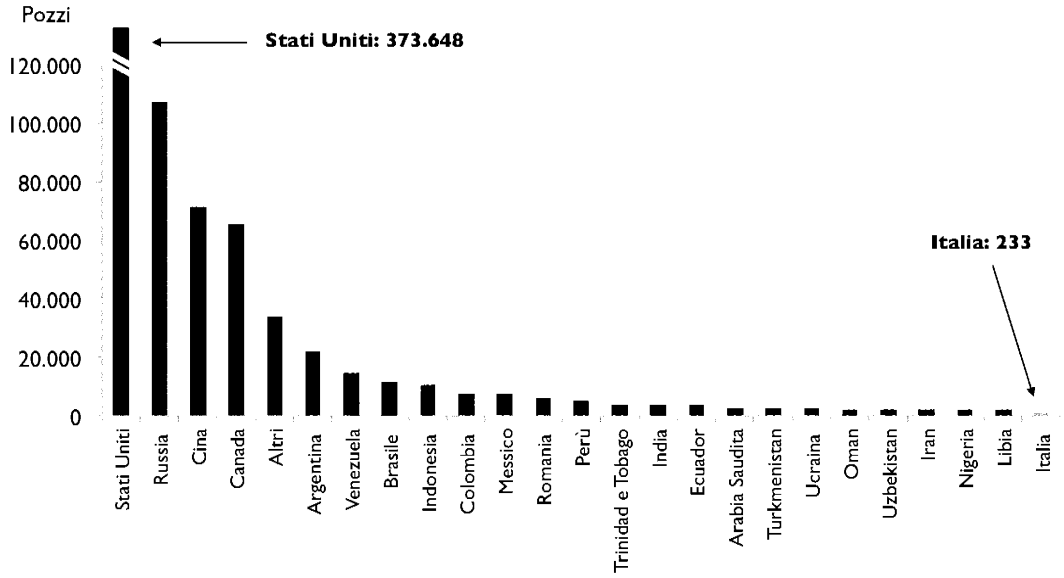
Figura 2 – Produzione e consumi di gas in Italia (mln.tep)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

L'attuale produzione di gas e petrolio nel mondo giunge da numerosi pozzi petroliferi realizzati in tutto il pianeta. In totale, quelli attivi di gas e petrolio su terra sono circa 1,5 milioni, mentre quelli su piattaforme in mare sono altri 30 mila. Le statistiche dettagliate per Paese esistono solo per i pozzi di greggio, sia mare che terra, e ci restituiscono un totale di quasi 800 mila pozzi, di cui circa la metà negli Stati Uniti e con il valore dell'Italia superiore alle 200 unità. Fra i Paesi che consumano petrolio e che hanno ingenti *riserve* d'idrocarburi, la loro modesta presenza sul territorio italiano, fa sì che il nostro Paese giochi un ruolo minore.

Figura 3– Pozzi produttivi nel mondo al 31 dicembre 2010 (solo greggio)

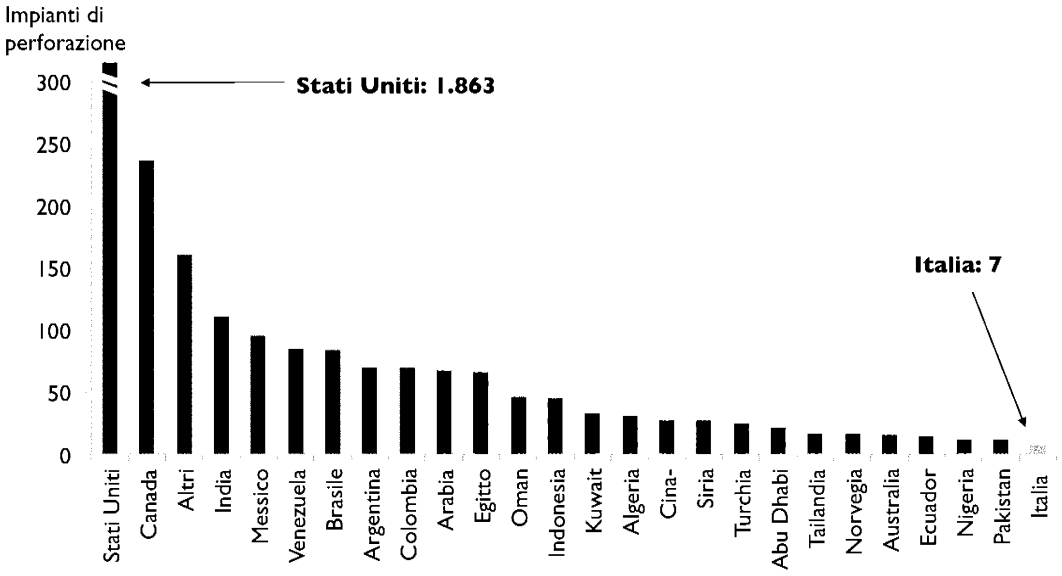


Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati UNMIG e Oil & Gas Journal

Altro indicatore significativo dell'attività dell'industria estrattiva sono le strutture di perforazione, o torri di perforazione (in inglese *drilling rigs*) le cui statistiche sono tenute dalla Baker Hughes, società di servizi all'industria

petrolifera. Su un totale di 3.257 strutture a metà 2011, in Italia ne erano presenti solo 7, valore che va confrontato con livelli intorno a 200 all'inizio degli anni '90.

Figura 4 – Impianti di perforazione (drilling rigs) attivi a giugno 2011

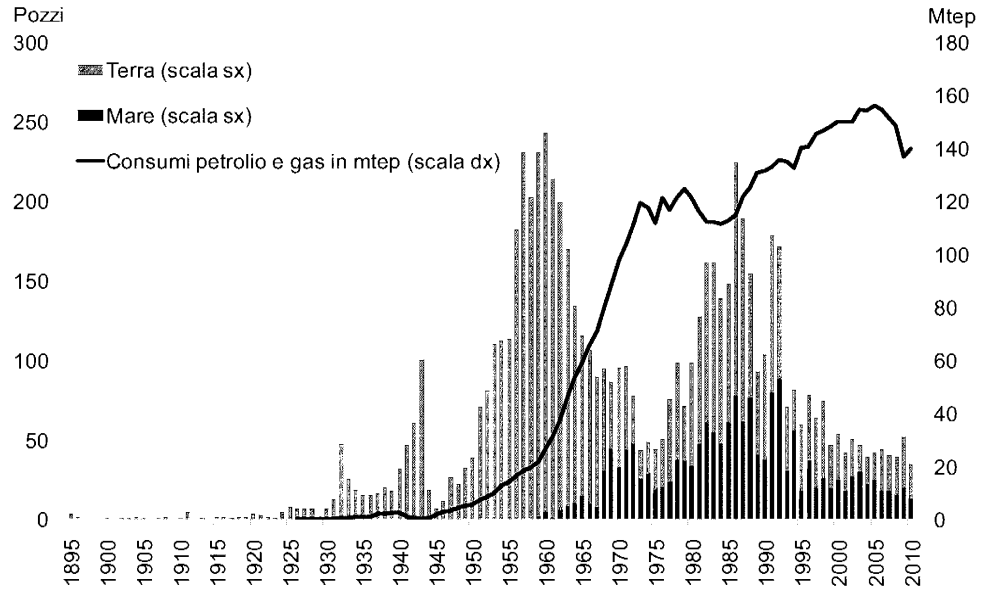


Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati Baker Huges

I pozzi di gas e petrolio attivi in Italia a settembre 2010, in base alle statistiche del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), erano 1.010, di cui 233 solo per petrolio e il resto a gas. Sempre nel 2010 hanno prodotto in totale 11,6 mln.tep, il che equivale in media ad una produzione per pozzo di circa 11.500 tonnellate anno. Riferendo questa media produttiva alle importazioni di petrolio e gas dall'estero, pari a 128 mln.tep, è possibile stimare in circa 11.130 (128 milioni diviso 11.500) i pozzi esistenti all'estero che estraggono idrocarburi da consumare in Italia.

L'esplosione dei consumi di gas e petrolio in Italia all'inizio degli anni '50, elemento essenziale del boom economico del Paese, aveva trovato riscontro nel forte incremento della produzione interna e della perforazione di nuovi pozzi. In quegli anni furono raggiunti record storici di perforazione con oltre 200 pozzi all'anno, grazie anche ad una intensa attività di ricerca sismica nel Paese per acquisire nuove conoscenze geologiche. Dagli anni '60 si è assistito ad un sensibile decremento dell'attività, per lo spostamento dell'industria nazionale su *giacimenti* all'estero, nettamente più convenienti in termini di produzione. Le perforazioni in Italia ripresero sensibilmente negli anni '80, anche per effetto delle politiche successive alle crisi energetiche volte a ridurre la dipendenza dall'estero, generando un deciso incremento della produzione nazionale. Dai primi anni '90, tuttavia, è iniziata una diminuzione delle perforazioni, tuttora in corso, che contrasta nettamente con la continua crescita dei consumi.

Figura 5 – Pozzi perforati per anno (esplorativi, produttivi, non produttivi e stoccaggi) e consumi di petrolio e gas in Italia



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati UNMIG

1.2. Effetti del blocco degli investimenti

Il mancato sfruttamento del'intera potenzialità di greggio e gas deve essere interpretata come una limitazione allo sviluppo del Paese per le seguenti ragioni:

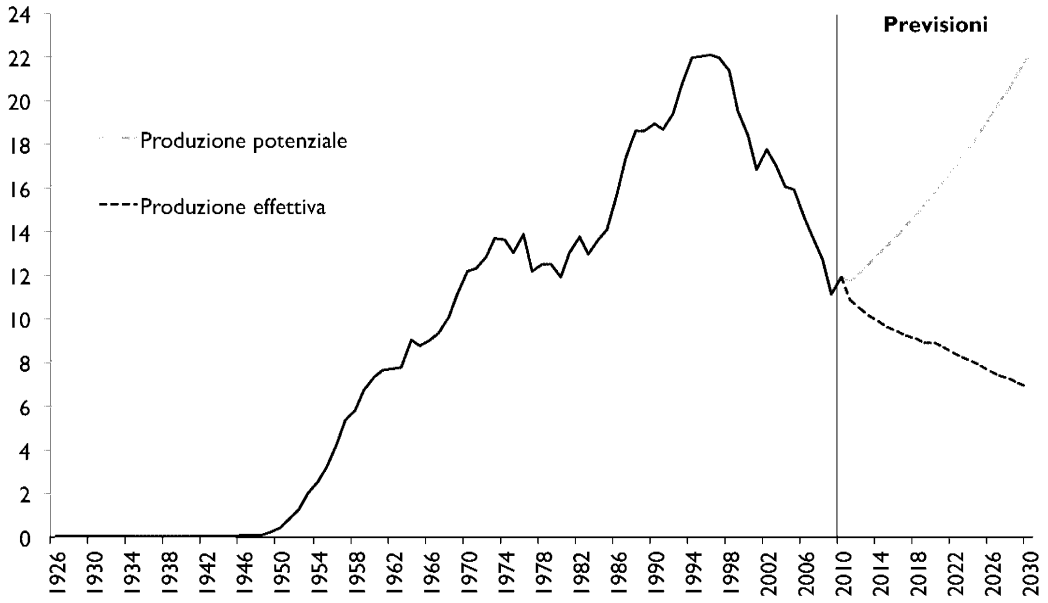
1. le maggiori importazioni dall'estero peggiorano il deficit energetico, il più alto fra i Paesi industrializzati;
2. vengono trasferite all'estero risorse finanziarie che si sarebbero potute investire in Italia, creando maggiore ricchezza e lavoro; questi investimenti sono stimati in oltre 5 mld.€ in grado di generare circa 34 mila addetti, su un periodo di 4 anni (NE Nomisma Energia/Assomineraria - 2009)[2];
3. non vengono sfruttate le *riserve* di gas e petrolio già scoperte, che non vengono valorizzate per via dei continui rinvii nella messa in produzione.

E' possibile quantificare economicamente tale impoverimento stimando le mancate entrate da *royalties* e da altra tassazione che si sarebbero generate in seguito ad una maggiore produzione. La produzione potenziale in Italia potrebbe essere allineata ai livelli già raggiunti all'inizio degli anni '90, intorno ai 20 mln.tep, in ragione delle *riserve* scoperte e pronte per essere sfruttate. Pertanto, il possibile aumento di produzione può essere cautelativamente stimata in oltre 8 mln.tep. Su questa mancata produzione, per proporzione, le entrate da *royalties* sarebbero nell'ordine di oltre 500 mln.€.

A queste vanno aggiunte le mancate tasse, che si sarebbero applicate sull'attività di produzione ed *esplorazione*. In base all'analisi incrociata dei dati dei bilanci aziendali e dei livelli di tassazione *IRES*, *IRAP* e *Robin tax*, nel 2010 le mancate entrate sono state di oltre 500 mln.€. In totale nel 2010, le minori entrate da fiscalità in Italia per mancato sfruttamento delle potenzialità di produzione sono stimabili in 1,1 mld.€. Nei prossimi 10 anni si tratta di mancate entrate dell'ordine di oltre 11 mld.€.

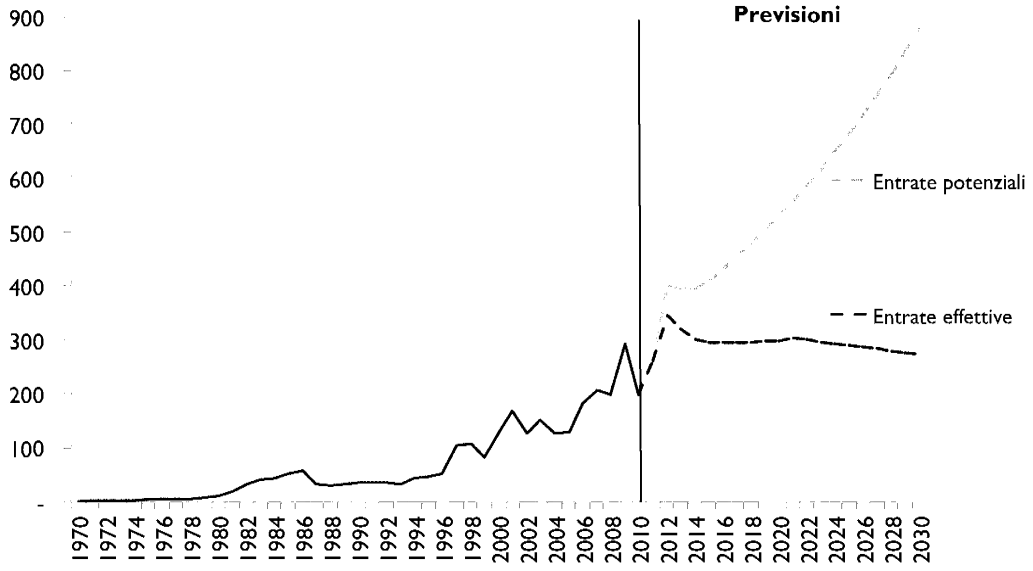
[2] Questo valore risulta da uno studio condotto da NE Nomisma Energia per conto di Assomineraria che quantifica l'impatto occupazionale degli investimenti nel settore dell'*esplorazione*, produzione e stoccaggio di idrocarburi in Italia.
Partendo da un ammontare di investimenti potenziali di 5,4 mld.€, attraverso indagine diretta con gli operatori di mercato è stato possibile quantificare un impatto occupazionale totale di quasi 34.000 addetti da ripartire su 4 anni impiegati nelle imprese che forniscono servizi al settore E&P, con un rapporto medio di 6 occupati creati per mln.€ di investimento.
Il rapporto di 6 deriva da interviste dirette, ma è confortato da analisi macro tramite l'impiego delle tavole input output, da cui risulta che, per l'intera economia, allargando cioè il perimetro degli effetti anche a servizi indiretti (come alberghi e pulizie), il rapporto sale a 11, per un totale di 58.800 addetti impiegati in tutti i settori (in 4 anni).

Figura 6 - Produzione potenziale e effettiva di petrolio e gas in Italia (mln.tep)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Figura 7 - Entrate da royalties in Italia (mln.€)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

1.1. La complessità delle fasi di un progetto ed i lunghi tempi autorizzativi

Una delle ragioni del mancato sfruttamento dell'intera potenzialità estrattiva in Italia è da ricondurre alle caratteristiche proprie del sistema burocratico, caratterizzato da alta laboriosità e da frammentazione delle competenze.

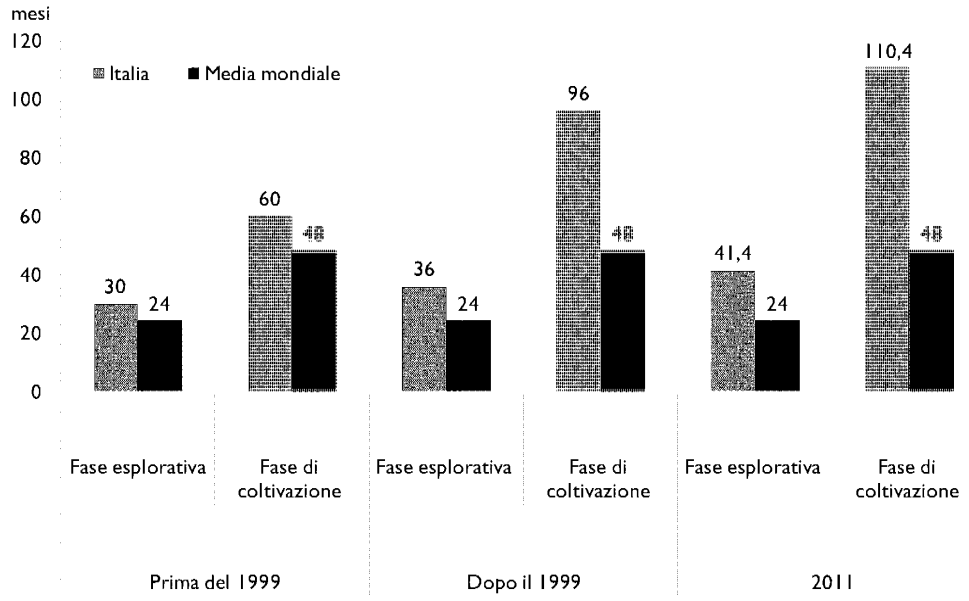
Per chiarire la complessità tecnica del settore, di seguito si riporta una breve descrizione delle fasi di un progetto tipo di *esplorazione* e *coltivazione* d'idrocarburi:

- *autorizzazione*: il MSE conferisce di intesa con la regione un *permesso di ricerca*
- *esplorazione*: dopo aver ottenuto l'autorizzazione, la compagnia petrolifera effettua delle rilevazioni geologiche e geofisiche, quali carotaggi e indagini sismiche. I dati così acquisiti vengono elaborati e interpretati, e se l'area sembra essere promettente, vengono eseguiti dei pozzi *esplorativi*. A seconda della posizione del pozzo, possono essere utilizzate una torre di perforazione, una nave di perforazione, una piattaforma semisommergibile, una *piattaforma di perforazione* o un sistema flottante di produzione;
- *valutazione*: se viene individuato un *giacimento* di idrocarburi, vengono perforati nuovi pozzi, detti di delineazione, per stabilire la quantità di olio recuperabile, i meccanismi di produzione e il tipo di struttura. Vengono effettuati gli studi di fattibilità e la pianificazione, e viene elaborato un piano preliminare di sviluppo per stimare i costi di sviluppo;
- *sviluppo*: se le perforazioni valutative danno un esito positivo e viene presa la decisione di procedere, la fase di sviluppo comincia prendendo in considerazione dati geotecnici e ambientali in merito al *giacimento* esplorato. Al fine di procedere con le successive *attività di coltivazione* occorre ottenere tutte le autorizzazioni da parte delle autorità governative. Di norma, dopo le istruttorie del MSE e l'approvazione della *valutazione d'impatto ambientale* da parte dell'autorità competente in materia, ottenuta la concessione di *coltivazione* da parte del MSE di intesa con la regione, si procede con la perforazione dei pozzi di *coltivazione* e con la costruzione delle infrastrutture di produzione e di trasporto;
- *coltivazione:* terminata la perforazione dei pozzi e la costruzione delle infrastrutture di produzione e trasporto, comincia la fase di *coltivazione*. Per assicurare una produzione costante dei pozzi, devono essere effettuati regolarmente degli interventi di manutenzione e di ricondizionamento.
- *cessazione*: la decisione di cessare l'attività estrattiva arriva alla fine della vita utile del *giacimento*, che di solito corrisponde al momento in cui i costi di produzione eguagliano i ricavi. La pianificazione della rimozione delle strutture utilizzate per la *coltivazione* avviene solitamente uno o due anni prima della data prevista per lo smantellamento.

In Italia l'iter autorizzativo è complesso: nel caso in cui vi sia una sola impresa interessata ad acquisire il *permesso di ricerca*, per legge dovrebbero passare, dal momento della presentazione dell'istanza al momento del conferimento del permesso, tra i 10,5 e 18,5 mesi. Per la perforazione del *pozzo esplorativo* volto a individuare l'eventuale *giacimento* di idrocarburi la legge prevede il rilascio di una autorizzazione in una tempistica che va dai 3 ai 5 mesi. Per il conferimento della *concessione* di *coltivazione*, sempre secondo quanto previsto dalla normativa, le tempistiche dovrebbero essere comprese tra i 10,5 i 12,5 mesi. Ciononostante, i tempi d'autorizzazione effettivi nel nostro Paese sono molto più elevati, arrivando a toccare i 41,4 mesi per la fase esplorativa ed i 110,4 mesi per la fase di *coltivazione*, durate fino a 10 volte superiori a quanto previsto.

Come evidenziato dalla seguente figura, in Italia i tempi di autorizzazione sono sensibilmente più alti rispetto alla media mondiale, e questo gap continua a crescere negli anni. Per ottenere un'autorizzazione per la fase esplorativa si attende oltre il 70% in più rispetto alla media globale; il ritardo aumenta ulteriormente per la fase di *coltivazione*, dove un'autorizzazione può essere concessa in oltre 9 anni, contro una media di 4 all'estero. Si tratta di ritardi che vanno ad aumentare i costi, in particolare di quelli finanziari per lo sviluppo dei *giacimenti*.

Figura 8 - Tempi di autorizzazione



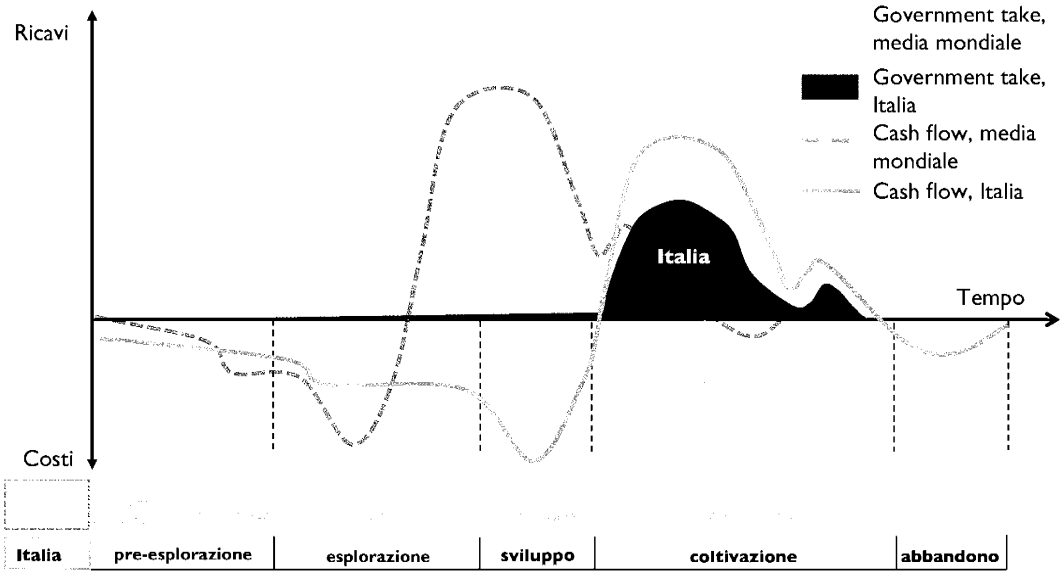
Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

1.1.1. Effetti dei ritardi in Italia

Le figure che seguono riportano le diverse fasi di sviluppo nel tempo rispetto all'andamento dei ricavi e dei costi generati da un progetto nel settore upstream in diversi casi. Le linee, quella tratteggiata e quella continua arancione, raffigurano il totale dei ricavi, con l'area verde (Italia) e l'area grigia (media mondiale) che rappresentano le entrate per lo Stato; la differenza tra la linea tratteggiata e la parte grigia (o, per il caso italiano, tra la linea arancione e la parte verde) riproduce il profitto netto per l'impresa. Nelle prime fasi, quelle dell'ottenimento della *concessione* e della successiva *esplorazione*, i costi sono crescenti e non compensati da ricavi. Questi arrivano solo quando inizia la produzione dai *giacimenti*, nella fase di *coltivazione*, mentre i *canoni* cominciano ad essere pagati prima, già nella fase di *esplorazione*. La produzione e i relativi ricavi iniziano a fluire solo nella fase di *coltivazione*, quella temporalmente più lunga e quella che consente di generare entrate per lo Stato attraverso le *royalties*. Una volta avviata, la produzione sale velocemente raggiungendo un picco da cui inizia una più lenta decrescita, interrotta brevemente solo da un marginale recupero ottenuto, in questo caso tipo, attraverso manutenzioni straordinarie. Dopo la cessazione della produzione, inizia la fase finale di abbandono e ripristino del *giacimento* alle condizioni preesistenti, con costi che non sono compensati da nessun ricavo.

La figura mette a confronto le condizioni normali di un *giacimento* nel resto del mondo con quelle tipiche dell'Italia, segnate da ritardi che rimandano nel tempo lo sfruttamento del *giacimento,* aumentandone i costi e riducendo le entrate per lo Stato.

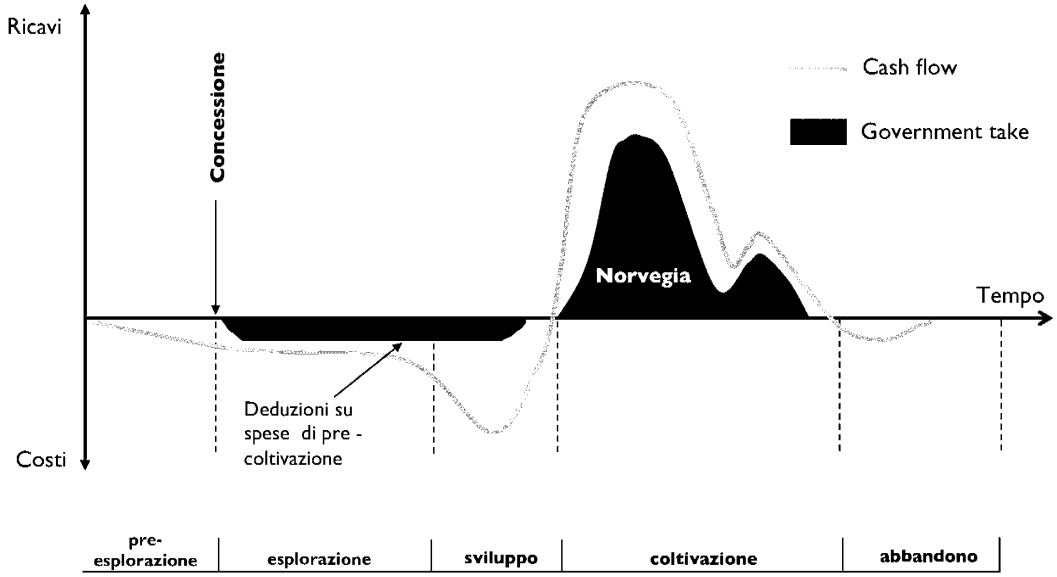
Figura 9 - Attività di esplorazione e sviluppo nel settore upstream e cash flow



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

I Paesi produttori con sistemi fiscali evoluti, oltre ad avere tempi di realizzazione dei progetti certi, spesso molto contenuti permettono anche la restituzione immediata di una parte o di tutti gli investimenti effettuati in *esplorazione*. Questo è il caso della Norvegia, Paese che spicca in Europa per efficacia del sistema fiscale su un'industria che continua a mantenere alti gli investimenti peraltro in aree sempre più difficili. La seguente figura vuole evidenziare come inizialmente lo Stato restituisca parte degli investimenti di *esplorazione* attraverso la loro deducibilità dall'imponibile su cui sono state calcolate le tasse sul reddito d'impresa.

Figura 10 - Attività di esplorazione e coltivazione nel settore upstream e cash flow - Caso Norvegia



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

2. LA RENDITA MINERARIA E LA SUA TASSAZIONE

La rendita mineraria, e la sua tassazione, sono concetti fondamentali della teoria economica tuttavia, nel tempo si sono perse alcune distinzioni fondamentali, e nel linguaggio odierno, anche in quello specialistico, si confonde la rendita con i profitti, mentre, ai fini del presente lavoro, occorre tenerli bene distinti.

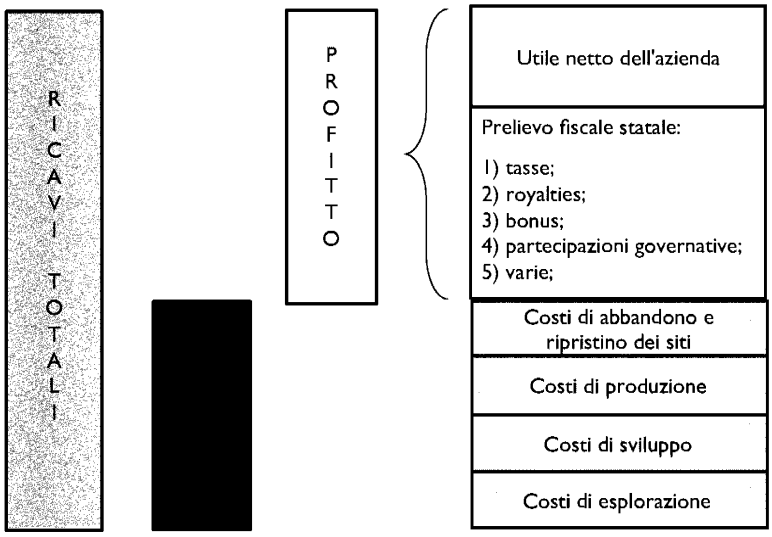
Tabella I – Profitti, remunerazione del capitale e rendita mineraria

Profitti	=	ricavi - costi
Rendita mineraria	=	rendita azienda + rendita Stato

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

I profitti sono la differenza fra ricavi dalla vendita degli idrocarburi e i costi di *esplorazione* e produzione. I profitti servono a remunerare il costo di investimento e, se rimane altro guadagno, si è in presenza di rendita che, nel caso del petrolio e del gas, è chiamata rendita mineraria. La rendita mineraria è in parte catturata dallo Stato attraverso un insieme di strumenti che comprendono la tassazione, le *royalties*, i *canoni* e le partecipazioni alla produzione. Le *royalties* sono dunque solo una parte del complesso sistema di tassazione su cui si può articolare il prelievo statale sulla rendita mineraria.

Figura II - Divisione di risorse tra Stato e aziende private operanti nel settore E&P per il recupero dei costi sostenuti e la divisione dei profitti



* Costi totali per l'azienda, al lordo della remunerazione del capitale di credito

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati D. Johnston 2003

La rendita mineraria deve essere in parte lasciata a chi investe in maniera da compensare i costi derivanti dal problema fondamentale di questa attività, ovvero il rischio geologico e in parte viene destinata allo Stato.

L'obiettivo dello Stato è quello di delineare un sistema fiscale tale per cui le società più efficienti vengono stimolate a sviluppare le *risorse* minerarie locali, in un contesto competitivo.

Il tradizionale rischio geologico per tutte le attività minerarie è aggravato, nel caso degli idrocarburi, dal rischio politico e da quello fiscale/finanziario. Il primo è legato al fatto che le compagnie petrolifere operano in Paesi segnati da forte instabilità politica che, come accaduto in passato, possono arrivare alla totale nazionalizzazione delle attività su cui tali compagnie avevano investito. Per l'Italia, tale rischio non sussiste, anche se si è assistito negli ultimi anni ad

una crescente opposizione a tutte le attività di *ricerca* e *coltivazione* dei *giacimenti*, aspetto che aumenta i costi e il rischio circa il ritorno degli investimenti.

Il rischio finanziario/fiscale è collegato all'alta variabilità dei prezzi del greggio, con oscillazioni marcate, negli ultimi anni verso l'alto, che incidono sulla redditività degli investimenti.

Più nello specifico il prelievo dello Stato (*government take*) può avvenire attraverso due grandi categorie di regolazione del rapporto giuridico fra Stato su cui si effettua la perforazione e l'investitore privato:

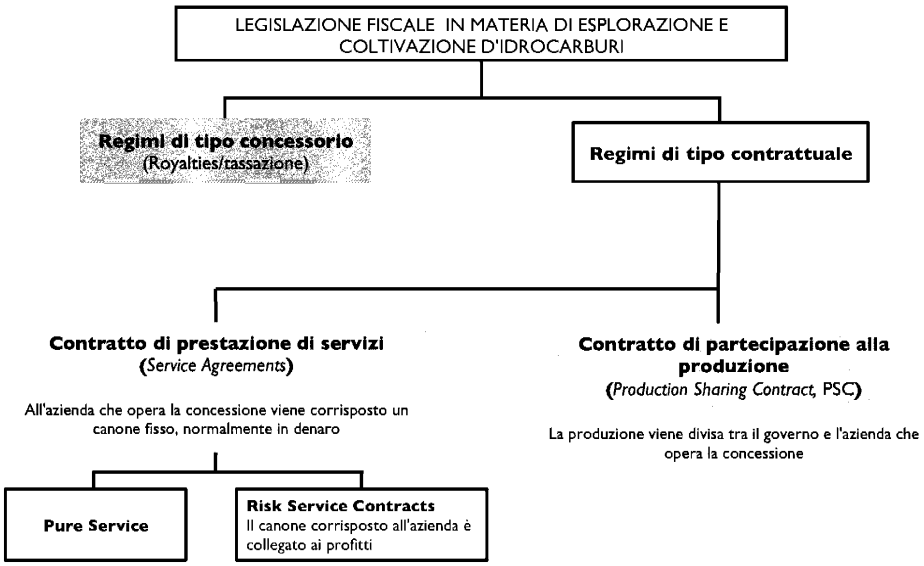
1. istituto *concessorio*, con o senza *royalties*;
2. istituto di tipo *contrattuale*.

In entrambi i casi, i rischi delle *attività di esplorazione* ricadono sull'investitore privato e tendenzialmente il sistema fiscale è tale per cui più alto è il rischio, maggiore è la parte di rendita che viene lasciata all'investitore.

In un *sistema concessorio* la proprietà del gas o del petrolio estratto passa all'investitore quando arriva in superficie, mentre lo Stato riceve tasse e *royalties* per avere concesso il loro sfruttamento. Al termine dell'attività, l'investitore è responsabile del ripristino; quello che rimane, ad esempio le conoscenze geologiche acquisite, passano allo Stato.

Con il *sistema contrattuale*, la proprietà delle *risorse* non passa mai in mano all'investitore che, invece, riceve un ammontare di *risorse* prodotte quale compensazione per le sue attività. I contratti più diffusi sono i contratti di servizio (service agreement) ed i contratti di partecipazione alla produzione (*production sharing conract*).

Figura 12 - Diversi regimi fiscali per il prelievo sui redditi legati all'attività di produzione di petrolio e gas



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati Johnston 2003

Tabella 2 - Principali caratteristiche dei regimi di tipo concessorio e di tipo contrattuale

Regime di tipo concessorio	Regime di tipo contrattuale
Solitamente un regime fiscale di tipo concessorio si compone di tre elementi: royalties, detrazioni/deduzioni (OPEX, ammortamenti, consumo, spese di esplorazione e perforazione, etc.) e tasse.	In un contratto di parteciapazione alla produzione (PSC), l'appaltatore riceve una percentuale della produzione a fronte dei servizi eseguiti. Nella sua forma più comune, un PSC si compone di quattro elementi: royalties, recupero dei costi, *profit oil* (1) e imposte.
La royalty è solitamente una percentuale dei proventi della vendita degli idrocarburi. Tale aliquota può essere fissa o variabile *(sliding scale)* i cui termini vengono negoziati tra le parti o determinati tramite un'asta. L'ammontare dovuto può essere pagato in denaro o in natura(2). La royalty rappresenta un costo per l'azienda, e può quindi essere detratta a fini d'imposta.	Vale lo stesso ragionamento effetuato per il regime concessorio, con l'importante differenza che le royalties non sono normalmente costi recuperabili.
I costi fiscali vengono definiti dalla legislazione del Paese incui si trova la concessione o dalle specifiche del contratto di assegnazione della concessione. Royalties e OPEX sono normalmente contabilizzati nell'anno in cui si realizza la produzione, e l'ammortamento viene calcolato in conformità alla legge nazionale vigente. Alcuni Paesi permettono inoltre di detrarre parte degli investimenti effettuati, i bonus d'asta pagati e gli interessi sui finanziamenti.	Il quadro normativo che regola i costi fiscali, l'ammortamento e la svalutazione può essere definito dalla legge nazionale o dai singoli PSC. L'appaltatore può recuperare i costi sostenuti in conformità alle disposizioni contrattuali, fatte salve le royalties pagate al governo. La restante parte della produzione viene divisa tra il governo del Paese ospitante la concessione e la compagnia petrolifera, ad un tasso negoziato tra le parti.
In un regime concessorio le imprese E&P possono essere tassate attraverso l'imposta sul reddito delle società vigente nel Paese. Tuttavia, alcuni Paesi utilizzano un sistema di incentivi o di tasse specifiche sull'attività *upstream*. Le perdite fiscali sono solitamente riportate all'esercizio fiscale successivo, fino al recupero totale delle stesse.	L'imposta sul reddito delle società può essere pagata dal governo del Paese ospitante la concessione o dalla compagnia petrolifera nazionale del Paese stesso. il reddito tassabile si ottiene sottraendo ai ricavi totali le royalties, i costi deducibili e la parte di profitti spettanti al governo. Le perdite fiscali sono solitamente riportate all'esercizio fiscale successivo, fino al recupero totale delle stesse. Nella maggior parte dei Paesi, quando la legislazione prevede un tetto massimo al recupero dei costi sostenuti, la quota di *profit oil* della compagnia petrolifera appaltatrice NON corrisponde alla base imponibile.

1)Il profit oil è il profitto derivante dalla vendita della produzione d'idrocarburi, al netto dei costi e delle spese di produzione, che verrà diviso tra le società appaltatrici e il governo

2) Le royalties possono anche essere calcolate a partire dalla produzione netta. Alcuni Paesi utilizzano dei prezzi *ad hoc* per stimare le royalties e l'imposta sul reddito. Questi prezzi *ad hoc* sono rivisti periodicamente e sono collegati ai prezzi degli idrocarburi sui mercati internazionali. La maggior parte dei Paesi fa riferimento ai prezzi di vendita ad operatori esterni. Che un Paese utilizzi o meno dei prezzi *ad hoc*, vengono comunque applicate delle deduzioni o delle maggiorazioni sul prezzo che prendono in considerazione la diversa qualità del greggio o del gas prodotto rispetto ad un greggio o ad un gas di riferimento.

Note:
1) Il *profit oil* è il profitto derivante dalla vendita della produzione d'idrocarburi, al netto dei costi e delle spese di produzione, che verrà diviso tra le società appaltatrici e il governo.
2) Le *royalties* possono anche essere calcolate a partire dalla produzione netta. Alcuni Paesi utilizzano dei prezzi ad hoc per stimare le *royalties* e l'imposta sul reddito. Questi prezzi ad hoc sono rivisti periodicamente e sono collegati ai prezzi degli idrocarburi sui mercati internazionali. La maggior parte dei Paesi fa riferimento ai prezzi di vendita ad operatori esterni. Che un Paese utilizzi o meno dei prezzi ad hoc, vengono comunque applicate delle deduzioni o delle maggiorazioni sul prezzo che prendono in considerazione la diversa qualità del greggio o del gas prodotto rispetto ad un greggio o ad un gas di riferimento.

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati World Bank

Tabella 3 - Principali differenze tra regime di tipo concessorio e contrattuale

	Regime concessorio	Regime contrattuale
Proprietà delle risorse minerarie	Proprietà dello Stato	Proprietà dello Stato
Punto di trasferimento del titolo minerario	A bocca di pozzo	Al punto d'esportazione
Spettanza della compagnia petrolifera	Produzione al netto delle royalties	Costi + Profitti
Quota di spettanza	Intorno al 90%	Intorno al 50 - 60%
Proprietà degli impianti	Compagnia petrolifera	Stato
Gestione delle operazioni	Solitamente scarso controllo da parte dello Stato	Solitamente forte controllo e partecipazione da parte delle Stato
Partecipazione governativa	Poco probabile	Molto probabile
Vincoli di destinazione per il gettito fiscale	Poco probabili	Poco probabili

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati World Bank

2.1. Teoria delle royalties e dei canoni

In un regime di tipo *concessorio*, tra le forme di prelievo da parte dello Stato in ragione dell'attività di estrazione e produzione di petrolio e gas troviamo le *royalties* ed i *canoni*.

Le *royalties* consistono in una percentuale di produzione che il titolare del diritto di sfruttamento deve corrispondere al titolare del diritto di proprietà sui minerali del sottosuolo, Stato o privato che sia. Il proprietario delle *risorse* in tal modo partecipa alla produzione senza però sostenere i costi ed i rischi intrinsecamente legati a questo tipo di attività. Si tratta pertanto di un corrispettivo della *concessione* del diritto di sfruttamento delle *risorse* del sottosuolo e non di un'imposizione fiscale tout court, in quanto, come anticipato, in alcuni Paesi viene devoluta ai privati e non allo Stato. Ciò accade in alcuni Paesi anglosassoni in cui vige la *common law*, dove il diritto di proprietà del sottosuolo è attribuito ai proprietari dei terreni in superficie.

Il *canone* superficiario è uno degli oneri finanziari ai quali possono essere assoggettati i titolari dell'autorizzazione d'indagine di *prospezione*, del *permesso di ricerca* e della *concessione di coltivazione*. Esso rappresenta un corrispettivo per l'uso, spesso esclusivo, della superficie accordata; tale corrispettivo è, normalmente, versato ogni anno, pagabile anticipatamente e proporzionale all'estensione della superficie per la quale è stata accordata la *concessione*. Il *canone* è pertanto dovuto a prescindere dal rinvenimento o dalla possibilità di sfruttamento degli idrocarburi del sottosuolo.

I due strumenti di prelievo presi in considerazione presentano scopi e funzionamenti sostanzialmente diversi.

Le *royalties* hanno la funzione di prelevare parte della rendita mineraria e di destinarla allo Stato, o, come anticipato, in regime di *common law* al privato proprietario dei beni del sottosuolo, incidendo, pertanto, direttamente sul valore della produzione su cui si applica in termini percentuali. In passato lo strumento era molto usato per le miniere ed era rappresentato da un prelievo in natura. I *canoni*, il cui valore è solitamente di molto inferiore a quello delle *royalties*, sono invece il corrispettivo dovuto per l'attribuzione del diritto di sfruttamento di un territorio e delle *risorse* del sottosuolo, tipicamente di proprietà dello Stato. Il *canone* serve anche a stabilire una soglia minima dimensionale degli operatori interessati all'*attività di esplorazione* o produzione. Un valore troppo basso ha l'effetto di favorire l'ingresso di numerosi operatori che, con piccole strutture e con poca capacità, possono accaparrarsi grandi aree potenzialmente interessanti. D'altra parte, un valore troppo alto limiterebbe a pochi grandi soggetti l'attività, riducendo il grado di competizione che, invece, rimane quasi sempre un obiettivo del legislatore. Inoltre, un alto valore dei *canoni* limiterebbe comunque l'attività di tutti gli operatori in quanto, essendo il loro importo slegato dall'effettiva estrazione di idrocarburi, rappresentano un costo fisso.

In Italia l'importo delle entrate legate alle *royalties* è molto alto rispetto a quelle dei *canoni*, essendo in percentuale, fra il 4 e il 10%, del valore del greggio e gas prodotti. In media, i *canoni* sono attualmente di circa 3,5 € per chilometro quadrato per i *permessi* di *prospezione*, 16 €/km^2 per chilometro quadrato per i *permessi* di *ricerca* e di circa 70 €/km^2 per le concessioni di *coltivazione*.

2.2. Regime fiscale delle imprese E&P

I principi giuridici su cui si posa la tassazione in Italia trovano la propria fonte primaria nella Costituzione, che delinea i principi a cui il legislatore deve conformarsi nella redazione delle norme fiscali ed indica, inoltre, i criteri per il giusto riparto delle spese pubbliche.

Tali principi fondamentali sono contenuti prima di tutto nell'art. 53 della Costituzione:

- il principio della generalità del tributo in base al quale *tutti sono tenuti a concorrere alle spese pubbliche*;
- il principio della capacità contributiva che specifica che tutti sono tenuti a concorrere alle spese pubbliche *in ragione della loro capacità contributiva*[3];
- il principio della progressività del sistema tributario che non riguarda i singoli tributi ma il sistema tributario nel suo complesso che deve essere improntato alla progressività.

[3] La capacità contributiva costituisce il limite massimo all'imposizione nel senso che non è consentito richiedere al soggetto passivo un concorso alle spese pubbliche superiore a quella che è la sua capacità contributiva. Ciò importa il divieto che il prelievo sia di ammontare così elevato da risolversi nell'espropriazione dell'oggetto dell'imposizione.
L'imposta è il prelevamento di una quota, non della totalità della materia imponibile.

Altri due principi fondamentali, così come la Consulta[4] ha avuto modo di chiarire, sono enunciati nell'art. 3 della Costituzione e sono quello dell'uguaglianza e quello della ragionevolezza.

Trasferito in campo tributario, il principio di eguaglianza ha inglobato la capacità contributiva, nel senso che le condizioni oggettive e soggettive da considerare per stabilire se vi sia disparità di trattamento sono gli indici di capacità contributiva.

Quanto all'obbligo di ragionevolezza che vincola il legislatore ordinario, in campo tributario esso si prospetta come obbligo di coerenza e di non contraddizione.

2.2.1. *Imposta sui Redditi delle Società (IRES) e Imposta Regionale sulle Attività Produttive (IRAP)*

Il regime fiscale a cui sono sottoposte le imprese E&P operanti in Italia consta principalmente di due imposte, una di natura statale, l'*IRES* - Imposta sui Redditi delle Società -, e una di natura regionale, l'*IRAP* - Imposta Regionale sulle Attività Produttive-.

L'*IRES* è un'imposta proporzionale che grava sul reddito complessivo delle persone giuridiche e delle associazioni ed organizzazioni non soggette a *IRPEF* (Imposta sul reddito delle Persone Fisiche). Il presupposto dell'imposta è il possesso di redditi in denaro o in natura.

Tale imposta colpisce tutti i soggetti, residenti e non, diversi dalle persone fisiche e dalle società di persone non residenti, nei confronti dei quali si manifesta il possesso di redditi tassabili. L'oggetto dell'imposta è il reddito complessivo netto annuo della società o dell'ente. L'aliquota in vigore nel 2011 è del 27,5% (fino al 2007 l'aliquota era pari al 33%). Per le società di capitali e gli enti commerciali residenti, il reddito è interamente tassabile in Italia a prescindere da dove sia prodotto.

L'*IRAP* (Imposta Regionale sulle Attività Produttive) è un'imposta regionale introdotta nel nostro ordinamento dal D.Lgs. 447/1997 ed in vigore dal 1° gennaio 1998.

L'*IRAP* colpisce l'esercizio abituale di ogni attività autonomamente organizzata volta alla produzione e allo scambio di beni o alla prestazione di servizi. Sono soggetti passivi tutti coloro che esercitano una attività produttiva tassabile.

La capacità contributiva su cui l'*IRAP* ricade è il valore della produzione netta, come "valore aggiunto tipo reddito". Con tale espressione s'intende il valore aggiunto prodotto da un'impresa attraverso l'impiego dei fattori produttivi (lavoro e capitale) al netto dei costi sostenuti per acquistare i beni e i servizi utilizzati durante il processo produttivo ed i costi indiretti.

La struttura dell'*IRAP* è tale che prescinde dalla capacità contributiva del soggetto che la deve pagare: l'imposta è dovuta per la semplice esistenza di un valore della produzione a cui può anche non corrispondere un effettivo incremento patrimoniale del soggetto passivo dell'imposta.[5]. L'*IRAP* va infatti corrisposta anche in caso di perdita di bilancio.

L'aliquota in vigore nel 2011 è del 3,9%.

---

[4] Sent. Corte Costituzionale n. 3/1957, Massime:

1. il concetto di uguaglianza non va inteso nel senso che il legislatore non possa dettare norme diverse per situazioni che esso ritiene diverse;
2. il legislatore deve assicurare ad ognuno uguaglianza di trattamento quando uguali siano le condizioni soggettive e oggettive alle quali le norme giuridiche si riferiscono per la loro applicazione;
3. l'accertamento della esistenza e della rilevanza delle diversità di situazioni ricade nella sfera della discrezionalità legislativa;
4. tuttavia la Corte può controllare le scelte discrezionali del legislatore ed annullarle se sono irragionevoli.

[5] Si veda De Mita E., Principi di diritto tributario, Giuffrè, 2004, p. 512.

2.2.2. Le addizionali IRES

Sulle attività nel settore petrolifero e del gas pesa, oltre alla percentuale di tassazione *IRES*, un'addizionale introdotta nel 2008 con il decreto legge 112/2008 recante "Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria".

Questa tassazione specifica, ribattezzata "*Robin Hood tax*", ha avuto un valore iniziale del 5,5% successivamente portato al 6,5% nel 2009 con l'approvazione della legge sviluppo 99/2009 recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia". Inoltre, con la manovra predisposta ad agosto 2011, in risposta alla forte crisi dei mercati finanziari, è stato approvato un ulteriore aumento della *Robin tax* dal 6,5% al 10,5%.

Pertanto, agli effetti della tassazione specifica, l'aliquota *IRES* per le attività petrolifere sale al 38%. A questa si deve aggiungere anche l'imposizione fiscale dovuta per l'*IRAP* con un livello di tassazione complessivo pari al 41,9%.

Tale calcolo rappresenta comunque un'approssimazione, poiché *IRES* e *IRAP* sono conteggiate su basi imponibili diverse, che peraltro differiscono dall'utile ante-imposte calcolato a bilancio. Questo comporta che il livello complessivo di tassazione, calcolato come percentuale dell'utile ante-imposta come da bilancio, abbia un'incidenza sensibilmente maggiore al livello teorico del 41,9%.

Dal febbraio 2009, inoltre, grava specificamente sul settore della *coltivazione* e dell'estrazione degli idrocarburi un'ulteriore addizionale all'imposta sul reddito delle società che pesa per un 4% dell'utile prima delle imposte. Tale imposta è stata introdotta dall'articolo 3 della Legge 6 febbraio 2009, n. 7, strumento legislativo con il quale è stato ratificato il trattato bilaterale di amicizia fra Italia e Libia. L'addizionale si applica alle imprese residenti in Italia che sono impegnate nella *coltivazione* e nell'estrazione degli idrocarburi, quotate su un mercato regolamentato e con almeno 20 milioni di capitalizzazione[6].

2.2.3. Trattamento fiscale dei costi di una impresa E&P

I costi sostenuti da un'impresa che opera nell'*esplorazione* e produzione d'idrocarburi si dividono in costi di *esplorazione*, costi di sviluppo e costi operativi in generale.

Nelle esperienze di altri ordinamenti si può osservare come spesso, attraverso differenti regole d'imputazione, deduzioni accelerate, sovra costi figurativi (*uplift*), ecc., vengano concesse delle agevolazioni o comunque create delle condizioni favorevoli all'industria delle imprese E&P rispetto al regime ordinario a cui è sottoposto il resto delle imprese.

Tale trattamento peculiare deriva, da un lato, dalle caratteristiche intrinseche dell'*attività di esplorazione* e produzione di idrocarburi, caratterizzata da un elevato rischio d'impresa, e, dall'altro, dal ruolo strategico rappresentato nelle moderne economie. Tuttavia non è così in Italia, dove non esistono regole derogatorie all'ordinaria legislazione fiscale, abolite con l'abrogazione nel 2008 del regime fiscale agevolato previsto fino ad allora per lo sviluppo dei *giacimenti* marginali. Pertanto, il sistema vigente prevede che:

- per i costi di *esplorazione*, si fa riferimento a quanto previsto dall'art. 108 del *TUIR*[7]. Tali investimenti possono essere dedotti nell'esercizio in cui sono sostenuti o in quote costanti nell'esercizio stesso e nei successivi ma non oltre il quarto. Ciò significa che secondo la normativa italiana gli investimenti in questa fase possono essere imputati per il 100% nell'anno in cui sono sostenuti o ammortizzati per massimo 5 anni.
- per i costi di sviluppo, si segue il dettato dell'art. 102 del *TUIR*, che stabilisce che la quota di ammortamento per tali tipi di investimenti venga fissata con decreto dal MEF e pubblicato in Gazzetta Ufficiale. Ai fini della nostra analisi tale aliquota è fissata nella misura del 15% anno. Tale percentuale rappresenta tuttavia il limite massimo di ammortamento concesso in un anno fiscale; infatti, come previsto dall'art. 109 comma 4 del *TUIR*, le spese e gli altri componenti negativi non sono ammessi in deduzione se e nella misura in cui non risultino imputati al conto economico dell'esercizio di competenza. È possibile, perciò, che l'ammortamento rilevato a conto economico, derivante quindi dall'applicazione dei principi contabili utilizzati dall'impresa, sia inferiore

[6] La particolarità dei requisiti richiesti per l'individuazione del soggetto passivo dell'addizionale fa si che solo L'Eni sia attualmente colpita da questa disposizione definita da alcuni "tassa quasi ad personam".
[7] Testo Unico delle Imposte sui Redditi.

alla percentuale prevista dal decreto ministeriale del 15% che non rappresenta certo un'agevolazione bensì il tetto massimo di ammortamento annuo degli investimenti di sviluppo.

- per i costi operativi in generale, si prevede l'integrale deducibilità nell'esercizio di competenza, pertanto nell'anno in cui vengono sostenuti.

Infine le *royalties* ed i *canoni* sostenuti dalle imprese per l'esercizio dell'attività di upstream sono interamente deducibili dal reddito di esercizio.

3. LA TASSAZIONE DELLA PRODUZIONE DI PETROLIO E GAS IN ITALIA

L'*attività di esplorazione* e *coltivazione* d'idrocarburi in Italia venne regolata dal legislatore nazionale per la prima volta con il Regio Decreto Legislativo 1.443 del 29 luglio 1927 (Norme di carattere legislativo per disciplinare la *ricerca* e la *coltivazione* delle miniere nel Regno). Essendo in quegli anni l'industria esplorativa ancora nelle fasi iniziali, con bassa produzione e scarso apporto al bilancio energetico nazionale, il settore veniva regolato all'interno della più generale normativa relativa a tutte le attività minerarie, allora ancora rilevanti per molte parti dell'economia italiana.

A partire dalla fine della seconda guerra mondiale, il peso maggiore dell'industria nazionale degli idrocarburi impose un aggiornamento del quadro legislativo che appariva ormai obsoleto e lontano dalla realtà del settore, soprattutto alla luce delle scoperte effettuate nella Pianura Padana. Negli anni '50 il panorama legislativo italiano fu modificato da alcuni importanti provvedimenti, che segneranno lo sviluppo dell'industria nazionale fino ai giorni nostri. In primis, la legge regionale siciliana 20 marzo 1950, n. 30 attraverso la quale la Sicilia disciplinò la materia della *ricerca* e della *coltivazione* degli idrocarburi. Con tale provvedimento, si mirò a garantire la valorizzazione delle *risorse* dell'isola, adottando al contempo un regime di competizione che avrebbe precluso l'instaurazione di un monopolio. Venne introdotto un regime di *sliding scale royalties* in base al quale il titolare del *permesso di coltivazione* doveva versare alla regione un'aliquota del prodotto in una scala progressiva (basata sulla quantità prodotta) che andava dal limite minimo del 4% al limite massimo del 20%. Inoltre, i titolari del *permesso di ricerca* e di *esplorazione* erano tenuti al pagamento di un *canone* annuo all'amministrazione regionale.

A livello nazionale, il Governo decise di prendere una direzione completamente opposta: si optò per la creazione di un organismo unitario, un monopolista pubblico, in grado di coordinare i molteplici aspetti dell'industria petrolifera e dare uno slancio all'attività estrattiva. Con l'approvazione della legge 10 febbraio 1953, n. 136 (Istituzione dell'Ente nazionale idrocarburi) venne creato l'Eni, ente dotato di personalità giuridica di diritto pubblico a cui fu concesso il monopolio esclusivo dello sfruttamento dei *giacimenti* situati nella pianura Padana e sul mare prospiciente, su un'area di circa 55.000 km^2.

In quegli stessi anni, diverse proposte di legge furono presentate in Parlamento per regolamentare la *prospezione* e la *coltivazione* d'idrocarburi nelle regioni centro-meridionali della penisola italiana. In seguito ad un tortuoso ma ricco dibattito parlamentare, l'11 gennaio del 1957 le Camere si accordarono sul testo della legge n. 6, la prima legge organica italiana sulla *ricerca* e *coltivazione* degli idrocarburi liquidi e gassosi. Essa introdusse (prendendo spunto dalla legge regionale siciliana n. 30, 1950) un sistema di *sliding scale royalties*, in base al quale il titolare del *permesso di coltivazione* doveva versare allo Stato un'aliquota del prodotto calcolata sulla produzione giornaliera per pozzo in una scala progressiva (più alta la produzione, più alta la *royalty*) che andava dal minimo del 2,5% al massimo del 22%. In un'ottica di sostegno allo sviluppo del Mezzogiorno, la legge prevedeva che un terzo dell'ammontare delle *royalties* derivanti da produzioni su coltivazioni ubicate nel Sud Italia fosse utilizzato per lo sviluppo economico delle regioni meridionali. Fu inoltre mantenuto un sistema di canoni, in base al quale i titolari di *permessi* d'*esplorazione* e di *coltivazione* erano tenuti al pagamento di una quota annua fissa, proporzionale all'estensione del permesso stesso .

In seguito alla scoperta di *giacimenti* di idrocarburi *offshore*, avvenute negli anni '60, il legislatore si adoperò per disciplinare la *ricerca* e la *coltivazione* di petrolio e gas nel mare territoriale e nella *piattaforma continentale*: con la legge n. 613 del 1967, il Parlamento stabilì l'entità dei *canoni* dovuti per le operazioni di *ricerca* e di *coltivazione* a mare, nonché il livello delle aliquote *royalty* dovute sul prodotto estratto *offshore* (8% olio, 5% gas naturale), introducendo delle soglie d'*esenzione* per le produzioni marginali. Tale legge modificò inoltre l'entità dei *canoni* e delle aliquote dovute per produzioni a terra (9% della produzione), eliminando il sistema di *royalty* scalari. Infine, il legislatore decise di incentivare le operazioni di *esplorazione* e produzione introducendo un sistema di sgravi fiscali (vedi nota e tabella 5), che rimase in vigore dal 1967 al 1996.

Un altro importante passo legislativo fu quello intrapreso al fine di recepire la direttiva 1994/22/CE, avente come oggetto l'armonizzazione delle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla *prospezione*, *ricerca* e *coltivazione* di idrocarburi all'interno della Comunità Europea. Con il decreto legislativo del 25 novembre 1996, n. 625, il Governo italiano sancì la cessazione del regime d'esclusiva previsto in favore dell'Eni in pianura Padana, modificò l'entità dei *canoni*, introducendo inoltre il *canone* di *prospezione*, riordinò il sistema delle *royalties* (7% gas terra e mare, 7% petrolio terra, 4% petrolio mare) e rivide le soglie d'*esenzione* per le produzioni marginali d'idrocarburi. Inoltre, fu introdotto il principio di distribuzione dei proventi delle *royalties* tra Stato, regioni e comuni, che varia in base

all'ubicazione della produzione (vedi voce tabella "destinazione delle aliquote in valore" e note inerenti). Successivamente, con la legge 140/1999 rivista dalla finanziaria del 2007, in considerazione dell'importanza della produzione lucana, fu rivisto il sistema di distribuzione delle *royalties* agli enti locali del Sud Italia, stabilendo che nelle regioni a statuto ordinario del Mezzogiorno venisse devoluto il totale della quota spettante allo Stato (30%).

Anche la legge regionale siciliana del 27 aprile 1999, n. 10 introdusse il principio di spartizione dei proventi da *royalties* tra l'amministrazione regionale (1/3 del totale) e quelle comunali (2/3 del totale), prevedendo al contempo sia un ritocco al rialzo dei *canoni* di *ricerca* e *coltivazione*, con l'aggiunta anche qui dell'introduzione del *canone* di *prospezione*, che una revisione del sistema di *royalties* (7% dei proventi della vendita di gas e petrolio)[8].

Con la legge del 23 agosto del 2004, n. 239, il legislatore introduce un nuovo sistema per il calcolo del valore delle aliquote unitarie per il gas naturale: esso viene determinato, per le produzioni a partire dal 2002, in base alla media aritmetica relativa all'anno di riferimento dell'indice QE[9] definito dall'AEEG. Vengono inoltre eliminati i rimborsi precedentemente previsti per coprire i costi di trasporto e trasformazione di idrocarburi gassosi. Al netto di queste misure, la legge 239/2004 garantisce però un incremento delle soglia di *esenzione* per il pagamento delle *royalties* per produzioni di gas naturale estratto a terra e a mare, che passa rispettivamente a 25 mln.smc e a 80 mln.smc.

Il più recente atto normativo è la legge del 23 luglio del 2009, n. 99, che prevede l'istituzione del Fondo per la riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti nelle regioni interessate dall'estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi. La legge sancisce inoltre che il Fondo venga alimentato attraverso una maggiorazione del 3% dell'aliquota dovuta per la produzione di idrocarburi liquidi e gassosi ottenuta in terraferma: le *royalties* vengono pertanto elevate al 10% dei proventi della vendita della produzione.

3.1. Royalties e canoni

Le seguenti tabelle rappresentano l'evoluzione storica ad oggi del sistema di prelievo da parte dello Stato per le sole componenti *royalties* e *canoni*.

Ad un primo sguardo all'evoluzione delle aliquote *royalties*, emerge che esse siano andate calando fino alla legge del 1996, tuttavia, ciò non corrisponde alla realtà in quanto le percentuali precedenti venivano applicate su basi diverse. Si tratta, pertanto, di aliquote non immediatamente confrontabili tra di loro.

Tabella 4 - Evoluzione normativa sulle royalties in Italia

Royalties			Royalties Lorde *		Royalties Nette *		
			1957 (a)	**1967 (a)(d)(e)**	**1996 (f)(g)**	**2002 (m)**	**2009 (n)**
			L. 11/01/57 n.6	*L. 21/07/67 n.613*	*D.Lgs. 25/11/96 n.625*	*L. 23/08/04 n.239*	*L. 23/07/09 n.99 art 45*
Olio	Produzione	**Terra**	**2,5-22%** (b)	**9%**	**7%**	**7%**	**7% + 3%** (o)
		Mare	n.d.	**8%**	**4%**	**4%**	**4%**
	Esenzioni	**Terra**	(b)	n.d.	Le prime 20.000 ton.	Le prime 20.000 ton.	Le prime 20.000 ton.
		Mare	n.d.	Produzioni fino a 50.000 ton.	Le prime 50.000 ton.	Le prime 50.000 ton.	Le prime 50.000 ton.
Gas	Produzione	**Terra**	**2,5-22%** (b)	**9%**	**7%**	**7%**	**7% + 3%** (o)
		Mare	n.d.	**5%**	**7%**	**7%**	**7%**
	Esenzioni	**Terra**	(b)	n.d	I primi 20 mln.smc	I primi 25 mln.smc	I primi 25 mln.smc
		Mare	n.d.	Produzione fino a 200 mln.smc	I primi 50 mln.smc	I primi 80 mln.smc	I primi 80 mln.smc
Destinazione delle aliquote in valore	Terra		Se regioni Mezzogiorno (c), 33%	Se regioni Mezzogiorno (c), 33%	Stato: 30% (h) Regione a statuto ordinario: 55% (i) Comune: 15%	Stato: 30% (h) Regione a statuto ordinario: 55% (i) Comune: 15%	Stato: 30% (h) Regione a statuto ordinario: 55% (i) Comune: 15%
	Mare territoriale		n.d.	Se regioni a statuto speciale, 33%	Stato: 45% Regione: 55% (l)	Stato: 45% Regione: 55% (l)	Stato: 45% Regione: 55% (l)
	Piattaforma continentale		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Stato: 100%

Note:
*) Con il D.Lgs. 625/1996 viene modificata la base su cui vengono calcolate le aliquote da applicare alla produzione per il pagamento delle *royalties* rendendo difficile la comparazione tra le *royalties* pagate prima del 1996 (definite "lorde") e le *royalties* pagate dopo il 1996 (definite "nette"). Difatti l'art. 33 L. 613/1967 prevede che al titolare di ciascuna *concessione* vengano rimborsate da parte dello Stato tutte le spese dirette e indirette sostenute per il trasporto, da bocca di pozzo al punto di consegna, del prodotto (petrolio o gas). L'art. 19 comma 6 del D.Lgs. 625/1996 stabilisce

[8] E' bene ricordare che a competenza normativa della Regione Sicilia si limita alla produzione su terraferma.
[9] Quota Energetica del costo della materia prima gas espresso in euro per MJ

invece un riconoscimento forfettizato delle spese di trasporto e trattamento: viene introdotta una riduzione del valore unitario dell'aliquota dovuta per produzioni di petrolio e gas a terra e a mare; inoltre, per la sola produzione in terraferma, il valore unitario dell'aliquota viene ulteriormente ridotto dei costi sostenuti per vettoriamento.

a) Le aliquote vanno intense in natura; lo Stato si è però sempre avvalso della facoltà di richiedere che la corresponsione delle aliquote avvenisse valore. Il valore è calcolato a bocca pozzo, sulla base del prezzo medio di vendita del prodotto. Dal 1967, dal prezzo medio di vendita del prodotto vengono dedotte le spese di trattamento e trasporto.

b) Per l'olio l'aliquota viene calcolata sulla produzione giornaliera per pozzo, riferita alla media dell'anno solare, in una scala progressiva distribuita su 8 classi, che va da un minimo del 2,5% per produzioni inferiori alle 4 ton/g al limite massimo del 22% sulla produzione che supera le 256 ton/g; per il gas viene applicato lo stesso criterio di aliquota a scaglioni, assumendo l'equivalenza di una tonnellata di olio a 1.200 Smc di gas.

c) Zone di intervento della Cassa per il Mezzogiorno: Abbruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna, le provincie di Rieti, Frosinone, Latina, oltre all'Isola d'Elba e comuni nella zona di bonifica presso il fiume Tronto.

d) I titolari di *concessione* di *coltivazione*, a decorrere dal 1° gennaio 1990, sono esonerati per un triennio - prorogato fino al 31 dicembre 1996 - dalla corresponsione allo Stato dell'aliquota del prodotto della *coltivazione*... purché gli importi corrispondenti al valore delle aliquote siano investiti nella *prospezione* non esclusiva o nella *ricerca* esclusiva di idrocarburi liquidi e gassosi nel territorio nazionale, nel mare territoriale o nella *piattaforma continentale*. Sono confermati per le regioni a statuto speciale i benefici di cui all'art. 54 della legge 21 luglio 1967, n. 613, che prevede la devoluzione di 1/3 delle aliquote dovute *(art. 26, comma 1 L. 09/01/91 n.9)*.

e) L'art. 34 L. 613/1967 e successive modifiche prevedono che, fino al 1996, il 50% degli utili realizzati dalla *coltivazione* d'idrocarburi situati in mare possa venire esentato dall'imposta di ricchezza mobile (odierna IRPEF) e dall'ILOR (odierna IRAP) se reinvestiti in opere di *prospezione* e *ricerca*. L'*esenzione* compete fino alla concorrenza del 50% del costo dell'attività prevista.

f) Per produzione a decorrere dal 1° gennaio 1997.

g) E' prevista una riduzione dell'aliquota di 30 lire per Smc per produzione di gas in terraferma e di 20 lire Smc per produzioni di gas in mare e di 30.000 lire per tonnellata per produzione di olio a terra e di 60.000 lire per tonnellata per olio a mare per tenere conto di qualunque onere, compresi quelli di trasporto e trattamento. Inoltre, è prevista un'ulteriore riduzione del valore unitario dell'aliquota, per la sola produzione in terraferma, per tenere conto dei costi sostenuti per il vettoriamento *(art. 19 comma 6 D.Lgs. 625/1996)*.

h) A decorrere dal 1° gennaio 1999, per le concessioni ricadenti nelle regioni a statuto ordinario incluse nel Mezzogiorno, l'aliquota destinata allo Stato è direttamente corrisposta alla regione *(art. 20, comma 1-bis, D.Lgs. 625/1996, comma introdotto dalla L. 140/1999, art.7, comma 6 e modificato dalla L. 296/2006, finanziaria 2007, comma 366)*.

i) Nel caso di *concessione* con impianti di *coltivazione* che interessino più regioni, la quota di spettanza regionale è ripartita nella misura del 20% alla regione ove ha sede la eventuale centrale di raccolta e trattamento definitivo prima dell'avviamento al consumo, ancorché situata al di fuori del perimetro della *concessione*, e per la restante parte tra le regioni ove sono ubicati i pozzi collegati alla centrale, all'impianto di diretta utilizzazione, o alla rete di distribuzione, proporzionalmente al numero dei pozzi stessi e in base alla situazione esistente al 31 dicembre dell'anno cui si riferiscono le aliquote *(art. 20, comma 2 D.Lgs. 625/96)*.

l) Nel caso di *giacimenti* antistanti la costa di due regioni, la quota di spettanza regionale e ripartita nella misura del 50% alla regione ove ha sede l'eventuale centrale di trattamento, e per la restante parte in modo proporzionale al numero di piattaforme fisse e strutture fisse assimilabili installate nel mare ad esse adiacente e in base alla situazione esistente al 31 dicembre dell'anno cui si riferiscono le aliquote *(art. 22, comma 2 D.Lgs. 625/96)*.

m) A decorrere dal 1° gennaio 2002 *(L. 239/2004, art.1, comma 93)* i valori unitari delle aliquote sono calcolati:

I. per l'olio, per ciascuna *concessione* e per ciascun titolare in essa presente, come media ponderale dei prezzi di vendita da esso fatturati nell'anno di riferimento; sono confermate le riduzioni unitarie per tenere conto degli oneri di trasporto e trattamento;

II. per il gas, per tutte le concessioni e per tutti i titolari, in base alla media aritmetica relativa all'anno di riferimento dell'indice QE - Quota Energetica del costo della materia prima gas espresso in euro per MJ - utilizzato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nella determinazione del prezzo di vendita del gas naturale distribuito attraverso rete urbana.

n) Per produzione a decorrere dal 1° gennaio 2009.

o) L'addizionale del 3% è destinata ad alimentare il Fondo Idrocarburi, come previsto dall'art.45 L.99/09.

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Tabella 5 - Evoluzione normativa sulle royalties in Sicilia

Royalties Sicilia (a)			**1950** *L.R. 20/03/50 n.30*	**1956** *L.R. 01/10/56 n. 54*	**1999** *L. R. 27/04/99 n. 10*	**2000** *L.R. 03/07/00 n.14*	**2010 (f)** *L.R. 12/05/10 n.11*
Olio	Produzione	**Terra**	**4-20% (b)**	**4-20% (b)**	**7% (c)**	**7% (e)**	**10%**
	Esenzioni	**Terra**	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Gas	Produzione	**Terra**	**4-20% (b)**	**4-20% (b)**	**7% (c)**	**7% (e)**	**10%**
	Esenzioni	**Terra**	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Destinazione delle aliquote in valore		**Terra**	Regione: 100%	Regione: 100%	Regione: 33% Comune: 66% (d)	Regione: 33% Comune: 66% (d)	Regione: 33% Comune: 66% (d)

Note:

a) La competenza normativa della regione Sicilia si limita alla produzione su terraferma.

b) L'aliquota *royalties* è fissata dal decreto di *concessione*, su parere dell'Assessore per le finanze.

c) Con decorrenza dall'esercizio finanziario 1999, per le produzioni ottenute nel corso dell'anno precedente, l'ammontare delle *royalties* derivante dall'applicazione dell'aliquota è rivalutato dal competente Corpo regionale delle miniere, in sede di liquidazione finale di ciascun anno, in base alla variazione annua dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e di impiegati elaborato dall'ISTAT corrispondente all'anno di conseguimento delle produzioni.

d) Nel caso di *concessione* con impianti di *coltivazione* che interessino più comuni, la quota di spettanza comunale è ripartita nella misura del 20% al comune dove ha la sede la eventuale centrale di raccolta e trattamento definitivo prima dell'avviamento al consumo, anche se situata al di fuori del perimetro della *concessione* e, per la restante parte, tra i comuni ove sono ubicati i pozzi collegati alla centrale, all'impianto di diretta utilizzazione o alla rete di distribuzione.
e) Per produzioni con caratteristiche di marginalità economica causata da speciali trattamenti necessari per portare tali produzioni a specifiche di commerciabilità, ai titolari può essere riconosciuta dall'Assessorato dell'industria, su documentata istanza, sentito il Consiglio, una detrazione, in ogni caso non superiore ai costi aggiuntivi sostenuti. Tale detrazione può essere altresì riconosciuta per i costi sostenuti per il flussaggio di olii pesanti. L'incidenza delle spese sostenute per l'acquisto del flussante va detratta dal valore unitario dell'aliquota.
f) Emanata in ottemperanza dell'art. 45 L. 99/09.

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Una menzione particolare meritano le esenzioni dal pagamento delle *royalties* per *giacimenti* marginali, la cui produzione è scesa sotto una soglia minima, attualmente in Italia pari a 20 o 50 mila tonnellate anno per il greggio estratto a terra o a mare e da 25 a 80 mln.smc/anno per il gas prodotto a terra o a mare.

L'obiettivo in questo caso è quello di rendere sfruttabile il più possibile un *giacimento* minerario, la cui *coltivazione* è quasi sempre caratterizzata da un picco iniziale seguito prima da un periodo di valori alti, normalmente dai 6 ai 10 anni, poi da un altro di veloce decremento verso valori bassi che si possono mantenere per numerosi anni. Con produzione bassa i costi, fra cui le *royalties*, potrebbero incidere molto e forzare una cessazione dello sfruttamento. L'eliminazione della *royalty* sotto livelli produttivi minimi permette che la produzione possa continuare per più tempo, permettendo un ottimale sfruttamento.

Le tabelle di seguito mostrano l'evoluzione normativa dei *canoni* in Italia, dovuti dal titolare del permesso *di prospezione*, *ricerca* e *concessione* di *coltivazione* per il diritto di uso esclusivo della superficie, a prescindere dall'effettiva estrazione di idrocarburi.

Tabella 6 – Evoluzione normative sui canoni in Italia

Canoni		**1957** *L. 11/01/57 n.6*	**1967** *L. 21/07/67 n.613*	**1990** *D.M. 02/03/1998*	**1996** *D.Lgs. 25/11/96 n.625*
Canone permesso di prospezione		n.d.	n.d.	n.d.	5.000 lire per km^2 (c)
Canone permesso di ricerca	**Terra**	0,02 lire per km^2 (a)	0,06 lire per km^2 (b)	0,6 lire per km^2 (b)	10.000 lire per km^2 (c)(d)
	Mare	n.d.	0,1 lire per km^2 (b)	0,6 lire per km^2 (b)	10.000 lire per km^2 (c) (d)
Canone concessione coltivazione	**Terra**	0,15 lire per km^2	0,4 lire per km^2	2,4 lire per km^2	80.000 lire per km^2 (120.000 per km^2 in caso di proroga di concessione) (e)
	Mare	n.d.	0,4 lire per km^2	2,4 lire per km^2	80.000 lire per km^2 (120.000 per km^2 in caso di proroga di concessione) (e)

Note:
a) La durata del *permesso di ricerca* è di 3 anni. Il canone annuo è raddoppiato per il primo biennio di proroga, triplicato per il secondo biennio.
b) La durata del *permesso di ricerca* è di 4 anni. Il canone annuo è raddoppiato per il primo biennio di proroga, triplicato per il secondo biennio.
c) Il *permesso di ricerca* ha durata triennale, la *concessione* di *coltivazione* ventennale.
d) Da art. 18, comma 3 D.Lgs. 625/1996, i *canoni* di *concessione* sono aggiornati con decreto dal Ministro delle Finanze.
e) Nel caso di titoli minerari ricadenti nel territorio delle regioni a statuto speciale o delle province autonome di Trento e Bolzano i *canoni* sono dovuti alla regione o provincia autonoma.

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Tabella 7 - Evoluzione normativa sui canoni in Sicilia

Canoni Sicilia (a) (b)		1950 *L.R. 20/03/50 n.30*	1956 *L.R. 01/10/56 n. 54*	1999 (c) *L. R. 27/04/99 n. 10*	2000 *L.R.03/07/00 n.14*
Canone permesso di prospezione		n.d.	n.d	n.d.	5.000 lire per km^2
Canone permesso di ricerca	**Terra**	1 lira per km^2	1 lire per km^2	10.000 lire per km^2 (d) (e)	10.000 lire per km^2 (d) (e)
Canone concessione coltivazione	**Terra**	5 lire per km^2	10 lire per km^2	80.000 lire per km^2 (120.000 per km^2 in caso di proroga di concessione) (e)	80.000 lire per km^2 (120.000 per km^2 in caso di proroga di concessione) (d)

Note:
a) La competenza normativa della regione Sicilia si limita alla produzione su terraferma.
b) I *canoni* vengono corrisposti all'amministrazione regionale.
c) *Canoni* applicati a decorrere dal 1° gennaio 1997
d) Il *permesso di ricerca* ha durata di 3 anni. Per il primo rinnovo il canone è duplicato, per il secondo è quadruplicato.
e) I *canoni* sono rivalutati in base alla variazione annua dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e di impiegati elaborato dall'ISTAT, su comunicazione del competente Corpo regionale delle miniere.

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

3.1.1. Il Bonus Idrocarburi

A fine 2011, in Italia gli operatori sono tenuti a devolvere allo Stato una *royalty* sul valore del gas e del greggio prodotti che varia dal 4% minimo per la produzione di petrolio a mare al 10% per la produzione di petrolio e gas su terraferma. Tale 10% deriva dall'applicazione delle novità introdotte con la Legge 99/2009, secondo cui alle *royalties* dovute per le produzioni a terra di gas e petrolio, pari al 7%, va aggiunto un ulteriore 3% da destinare al cosiddetto Fondo Idrocarburi, che deve essere impiegato per la riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti nelle regioni interessate dall'estrazione di gas e petrolio. Questa differenza è rilevante ai fini della destinazione delle *royalties*: il 7% va infatti ripartito tra Stato (30%), regione a statuto ordinario (55%) e comune (15%) - salvo quanto previsto per le regioni del Sud Italia a statuto ordinario, per le quali, ai sensi della Legge 140/1999 e successive modifiche, l'aliquota dovuta allo Stato viene interamente devoluta alla regione competente -, il 3% è invece destinato al fondo per ridurre il prezzo alla pompa dei carburanti a favore dei residenti nelle regioni considerate.

Il 3% devoluto al Fondo Idrocarburi è ripartito dal MSE ogni anno tra le regioni dove si è realizzata la produzione di idrocarburi in rapporto alla popolazione residente munita di patente di guida. Se le somme così ottenute per ciascun residente sono inferiori o uguali a 30 € su base annua, l'importo viene attribuito direttamente alla regione; se invece il beneficio supera tale soglia, al cittadino munito di patente viene attribuito direttamente un "bonus idrocarburi" attraverso un'apposita carta elettronica. Di seguito riportiamo la tabella che mostra la ripartizione delle somme devolute nel 2011 per le produzioni riferite all'anno 2009 e versate nel 2010, per le quali il bonus idrocarburi è attribuito direttamente al cittadino con patente tramite carta elettronica solo in Basilicata, per un importo unitario di 100,70 €. Gli altri fondi sono stati destinati alle regioni.

Tabella 8 – Ripartizione del Fondo Idrocarburi 2011 (€)

Marche	87.257
Molise	214.726
Emilia Romagna	365.863
Calabria	558.534
Puglia	1.896.091
Piemonte	2.456.859
Basilicata *	32.929.972
Totale	38.509.302

* Valore del Bonus Idrocarburi sulla produzione 2009, da ripartire pro-capite ai maggiorenni residenti, muniti di patente di guida, pari a 100,70 €

Fonte: MSE-DGRME

3.1.2. Le compensazioni per il territorio

Nel tentativo di migliorare i rapporti con gli organi locali, il sistema delle *royalties* ha mirato alla condivisione dei proventi derivanti dallo svolgimento dell'attività petrolifera. In questo contesto, è importante sottolineare come l'Italia si distingua rispetto agli altri Paesi produttori per il fatto che le entrate da *royalty* nelle regioni del Sud vengono indirizzate alle comunità locali. Ciò non accade in nessun altro Stato, almeno non nelle proporzioni dei valori italiani. Nessun Paese ha infatti demandato poteri e benefici così alti alle autorità locali, le quali, oltre alle *royalties*, spesso ottengono compensazioni da parte delle imprese, nella forma di entrate finanziarie dirette o di partecipazione alla realizzazione d'investimenti. L'alto peso nel processo autorizzativo degli enti locali deriva dall'implementazione di una normativa ambientale più stringente negli ultimi decenni che necessariamente ha dovuto coinvolgere gli organi periferici.

Un cambiamento decisivo lo si è avuto nel 2001, con la modifica del titolo V della Costituzione attraverso la legge costituzionale numero 3, che ha conferito potestà legislativa alle regioni in materia di "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia".

Le regioni, assieme ai comuni, si sono attivate per ottenere compensazioni da parte delle imprese che chiedevano autorizzazioni ad effettuare investimenti. Nell'ultimo decennio, il fenomeno ha riguardato soprattutto l'industria elettrica, prima per la realizzazione delle centrali elettriche a ciclo combinato e, ultimamente, anche per la costruzione di impianti a fonti rinnovabili. La questione è stata inoltre disciplinata dalla legge 239 del 2004, la cosiddetta legge Marzano, approvata per le urgenze al sistema elettrico successive al grave *black out* del settembre 2003. In essa il comma 84 prevede compensazioni anche per le attività legate all'estrazione di idrocarburi e dà un limite pari al 15% delle *royalties* ottenute dai *giacimenti*.

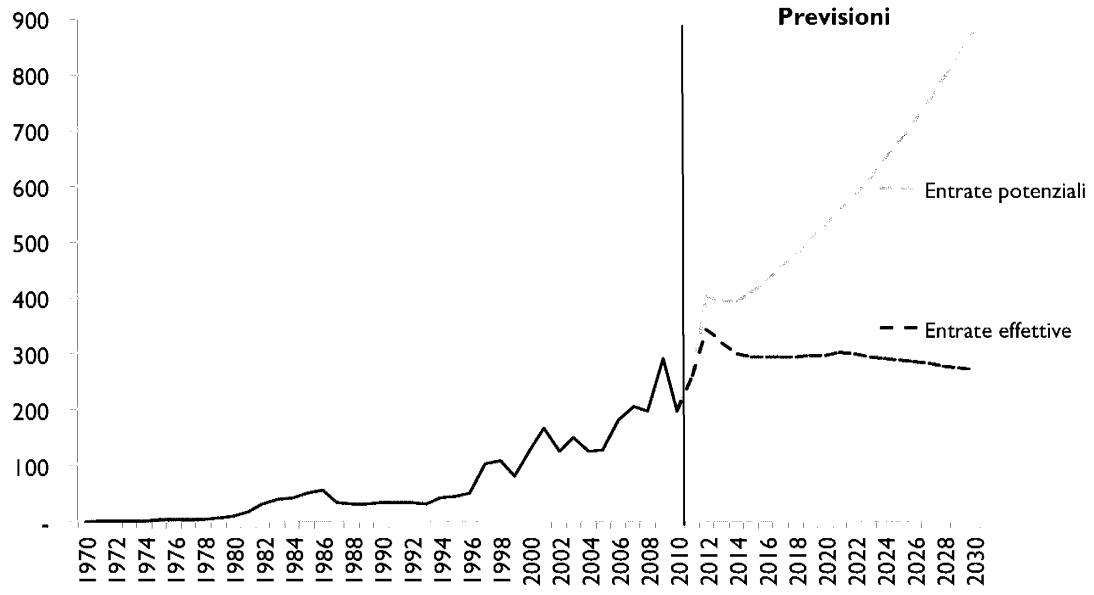
Fino ad oggi, i casi più interessanti di compensazioni per il territorio riguardano i due progetti della Basilicata, in particolare il protocollo di intenti fra regione ed Eni del 1998 per Val d'Agri, e quello della Total del 2004 per Monte Alpi. In base al primo, la società si è impegnata ad una serie di compensazioni con un costo dell'ordine di 150 mln.€, di cui circa la metà già spesi a fine 2011. Per il secondo, la cui produzione dovrebbe partire nel 2012, la posta maggiore riguarda una compensazione di 0,5 €/bbl prodotto, che, attualizzato ai prezzi del 2011, più che doppi rispetto a quelli del 2004, comporta un costo di 1,1 €/bbl. A questi sono sommate altre compensazioni che, ripartite sulla durata della produzione, portano il totale a 1,3 €/bbl. Tale livello è superiore di circa 0,25 centesimi al limite che sarebbe imposto dalla legge Marzano 239 del 2004 che al comma 84 stabilisce un limite del 15% delle roylaties, in questo caso del 10% del valore di 71 €/bbl del greggio.

3.2. Tassazione complessiva

Le entrate da *royalties* possono essere stimate con relativa facilità applicando al valore della produzione di gas e petrolio di ogni anno i prezzi praticati e moltiplicando per le aliquote in vigore per ciascun anno. Nel calcolo si è tenuto conto della produzione a mare e su terra, soggetta a diversa aliquota, e del peso dell'estrazione da *giacimenti* marginali di piccola dimensione esenti da tassazione, pari a circa un 30% del totale. Tali stime sono state confrontate con i dati ufficiali disponibili per gli ultimi anni dal MSE. Le entrate da *royalties* per lo Stato, in parte poi trasferite alle

regioni del Sud, sono aumentate costantemente negli ultimi anni, fino a raggiungere oltre 200 mln.€ nel 2010, valore più che doppio rispetto a quello di 10 anni prima. L'incremento è dovuto esclusivamente al forte balzo dei prezzi del greggio, saliti da 35 a 91 €/bbl nello stesso periodo, variazione che ha più che compensato il decremento della produzione da 18 a 11,6 mln.tep. I prezzi alti del petrolio, anche nel caso di un mantenimento dell'attuale trend negativo della produzione, dovrebbero comunque garantire entrate da *royalties* di poco inferiori ai 200 mln.€. Tuttavia, quelle potenziali, con una produzione che dovesse tornare sui livelli già raggiunti negli anni '90 di 22 mln.tep, avrebbero un incremento più che doppio oltre i 600 mln.€ annui.

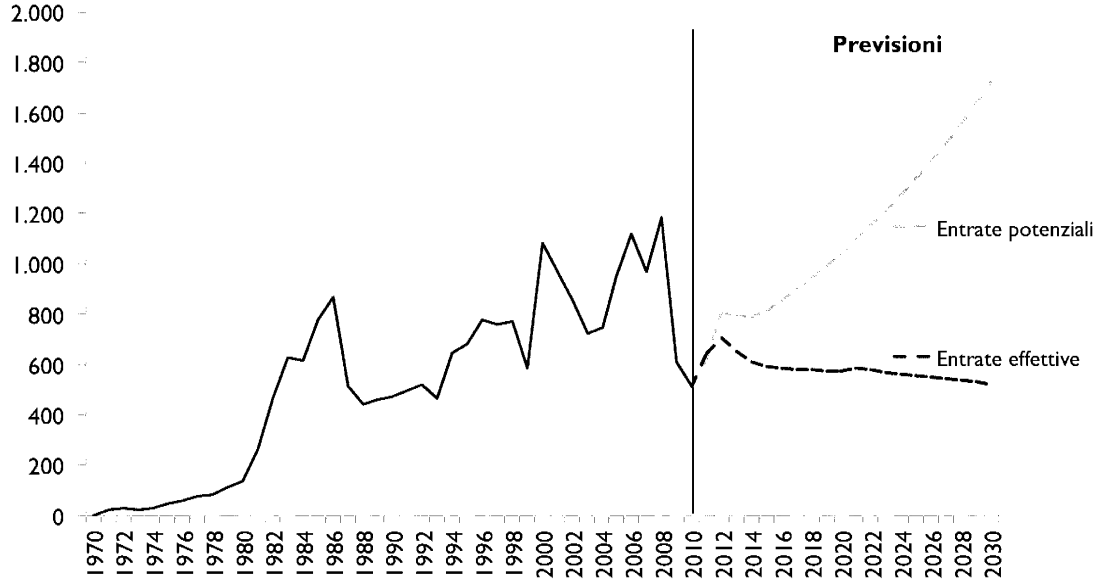
Figura 13 - Entrate da royalties in Italia (mln.€)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Alle entrate da *royalties* occorre sommare quelle derivanti da tassazione del reddito delle imprese, stima per la quale le ipotesi sono relativamente più difficili, per il peso che possono giocare le componenti molto variabili relative ai costi. Tuttavia, essendo la tassazione degli anni precedenti il 2010 certa, grazie ai dati di bilancio delle poche principali società di produzione, la stima a cui si arriva è attendibile, sia nel caso di andamento tendenziale che di potenziale crescita. Pur oscillanti, le entrate nell'ultimo decennio si sono mantenute su un trend crescente, con picchi di oltre 1 mld.€ nel 2000, grazie all'alta produzione, e nel 2008, per effetto degli alti prezzi del greggio.

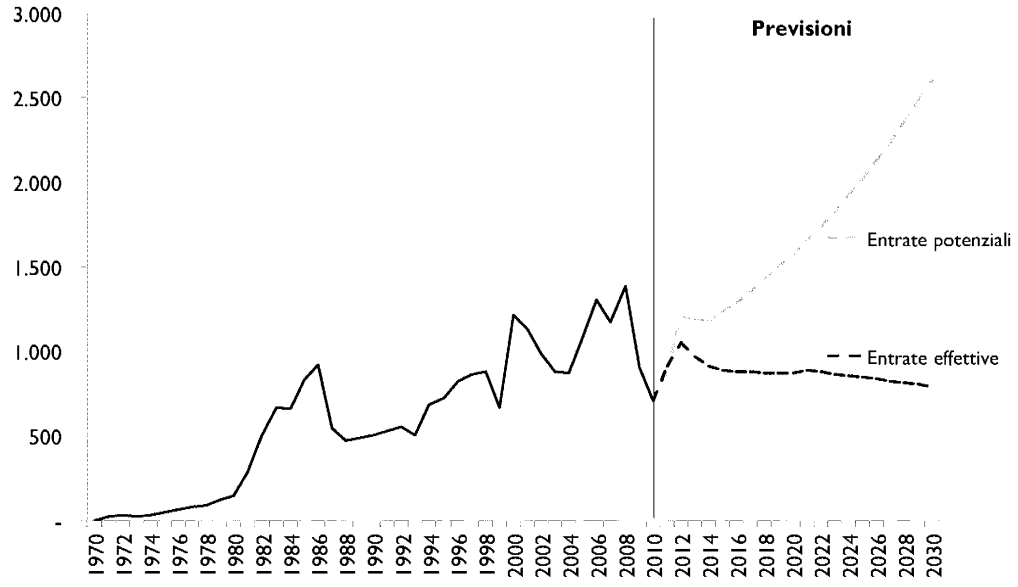
Figura 14 - Entrate da tassazione in Italia sul reddito da attività petrolifere (mln.€)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Sommando le entrate da *royalties* a quelle da tassazione si ottiene una stima di valori per gli ultimi anni costantemente superiori a 1 mld.€ annui, con picchi verso 1,4, mentre le potenzialità, con maggiore produzione, indicano valori verso i 2 mld.€, circa il doppio di quello che verrà ottenuto con l'attuale trend calante. Tali stime scontano peraltro prezzi del petrolio in calo, mentre, qualora dovessero salire, le entrate potenziali risulterebbero anche superiori.

Figura 15 - Entrate totali per lo Stato da attività petrolifere (mln.€)



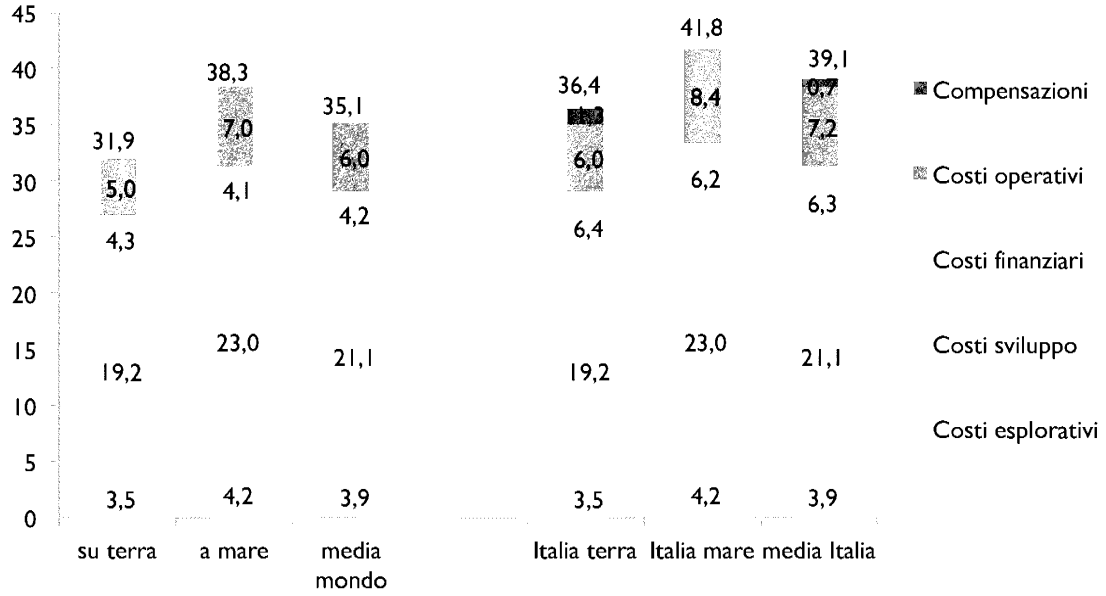
Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

3.3. Esempio di tassazione progetto a terra

Al fine di esporre il peso che la tassazione ha sulle attività produttive di petrolio, e in particolare sul prezzo totale del barile, è necessario ricostruire un esempio il più possibile rappresentativo di una realtà molto complessa. L'analisi prende a riferimento dati concreti, ma deve necessariamente contenere assunzioni e semplificazioni. L'esercizio non è esaustivo di una realtà estremamente articolata e difficile da sintetizzare, ma è utile per spiegare il peso della fiscalità e delle sue componenti.

L'analisi parte dalle stime dei costi effettuata in base a fonti accademiche e istituti di analisi internazionale, fra cui quelle dell'Istitut Français du Petrole, dell'Oil and Gas Journal, del Department of Energy degli Stati Uniti. I valori sono confrontati con i dati delle compagnie petrolifere internazionali ed infine adeguati alla realtà italiana. Essi sono riportati nella seguente figura per il contesto internazionale e per l'Italia, sia a terra che a mare. Per l'Italia, i costi risultano più alti in ragione dei costi finanziari maggiori derivanti da tempi autorizzativi più lunghi e da costi operativi superiori, sia per la diversa geologia, che per logistica più complessa. I costi di sviluppo ed esplorativi sono supposti sostanzialmente allineati a quelli del resto del mondo.

Figura 16 – Ripartizione dei costi per l'estrazione di 1 barile di petrolio (stima 2011 €/bbl)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Partendo dai precedenti dati, al fine di evidenziare l'incidenza delle tasse e delle *royalties*, è stato costruito un esempio per un *giacimento* a terra. Le ipotesi adottate sono le seguenti:

- *giacimento* su terra con una produzione di 40 mila bbl/g, pari a 2 mln.tonn. anno;
- il prezzo medio del barile è quello dei primi 7 mesi del 2011 con il cambio $/€ dello stesso periodo; ciò porta ad un prezzo medio di 71 € per barile;
- l'*esenzione* al pagamento delle *royalties* è quella in vigore di 20 mila tonnellate anno;
- viene applicata una *royalty* del 10%, quella valida nel 2011 per la produzione a terra;
- le compensazioni per il territorio vengono supposte solo per il caso a terra in Italia e si riferiscono ai casi recenti reali della Basilicata.

L'esercizio è riportato nella seguente tabella.

Tabella 9 – Esempio di pressione fiscale sulla produzione di petrolio in Italia al 2011

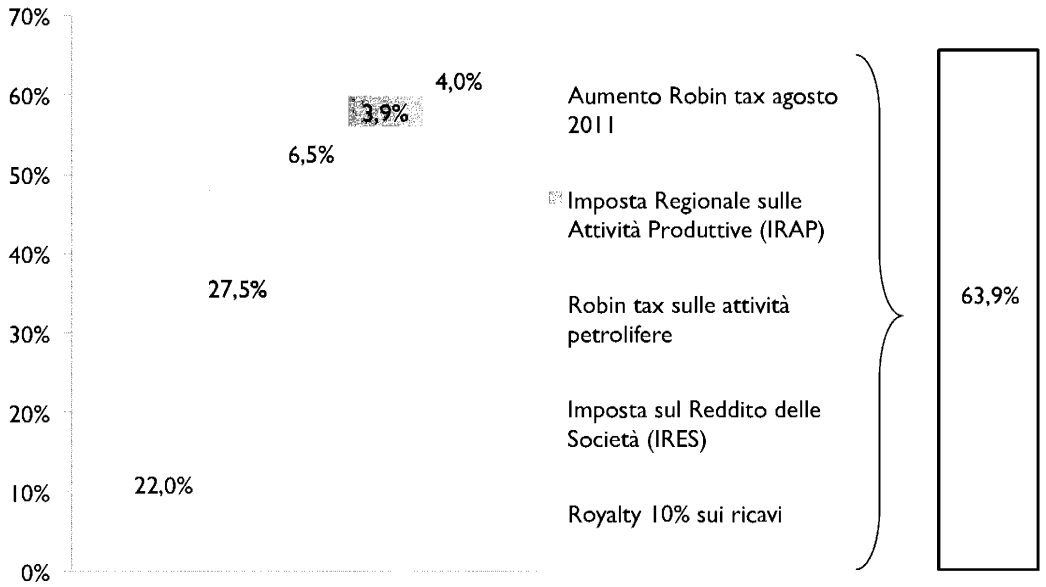
			Giacimento terra condizioni normali (senza ritardi e compensazioni)	Giacimento terra in Italia
Produzione giornaliera barili	bbl/g	a	40.000	40.000
Produzione annuale barili	bbl	b=a*365	14.600.000	14.600.000
Produzione annuale tonnellate	tonn	c=b/7,3	2.000.000	2.000.000
Prezzo medio petrolio	$/bbl	d	100,1	100,1
Cambio	€/$	e	1,41	1,41
Prezzo medio petrolio €	€/bbl	f=d/e	71,0	71,0
Prezzo medio petrolio €	€/tonn.	g=fx7,3	518	518
Ricavi	**mln.€**	**h=gxc**	**1.036,6**	**1.036,6**
Esenzione royalties	tonn.	i	20.000	20.000
Produzione soggetta a royalties	tonn.	l=c-i	1.980.000	1.980.000
Ricavi soggetti a royalty	mln.€	m=l*g	1.026	1.026
Royalty 10% su ricavi	**mln.€**	**n=m*10%**	**102,6**	**102,6**
Canone unitario per coltivazione	€/km2	o	82	82
Area della concessione di coltivazione	km2	p	291	291
Canoni	**mln.€**	**q=pxo**	**0,02**	**0,02**
Costi totali di cui:	**mln.€**	**r**	**466,5**	**531,8**
ammortamento costi esplorativi	mln.€		51,3	51,3
ammortamento costi sviluppo	mln.€		279,9	279,9
costi finanziari	mln.€		62,3	93,4
costi operativi	mln.€		73,0	87,6
compensazioni territorio	mln.€		-	19,6
Margine lordo: utile pre-tasse al lordo royalties	mln.€	s=r-h	570,1	504,7
Imponibile: utile pre-tasse al netto royalties	mln.€	t=h-n-q-r	467,5	402,1
IRES	mln.€	u=t*27,5%	128,6	110,6
Robin Tax	mln.€	v=t*10,5%	49,1	42,2
IRAP	mln.€	z=t*3,9%	18,2	15,7
Totale tasse sull'imponibile (senza royalty)	**mln.€**	**j=u+v+z**	**195,9**	**168,5**
Utile Netto	mln.€	k=t-j	271,6	233,6
Utile Netto in % del margine lordo	%	y=k/s	47,6%	46,3%
Prelievo statale (government take), tasse e royalty	mln.€	a1=n+q+u+v+z	298,5	271,1
Prelievo statale (government take) in % dell'utile pre tasse	**%**	**a2=a1/t**	**63,9%**	**67,4%**
Incidenza delle royalties in % del margine lordo	%	a3=s/n	18,0%	25,5%
Incidenza delle royalties del 10% in % dell'imponibile	**%**	**a4=n/t**	**22,0%**	**25,5%**

Nota:
progetto di sviluppo di un giacimento a olio su terra in Italia. Per semplificazione le aliquote IRES, IRAP e Robin Tax sono applicate al profitto pre-tasse. In realtà l'imponibile su cui si calcola è costruito diversamente rispetto al profitto pre-tasse.
Condizioni normali: riferito all'Italia senza ritardi e senza compensazioni, con oneri logistici contenuti e geologia normale.
Giacimento in Italia: costi di compensazione relativi ad esperienza recente in Basilicata, oneri logistici alti e geologia complessa, ritardi tipici italiani di oltre due anni.

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Con questo calcolo è possibile riferire la *royalty* del 10% del valore del barile, 71 €, all'utile imponibile al fine delle tasse, rendendola pertanto confrontabile con gli altri prelievi fiscali, *IRES* e *IRAP*. Il 10% di prelievo sui ricavi, risulta pertanto essere un 22% sull'utile imponibile, non distante dal 27,5% dell'aliquota *IRES* prima delle addizionali degli ultimi anni, la cosiddetta *Robin Hood tax*. Aggiungendo anche *IRES*, con le addizionali, e l'*IRAP*, si arriva ad un prelievo fiscale complessivo sugli utili del 63,9%, valore relativamente alto rispetto ad altri regimi fiscali e rispetto alle prospettive di produzione in Italia.

Figura 17 – Tassazione sugli utili delle attività petrolifere in Italia (% dell'utile al netto delle tasse)

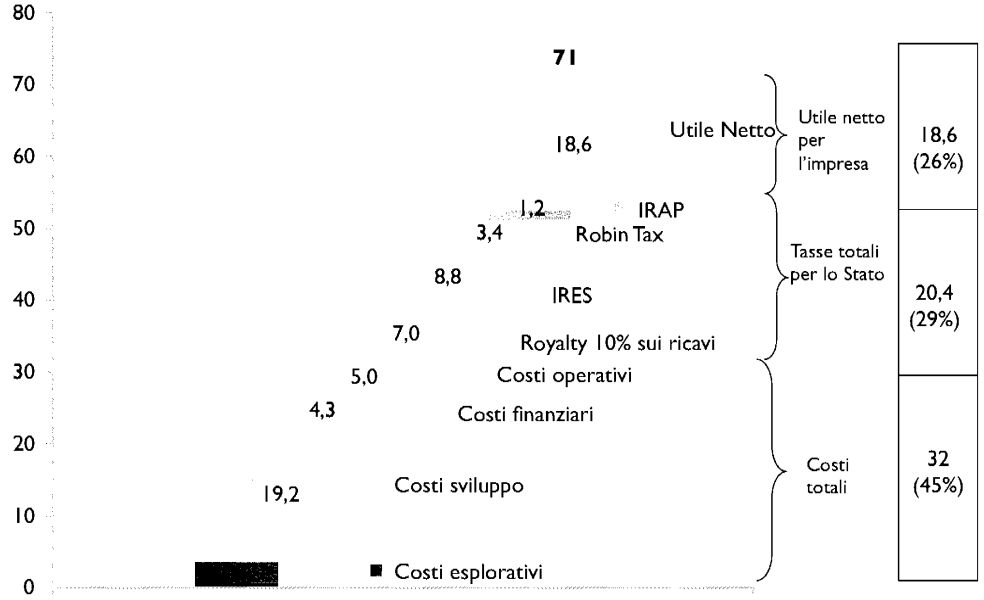


Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Il passaggio successivo è quello di confrontare il prelievo fiscale al prezzo del barile, nell'ipotesi 71 €, nel caso di *giacimento* in Italia nella "situazione ideale" con la "situazione di fatto" della realtà italiana.

La seguente figura evidenzia che il prelievo fiscale totale sul prezzo è di 20,4 €, pari al 29% del totale, di cui un 10% è rappresentato da *royalty*, mentre i costi sono di 31,9 €, il 45%. Ciò lascia all'impresa un utile di 18,6 € pari al 26% del valore del barile.

Figura 18 – Ripartizione del valore del barile ($/bbl)

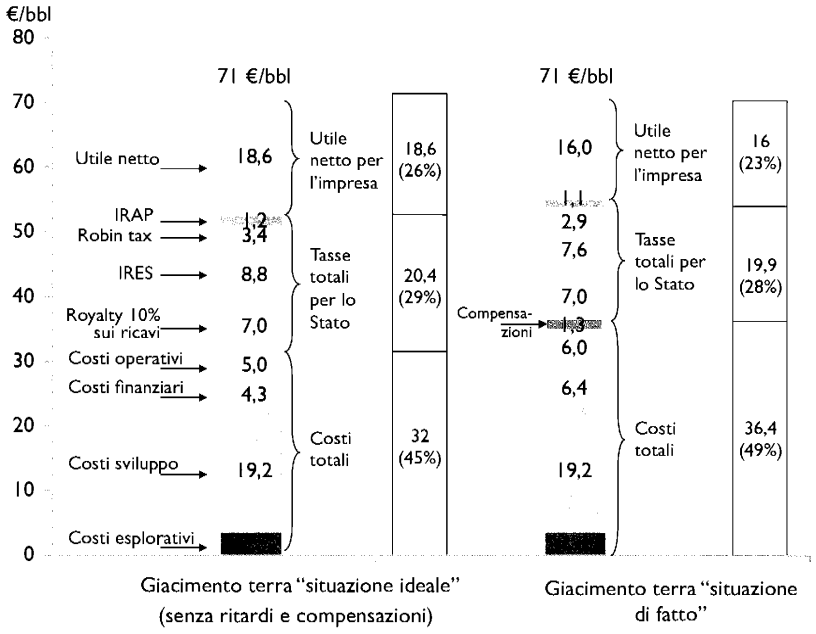


Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

I precedenti valori sono relativi alla stima dei costi rappresentativi di una "situazione ideale", tipica di altri Paesi, caratterizzata dalla sussistenza delle migliori condizioni ipotizzabili in Italia, in assenza pertanto di compensazioni e di

ritardi, mentre il caso definito "situazione di fatto" in Italia, con costi più alti, si traduce sia in utili più bassi per l'impresa, sia in prelievo fiscale più contenuto per lo Stato. L'esercizio vuole evidenziare come i ritardi, gli ostacoli tipici italiani e le compensazioni si riflettano in maggiori costi che vanno a ridurre sia i profitti che le tasse, creando in sostanza meno ricchezza.

Ripartizione del valore del barile (€/bbl)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

4. IL CONFRONTO CON GLI ALTRI PAESI

4.1. Il confronto tra diverse regolazioni fiscali

A causa delle molteplici forme in cui si può sostanziare un sistema fiscale, il confronto delle normative fiscali vigenti nei diversi Paesi risulta abbastanza arduo. A tal fine vengono riportati, di seguito, i risultati dell'analisi effettuata dalla Banca Mondiale[10] attraverso 2 rapporti, il rapporto "Doing Business 2011, Making a Difference for entrepreneurs" che misura la facilità di fare impresa in 183 Paesi, ed il rapporto "Paying Taxes 2011, The global picture", che misura la pressione fiscale sulle imprese nei 183 Paesi menzionati.

4.1.1. Il rapporto Doing Business 2011

Lo studio "Doing Business", elaborato dalla Banca Mondiale a partire dal 2003, impiega diversi indicatori per confrontare la facilità di aprire e gestire un'impresa in 183 diversi Paesi. Obiettivo dell'analisi è la verifica dell'efficienza e dell'efficacia dei diversi sistemi regolatori nazionali nel favorire l'attività d'impresa e l'identificazione dei fattori che ne rappresentano un limite. Tra i diversi indicatori impiegati a tal fine, troviamo:

- avvio di un'impresa;
- conseguimento dei permessi di costruzione;
- registrazione della proprietà;
- accesso al credito;
- protezione degli investimenti;
- pressione fiscale;
- commercio con l'estero;
- efficacia impugnazione dei contratti;
- chiusura di un'impresa.

Il rapporto permette di fotografare lo stato della cornice regolatoria della realizzazione d'investimenti nei 183 Paesi, individuando inoltre su quali ambiti governi ed amministratori devono agire per permettere alle piccole-medie imprese di crescere e svilupparsi.

Nella graduatoria mondiale stilata attraverso i 9 indicatori elencati l'Italia si colloca all'80esimo posto, penultima nell'area *OCSE* prima della Grecia, di molto oltre la media dei Paesi sviluppati, pari a 28. La posizione dell'Italia è al contrario vicina alla media registrata dai Paesi dell'Asia Sud & Pacifico (71) e dell'Est Europa ed Asia centrale (87).

Confrontando l'Italia con i maggiori produttori di petrolio e gas appartenenti all'area *OCSE* emerge il ritardo del nostro Paese. UK, USA, Canada e Norvegia si collocano infatti tutti nelle prime 10 posizioni della classifica, restando quasi sempre nella parte alta della graduatoria rispetto ai 9 indicatori analizzati.

Sostanziale è il divario in termini d'imposizione fiscale, dove l'Italia si colloca al 128esimo posto della classifica mondiale, registrando una pressione fiscale, calcolata come percentuale sui profitti, del 68,6%, ultimo Paese dell'*OCSE*. Tale classifica analizza l'efficienza delle regolazioni nazionali combinando i dati in termini di facilità di pagamento delle tasse da parte delle imprese, numero di pagamenti da effettuare, tempo impiegato e carico fiscale totale.

4.1.2. Il rapporto Paying Taxes 2011

Il rapporto "Paying Taxes" della Banca Mondiale mostra il costo della tassazione ed il peso della burocrazia cui sono sottoposte le imprese in 183 Paesi selezionati, da cui emerge il peso del sistema fiscale sul settore economico

[10] Nei panni della Società Finanziaria Internazionale (IFC – International Finance Corporation), agenzia della Banca Internazionale per la Ricostruzione e lo Sviluppo

produttivo. Il confronto sul carico fiscale avviene pertanto in una prospettiva di impresa, considerando le imposte principali che gravano sulle aziende:

- imposte sui profitti delle società;
- costo fiscale del lavoro;
- tasse sui consumi;
- tasse sulla proprietà;
- altre imposte.

Il modello prende a riferimento una media impresa con 60 dipendenti e ne misura il carico fiscale in considerazione alle imposte menzionate.

I risultati dell'analisi del rapporto accentuano, per quanto riguarda la tassazione, il forte distacco dell'Italia, che si posiziona al 167esimo posto nella classifica generale su un totale di 183 paesi.

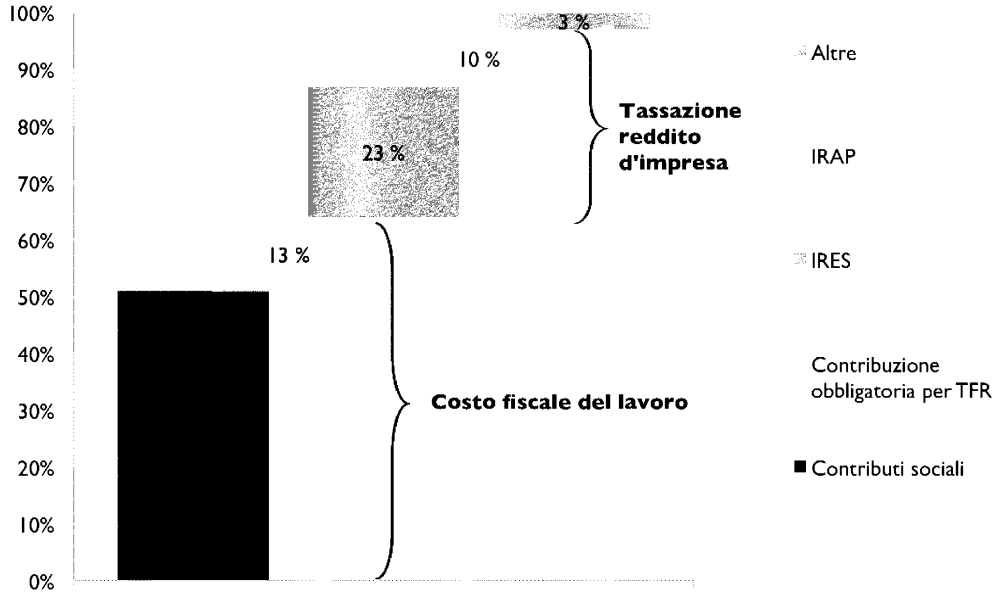
In complesso, i Paesi *OCSE* si trovano in media a metà della classifica (102), vicini ai Paesi del continente africano (in media a 107). Al contrario, i Paesi che si posizionano meglio nella classifica sono quelli del Medio Oriente ed Africa, in media a 63.

È interessante notare come tra i 10 Paesi che meglio si posizionano all'interno della citata classifica troviamo 4 nazioni *OPEC*, in ordine Qatar (6), Emirati Arabi Uniti (7), Arabia Saudita (8), Bahrain (9), i quali, grazie all'importanza che ricopre il settore petrolifero, non ricorrono alla tassazione diretta alle imprese nazionali, ma preferiscono tassare solamente le imprese dell'Oil & Gas straniere operanti nei loro Paesi. Qui, infatti, le imposte sui profitti delle aziende oscillano tra lo 0 ed il 2,1%

Analizzando i tre fattori che compongono l'indicatore "imposizione fiscale totale" emerge come, tra i Paesi presi finora a rifermento, gli Stati Uniti presentino le imposte sui profitti più alte, pari al 27,6%, mentre il Canada le più contenute, pari al 9,8%. Qui l'Italia si colloca in linea con gli altri Paesi, con una pressione fiscale diretta sui profitti del 22,8%.

Al contrario, in termini di pressione fiscale sul lavoro l'Italia registra un tasso del 43,4%, circa 4 volte il valore indicato per gli altri Stati qui considerati. Come si evince dal grafico sottostante, la pressione fiscale sul lavoro contribuisce per il 64% all'imposizione fiscale totale, complici sia gli elevati oneri sociali (tanto previdenziali quanto assistenziali) che la contribuzione aziendale obbligatoria per l'accantonamento del TFR. L'indicatore altre tasse, che come anticipato include tasse sui consumi, sulla proprietà ed altre 4 diverse imposte colloca il nostro Paese nella parte bassa della classifica, secondo solo alla Norvegia.

Figura 19 - Composizione percentuale dell'imposizione fiscale sulle aziende in Italia



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

L'indicatore della pressione fiscale totale, dato dalla somma delle tre categorie menzionate (tasse sui profitti, tasse sul lavoro e altre tasse), vede le imprese italiane come le più tassate dell'*OCSE*, con il 68,6%, da 1,5 a oltre 2 volte più tassate delle aziende con sede negli altri 4 Paesi considerati.

Tabella 10 - Pressione fiscale totale nella classifica Paying Taxes 2011

		Canada	UK	Norvegia	USA	Italia
Pressione fiscale totale come tasse sui profitti	%	9,8	23,2	24,4	27,6	22,8
Pressione fiscale totale come tasse sul lavoro	%	12,6	10,8	15,9	10	43,4
Pressione fiscale totale come altre tasse	%	6,8	3,3	1,3	9,2	2,4
Pressione fiscale totale	%	29,2	37,3	41,6	46,8	68,6
	Ranking	**37**	**76**	**98**	**124**	**167**

Fonte: Banca Mondiale

4.2. La tassazione in Australia, Canada, Danimarca, Francia, Irlanda, Norvegia, UK, USA

4.2.1. Australia

Il *Commonwealth* dell'Australia è una monarchia costituzionale federale. Formalmente il capo dello Stato è ancora la corona britannica, anche se il potere all'interno del Paese viene esercitato dal Governatore Generale dell'Australia in sintonia con il primo ministro australiano. L'Australia si compone di sei Stati (Australia del Sud, Australia Occidentale, Nuovo Galles del Sud, Queensland, Tasmania e Victoria) e di due Territori (Territorio del Nord e Territorio della capitale australiana). Canberra è la capitale federale, sede delle principali istituzioni governative. La Costituzione australiana traccia i confini della divisione di competenze normative tra gli Stati e il governo Federale.

L'esperienza australiana nel settore E&P è piuttosto recente; anche se le prime scoperte di olio e gas nel sottosuolo dell'isola risalgono agli inizi del '900, è solo dopo la seconda guerra mondiale che viene messo in produzione il primo *giacimento* ad olio di una certa rilevanza commerciale. Si tratta del Rough Range N.1, scoperto dalla WAPET (all'epoca società partecipata della Standard Oil of California) nel 1953 a Exmouth Gulf, nello Stato dell'Australia Occidentale.

Tale scoperta stimolò la *ricerca* di idrocarburi in tutto il Paese, e negli anni '60 furono individuati altri importanti *giacimenti* negli Stati del Queensland e di Victoria. Agli inizi degli anni '70 venne individuato, nel mare territoriale dell'Australia Occidentale, il primo *giacimento* a gas *offshore* del Paese; anche in questo caso la scoperta stimolò la ricerca di tale risorsa in tutto il Paese, e vennero rinvenute quantità significative di gas naturale sia a terra (bacino di Cooper/Eromanga nello Stato dell'Australia del Sud) che soprattutto a mare (bacino di Carnavoran nelle acque dell'Australia Occidentale, bacino di Bonaparte nel mar di Timor, bacino di Gippsland nelle acque dello Stato di Victoria).

I *giacimenti* di gas naturale rinvenuti nel corso degli ultimi quarant'anni hanno permesso all'Australia di incrementare le proprie *riserve provate* (che nel 2010 si attestavano a poco meno di 950.000 mln.tep[11]) e di aumentare la produzione, fino a diventare un esportatore netto di tale risorsa: nel 2010 l'Australia ha esportato il 50,3% dei 45,3 mln.tep di gas naturale prodotti[12]. Per quanto riguarda il petrolio, il Paese possiede una quantità di *riserve provate* che nel 2010 ammontavano a 453 mln.tep[13]. La produzione nazionale nel 2010 è scesa a 28,1 mln.tep[14] (nel 2000 si attestava sulle 35,3 mln.tep), costringendo il Paese a importare circa il 44% dell'olio consumato.

A dispetto degli altri Paesi retti da un sistema di *common law*, in Australia i diritti minerari sono proprietà della Corona (governo Federale, Stati e Territori). La divisione della gestione delle *risorse* d'idrocarburi tra i vari livelli governativi (federale, statale, territoriale) viene regolamentata da alcune disposizioni della Costituzione e dall'Offshore Consitutional Settlement. Il governo federale è competente in materia di gestione delle *risorse* in mare situate oltre tre miglia nautiche dalla linea di costa australiana. L'*esplorazione* e la *ricerca* di tali idrocarburi sono regolate dai dettami del Commonwealth Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act (OPGGSA) del 2006. Gli Stati australiani e il Territorio del Nord sono responsabili per la gestione delle *risorse* situate nel mare territoriale (distanza inferiore alle 3 miglia nautiche dalla linea di costa) e di tutte le *risorse* a terra. Ogni Stato possiede una legislazione specifica in materia.

Prelievo specifico per le attività E&P

Il sistema di prelievo fiscale australiano combina *royalties*, *canoni* d'*esplorazione* e produzione, tassazione specifica e imposte sul reddito della società.

Tabella 11 - Prelievo fiscale per le attività E&P

Royalties (1)	10 - 12,5%
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	30 - 55%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*30%*
di cui Tassazione specifica	*40% (1)*

(1) Secondo l'ubicazione della concessione, si applica o la tassazione specifica o l'aliquota royalty. La tassazione specifica è deducibile.

Fonte: Ernst & Young 2010

Royalties

Per progetti a terra, l'aliquota viene determinata degli Stati. A seconda della *concessione* e dello Stato, le *royalties* possono essere fisse o variare al variare della produzione. L'aliquota si aggira tra il 10% e il 12,5%, e viene solitamente pagata sul valore della produzione a bocca di pozzo, al netto dei costi deducibili. Le compagnie sono tenute al versamento annuale dell'importo dovuto, che viene effettuato a favore dell'amministrazione statale competente. Importante sottolineare che alcuni Stati applicano delle esenzioni alle *royalties* per i primi cinque anni di produzione.

Per progetti a mare, le *royalties* sono amministrate dagli Stati in caso di mare territoriale, o dal governo federale in caso di placca continentale. E' bene però ricordare che il governo federale ha eliminato il sistema di prelievo via

[11] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.
[12] Fonte BP-Statistical Review 2011
[13] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.
[14] Fonte BP-Statistical Review 2011.

royalties nel 2008, quando decise d'introdurre una tassa specifica sulle imprese che operano nell'E&P *offshore* (vedi sezione seguente).

Tassazione specifica

A decorrere dal 1° giugno 2008, le società attive nell'E&P sulla placca continentale australiana sono tenute a pagare la Petroleum Resource Rent Tax (PRRT), tassa federale introdotta dall'OPGGSA del 2006[15]. La PRRT ha sostituito il sistema di *royalties* per l'*offshore* federale, e viene calcolata nel seguente modo:

Profitto tassabile = ricavi imponibili - spese deducibili

Il profitto viene tassato con un'aliquota del 40%. La PRRT è pagata annualmente dalle compagnie al governo federale, e viene applicata solo quando viene realizzato un profitto in una determinata *concessione*. La PRRT è riscossa prima dell'imposta federale sul reddito della società, e risulta deducibile a fini della tassazione

Fiscalità generale

Le imprese operanti in Australia sono tenute a versare un'imposta federale sul reddito della società pari al 30% del reddito tassabile.

4.2.2. Canada

Il Canada è una democrazia parlamentare a regime monarchico costituzionale. Dieci Province (Alberta, Columbia Britannica, Isola del Principe Edoardo, Manitoba, Nuova Scozia, Nuovo Brunswick, Ontario, Québec, Saskatchewan, Terranova e Labrador) e tre Territori (Yukon, Territori del Nord Ovest, Nunavut) compongono la federazione bilingue più grande al mondo. Ottawa, nella Provincia dell'Ontario, è la capitale federale, sede del parlamento della federazione e delle principali istituzioni governative.

L'attività di *ricerca* d'idrocarburi nel Paese è iniziata nella seconda metà del XIX secolo. Il primo pozzo petrolifero fu scavato dalla J.M. Williams & Company nel 1857 ad Ellinskillen Township, in Ontario. La *coltivazione* del pozzo andò a buon fine, e già dall'anno seguente un quantitativo significativo di greggio veniva inviato alle raffinerie di Hamilton. Il successo della J.M Williams segnò l'inizio del boom nelle operazioni di E&P petrolifera nel sud-ovest dell'Ontario, coronato dalla nascita nel 1880 dell'Imperial Oil Company Limited, ancora oggi il principale gruppo petrolifero canadese. L'intenso sfruttamento causò la drastica riduzione delle *risorse* di petrolio dell'Ontario nel giro di pochi decenni, ma le vaste praterie dell'Alberta stavano per rivelare le loro enormi potenzialità ai *drillers* canadesi: nel 1883 fu estratto del gas naturale da un pozzo scavato nei pressi di Medicine Hat, città vicina al confine con gli Stati Uniti. Questa scoperta marcò l'inizio dell'era dello sfruttamento delle *risorse* d'idrocarburi dell'Alberta, che si convertirà in uno dei principali attori della produzione di olio mondiale quando fu scoperto nel 1947 il mega-*giacimento* di Leduc, nei pressi di Edmonton. Verso la fine degli anni '60 iniziò anche l'*esplorazione* del fondale marino canadese, che portò a ritrovamenti *offshore* di una certa entità in Columbia Britannica, in Terranova e Labrador e in Nova Scozia. Le sabbie bituminose della valle di Athabaska furono invece rinvenute nella seconda metà del '700, ma i tentativi di raffinare del greggio dal bitume estratto si rivelarono fallimentari fino alla prima metà degli anni 60. Nel 1967, la società Great Canadian Oil Sands iniziò lo sfruttamento commerciale del bacino, che è ancora oggi considerato il più importante bacino di sabbie bituminose al mondo[16].

Il Canada detiene le terze *riserve* di petrolio[17]e le ventunesime *riserve* di gas naturale al mondo[18]. La maggior parte di tali *riserve* sono situate *onshore*; a livello provinciale, l'Alberta è la Provincia più ricca di *risorse*, sia in termini di gas naturale che di olio convenzionale. L'Alberta detiene inoltre la quasi totalità di petrolio estraibile da sabbie bituminose del Paese. Nelle acque territoriali e nella *piattaforma continentale* canadese sono conservate circa il 30% delle *riserve* di petrolio convenzionale del Paese.

Il Canada si regge su un complesso equilibrio tra istanze provinciali e federali, che condividono il potere legislativo nei principali ambiti normativi. Non fa eccezione la gestione delle *risorse* naturali, che viene regolata sia da leggi provinciali

[15] I giacimenti situati nell'Australia/East Timor Joint Petroleum Development Area e sulla placca continentale nord occidentale sono esclusi dal regime PRRT.
[16] Canadian Center for Energy Information (2004), *Evolution of Canada's oil and gas industry*, Calgary.
[17] Considerate le sabbie bituminose.
[18] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.

che federali. Già nel Constitution Act del 1867, l'atto con cui quattro dominions (Ontario, Nuova Scozia, New Brunswick e Québec) decisero di confederarsi per creare lo Stato canadese, veniva concesso alle Provincie di mantenere la proprietà delle proprie terre e sulle risorse in esse presenti. Il Natural Resources Transfer Act del 1930 garantiva la stessa prerogativa anche a Manitoba, Saskatchewan e Alberta.

Le *risorse* naturali (e dunque gli idrocarburi) vengono quindi gestite direttamente dal governo provinciale se situate su territori di sua pertinenza; è invece il governo federale ad occuparsi delle *risorse* naturali quando esse sono situate:

- nei parchi naturali federali;
- nella zona delle riserve indiane;
- nelle zone di pertinenza dei Territori (a nord del 60° parallelo), ad eccezione dello Yukon;
- nel mare territoriale (con alcune eccezioni);
- sulla *piattaforma continentale* canadese.

Infine, in seguito a specifici accordi firmati tra governo e province[19], vengono gestite congiuntamente le *risorse* naturali presenti nel mare territoriale dalla Provincia della Terranova e Labrador e della Nuova Scozia.

Tale sistema normativo influisce sull'allocazione delle *risorse* provenienti da prelievo fiscale su imprese operanti nell'E&P. *Royalties*, *canoni* e bonus d'asta sono interamente dovuti all'amministrazione proprietaria del terreno dove si trova la *concessione*: se, ad esempio, una *concessione* di *coltivazione* di idrocarburi si trova su un terreno di proprietà della Provincia dell'Alberta, il ricavato dalle *royalties* sulla produzione, dal *canone* di *coltivazione* e del bonus d'asta, andrà interamente a beneficio del governo provinciale. I governi provinciali e il governo federale possono inoltre stabilire il framework legislativo che ritengono più adeguato per lo sfruttamento delle *risorse* minerarie. Le aliquote delle *royalties* ed i *canoni* per le concessioni sono liberamente stabiliti dalle amministrazioni compenti, senza nessuna imposizione da Ottawa.

Un'altra particolarità canadese riguarda la proprietà della terra. Come in altre ex-colonie britanniche, il sistema giuridico in vigore è quello del *common law*[20]. In materia di proprietà fondiaria ciò significa che il governo canadese (o i privati) formalmente amministrano la terra su mandato della Corona Britannica. Da qui il nome di Crown Land (Terra della Corona) che viene dato alla terra di proprietà del governo (sia esso provinciale o federale), che ammonta circa all'89% del territorio canadese (41% posseduto dal governo federale, 48% dai governi provinciali). Il restante 11% è di proprietà di privati (Freehold Land), siano essi cittadini o imprese[21], che sono anche proprietari dei diritti minerari del terreno posseduto.

Questo particolare assetto della proprietà fondiaria influisce ovviamente sul valore delle *royalties* da *coltivazione* mineraria. Le aziende operanti su una Crown Land (sia essa federale o provinciale) devono sottostare alle leggi federali o provinciali che regolano le aliquote delle Crown Royalties o dei *canoni* su un determinato territorio. Le aziende che invece operano su una Freehold Land contratteranno direttamente con il proprietario il prezzo da pagare per effettuare le operazioni di *esplorazione* e *coltivazione* sul suo terreno. Anche in questo caso, però, le provincie canadesi ottengono alcuni proventi fiscali grazie alla Freehold Royalties, un'imposta collegata al reddito derivante dalla vendita degli idrocarburi coltivati dall'impresa operante su una Freehold Land.

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

Il sistema di prelievo fiscale canadese combina *royalties*, bonus, *canoni* d'*esplorazione* e produzione e imposte sul reddito della società.

[19] Si tratta del *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act* e del *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act*
[20] Ad eccezione della provincia del Québec.
[21] V.P. Neimanis (2010), The Canadian Encyclopedia

Tabella 12 - Prelievo fiscale per le attività di E&P

Royalties	10 - 45%
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	28 - 34%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*28 - 34% (1)*
di cui Tassazione specifica	*no*

(1) 18% federale + 10-16% provinciale

Fonte: Ernst & Young, 2010

Fiscalità generale e agevolazioni sulle società a capitale privato

Il regime di tassazione canadese per le società a capitale private è regolato dal Canadian Income Tax Act (CITA) del 1985. In generale, in Canada non è previsto un regime di tassazione speciale per le società che operano nel settore dell'Oil & Gas.

L'imposta sul reddito delle società (*Corporate Income Tax*, CIT) risente della divisione federale dell'ordinamento statale. Le imprese operanti sul territorio canadese sono tenute a versare un'imposta provinciale sul reddito della società, a beneficio della provincia dove il reddito tassabile viene generato, che varia tra il 10% e il 16%; l'aliquota dell'imposta federale sul reddito della società, che viene versata a beneficio del governo di Ottawa, nel 2010 era al 18%[22].

La regolazione canadese prevede un sistema di ammortamento con separazione delle immobilizzazioni materiali per le imprese operanti nel settore di analisi. Le spese sostenute per generare reddito, incluse le spese operative (OPEX), le spese per capitale (CAPEX) e le spese sostenute per l'*esplorazione* e la *coltivazione* dei *giacimenti* (resource expenses), sono infatti normalmente deducibili dalla base imponibile.

Le spese per capitale sostenute possono essere ammortizzate ad un tasso massimo del 25% annuo.

Per spese sostenute per l'*esplorazione* e la *coltivazione* dei *giacimenti* (resource expenses) si intendono le spese sostenute come:

- spese di *esplorazione* (Canadian Exploration Expense), cioè quei costi in cui la società incorre per determinare l'esistenza, la locazione, l'estensione e la qualità delle *risorse* di gas e olio presenti nel sottosuolo. Tali spese sono deducibili dal reddito imponibile fino al 100%;
- spese di sviluppo (Canadian Development Expense), cioè i costi di perforazione, costruzione di un pozzo, costruzione di una strada d'accesso al pozzo e in generale preparazione del sito di *coltivazione*. Tali spese possono essere dedotte fino ad un massimo del 30% ogni anno;
- spese per *canoni* e locazione (Canadian Oil and Gas Property Expense), cioè quei costi sostenuti da una società per acquisire i diritti d'*esplorazione* di un appezzamento, i *canoni* per l'esplorazione e la *coltivazione* degli idrocarburi. Questa tipologia di spese può essere dedotta fino al 10% ogni anno.

Infine, a partire dal 2007 anche le *royalties* pagate sono deducibili del reddito imponibile.

4.2.3. Alberta

L'Alberta è il principale produttore d'idrocarburi del Canada, contribuendo per il 68% al totale della produzione di olio e per l'80% alla produzione di gas naturale del Paese.

L'81% dei diritti minerari della Provincia sono di proprietà del governo provinciale (Crown Land), che li amministra attraverso l'Alberta Department of Energy.

[22] Per il 2011, l'aliquota dell'imposta federale sulle imprese è al 16,5%

In Alberta, l'ammontare complessivo del prelievo fiscale sulle imprese operanti nel settore E&P è il risultato di un mix di *canoni*, *royalties* e imposte sul reddito delle società che vengono versati dall'impresa durante le diverse fasi della *coltivazione/esplorazione* della *concessione* mineraria.

In un primo momento, l'azienda interessata ad effettuare delle opere di *esplorazione* su un determinato territorio partecipa ad un'asta bandita dal governo provinciale. Se l'azienda effettua la migliore offerta, ottiene i cosiddetti Annual Rights, ovvero i diritti di *esplorazione* e *coltivazione* della *concessione*. Ottenuta la *concessione*, per tutto il periodo dell'*esplorazione* e della *coltivazione* l'azienda è tenuta a pagare un *canone* di sfruttamento alla Provincia dell'Alberta (Land Rental Fees) ed una tassa municipale, che viene versata al comune di pertinenza (Municipal Property Tax). Una volta che l'azienda entra nella fase di *coltivazione*, è tenuta, inoltre, a pagare alla Provincia delle *royalties* sulla produzione d'idrocarburi. Infine le aziende sono tenute a corrispondere al governo federale e a quello provinciale un'imposta sul reddito della società.

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

Ricapitolando, l'ammontare complessivo del prelievo fiscale su imprese operanti nel settore E&P in Alberta è il risultato di:

Tabella 13 - Prelievo fiscale per le attività E&P in Alberta

	Quando?	Descrizione
Bonus	Nel momento in cui viene bandita l'asta per l'assegnazione della concessione	Per ottenere la concessione d'esplorazione, si effettua un'asta. L'azienda che offre di più ottiene i diritti di esplorazione e sfruttamento (Annual rights)
Canone di sfruttamento *(land rental fees)*	Esplorazione e produzione	Un canone di esplorazione/ coltivazione annuo fisso
Royalties	Fase di coltivazione	Variano al variare del tipo di terreno *(Crown land* o *Freehold land)* della qualità del prodotto, dei prezzi internazionali e della quantità prodotta.
Imposta sul reddito della società *(Corporate Income Tax)*	Coltivazione, quando viene generato un reddito tassabile	Bisogna tenere in considerazione sia il CIT federale che quello provinciale
Canone Municipale	Esplorazione e Produzione	E' una tassa di locazione, che viene corrisposta alla/e municipalità dove si trova la concessione

Fonte: Price Waterhouse Cooper, 2010

Royalties

Sono tre le norme provinciali di riferimento in materia di *royalties* in Alberta, emanate ai sensi del Mines and Minerals Act: si tratta dell'Alberta Regulation 221/2008 (Natural Gas Royalty Regulation 2009), dell'Alberta Regulation 222/2008 (Petroleum Royalty Regulation 2009) e dell'Alberta Regulation 32/2011 (New Well Royalty Regulation). Le aliquote delle *royalties* differiscono in base alla natura del prodotto:

a) olio convenzionale

b) olio da sabbie bituminose

c) gas naturale.

a) Olio convenzionale

Le *royalties* da olio sono dovute mensilmente al governo provinciale e possono essere pagate in denaro o in prodotto (che viene poi commercializzato dall'Alberta Petroleum Marketing Commission). Le aliquote pagate per la *coltivazione* di olio variano tra lo 0% e il 40% della produzione. Vi sono quattro fattori che influenzano le aliquote:

- prezzo del barile WTI;
- qualità dell'olio prodotto;

- produttività del pozzo estrattivo;
- classificazione del pozzo estrattivo in base ai criteri "vintage" (qualità, maturità e produttività).

La formula standard che viene applicata per il calcolo dell'aliquota di *royalties* dovuta (R%) è :

R%= Rp+Rq, dove:

Rp (Price Component) è funzione del PAR Price[23], calcolato mensilmente a partire da:

- qualità del greggio estratto (light, medium, heavy, ultra heavy)
- prezzo greggio Nymex WTI
- prezzo greggio ad Edmonton (AL, Canada)

Rq (Quantity Component) è invece funzione della quantità di metri cubi di greggio estratti mensilmente (l'aliquota diminuisce al diminuire della produzione).

b) Olio da sabbie bituminose

Nel caso di petrolio da sabbie bituminose viene impiegata un'aliquota variabile (*sliding scale*) che aumenta all'aumentare del prezzo del barile WTI. Un altro fattore che influenza l'aliquota è il raggiungimento da parte del gestore della *concessione* del "payout" (momento in cui il gestore ha recuperato le spese sostenute per operare la *concessione*, i cosiddetti allowable costs). Prima di raggiungere il "payout", l'impresa paga *royalties* sul fatturato lordo generato dallo sfruttamento della *coltivazione* con un'aliquota che varia tra l'1% de il 9% (a seconda del prezzo del barile WTI). In situazione di post-payout, l'impresa paga *royalties* sul fatturato netto generato dallo sfruttamento della *coltivazione* con un'aliquota tra il 25% ed il 40% (sempre a seconda del prezzo del barile WTI).

c) Gas naturale

Le *royalties* vengono versate mensilmente in denaro. Le aliquote pagate per la *coltivazione* di campi a gas naturale variano dal 5% al 36% del prodotto estratto.

L'aliquota dovuta (R%), detta WEARR[24], è in realtà una media ponderata delle aliquote dovute per tutti i componenti gassosi estratti (metano, butano, etano, etc.) in una determinata *concessione*. La formula utilizzata per calcolare la WEARR dovuta è

R%=WEARR= Rp+Rq, dove:

Rp dipende dal PAR price del metano sul mercato (determinato mensilmente dall'Alberta Energy Department), sulla base del quale vengono calcolati i prezzi di tutti gli altri componenti gassosi.

Rq dipende invece dalla produzione giornaliera del pozzo, dall'acidità dei gas prodotti e dalla profondità del pozzo da cui si estrae il gas.

Modifiche alle aliquote

L'Alberta Regulation 32/2011 introduce alcune modifiche alle aliquote dovute sulla *coltivazione* delle concessioni gas e olio entrati (o ri-entrati) in produzione a decorrere dal 1° aprile 2011. Su tali pozzi, l'aliquota massima dovuta è pari al 5% della produzione per un periodo di 12 mesi, fino ad un limite massimo di 11.200 tep (soglia a partire della quale si applica il regime di aliquota normale). Per poter godere della riduzione, i lavori d'*esplorazione* sulla *concessione* devono essere iniziati dopo il 1° aprile 2009.

[23] Prezzo di riferimento per il pagamento delle *royalties* per le aziende che coltivano idrocarburi in Alberta. Viene aggiornato mensilmente dal Dipartimento provinciale per l'energia.
[24] Well Event Average Royalty Rate.

Inoltre, il governo dell'Alberta ha lanciato il Natural Gas Deep Drilling Program (NGDDP), che prevede una riduzione dell'aliquota dovuta per quelle concessioni che estraggono gas naturale da profondità superiori a 2.000 metri. L'aliquota è anche in questo caso pari al 5% della produzione.

Imposta provinciale sul reddito della società

L'aliquota dell'imposta provinciale sul reddito della società in Alberta è al 10%. La base imponibile viene calcolata come segue:

$$\text{Reddito imponibile in Alberta} = \frac{\text{reddito imponibile in Canada} - \text{detrazione fiscale sulle Royalties}}{\text{Alberta Allocation Factor}}$$

Dove:

- $\text{Alberta Allocation Factor} = \dfrac{\text{reddito imponibile in Alberta}}{\text{reddito imponibile in Canada}}$

- Detrazione fiscale sulle *royalties* = *royalties* non detraibili pagate, non deducibili ai fini della tassazione federale.

Inoltre, la Provincia prevede per tutte quelle società che si qualificano come PMI per la legge provinciale un'aliquota d'imposta sul reddito della società pari al 3%.

4.2.4. Danimarca

Il Regno di Danimarca è una monarchia costituzionale, costituita da Groenlandia, Isole Fær Øer e Danimarca.

Il sistema giuridico è disciplinato dalla Costituzione del 1849, emendata per l'ultima volta nel 1953. Nonostante il peculiare assetto dell'organizzazione territoriale, dal 1979 alle autorità della Groenlandia e, a partire dal 1992, anche alle autorità delle Isole Fær Øer è stata riconosciuta la sovranità per la gestione delle *risorse* minerarie sui rispettivi territori.

Con la Riforma del 2007, l'organizzazione dell'amministrazione territoriale è mutata: le originarie 13 contee sono state sostituite da 5 regioni e 98 comuni. Tuttavia, sotto il profilo sostanziale nulla è cambiato. Il potere legislativo rimane nelle mani del Parlamento unicamerale, dunque, le regioni, così come i comuni, rimangono mere unità amministrative, prive di potere esecutivo e legislativo.

La storia estrattiva della Danimarca è relativamente recente. La produzione di greggio è iniziata, infatti, nel 1972, quella di gas nel 1984. E da allora si è molto sviluppata, tanto che dal 1991 la Danimarca è divenuta un esportatore netto sia di gas sia di petrolio.

Nel 2010, la produzione di petrolio si è attestata su 12,2 mln.tep, mentre per il gas è stata di 7,4 mln.tep[25], in diminuzione rispetto agli anni precedenti. A causa di questo lieve calo e in previsione di un'ulteriore diminuzione delle possibilità estrattive, dall'ottobre 2010, la Danimarca ha siglato un accordo con la Germania per le importazioni.

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

Il prelievo fiscale sulle attività di E&P è il risultato della combinazione di tassazione generale e specifica.

[25] BP-Statistical Review 2011.

Tabella 14 - Prelievo fiscale per le attività di E&P

Royalties	no
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	64 - 77,5%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*25%*
di cui Tassazione specifica	*52 - 70% (1)*

(1) 52 e 70 sono tasse specifiche sugli idrocarburi che fungono da fattori moltiplicativi per il calcolo della pressione fiscale effettiva sulle imprese dell'Oil & Gas

Fonte: Ernst & Young, 2010

Licenze

Le *risorse* naturali sono di proprietà dello Stato. L'*esplorazione* e lo sfruttamento sono attribuite alle compagnie interessate attraverso un sistema di *concessione* di licenze.

Le tipologie di licenze previste dall'ordinamento danese sono due: una per la sola *prospezione* e l'altra che consente sia l'*esplorazione* che la produzione.

La prima licenza è stata attribuita nel 1935 e a beneficiarne fu un cittadino americano, creatore della Danish American Prospecting Company (DAPCO). Nel 1962, la società Maersk Oil and Gas ottenne una licenza che copriva l'intera area danese. Solo dal 1981 la società iniziò la dismissione di alcuni campi, coinvolgendo altre multinazionali nelle sue attività e consentendo, nel 1986, il primo ciclo di asta aperto a tutte le compagnie. In virtù della condizione di cui si è avvantaggiata negli anni, la Maersk Oil and Gas ha siglato un accordo con il Ministero dell'Economia secondo il quale dal 1° gennaio 2004 all'8 luglio 2012 è obbligata al pagamento del 20% dei suoi profitti, ulteriori rispetto al prelievo fiscale e al netto delle spese d'investimento.

Le licenze sono concesse attraverso il sistema dei cicli di asta, indetti periodicamente oppure, dal 1997, attraverso il meccanismo del c.d. open door, con cui si può chiedere l'assegnazione di aree libere.

I blocchi messi all'asta hanno un'estensione di 212 km^2, su tali aree il beneficiario della licenza, a seconda del tipo di licenza, ha il diritto esclusivo di *esplorazione* o sia di *esplorazione* che di sviluppo.

Royalties

Dal 2009, le compagnie petrolifere non pagano più *royalties*.

Fiscalità generale e agevolazioni

Una delle peculiarità più significative del regime fiscale danese riguarda il principio di territorialità. La base imponibile è calcolata considerando le sole attività condotte sul territorio danese e non sull'intero fatturato della compagnia petrolifera.

D'altro canto, anche le compagnie che non hanno sede legale nel Paese sono tenute al pagamento delle imposte previste dal regime fiscale danese.

Dal 1° gennaio 2007, l'imposta sul reddito delle società è scesa dal 28% al 25%.

Imposta sugli idrocarburi e agevolazioni

Dal 1982 il sistema fiscale danese prevede il pagamento di un'imposta addizionale per le compagnie petrolifere. Con la riforma del sistema di tassazione del settore Oil & Gas del 2003 l'entità dell'imposta sulla produzione di idrocarburi dipende dalla data in cui il campo è stato assegnato tramite licenza.

Per i campi beneficiari di licenze prima del 1° gennaio 2004, l'aliquota dell'imposta speciale sugli idrocarburi è fissata al 70%.

Nel caso le licenze siano state assegnate successivamente al 1° gennaio 2004, l'aliquota è fissata al 52%.

Attraverso il sistema di deduzioni e detrazioni, si stabilisce che la tassazione totale gravante sulle imprese del settore, data pertanto dalla somma dell'imposizione specifica e generale, nel caso di campi autorizzati prima del 1° gennaio 2004 non possa essere superiore al 77,5%. Per i campi entrati in attività dopo il 1° gennaio 2004 la pressione fiscale totale non può essere superiore al 64%.

In particolare, si precisa che l'imposta speciale grava pesantemente solo sui campi particolarmente redditizi. A tal fine è prevista un'agevolazione fiscale concessa attraverso il riconoscimento di una sopraelevazione percentuale (*uplift*) del valore dei costi capitalizzati nella fase di *esplorazione* e messa in produzione del campo, prima che questo venga classificato come commerciale. Tale sopraelevazione o sovracosto concesso è pari al 25% o al 30% del costo effettivamente sostenuto rispettivamente per i campi autorizzati prima del 1° gennaio 2004 e per quelli autorizzati dopo il 1° gennaio 2004.

4.2.5. Francia

La Francia è una Repubblica costituzionale a regime semipresidenziale. La République è uno Stato unitario, ma gli enti locali (régions, départements e communes) hanno diverse attribuzioni, il cui esercizio è tutelato dalle ingerenze del governo centrale anche in seguito alla riforma costituzionale del 28 marzo 2003 (Atto II del decentramento). Il potere esecutivo è condiviso tra il Presidente della Repubblica, eletto a suffragio universale, e dal Primo Ministro, nominato dal Presidente stesso. Il potere legislativo è detenuto dal Parlamento, formato da due camere: l'Assemblée nationale e il Sénat.

La storia dell'*esplorazione* petrolifera nel Paese risale ai primi anni dell'800, quando Napoleone I concesse i primi *permessi* di *esplorazione* e *coltivazione* nella regione del Rodano-Alpi a La Mure. Verso la fine del secolo furono messi in produzione una serie di altri *giacimenti* in Alsazia, nella zona di Péchelbronn. Si trattava comunque di *giacimenti* di scarsa importanza e che garantivano una produzione di olio piuttosto irrilevante in termini di consumi nazionali, che venivano inizialmente coperti verranno coperti da abbondanti importazioni. Una parte di queste importazioni provenivano dai territori dell'Impero, soprattutto dalle zone del Maghreb e dell'Africa Sub-sahariana, spesso effettuate dalla Compagnie française des petroles, dal 1991 Total, fondata a Parigi nel 1924. La situazione cambiò verso la fine degli anni '50, in seguito alle scoperte di idrocarburi nelle regione dell'Aquitania (Lacq 1957, Meillon 1966) e dell'Ile de France (Coulommes 1958). La produzione di petrolio durante gli anni '60 si attestava intorno ai 2,5 mln.tonn/anno in Aquitania e a 0,5 mln.tonn/anno nel bacino parigino. Il picco della produzione francese si raggiunse nel 1988, con 3,3 mln.tonn. di greggio estratte, per poi declinare fino ai nostri giorni. Un andamento similare può essere riscontrato nell'estrazione di gas naturale, la cui produzione raggiunse il culmine intorno ai 6,4 mln.tep. nel 1978.

La produzione petrolifera del Paese nel 2010, si è attestata a 0,90 mln.tep, mentre quella di gas è ammontata a 0,61 mln.tep.[26], ottenuta al 95% da *giacimenti* Total. Il governo francese prevede che entro il 2013 le *riserve* di gas naturale francesi, pari a 6 mln.tep[27], saranno esaurite[28].

In materia di proprietà del sottosuolo, l'art. 552 del Codice Civile francese prevede che "la proprietà del suolo comporti la proprietà di tutto ciò che si trova al di sopra e al di sotto dello stesso". Lo stesso Codice impone però dei limiti e delle eccezioni a questa norma, tra i quali spiccano "le leggi e i regolamenti relativi al diritto minerario". Nel corso del XX secolo, lo Stato francese ha emanato diverse leggi in cui viene esplicitato che tutti i diritti minerari sono da ritenersi di proprietà esclusiva dello Stato, che può accordare *permessi* di *ricerca* e di *coltivazione* nei limiti e nelle modalità stabiliti dalla legge. Il Code Minier del 1956 (e successivi emendamenti) è la legge che regola ancora oggi le attività di E&P nel Paese.

[26] Dati del Bureau Exploration-Production des Hydrocarbures (BEPH)
[27] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.
[28] IEA (2008),*Energy policies of IEA countries: France 2009 Review*, Parigi

Prelievo fiscale per attività E&P

La Francia utilizza un sistema di prelievo fiscale sulle attività petrolifere che prevede un mix di *royalties*, imposte sulla produzione e imposte sul reddito della società.

Tabella 15 - Prelievo fiscale per le attività E&P

Royalties	0-30%
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	34,43%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*34,43% (1)*
di cui Tassazione specifica	*0%*

(1) Di cui 33,3% CIT e 1,13% Altro

Fonte: KPMG, Code minier

Licenze

Le domande per ottenere un *permesso di ricerca* vanno inoltrate al Ministero dell'Ecologia, dell'Energia e dello Sviluppo Sostenibile, che, una volta consultate le autorità locali interessate, procede a valutare il progetto del soggetto richiedente. Se il Ministero non ha obiezioni di tipo tecnico o ambientale, il permesso di *esplorazione* viene concesso attraverso un decreto ministeriale. Tale permesso ha validità 5 anni, rinnovabile due volte. Se la compagnia rinviene degli idrocarburi nelle *concessione* assegnatale, l'art. 21 del Code minier prevede che per iniziare la *coltivazione*, la società titolare del *permesso di ricerca* debba attendere il consenso ministeriale. Se accordata, la *concessione* di *coltivazione* ha una durata che varia normalmente tra i 25 e i 50 anni.

Interessante segnalare che in Francia le compagnie petrolifere non sono tenute al pagamento di nessun *canone* né in fase esplorativa né in fase di *coltivazione*.

Royalties e imposta di produzione

La produzione di idrocarburi e soggetta al pagamento di una *royalty* che varia al variare del quantitativo prodotto; il Code Minier stabilisce le aliquote come segue.

Tabella 16 - Royalties petrolio e gas naturale

		Royalties da pozzi attivi prima del 1980	Royalties da pozzi attivi dopo il 1980
Olio	< 50 000 ton	8%	0%
	50.000 -100.000	20%	6%
	100.000 - 300.000	30%	9%
	> 300.000	30%	12%
Gas	< 300 mln.mc	0%	0%
	> 300 mln.mc	30%	5%

Fonte: Code Minier

In Francia, le *royalties* vanno versate interamente al governo centrale.

I *giacimenti* a mare sono esentati, con la sola eccezione della *concessione* di Saint-Pierre-et-Miquelon.

In base agli art. 1463, 1519 e 1587 del Code Général des Impôts, le compagnie petrolifere sono tenute a versare un'imposta sulla produzione ai comuni e ai dipartimenti. Tale imposta si ottiene moltiplicando la produzione di ogni *concessione* per una tariffa unitaria, aggiornata annualmente con decreto del Ministero dell'Ecologia. Tale tariffa nel 2010 era fissata come mostrato in tabella.

Tabella 17 - Imposta di produzione

		Comunale	Dipartimentale	Totale
Olio *(ogni 100 ton. estratte)*	pozzo attivo da prima del 1992	737,30 €	947,10 €	1.684,40 €
	pozzo attivo a decorrere dal 1992	236 €	300,10 €	536,10 €
Gas *(ogni 100 000 mc estratti)*	pozzo attivo da prima del 1992	247,40 €	361,20 €	608,60 €
	pozzo attivo a decorrere dal 1992	68,20 €	86,3	154,50 €

Fonte: Decreto del 25/06/2010 N. 27

Fiscalità generale e agevolazioni

La Francia non prevede un regime fiscale particolare per le imprese che operano nell'E&P. Le compagnie che operano in tale settore sono tenute a pagare l'imposta sulle società (Impôt sur les sociétés, IS), come previsto dalla legislazione fiscale francese. A decorrere dal 1 gennaio 1993, l'aliquota sulla base imponibile è al 33,3%. All'IS bisogna poi aggiungere la Contribution Economique Territoriale (CET), introdotto nel 2010, e la Contribution Sociale de Solidarité des Sociétés (CSSS), che secondo alcune stime di KPMG nel 2010 incidevano per l'1,13% sul tasso d'imposizione francese sulle società operanti nell'O&G.

In materia di agevolazioni, è importante sottolineare che le *royalties* pagate allo Stato francese dalle compagnie possono essere dedotte.

4.2.6. Irlanda

L'Irlanda è una Repubblica parlamentare nata nel 1922. Le radici dello Stato, originariamente dominio all'interno del Commonwealth britannico, affondano nella guerra di indipendenza dalla Corona inglese ed hanno influenzato il profilo giuridico sia del diritto minerario sia della fiscalità a cui sono sottoposti gli operatori dell'upstream, ispirandosi ai vicini britannici.

Le prime esplorazioni risalgono agli anni '70. Il primo *giacimento* di gas significativo, fu individuato al largo di Capo Kinsale e divenne produttivo nel 1978.

Da allora, la produzione di gas e petrolio è stata piuttosto ridotta nonostante, secondo le stime del Dipartimento di Energia e Risorse naturali, le *riserve* irlandesi ammontano a 8,8 mln.tep[29], per la totalità rappresentate da gas naturale.

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

Le difficoltà dell'*esplorazione* e le scarse *risorse* hanno portato ad un regime fiscale particolarmente vantaggioso per le compagnie impegnate nell'upstream nel tentativo di attrarre investitori.

Il sistema di prelievo dello Stato si basa unicamente sulla tassazione alle imprese operanti nel settore, avendo il Paese abolito le *royalties* nel 1987.

[29] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.

Tabella 18 - Prelievo fiscale per le attività di E&P

Royalties	no
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	25 - 40%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*25%*
di cui Tassazione specifica	*0 -15%*

Fonte: Ernst & Young, 2010

Licenze

Come sancito dal Petroleum and other minerals development act (1960), l'Irlanda ha optato per il sistema di licenze, attraverso le quali concedere l'*esplorazione* e la produzione di *risorse* che rimangono di proprietà dello Stato. La *concessione* delle licenze avviene attraverso aste. Nell'ultimo ciclo concluso nel 2010, riguardante l'assegnazione dei campi *onshore* del Nord Ovest e del Bacino di Clare, sono stati messi all'asta blocchi per un'estensione totale di 8.000 Km^2. Nel 2011 il Dipartimento di energia e *risorse* minerarie (DCNER) ha messo all'asta la più grande estensione nella storia dell'industria estrattiva irlandese: 25.000 km^2.

Royalties

Dal 1987, le *royalties* sono state abolite.

Canoni di concessione

L'entità dei *canoni* di *concessione* variano a seconda della tipologia della licenza e della fase upstream di riferimento.

Per le attività di *esplorazione* è previsto un *canone* annuo di 182 €/Km^2, incrementato a 365 €/Km^2 per gli anni successivi al primo.

Per le attività di *esplorazione* in campi mare con profondità superiore a 200 metri, della durata massima di 9 anni, il *canone* per i primi tre anni è pari a 91 €/Km^2. Il *canone* annuo sale a 182 €/Km^2 per il secondo triennio e a 365 €/Km^2 negli ultimi tre anni.

Per i beneficiari della licenza di produzione (petroleum lease), sia *offshore* sia *onshore*, i *canoni* sono fissati a 2.643 €/Km^2 annui. Dall'anno di effettiva commercializzazione della produzione il *canone* sale a 4.133 €/Km^2 annui.

Fiscalità generale e agevolazioni

Le compagnie petrolifere che hanno sede legale in Irlanda sono tenute al pagamento dell'imposta sul reddito totale (CIT – *Corportate Income Tax*), in riferimento anche ai proventi delle attività svolte all'estero. Normalmente, l'imposta è fissata al 12,5%. In ragione dell'alta redditività delle loro attività, per le compagnie petrolifere l'imposta è fissata al 25%.

Le spese capitalizzate in conto capitale per l'*esplorazione* e la produzione sono deducibili al 100% quando realizzate per l'*esplorazione* e la produzione da grandi *giacimenti*.

Per incoraggiare gli investimenti in *ricerca* e sviluppo è previsto uno sgravio fiscale consistente in un credito di imposta del 25% annuo sulle spese che la compagnia ha sostenuto a tal fine.

Tassa addizionale sui redditi petroliferi (Petroleum revenue tax)

Il sistema fiscale irlandese prevede un'imposta addizionale alla CIT, la tassa sulle attività petrolifere autorizzate dal 1° gennaio 2007. L'entità dell'imposta varia dal 5 al 15%. L'aliquota si stabilisce in riferimento alla redditività del campo, misurata in base al rapporto tra i profitti totali ed i capitali totali investiti.

Tabella 19 - Aliquota per la tassa addizionale sui redditi petroliferi

Rapporto	<1,5	1,5- 3,0	3,0 - 4,5	< 4,5
Tassa addizionale	0%	5%	10%	15%

Fonte: DCENR, 2011

4.2.7. Norvegia

La Norvegia è una monarchia parlamentare, amministrativamente organizzata in tre livelli di governo: centrale, regionale e locale.

La Costituzione del 17 maggio 1814 attribuisce allo Stato centrale sia il potere legislativo che di imposizione fiscale. Pertanto, la normativa che disciplina il settore energetico è statale.

Le attività di produzione ed *esplorazione* sono regolate dal Petroleum Act. Si tratta di attività relativamente recenti se si pensa che la scoperta del primo *giacimento* petrolifero, Ekofisk, risale al 1969, e che l'inizio della produzione è datato 15 giugno 1971.

Il 31 maggio 1963, attraverso l'emanazione di un Decreto Reale, lo Stato norvegese ha proclamato l'esclusività dei propri diritti di *esplorazione* e sfruttamento sulle *risorse* sottomarine.

Storicamente la produzione di idrocarburi norvegese è principalmente *offshore*. La trascurabile produzione *onshore* è concentrata nelle Isole Svalbard, sottoposte ad un regime giuridico speciale, regolato dal Trattato di Svalbrad del 1920 che disciplina anche il diritto minerario.

In Norvegia, le attività per la produzione sono iniziate solo dopo la conclusione di due accordi internazionali con il Regno Unito (10 marzo 1965) e con la Danimarca (8 dicembre 1965) con cui sono stati definiti i limiti delle rispettive acque territoriali. Al contrario, per lo sfruttamento delle ambite acque del mare di Barents non è ancora stato raggiunto alcun accordo con la Russia.

Per il 2010, la produzione nazionale, prima tra i Paesi europei, per l'olio si è attestata a 98,6 mln.tep, mentre per il gas a 95,7 mln.tep[30], pari, rispettivamente, al 12,1 % e al 10,2% della produzione del continente. Il primato si ripete ragionando in termini di *riserve*, pari a 776,8 mln.tep di petrolio e 1.800 mln.tep di gas[31]

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

La Norvegia ha adottato un sistema di prelievo fiscale sulle attività petrolifere che intende essere neutrale, in modo da non influenzare l'attrattività degli investimenti.

[30] Dati BP-Statistical Review, 2011.
[31] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.

Tabella 20 - Prelievo fiscale per le attività di E&P

Royalties	no
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	78%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*28%*
di cui Tassazione specifica	*50%*

Fonte: Ernst & Young, 2010

Licenze

Lo Stato norvegese mantiene il diritto di proprietà sui minerali del sottosuolo. così come stabilito dal Decreto sull'*esplorazione* per lo sfruttamento di *risorse* naturali sottomarine, in vigore dal 21 giugno 1963.

Le attività di *esplorazione* e sfruttamento di tali *risorse* quindi, sono gestite con un sistema di assegnazione di licenze mediante cicli di asta. Le tipologie di licenza sono due:

- licenza di esplorazione, con cui si garantisce un diritto non esclusivo di *esplorazione* su un'area, che impone un pagamento di 65.000 NOK (8.150 € circa) annui, entro il 31 dicembre, pena la decadenza della licenza. La durata di una licenza di *esplorazione* è di 3 anni;
- licenza di produzione, assegnata sempre attraverso un sistema d'asta, per cui si prevede un costo per il deposito dell'istanza di partecipazione all'asta pari a 109.000 NOK (13.620 € circa). L'ottenimento della licenza di produzione è subordinato alla presentazione di un programma di lavoro, il cui completamento garantisce l'estensione della licenza di produzione fino ad un massimo di 50 anni.

Royalties

A partire dal 1° gennaio 1986, i beneficiari della licenza di produzione di petrolio non devono pagare alcun corrispettivo per i campi entrati in produzione dopo il 1° gennaio 1986.

Per i campi a olio con produzione precedente il 1° gennaio 1986, invece, si prevede un'aliquota pari all'8% sul valore della quantità totale di olio prodotto. I totali della produzione devono intendersi come media mensile di produzione. Nei casi in cui i campi risultano particolarmente produttivi, si prevede un'aliquota maggiore.

Tabella 21 - Royalties per i campi a olio in produzione prima del 1/01/1986

>6.500 Sm^3	8%
6.500 Sm^3	10%
16000 Sm^3	12%
35.000 Sm^3	14%
55.000Sm^3	16%

Fonte: Petroleum Act, 2009

Si riconosce al Ministero dell'Energia la possibilità di riduzione delle aliquote qualora lo ritenga opportuno.

Per le produzioni di gas a partire dal 1992 le *royalties* sono state abolite.

Canoni di concessione

Durante l'attività di produzione si prevede il pagamento di un *canone* annuo (area fee) pari a:

Tabella 22 - Canoni di concessione annui

	NOK/Km²	€/Km²
1° anno	30.000	3.748
2° anno	60.000	7.496
anni successivi	120.000	14.992

Fonte: Petroleum Act, 2009

Per l'*esplorazione* e la produzione da aree *offshore*, così come disciplinato dal Decreto Reale del 9/04/1965, il *canone* di *concessione* è fissato a 40.000 NOK (5.000 €) per km².

State Directed Financial Interest (*SDFI*)

Nel primo ciclo di aste, conclusosi nel 1965, non c'era stata la partecipazione statale, diventata, successivamente, una caratteristica del sistema di regolazione norvegese.

Nel 1972 fu costituta la compagnia di Stato Statoil, con l'obiettivo di aumentare sia i profitti governativi sia la presenza pubblica nelle attività del settore; per questo si attribuì alla compagnia il 50% di partecipazione nelle licenze concesse a terzi.

La compagnia fu riorganizzata nel 1985, quando si scisse in Statoil e *SDFI* (*State Direct Financial Interest*), in modo da trasferire direttamente allo Stato i ricavi derivanti dalle attività a partecipazione statale, riducendo così i privilegi di Statoil.

Inoltre, per effetto del recepimento della direttiva sulle licenze, a partire dal XV ciclo d'asta, non è più garantita alcuna percentuale di partecipazione a Statoil, considerata alla stregua degli altri partecipanti.

L'ultima tappa del processo di ristrutturazione della compagnia risale al 2001, quando si è proceduto alla privatizzazione di Statoil, sebbene lo Stato norvegese continui a detenere la quota maggiore di proprietà (67%). Con la stessa riforma, anche la gestione dello *SDFI* è stata trasferita ad una società statale: Petoro.

Sebbene il ruolo dominante di Statoil sia stata ridimensionato da tali riforme, l'idea che le *risorse* naturali debbano essere sfruttate per il benessere dell'intera società, ha indotto lo Stato a prevedere delle forme di partecipazione nelle attività di produzione.

Generalmente, le licenze di produzione sono assegnate a gruppi di tre-quattro operatori, in cui la partecipazione dello Stato può essere garantita, indirettamente, attraverso Statoil e, direttamente, attraverso lo *SDFI*.

Attualmente, lo *SDFI* rappresenta un'importante fonte di entrata per lo Stato norvegese. La percentuale del prelievo è decisa al momento dell'assegnazione della licenza di produzione e varia nei differenti *giacimenti*. Alla stregua degli altri partecipanti, lo Stato paga la sua quota in termini di investimenti e di costi e riceve gli introiti corrispondenti alla sua partecipazione. Al 1 gennaio 2010, attraverso lo *SDFI*, lo Stato norvegese era presente in 137 licenze di produzione ed era coinvolto in 14 joint-venture per pipelines e facilities *onshore*.

Fiscalità generale e agevolazioni

L'unica forma di tassazione generale gravante sulle attività upstream è rappresentata dall'imposta sul reddito delle società, pari al 28% sui profitti netti.

Il calcolo del reddito tassabile in seguito alla vendita del petrolio e del gas è effettuato considerando un prezzo regolato del prodotto, definito dal Petroleum Price Board. Tale prezzo rappresenta il prezzo pagato nelle transazioni tra parti indipendenti in un mercato aperto e libero. Di regola il prezzo è fissato ogni mese per ogni *giacimento*. Per il calcolo del prezzo regolato, il Petroleum Price Board considera sia il prezzo spot sia il prezzo contrattuale. Nel caso in cui il prezzo effettivo di vendita risulti superiore al prezzo regolato, il surplus non è tassato. Al contrario, nel caso in cui petrolio e gas siano venduti ad un prezzo inferiore a quello regolato, l'operatore è tassato al prezzo regolato.

Ogni quadrimestre il Petroleum Price Board pubblica il prezzo di riferimento.

Per il calcolo della base imponibile, sia per la tassazione ordinaria sia per la tassazione specifica, gli investimenti sono soggetti ad un deprezzamento su 6 anni, a partire dalla data in cui l'investimento è stato fatto.

Gli operatori possono dedurre tutte le spese rilevanti, inclusi i costi di *esplorazione*, *ricerca* e sviluppo, costi finanziari, operativi e di ripristino.

Tassa speciale sulle attività petrolifere

Gli operatori coinvolti nell'estrazione, lavorazione e trasporto di idrocarburi devono pagare una tassa speciale allo Stato pari al 50% degli utili netti.

Quanto detto per la deducibilità dei costi ai fini del calcolo della base imponibile per la tassazione ordinaria vale anche per la tassazione specifica.

Inoltre si prevede la possibilità di una deduzione extra: la base imponibile della tassa speciale sulle attività petrolifere è calcolata, infatti, tenendo conto di una sopraelevazione o sovracosto concesso pari al 30% del costo effettivamente sostenuto per investimenti (*uplift*) su 4 anni, pari al 7,5% per anno:

Tabella 23 - Fiscalità petrolifera in Norvegia

Ricavi
- Costi operativi
- Deprezzamento lineare degli investimenti (6 anni)
- Costi di Esplorazione, R&S e Decomissioning
- Tassa sulla CO2, tassa sugli NOx, canoni
-Costi finanziari netti
=Base imponibile per l'imposta sul reddito (28%)
- Uplift (7,5% degli investimenti per 4 anni)
= Base imponibile della Tassa Speciale (50%)

Fonte: Ministero del petrolio e dell'energia

4.2.8. Regno Unito

Il Regno Unito è il secondo produttore di petrolio e gas del continente europeo, primo dell'Unione Europea.

Il Paese copre il 7,4% della produzione di petrolio e il 5,7% della produzione di gas in Europa[32] e detiene *riserve* di 391 mln.tep di petrolio e 226 mln.tep di gas[33].

Si stima, però, che il picco di produzione sia stato già raggiunto nel 2000 (DTI, 2005)[34], anno a partire dal quale si è registrata una diminuzione della produzione imputabile a due ordini di ragioni: che la maggior parte dei *giacimenti* ha raggiunto la maturità e che i nuovi campi sono di ridotta estensione.

Nel 2010, la produzione di petrolio è stata pari a 63 mln.tep, mentre la produzione di gas si è attestata a 51,4 mln.tep[35].

Il Regno Unito ha un sistema giuridico composito, fondato su tre distinti sistemi legali: Inghilterra e Galles, Scozia ed, infine, Irlanda del Nord. I tre sistemi sono tra loro relazionati e presentano molti tratti comuni.

[32] Dati BP-Statistical Review 2011. Nel totale Europa rientrano anche importanti produttori a livello globale: Russia, Kazakhstan, Azerbaigian.
[33] Dati 2010 fonte Oil & Gas Journal.
[34] Digest of UK Energy statistics, 2005.consultabile al sito:http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/publications/dukes/file10737.pdf
[35] BP Statistical Review 2011.

Le *riserve* di idrocarburi sono considerate fondamentali per l'intero Paese come testimonia il primo intervento normativo del settore: il Decreto Reale del 1914, emanato dal Ministro della Difesa alla vigilia della Prima Guerra Mondiale, con cui il governo britannico tentava di assicurarsi contro probabili crisi di approvvigionamento e decideva di partecipare alle attività dell'Anglo-Persian Oil Company (oggi British Petroleum), beneficiaria di significative concessioni in Iran.

Da allora l'industria estrattiva britannica ha compiuto significativi passi avanti, grazie soprattutto alle scoperte di *giacimenti* negli anni '70.

Sebbene alcuni campi stiano giungendo già a maturazione, i risultati delle ultime esplorazioni sono promettenti, soprattutto per i siti dell'Oceano Atlantico e nelle isole di Shetland (al largo della Scozia).

Una caratteristica della legislazione britannica è stata la limitazione della presenza statale nel settore, se si eccettua la breve vita della British National Oil Company (BNOC, 1975 - 1982).

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

L'unico strumento attraverso cui lo Stato britannico ottiene introiti grazie alle proprie *risorse* minerarie è la tassazione.

Tabella 24 - Prelievo fiscale per le attività di E&P

Royalties	no
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	62%-82%
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*30%*
di cui Tassazione specifica	*32 - 50% (1)*

(1) per i campi autorizzati prima del 16 marzo 1993

Fonte: Ernst & Young, 2010

Licenze

Il sistema delle licenze è legato al diritto di proprietà sulle *risorse* del suolo.

Il Petroleum Act del 1918 riconosce allo Stato il diritto di *esplorazione* ed utilizzo delle *risorse*. Presumibilmente, la normativa mirava a disciplinare le eventuali attività *onshore*, ritenendo ancora impensabile lo sviluppo dell'*esplorazione* e della produzione da campi *offshore*.

Dalle scoperte di *giacimenti* negli anni '70, la legislazione si è estesa anche ai *giacimenti offshore*.

In questo senso, il Petroleum Act del 1998 rappresenta una cartina di tornasole per comprendere l'attuale sistema *concessorio* britannico. L'art.13, infatti, riconosce alla Corona britannica la proprietà delle *risorse* di idrocarburi presenti sul territorio, e quindi il diritto esclusivo di *esplorazione* e produzione. Tale disposizione rappresenta la base giuridica per il sistema di licenze posto in essere in Gran Bretagna.

Nel caso di *giacimenti onshore*, la sovranità sulle *riserve* di idrocarburi è assoluta.

Per ciò che concerne, invece, i *giacimenti offshore*, alla Corona è riconosciuto il diritto esclusivo di *esplorazione* e sfruttamento conformemente ai principi di diritto pubblico internazionale.

Oltre al profilo strettamente giuridico, una differenza nel sistema di licenze per i campi *onshore* ed *offshore* è rappresentata dalle modalità di assegnazione delle licenze.

I *permessi* per le attività *onshore* sono assegnati su richiesta dei partecipanti, mentre per le attività *offshore* sono indette periodicamente delle aste di assegnazione.

Offshore

Il sistema di licenze per le attività *offshore* è stato inaugurato nel 1975.

Le tipologie di licenze sono due: licenza di *esplorazione* e di produzione. La licenza di *esplorazione* conferisce un diritto non esclusivo di *esplorazione* e non sono necessariamente propedeutiche all'ottenimento della licenza di produzione. Le licenze di produzione consentono la *coltivazione* e la produzione di un'area di 260 km^2 (block). La licenza è riconosciuta per un solo blocco e conferisce un diritto esclusivo.

Onshore

Per le attività condotte *onshore*, esiste un'unica tipologia di licenza: produzione, *esplorazione* e sviluppo (PEDL-Production, Exploration and Development licence), che dal 1996 unificano le tre diverse tipologie di licenza per le tre fasi di attività dei campi *onshore*.

Royalties

Dal 2002, le *royalties* sono state abolite.

Canoni di concessione

I beneficiari delle licenze sono tenuti al pagamento di *canoni* annui da corrispondere allo Stato.

L'entità di tali *canoni* dipende dalla tipologia delle licenza di cui si è beneficiari.

Fiscalità generale e agevolazioni

Imposta sul reddito delle società e agevolazioni

Le compagnie petrolifere che hanno sede legale in Regno Unito sono tenute al pagamento dell'imposta sul reddito totale (CIT – Corportate Income Tax), in riferimento anche ai proventi delle attività svolte all'estero.

Tale imposta è pari al 30% dei profitti derivanti da attività di *esplorazione* e produzione e al 28% dei profitti derivanti da tutte le altre attività della compagnia petrolifera.

La peculiarità del sistema britannico riguarda soprattutto il calcolo della base imponibile.

I profitti e le spese delle attività dell'upstream sono infatti tenuti separati dalle altre attività della compagnia petrolifera. Si traccia, cioè, una sorta di linea di demarcazione, il c.d. *ring fence*, che separa tutte le attività di *esplorazione* e produzione di petrolio e gas, su cui è prevista un'imposta pari al 30%, dalle altre, come ad esempio raffinazione o marketing, su cui è imposta una tassazione ordinaria pari al 28%. Tale distinzione è rilevante per il calcolo delle deduzioni, particolarmente vantaggiose per le attività che rientrano nel *ring fence*. Infatti, le perdite e le spese delle attività che rientrano nel *ring fence* possono essere contabilizzate nel bilancio delle attività non relative all'upstream. Al contrario, le perdite e le spese di tutte le attività che restano fuori dal *ring fence* non possono essere detratte dai profitti realizzati all'interno del *ring fence*.

Il regime di deduzioni per le attività del *ring fence* è particolarmente vantaggioso: per le spese relative ad impianti e macchinari è prevista una deduzione del 100% valida per l'anno in cui si è sostenuta la spesa. La deduzione del 100% è prevista anche per le spese di investimento relative all'*esplorazione* mineraria e per l'avvio di attività commerciali riconducibili all'area del *ring fence*.

In generale, le spese per R&D sono detraibili dall'imposta sul reddito delle società.

Un'ulteriore agevolazione è rappresentata dalla possibilità di dedurre le spese R&D non legate all'attività di *esplorazione* e *ricerca*.

Imposta supplementare sul reddito delle imprese

Per le attività petrolifere è previsto un'imposta supplementare sugli introiti netti, introdotta con il Finance Bill, che dal 24 marzo 2011 è stata elevata dal 20 al 32%. Il cambiamento ha portato il prelievo fiscale sulle imprese E&P tra 62% e l'82%, variando a seconda dell'età del campo.

L'imposta supplementare è stata introdotta nel 2002, lo stesso anno di abolizione delle *royalties*, ed inizialmente era fissata al 10%. Nelle previsioni del governo avrebbe consentito allo Stato di incrementare le entrate di 2,8 mld.£. Le aspettative, però, sono state disattese per effetto della diminuzione della produzione, inducendo ad nuovo aumento fino al 20%, nel 2005.

Con il Finance Bill, il 24 marzo 2011 la tassa in esame è stata elevata dal 20 al 32%. Il cambiamento ha portato il prelievo fiscale sulle imprese E&P ad oscillare tra il 62% e l'82%, variando a seconda dell'età del campo. L'aumento dell'imposta supplementare, dal 20% al 32%, è il tema che anima il dibattito sulla tassazione delle compagnie petrolifere.

Imposta sui redditi petroliferi (Petroleum revenue tax)

Per le attività in campi petroliferi per cui è stata concessa una licenza di produzione prima del 16 marzo 1993 è previsto il pagamento di un'imposta pari al 50% sui proventi delle attività petrolifere. Il pagamento di tale imposta è semestrale ed è previsto per ogni singolo campo.

Il calcolo della base imponibile non tiene conto solo dei profitti, ma considera anche le somme relative alle tariffe pagate da altri campi per l'uso di infrastrutture e macchinari impiegati altrove (es. pipeline).

Per impedire che l'imposta sui redditi petroliferi riduca eccessivamente gli utili di un campo petrolifero, si stabilisce che il prelievo di tale imposta non comporti una riduzione dell'utile annuale del campo al di sotto del 15% della spesa cumulativa sostenuta dalla compagnia.

4.2.9. Stati Uniti d'America

Gli Stati Uniti d'America sono una federazione a regime repubblicano presidenziale. Tra i regimi giuridici dell'amministrazione federale e dei 50 Stati che compongono la federazione si riscontrano notevoli differenze[36] ,che complicano il quadro d'analisi per il Paese.

Gli Stati Uniti vengono considerati la culla dell'attività petrolifera upstream moderna nel mondo occidentale. L'attività d'*esplorazione* nel Paese inizia nella seconda metà del XIX secolo: il primo pozzo petrolifero americano a produrre un quantitativo considerevole di greggio fu quello operato da Edwin Drake a Titusville, in Pennsylvania, a partire dal 27 agosto 1859. Intuite ben presto le enormi potenzialità geologiche degli stati orientali americani (Pennsylvania, New York, Ohio, Kentucky) in pochi anni vennero perforati oltre 340 pozzi nella zona del bacino dei monti Appalachi e del fiume Ohio. Nel 1870 nasce la prima compagnia petrolifera integrata al mondo, la Standard Oil, fondata da J. D. Rockefeller, e l'*esplorazione* si espande a tutti gli Stati americani. Per la fine del XIX secolo erano già state messe in produzione le coltivazioni del Midwest (Indiana, Kansas), dell'Ovest (Colorado), della California e degli Stati del Sud (Louisiana, Texas, Oklahoma). Grazie anche a innumerevoli avanzamenti tecnologici nel campo della geofisica e dell'ingegneria petrolifera, e ad una domanda sempre maggiore di idrocarburi da parte del popolo americano, la produzione statunitense crebbe fino a 209,5 mln barili di greggio nel 1910, pari al 65% della produzione di greggio dell'epoca. Furono soprattutto le scoperte della seconda metà degli anni venti a consolidare il ruolo americano come primo produttore mondiale e come Paese con le più grandi *riserve* di greggio conosciute all'epoca: nel 1930 venne scoperto nel Texas Orientale il "Gigante Nero", uno dei *giacimenti* più produttivi della storia americana[37]. Inoltre, negli stessi anni vennero rinvenuti altri importanti quantitativi di petrolio in Oklahoma e in California. L'estrazione di greggio aumentò fino al 1970, anno in cui si raggiunse una produzione nazionale di 9,653 mln.bbl/giorno[38]. Da quel momento in avanti, la produzione americana iniziò un inesorabile declino che continua fino ai giorni nostri.

[36] Si veda il caso dello Stato della Louisiana, unico Stato americano disciplinato secondo i dettami del *civil law*
[37] D. Yeregin(1991), *Il premio*, Milano: Sperling and Kupfer Editori
[38] Dati EIA 2011

Nonostante l'intenso sfruttamento delle loro *riserve* d'idrocarburi, gli Stati Uniti sono ancora oggi i detentori delle seste riserve mondiali di gas e delle quattordicesime riserve mondiali di petrolio, che rispettivamente ammontano a oltre 2.000 mld.tep di gas e oltre 2.000 mln.tep di petrolio. Inoltre, gli Stati Uniti sono uno dei principali produttori globali di olio e di gas naturale. Nel 2010, la produzione di idrocarburi USA ammontava all'8,7% del totale mondiale di greggio e al 19,3% di gas naturale[39]. La maggior parte della produzione di petrolio proviene ancora da campi *onshore*, situati in 48 Stati americani. La produzione *offshore* è cresciuta nell'ultimo ventennio, fino a rappresentare circa il 33% della produzione totale nazionale nel 2010[40]. Per quanto riguarda il gas naturale, la produzione statunitense è cresciuta a ritmi sostenuti nel corso dell'ultimo decennio, in particolare come conseguenza della cosiddetta "shale revolution".

Le *riserve* di idrocarburi presenti negli Stati Uniti possono appartenere al governo federale, agli Stati che compongono la federazione, alle tribù d'indiani nativi o ai privati. La proprietà privata dei diritti minerari sulle *risorse* petrolifere, una peculiarità del diritto fondiario e minerario americano, si fonda sul principio della *common law* britannica; tale principio, per il quale il proprietario del terreno possiede anche le *risorse* minerarie presenti sotto il suo suolo, e solidamente radicato nella legislazione statunitense. Nel XIX secolo, il governo federale divenne proprietario di buona parte del territorio situato a ovest delle tredici colonie originarie; il Congresso decise all'epoca di emanare una serie di provvedimenti legislativi volti ad incentivare la colonizzazione di queste terre, tra i quali una serie di leggi che permettevano a coltivatori ed allevatori di acquistare i terreni su cui si erano insediati (homestead) e di godere quindi del possesso dei relativi titoli minerari sottostanti. Sempre nel XIX secolo, gli Stati americani decisero di vendere parte delle terre (e connessi diritti minerari sottostanti) di loro proprietà a privati cittadini, per poter finanziare la costruzione di beni di pubblica utilità (scuole, ospedali, infrastrutture etc.). Negli Stati Uniti occidentali, queste operazioni ebbero luogo in maniera molto limitata, ragion per cui ancora oggi la maggior parte dei titoli minerari e dei diritti di superficie sono nelle mani dell'amministrazione federale. I terreni non assegnati vengono classificati come public domain, e rappresentano circa il 30% dell'intera superficie statunitense.

Un'altra caratteristica distintiva della legislazione mineraria e petrolifera americana è la rule of capture (regola della cattura), che prevede che una "persona sia proprietaria di tutto il petrolio e il gas prodotti da un pozzo il cui fondo si trovi sotto il tratto di terreno di sua proprietà, indipendentemente dall'ubicazione iniziale degli idrocarburi e dal fatto che il pozzo stia drenando il petrolio e il gas situati sotto il terreno appartenente ad altri"[41].

La proprietà sulle *risorse* d'idrocarburi situate sulla terraferma può quindi essere attribuita a diversi attori. Per quanto riguarda le *risorse* situate in mare, la diatriba tra Stati ed Amministrazione federale sulla proprietà degli idrocarburi è stata affrontata a più riprese dalla Corte Suprema americana[42]e dal Congresso. Nel 1953 venne approvato a Washington il Submerged Land Act (SLA), che trasferì ai singoli Stati i diritti di proprietà sul fondo marino e sulle sottostanti *risorse* entro una distanza di tre miglia nautiche dalla costa[43]. Il governo federale mantiene il diritto esclusivo di controllo sulle attività minerarie nel resto della *piattaforma continentale* (200 miglia nautiche dalla costa) come previsto dall'Outer Continental Shelf Lands Act (OCSLA), emanato anch'esso nel 1953.

L'attività di E&P in America è quindi soggetta a un quadro normativo e fiscale estremamente differenziato, che varia al variare del territorio (mare o terra), dello Stato e della situazione proprietaria del terreno su cui si trova la *concessione*.

Prelievo fiscale specifico per attività E&P

Il sistema di prelievo fiscale americano combina *royalties*, bonus, *canoni* d'*esplorazione* e produzione e imposte sul reddito della società.

[39] BP Statistical Review 2011
[40] Dati EIA 2011
[41] E.E. Smith (2007), "Stati Uniti e Canada" in *Enciclopedia degli Idrocarburi ENI*, Istituto delle Enciclopedia Italiana : Roma
[42] Si vedano, a titolo indicativo, United States c. California (1947) Supreme Court of the United States 332 US 19; United States c. Texas (1950) Supreme court of the United States 339 US 707; United States c. Maine (1975) Supreme Court of the United States 420 US 515
[43] Ad eccezione di Florida e Texas, a cui furono accordati diritti di proprietà fino a 9 miglia nautiche dalla costa

Tabella 25 - Prelievo fiscale per le attività di E&P

Royalties	12,5% - 30%
Contratto di produzione condivisa (PSC-Production Sharing Contract)	no
Prelievo da tassazione totale	35% + tassazione specifica statale
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*35%*
di cui Tassazione specifica	*varia da Stato a Stato (1)*

(1) La tassazione specifica su attività E&P viene chiamata Severance Tax e varia da Stato a Stato

Fonte: Ernst & Young, 2010

Contratto d'affitto petrolifero

Il tipo di accordo adottato per trasferire i diritti di sviluppo a una compagnia petrolifera è il contratto d'affitto petrolifero (oil and gas lease). I contratti d'affitto riguardanti l'amministrazione federale e statale sono governati principalmente dalla legge, mentre le condizioni dei contratti stipulati tra privati (compagnia petrolifera e detentore dei titoli minerari) sono molto spesso negoziate tra le parti. Si possono distinguere alcune caratteristiche comuni ai vari tipi di contratto:

- scopo: consentire alla compagnia petrolifera di effettuare attività di *esplorazione*, sviluppo e *coltivazione* delle *risorse* su una determinata area;
- durata: si divide in due fasi, un periodo primario, che consiste in un numero fisso di anni (di solito, tra 1 e 5 anni), e un periodo secondario, che prosegue per un tempo indeterminato. Durante la prima fase la compagnia petrolifera conduce tutte le attività d'*esplorazione* che ritiene necessarie per stabilire l'opportunità di intraprendere la fase di sviluppo e di *coltivazione*; nella maggior parte dei casi, durante la fase primaria la compagnia petrolifera è tenuta a versare un *canone*. Il periodo secondario inizia in concomitanza con la decisione di coltivare il *giacimento*, ed anche in questo caso è normalmente previsto il pagamento di un *canone* annuale da parte della compagnia petrolifera;
- bonus: è un pagamento effettuato dall'affittuario per concludere un contratto d'affitto petrolifero.

Assegnazione delle concessioni

I contratti d'affitto petrolifero per l'*esplorazione* su terre di pertinenza federale o provinciale vengono generalmente assegnati tramite un sistema di aste. Di norma, dopo che l'amministrazione federale o statale ha individuato (anche in seguito alle indicazioni delle compagnie petrolifere) delle aree potenzialmente ricche di idrocarburi su delle terre di loro proprietà, viene redatto un bando in cui vengono elencati i dettagli per ogni *concessione* (ubicazione, dimensioni, tempistiche...) che verrà messa all'asta. Gli interessati possono quindi presentare le loro offerte, di norma in busta chiusa all'amministrazione competente. Diversi criteri possono essere utilizzati per assegnare le varie concessioni tra i vari offerenti; tra i più comuni si segnalano:

- entità del bonus in contanti pagato dalla compagnia all'amministrazione;
- entità delle *royalties* che la compagnia è disposta a versare all'amministrazione;
- specifiche tecniche del progetto che la compagnia estrattiva intende realizzare;
- un mix delle tre opzioni precedenti.

Per quanto riguarda i contratti d'affitto petrolifero stipulati tra privati, le compagnie petrolifere entrano in contatto diretto con i proprietari dei diritti minerari.

Royalties

Le *royalties* vengono pagate dalla compagnia che opera sulla *concessione* di idrocarburi al titolare dei diritti minerari, sia esso il governo federale, l'amministrazione statale o un privato.

Per le concessioni a terra, le *royalties* dovute variano tra il 12,5% e il 30% del valore lordo a bocca di pozzo degli idrocarburi prodotti. Questo valore viene calcolato sulla base dei ricavi ottenuti dalla vendita del prodotto, al netto dei costi sostenuti per la vendita. Se il territorio su cui avviene la *coltivazione* è di proprietà federale (federal land), il Mineral Lands Leasing Act del 1920 prevede che venga corrisposto all'Office of Natural Resources Revenue (ONRR) del Dipartimento degli Interni l'equivalente del 12,5% dei ricavi ottenuti dalla vendita dell'olio o del gas estratto, al netto delle spese di trasporto e dei costi di post-produzione[44]. Il pagamento a favore dell'ONRR ha cadenza mensile. Se la *coltivazione* avviene su un territorio di proprietà di uno Stato americano, la compagnia petrolifera dovrà versare delle *royalties* allo Stato interessato; le aliquote e le modalità di pagamento variano notevolmente da Stato a Stato. Quando le operazioni di *esplorazione* e *coltivazione* avvengono su un territorio di proprietà di un privato, la compagnia petrolifera pagherà al detentore dei diritti minerari un'aliquota pari a quanto pattuito tra le parti. Nell'ultimo decennio, l'aliquota pattuita era solitamente compresa tra il 16,67% e il 25% del valore della produzione[45]. In questo caso, il detentore dei diritti minerari verserà comunque una parte del reddito percepito da *royalties* al governo federale (attraverso la Federal Income Tax), all'Amministrazione statale (attraverso la Severance Tax) e alla Contea di pertinenza (attraverso la County Ad Valorem Tax).

Per le concessioni a mare, le *royalties* dovute vengono versate all'amministrazione federale o agli Stati, in base a quanto stabilito da SLA e OFSLA (vedi paragrafo precedente). Per concessioni situate sulla *piattaforma continentale*, l'aliquota minima corrisposta al governo federale è stata fissata dal Mines and Mineral Service, l'ufficio preposto alla gestione delle *risorse offshore* del Dipartimento degli Interni, al 18,75% del valore lordo a bocca di pozzo degli idrocarburi prodotti[46]. Bisogna però sottolineare che il processo di assegnazione delle concessioni *offshore*, che si svolge per mezzo di un'asta, incentiva le compagnie petrolifere ad offrire aliquote più elevate in modo da assicurarsi i diritti di sfruttamento. Le *royalties* sulle concessioni di pertinenza di uno Stato vengono disciplinate dalle leggi dello Stato stesso.

Fiscalità generale e agevolazioni sulle società a capitale privato

A livello federale, gli Stati Uniti non prevedono un regime di tassazione speciale per le società[47]che operano nel settore dell'Oil & Gas. Le imprese statunitensi sono tenute a pagare un'imposta sul reddito della società (CIT) con un'aliquota al 35% del reddito tassabile. Tale reddito viene calcolato sulla base dei ricavi al netto delle deduzioni, che includono una parte delle spese sostenute per produrre reddito.

A livello statale, la questione della fiscalità è meno omogenea. Le compagnie operanti nel settore O&G sono tenute al pagamento di un'imposta statale sul reddito della società, con un'aliquota che può variare tra l'1 e il 10% a seconda dello Stato. Inoltre, alcuni Stati applicano una tassa di *concessione* statale, che varia tra lo 0.15 e l'1% del reddito tassabile. Infine, è bene ricordare che alcuni Stati americani impongono il pagamento di un'imposta specifica per le attività di E&P, chiamata Severance Tax, che viene applicata direttamente sul prodotto estratto e che può variare al crescere del prodotto estratto o ammontare ad un fisso. L'aliquota (o il *canone*) della Severance Tax varia da Stato a Stato.

Agevolazioni

La legislazione fiscale americana prevede il recupero d'imposta per le spese sostenute per i bonus d'asta e i *canoni* pagati dalle compagnie sulla *concessione* (Leasehold costs) e per le spese di *esplorazione* (G&G Costs). Inoltre, le imprese operanti nell'E&P possono avvalersi delle deduzioni sulle spese di sviluppo dei pozzi (Development costs): risultano in questo caso deducibili i costi immateriali di perforazione (Intangible drilling costs - IDC). Inoltre, molti dei beni materiali (trivelle, piattaforme...) utilizzati nelle operazioni di *coltivazione* possono essere ammortizzati a fini fiscali. Degni di nota anche gli incentivi sulle produzioni, applicati da alcuni Stati americani ai *giacimenti* ritenuti marginali.

Per di più, sono applicabili alle aziende che operano nell'E&P le deduzioni fiscali normalmente applicabili negli USA alle start-up aziendali, (che prevedono un ammortamento a 15 anni dei costi sostenuti per rendere operativa le strutture produttive) e alle aziende che operano nel settore manifatturiero (Section 199 deduction), ai quali vanno aggiunti i crediti d'imposta per la spesa in R&S sostenute dalle aziende.

---

[44] Importante però sottolineare che il Dipartimento degli Interni ha la facoltà di negoziare con le compagnie petrolifere delle aliquote *ad hoc* per incentivare la produzione da giacimenti marginali.

[45] E.E. Smith (2007), "Stati Uniti e Canada" in *Enciclopedia degli Idrocarburi ENI*, Istituto delle Enciclopedia Italiana : Roma

[46] L'aliquota minima al 18,5% è entrata in vigore nel marzo del 2008, e viene applicata alla produzione dalle concessioni assegnate a decorrere dal 19 marzo 2008. Per giacimenti entrati in produzione prima di quella data, l'aliquota minima varia tra il 12 ed il 16%.

[47] Un regime di tassazione specifico viene invece applicato alle compagnie straniere che operano nel settore dell'O&G.

Infine, importante sottolineare che oltre al sistema di tassazione regolare, basato sulla CIT, gli Stati Uniti prevedono un regime di tassazione chiamato Alternative Minimum Tax (AMT), che può essere applicato alle imprese che operano in ogni settore negli anni in cui il reddito tassabile è al disotto di una certa soglia. In questo caso, l'aliquota sul reddito tassabile passa al 20%. L'AMT si applica anche alle compagnie che operano nell'E&P, soprattutto in quegli anni in cui il prezzo degli idrocarburi è particolarmente basso oppure quando le deduzioni da IDC sono particolarmente elevate.

4.2.10. Conclusioni del confronto internazionale

La precedente analisi evidenzia l'eterogeneità dei sistemi di prelievo della rendita mineraria da parte dello Stato nelle diverse nazioni analizzate, sia per approccio generale che per applicazione di meccanismi specifici. Ciò porta all'impossibilità di un confronto perfettamente omogeneo. Pertanto, volendo farlo, sono necessarie alcune semplificazioni. Il paragone va condotto in ogni caso tra Paesi che presentano un *regime concessorio*, come appunto l'Italia, e non *contrattuale*, applicato nella gran parte dei Paesi produttori, in particolare in quelli *OPEC*. Inoltre, il confronto ha maggiore significato con sistemi economici e fiscali simili e con economie di mercato, dove il prelievo fiscale è sempre indirizzato a non compromettere, anzi a sostenere, l'attività economica che genera il profitto. All'interno di questo gruppo, rimangono importanti differenze, in particolare fra Paesi anglosassoni e altri Paesi. Circa i membri *OPEC*, occorre sottolineare la profonda differenza del complesso della loro organizzazione economica, fra cui rientra anche l'attività petrolifera, non paragonabile a quella dei Paesi ad economia di mercato. Inoltre, nei paesi *OPEC* i costi di produzione sono bassissimi e il rischio geologico ridotto, il che permette di applicare una fiscalità molto elevata.

Tutti Paesi confrontabili all'Italia hanno poi proprie articolazioni del sistema di tassazione che complica ulteriormente il quadro. Le principali differenze possono riguardare:

1. la possibilità di separazione delle spese e dei ricavi delle attività upstream dal resto delle attività (*ring fence*);
2. il possibile riconoscimento di agevolazioni fiscali attraverso lo strumento dell'*uplift* che consiste nel riconoscimento, ai fini fiscali, di sovra costi figurativi in diminuzione della base imponibile;
3. l'eventuale deduzione accelerata dei costi di *esplorazione*, a volte addirittura per alcune voci dei costi di sviluppo;
4. la tassazione specifica per le attività petrolifera, con aliquote diverse.

Questi aspetti sono relativi alla sola attività petrolifera, ma il problema viene ulteriormente complicato dalle differenze nella più generale tassazione sugli utili d'impresa, il che rende difficile arrivare a valori perfettamente confrontabili. Tuttavia, è comunque possibile stabilire dei range di tassazione complessiva nei vari Stati.

La seguente tabella sintetizza i principali risultati del confronto tra Paesi omogenei; emerge che la tassazione dell'Italia, con un range oscillante fra il 50 e il 68%, è allineata a quella degli altri Stati. Fra i Paesi con la tassazione più alta, risulta esservi la Norvegia dove, tuttavia, sono previsti una serie di benefici alle imprese, in particolare in termini di recupero totale dei costi di *esplorazione*. Il dato più significativo della Norvegia è comunque il fatto che il regime fiscale è tale da stimolare un alto livello di investimenti e di produzione di idrocarburi, con valori prossimi ai 200 mln.tep all'anno, quasi 20 volte la produzione italiana. Discorso simile riguarda anche l'UK, dove però la complessità è maggiore e dove i singoli casi possono variare in maniera significativa. Infine nei Paesi con produzione inferiore e livelli estrattivi non distanti da quelli dell'Italia, la tassazione è più bassa, in ragione proprio dell'esigenza di sostenerne l'attività E&P.

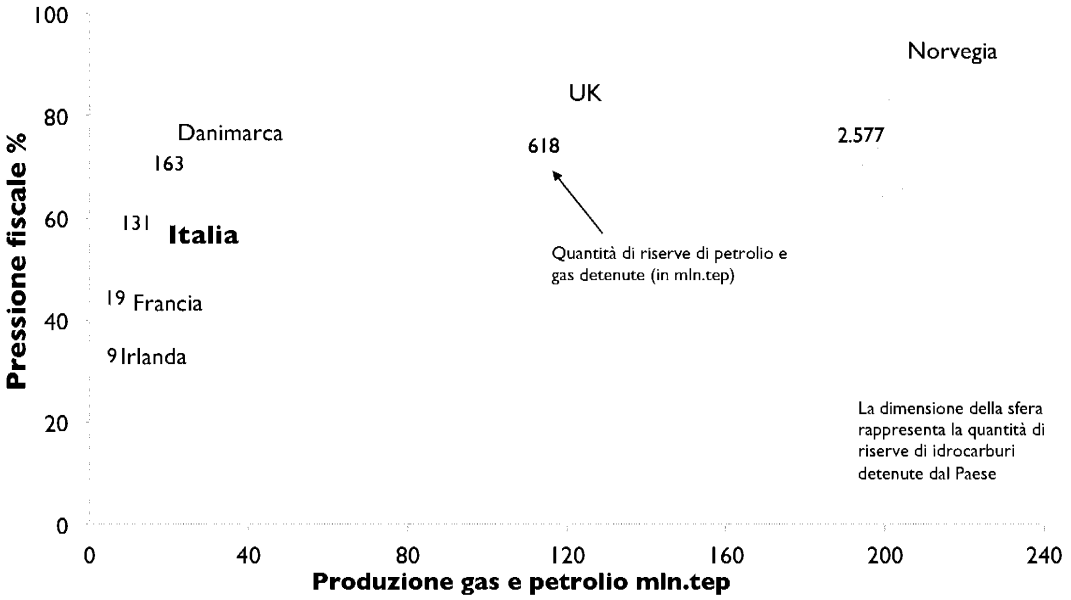
Tabella 26 – Confronto internazionale del prelievo fiscale per le attività E&P

	Australia	Canada	Danimarca	Francia	Irlanda	Italia	Norvegia	UK	USA
Royalties su ricavi (a)	10 - 12,5%	10 - 45%	no	0 - 30%	no	4 - 10%	no	no	12,5% - 30%
Prelievo da tassazione totale	30 - 55%	28 - 34% (c)	64 - 77,5%	34,43%	25 - 40%	41,9% + 4% (e)	78%	62%-82%	35% + tassazione specifica statale
di cui Imposte sul reddito delle società (CIT-Corporate Income Tax)	*30%*	*28 - 34%*	*25%*	*34,43% (d)*	*25%*	*31,4% (f)*	*28%*	*30%*	*35%*
di cui Tassazione specifica	*40% (b)*	*no*	*52-70%*	*0%*	*0 -15%*	*10,5% (g)*	*50%*	*32 - 50% (h)*	*varia da Stato a Stato*
Prelievo fiscale totale	**38-55%**	**53-63%**	**64-77,5%**	**37-50%**	**25-40%**	**50-67,9%**	**78%**	**68-82%**	**50-75%**
Per memoria:									
Redditività investimenti	**alta**	**alta**	**bassa**	**media**	**alta**	**bassa**	**alta**	**alta**	**alta**
Produzione idrocarburi 2010 (mln.tep)	**73**	**311**	**20**	**2**	**1**	**12**	**194**	**114**	**926**

Note:
(a) L'aliquota *royalty* si applica sui ricavi e pertanto non è sommabile a quelle sul reddito. In condizioni normali in Italia un'aliquota *royalty* del 10% equivale al 22% sul reddito.
(b) Secondo l'ubicazione della *concessione*, si applica o la tassazione specifica o l'aliquota *royalty*. La tassazione specifica è deducibile.
(c) Il range deriva dal 18% federale più 10 o 16% provinciale.
(d) Di cui 33,3% CIT e 1,13% altro.
(e) Addizionale IRES del febbraio 2009 (Imposta Libia).
(f) Per semplifiazione espositiva abbiamo sommato l'aliquota IRES 2011 (27,5%) con l'aliquota IRAP 2011 (3,9%), che però si applicano a basi imponibili diverse.
(g) Addizionale IRES (*Robin Tax*) del 5,5% del luglio 2008, più 1% del luglio 2009, più 4% dell'agosto 2011.
(h) Il 50% è previsto per i campi autorizzati prima del 16 marzo 1993.

Fonte: Elaborazioni e stime NE Nomisma Energia su dati Ernst&Young, 2010

Figura 20 – Confronto rapporto pressione fiscale media sulle attività di esplorazione e sviluppo/produzione di idrocarburi 2010 (in mln.tep) in Europa



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

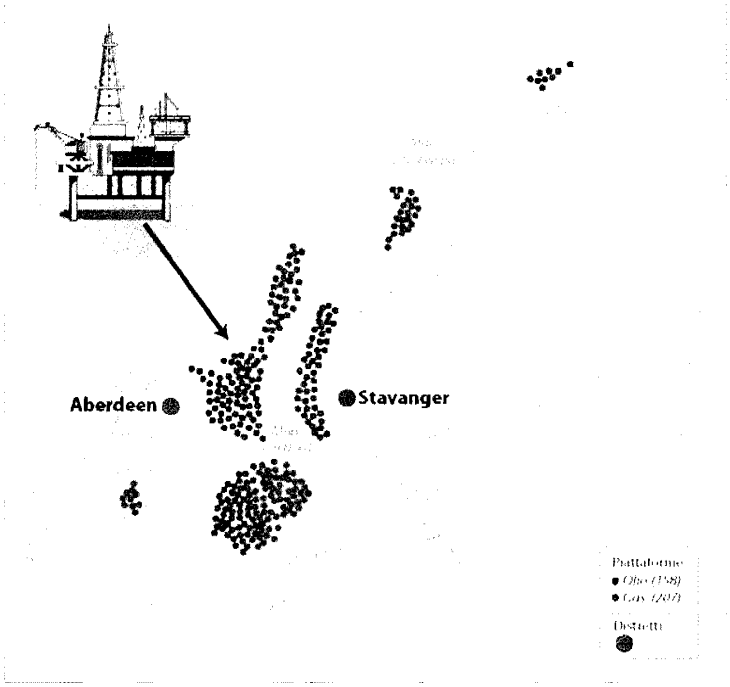
APPENDICE - IL MODELLO NORVEGESE

In Europa il caso più virtuoso di tassazione di attività petrolifera è la Norvegia, Paese fra i più ricchi del mondo grazie proprio alla produzione di petrolio e alle entrate statali che da essa derivano.

Il sistema di tassazione, affinato costantemente nel corso degli ultimi 40 anni, ha eliminato le *royalties* nel 1986 e attualmente prevede: una tassazione specifica su attività petrolifere, pari al 50%, e una generica sui profitti delle società, pari al 28%. Complessivamente l'imposizione sugli utili è del 78%; questo livello relativamente alto è compensato dalla possibilità di totale recupero dei costi esplorativi e di aumento dei costi di sviluppo (*uplift*) del 7,5% per quattro anni per il calcolo della base imponibile della tassa speciale.

Il sistema fiscale è stato il principale strumento attraverso il quale Norvegia ha fatto del petrolio lo strumento con il quale è diventato, in base agli indicatori ONU, il Paese più ricco al mondo. Affacciandosi su una delle regione geologiche più ricche al mondo, il Mare del Nord, lo sfruttamento è partito quasi 50 anni fa, ed Ekofisk, il primo *giacimento* petrolifero scoperto nel 1969, è ancora oggi uno dei più produttivi del Mare del Nord.

Figura 21 - Numero di piattaforme in produzione nel Mare del Nord (UK e Norvegia)



Fonte: Elaborazione NE Nomisma Energia

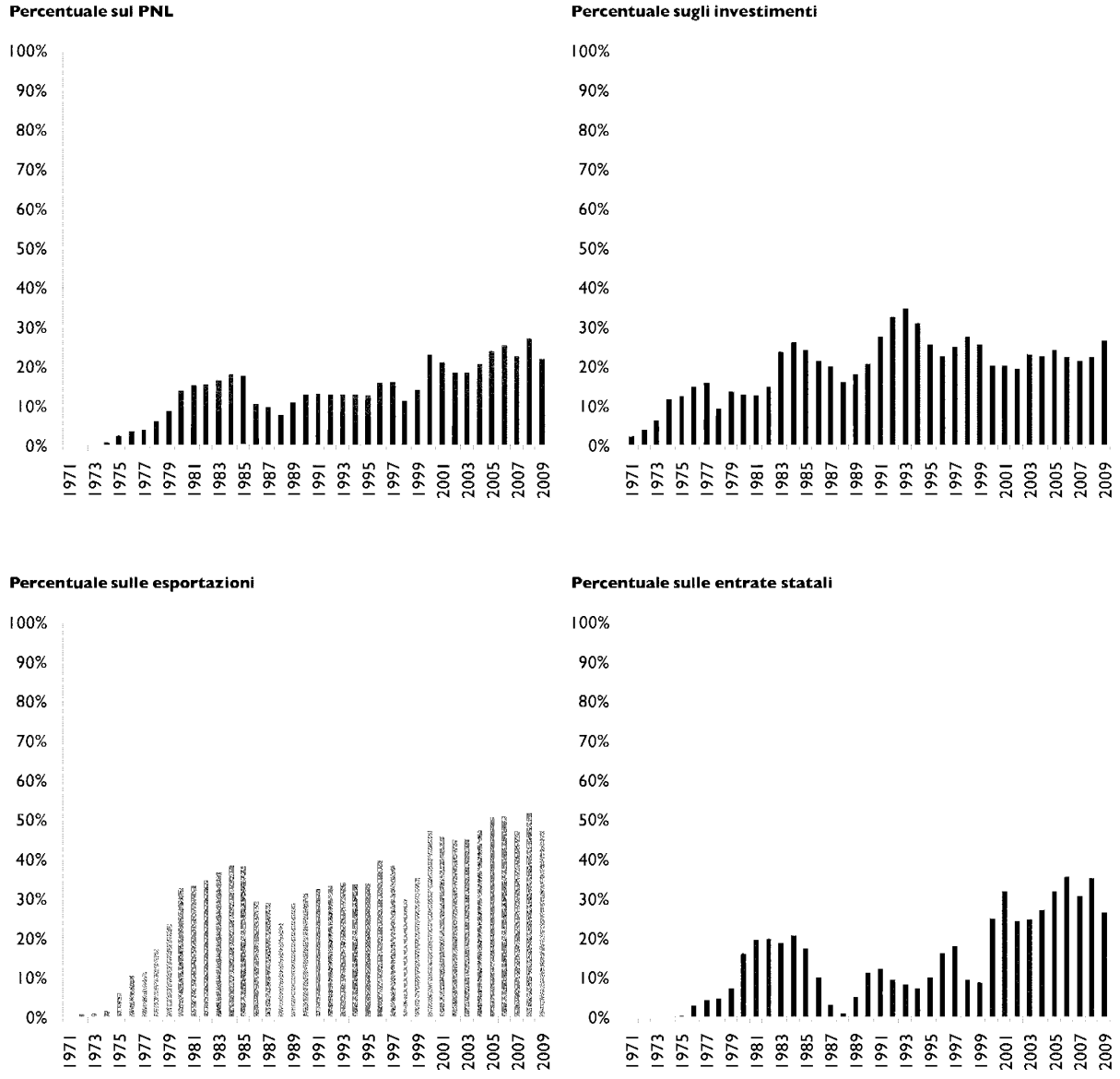
A settembre 2011, in Norvegia, su una totalità di 69 campi in produzione, 57 sono localizzati nel Mare del Nord. Grazie ad essi, la Norvegia è oggi uno dei principali esportatori di gas e petrolio al mondo, in particolare al resto d'Europa. Tuttora l'Italia importa circa 6 mld.mc di gas all'anno provenienti dai *giacimenti* del Mare del Nord, pari alla produzione di circa 40 piattaforme simili a quelle in fase di autorizzazione in Italia. Il contratto in essere con la Norvegia è di durata ventennale ed è iniziato nel 2000.

Negli ultimi 40 anni lo sfruttamento delle *risorse* minerarie ha rappresentato un volano per lo straordinario sviluppo norvegese, non solo in termini economici. La Norvegia si è distinta, infatti, per aver saputo coniugare crescita economica e benessere sociale. Le annuali rilevazioni delle Nazioni Unite, che considerano indicatori sia economici sia sociali, testimoniano, infatti, che nel 2010 il Paese ha raggiunto il tasso di sviluppo umano più alto a livello mondiale, pari a 0,938 (*UN Development Index*), poco lontano dal valore massimo, pari a 1. Si tratta di una conferma di un trend di lungo periodo. Dal 1970, primo anno di rilevazioni del *UN Development Index*, la Norvegia ha fatto sempre registrare indicatori superiori alla media. Una delle ragioni che spiegano il grande sviluppo della Norvegia è da ricercare nella gestione ottimale delle proprie *risorse* naturali.

Sin dal primo intervento normativo nel settore, infatti, l'obiettivo delle autorità norvegesi è stato la coniugazione tra la valorizzazione delle *risorse* minerarie e l'attrattività degli investimenti per le imprese private, in grado di assicurare uno sviluppo costante al settore, percepito come finestra di opportunità per la crescita dell'intera collettività. Da qui, le due caratteristiche principali del sistema di prelievo fiscale: neutralità e trasparenza. E' anche per questo che la legislazione norvegese è un modello di riferimento nell'analisi comparata.

D'altro canto, il settore estrattivo norvegese, attivo dal 1962, ha conosciuto le diverse turbolenze che hanno caratterizzato gli ultimi 40 anni del settore: dallo shock petrolifero del 1973 alle crisi del 1998-1999. Lo sfruttamento dei ricchi *giacimenti* di gas e petrolio è, comunque, rimasto una delle principali fonti di entrata per uno Stato abitato da solo 4,5 milioni di abitanti.

Figura 22 – Peso del settore petrolifero su PNL, investimenti, esportazioni ed entrate statali in Norvegia



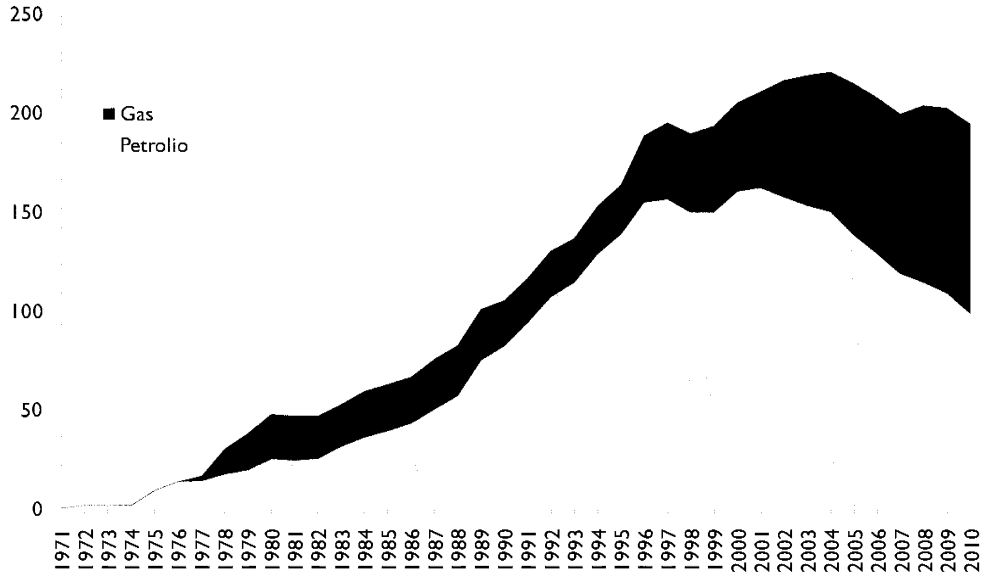
Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati Norwegian Petroleum Directorate, 2010

Storicamente la produzione di idrocarburi norvegese è principalmente *offshore*. La trascurabile produzione *onshore* è concentrata nelle Isole Svalbard, sottoposte ad un regime giuridico speciale, regolato dal Trattato di Svalbrad del 1920 che disciplina anche il diritto minerario.

In Norvegia le attività per la produzione sono iniziate solo dopo la conclusione di due accordi internazionali con il Regno Unito (10 marzo 1965) e con la Danimarca (8 dicembre 1965) con cui sono stati definiti i limiti delle rispettive acque territoriali. Al contrario, per lo sfruttamento delle ambite acque del mare di Barents non è ancora stato raggiunto alcun accordo con la Russia.

Per il 2010, la produzione di olio si è attestata a 98,6 mlln.tep, mentre per il gas 95,7 mln.tep[48], pari, rispettivamente, al 12,1% e al 10,2% del continente europeo.

Figura 23 – Produzione di gas e petrolio in Norvegia (mln.tep)



Fonte: Elaborazione NE Nomisma Energia su dati BP, 2010

Un elemento che ha consentito il grande sfruttamento delle *risorse* è stata la struttura del prelievo fiscale sulle attività del settore petrolifero. L'efficacia di questo sistema ha permesso che il petrolio divenisse il settore più importante dell'economia, rappresentando nel 2010 il 27% circa del PNL, per una cifra stimata di 60 mld.€

Attualmente, il sistema vede un prelievo sugli utili relativamente alto del 78%, ma tale valore riguarda l'attività su *giacimenti* completati e sviluppati. Come una sorta di contropartita, la Norvegia garantisce agli investitori i seguenti quattro elementi fondamentali:

1. possibilità di ascrivere subito in bilancio come costo d'esercizio gli investimenti in *ricerca*, quelli che sono più rischiosi;

2. incremento dei costi di investimento di sviluppo del 30% su quattro anni, 7,5% all'anno per il calcolo della base imponibile della tassa specifica sugli idrocarburi;

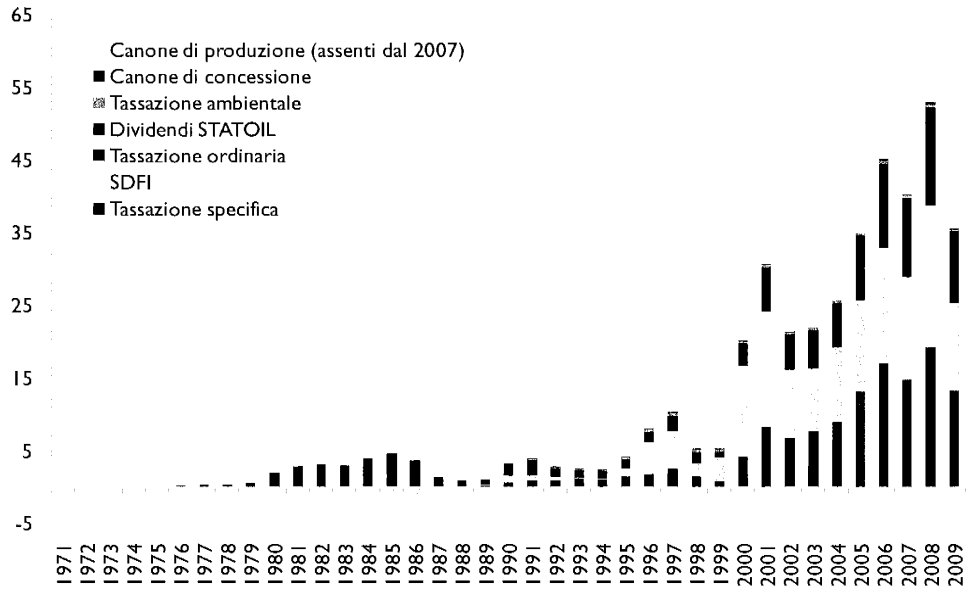
3. regime normativo e fiscale molto stabile;

4. alta producibilità del Mare del Nord con rischio geologico relativamente basso.

[48] Dati BP Statistical Review, 2011

Questi elementi concorrono a far si che il Mare del Nord sia una delle aree dove le compagnie petrolifere internazionali preferiscono investire, a beneficio prima di tutto dell'erario norvegese.

Figura 24 – Evoluzione delle entrate dello Stato dal settore petrolifero, (mld.€)



Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati NPD, 2010

Come si nota dal grafico, la parte più consistente delle entrate provenienti dal settore petrolifero è imputabile alla tassazione specifica, che rappresenta il 37% sul totale per il 2009. Trascurabili risultano le entrare dalla tassazione ambientale, che si attestano all'1% per il 2009. Altrettanto irrilevanti sono le entrare da *canoni*. Nel 2009, per le concessioni lo Stato ha ricevuto 187.000 mila euro; dal 2007 i *canoni* di produzione si sono azzerati.

L'idea che lo sfruttamento delle *risorse* debba contribuire al benessere dell'intera collettività è testimoniata dalla creazione, nel 1990, del Fondo Petrolifero Globale, per sostenere le spese di welfare del Paese. Nel 2006, il Fondo è stato rinominato Fondo di Pensione Globale, per sottolinearne il carattere sociale. In considerazione della maturità geologica dei campi di petrolio e gas norvegesi, infatti, il Fondo Pensione ha il compito di assicurare un benessere distribuito alla Norvegia, sia nel presente sia nel futuro, contribuendo al bilancio dello Stato. Ad ottobre 2010, il totale del Fondo si aggira sui 389 miliardi di euro circa.

ACRONIMI, EQUIVALENZE E FATTORI DI CONVERSIONE

Di seguito riportiamo gli acronimi e le unità di misure più utilizzati nel testo.

Tabella 27 – Acronimi impiegati nel testo

Bbl	Barili
Bbl/g	Barili giorno
B.U.I.G.	Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e delle Georisorse
Bep	Barile equivalente petrolio
CIT	Corporate Income Tax
D.Lgs	Decreto legislativo
D.M.	Decreto ministeriale
D.P.R.	Decreto del Presidente della Repubblica
GJ	Giga joule (10^9 joule)
Gcal	Giga calorie (10^9 calorie)
Kgep	Chilogrammo equivalente petrolio
L.	Legge
MATTM	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze
MWh	Megawattora (10^6 Watt)
Mln.tep	Milioni di tonnellata equivalente petrolio
Mln.€	Milioni di euro
MSE	Ministero dello Sviluppo Economico
PSC	Production Sharing Contract
Smc	Metri cubi standard
UNMIG	Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia

Tabella 28 – Equivalenze e fattori di conversione

	GJ	Gcal	MWh	bep	tep	migl. smc
1 GJ	1	0,239	0,278	0,18	0,02	0,03
1 Gcal	4,1868	1	1,163	0,74	0,1	0,12
1 MWh	3600	860	1	0,64	0,09	0,1
1 bep	5,69	1,36	1,58	1	0,14	0,16
1 migl. smc	34,48	82,5	9,57	6,11	0,83	1
1 tep	41,87	10	11,63	7,35	1	1,21

kilo (k) = 10^3; Mega (M) = 10^6; Giga (G) = 10^9; Tera (T) = 10^{12}

Altri fattori di conversione
1 barile/giorno = 50 tonn/anno
1 barile = 159 litri
1 tep = 7,3 bbl
1 kgep = 10.000 kcal

Fonte: Elaborazioni NE Nomisma Energia su dati Enea

GLOSSARIO

Attività di coltivazione: sequenza delle operazioni necessarie ad estrarre gli idrocarburi dalla roccia serbatoio, portarli in superficie, trattarli ed avviarli alla commericializzazione.

Attività di esplorazione: ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende studi geologici e geofisici e la perforazione di pozzi esplorativi.

Attività di prospezione: rilievi geografici, geologici, geochimici e geofisici eseguiti con qualunque metodo e mezzo, escluse le perforazioni meccaniche di ogni specie, intese ad accertare la natura del sottosuolo e del sottofondo marino.

Attività di ricerca: insieme delle operazioni volte all'accertamento dell'esistenza di idrocarburi liquidi e gassosi, comprendenti le attività di indagini geologiche, geochimiche e geofisiche, eseguite con qualunque metodo e mezzo, nonchè le attività di perforazioni meccaniche, previa acquisizione dell'autorizzazione.

Canone: onere finanziario al quale possono essere assoggettati i titolari dell'autorizzazione di indagine di prospezione, del permesso di ricerca e della concessione di coltivazione, come corrispettivo per l'uso, spesso esclusivo, della superficie accordata. L'entità di tale corrispettivo, versato normalmente ogni anno, è proporzionale all'estensione della superficie per la quale è stata accordata la concessione.

Cash flow: flusso di cassa dato dalla somma del risultato di esercizio e dei costi che non hanno natura monetaria, ossia ammortamenti e accantonamenti.

Civil law: sistema giuridico tipico dei Paesi dell'Europa continentale basati su un sistema di norme raccolte in codici.

Commissione degli Idrocarburi e delle Risorse Minerarie (CIRM): commissione istituita nel 2008, a cui sono affidati compiti tecnico-consultivi per la ricerca mineraria di base, per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi e per le royalties.

Common law: sistema giuridico tipico dei Paesi anglosassoni basato sul principio giurisprudenziale dello *stare decisis*, vale a dire sul carattere vincolante del precedente giudiziario.

Completamento: operazione di trasformazione di un pozzo in pozzo produttivo, istallando i tubini di produzione e tutte le attrezzature necessarie alla gestione del pozzo.

Concessione di coltivazione: titolo che consente le attività di sviluppo e coltivazione di un giacimento di idrocarburi liquidi e gassosi.

Drilling rigs: strutture di perforazione (vd. Piattaforma di).

Esenzione: o franchigia, esenzione dal pagamento delle royalties, per incentivare lo sfruttamento di giacimenti non particolarmente produttivi.

Equity oil/gas: quota di greggio/gas a cui ha diritto la compagnia produttrice quale contropartita del suo contributo all'attività di esplorazione/estrazione.

Giacimento: accumulo di petrolio e/o gas naturale in quantità e condizioni tali da permetterne l'estrazione in condizioni economiche. Può essere costituito da uno o più accumuli (pool).

Government take: ammontare delle entrate ottenute dallo Stato a seguito delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, condotte da compagnie petrolifere

Imposta Regionale sulle Attività Produttive (IRAP): imposta regionale da pagare come corrispettivo per le attività svolte nella regione. L'IRAP è stata introdotta con il dlgs 444/1997. L'imposta è dovuta da coloro che esercitano abitualmente, nel territorio della Regione, un'attività autonomamente organizzata diretta alla produzione di beni o servizi. In particolare: le società, le persone fisiche e gli enti che esercitano attività commerciale; le persone

fisiche, le società semplici ed equiparate che esercitano attività di lavoro autonomo; gli enti privati non commerciali; i produttori agricoli titolari di reddito agrario, ad eccezione dei soggetti in regime di esonero IVA; gli enti e le amministrazioni pubbliche.

Imposta sui Redditi delle Società (IRES): imposta proporzionale che grava sul reddito complessivo delle persone giuridiche e delle associazioni ed organizzazioni non soggette a IRPEF (Imposta sul reddito delle Persone Fisiche), introdotta con il dlgs 344/2003 in sostituzione della vecchia IRPEG (Imposta sul Reddito delle Persone Giuridiche).

Imposta sul Reddito delle Persone Fisiche (IRPEF): imposta istituita con la riforma del sistema tributario del 1974, personale, progressiva e generale che grava sui redditi prodotti in Italia, sia per residenti sia per non residenti e sui redditi prodotti sul territorio italiano per i non residenti.

Offshore: indica l'area fuori costa e, per estensione, le attività che vi si svolgono. Le aree in cui la profondità del mare è >200m si dicono deep waters, mentre le aree in cui la profondità è superiore a 1.500 m si definiscono ultra deep waters.

Onshore: è riferito alla terraferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE):organizzazione fondata il 14 dicembre 1960. con sede a Parigi, che raggruppa 30 Stati membri: Australia, Austria, Belgio, Canada, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Giappone, Gran Bretagna, Grecia, Irlanda, Islanda, Italia, Lussemburgo, Messico, Norvegia, Nuova Zelanda, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Repubblica Ceca, Repubblica di Corea, Repubblica Slovacca, Spagna, Stati Uniti, Svezia, Svizzera, Turchia, Ungheria.

Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio (OPEC): organizzazione fondata durante la Conferenza di Baghdad nel settembre 1960. Nel 2011 l'organizzazione, con quartier generale a Vienna, è costituita da 12 Paesi membri: Iran, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita, Venezuela, Qatar, Indonesia, Libia, UAE, Algeria, Nigeria e Angola.

Permesso di prospezione: titolo che consente le attività di prospezione di idrocarburi liquidi e gassosi (vd. Attività di)

Permesso di ricerca: titolo che consente le attività di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi (vd. Attività di)

Piattaforma continentale: spazio marino che misura 200 miglia nautiche a partire dalle linee di base ed è funzionale allo stato costiero ai fini dello sfruttamento delle risorse naturali non viventi depositate sul suolo e nel sottosuolo marino.

Piattaforma di perforazione: installazione a mare di tipo fissa o mobile atta alla perforazione di pozzi per la ricerca di idrocarburi.

Piattaforma di produzione: installazione a mare di tipo fissa o mobile atta allo sfruttamento di giacimenti offshore.

Pool: accumulo commerciale di olio e/o gas separato e distinto da altri accumuli eventualmente presenti nel giacimento. È caratterizzato da un proprio regime di pressioni, da un diverso contatto olio/acqua e talora da differenti proprietà del petrolio rispetto a quello degli accumuli sovrastanti o adiacenti.

Pozzo di accertamento: pozzo ubicato e perforato con la prospettiva di estendere per una considerevole distanza l'area produttiva di un "pool" già in parte sviluppato o di verificare l'esistenza e l'estensione di accumuli di Idrocarburi.

Pozzo esplorativo pozzo perforato su una potenziale trappola, individuata con metodi geologici e geofisici, in un'area inesplorata, allo scopo di accertare la presenza di accumuli di idrocarburi.

Pozzo di sviluppo: indica un pozzo perforato entro i limiti di un giacimento di olio o gas e fino alla profondità di un orizzonte stratigrafico noto come produttivo. Nel caso in cui la perforazione porti al ritrovamento di Idrocarburi economicamente estraibili il pozzo diventa pozzo di produzione.

Pozzo di produzione: pozzo perforato su un giacimento allo scopo di produrre idrocarburi in esso contenuti.

Pozzo sterile: perforazione di un pozzo con ritrovamento nullo, o in quantità non commerciabili, di petrolio o gas.

Production Sharing Agreement: contratto di produzione condivisa che disciplinano il rapporto tra lo Stato in cui avviene la produzione e l'investitore privato, in cui si definiscono le percentuali di produzioni delle parti coinvolte nelle operazioni.

Regime concessorio: qualifica degli istituti giuridico che disciplinano il rapporto tra lo Stato in cui avviene la perforazione e l'investitore privato. In tale regime, la proprietà del gas o del petrolio passa all'investitore quando arriva in superficie e l'invesitore paga una tassa o una royalty allo Stato che ne ha concesso lo sfruttamento.

Regime contrattuale: qualifica degli istituti giuridici di regolazione del rapporto tra Stato in cui avviene la perforazione e investitore privato disciplinati da contratti bilaterali (vd. Production Sharing Agreement).

Ring fence: separazione giuridica ed economico-patrimoniale tra le diverse attività della compagnia, al fine di isolare i flussi di cassa e gli asset del progetto.

Riserve P1 o provate: accumuli di idrocarburi che attraverso un'analisi di dati tecnici e geologici possono essere, con ragionevole certezza(probabilità maggiore del 90%), commercialmente estratti da Giacimenti noti, nelle condizioni economiche (prezzi di vendita e costi di Produzione) tecniche e normative esistenti al momento della stima

Riserve P2 o probabili: accumuli di idrocarburi che, sulla base dei dati tecnici e geologici possono essere recuperati, con ragionevole probabilità (probabilità maggiore del 90%) in base alla condizioni tecniche, economiche e operative esistenti nel momento considerato

Riserve P3 o possibili: accumuli 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

Risorse: le risorse sono costituite dalle riserve, più tutte le ulteriori quantità di minerale che possono rendersi disponibili in futuro, comprendendo in esse sia quelle contenute in accumuli già noti che non siano attualmente sfruttabili da un punto di vista economico e tecnologico, sia quelle contenute in accumuli, ricchi o poveri, non ancora scoperti ma che si possono ragionevolmente ritenere esistenti.

Robin Hood tax: : introdotta per la prima volta con il D.Lgs 112/2008, consiste in una maggiorazione dell'aliquota IRES con un valore pari al 10,5%.

Royalty: corrispettivo versato al proprietario di un bene o all'autore di un'opera di ingegno per la cessione a terzi del diritto di utilizzazione a fini commerciali del bene o dell'opera in considerazione. In ambito minerario, il termine si impiega per indicare il pagamento dovuto allo Stato per la concessione del diritto di sfruttamento delle risorse naturali. Specificamente, in un contratto petrolifero la royalty consiste in una percentuale di produzione che il titolare del diritto di sfruttamento deve corrispondere al titolare del diritto di proprietà sui minerali del sottosuolo, in Italia lo Stato.

Sliding scale royalty: royalty ad aliquote progressive, condizionate alla quantità di prodotto estratto o al prezzo degli idrocarburi sul mercato internazionale.

State Direct Financial Interest (SDFI): portfolio di partecipazioni finanziarie dirette detenute dal governo norvegese. SDFI fu creata il 1° gennaio 1985, dallo scorporo della compagnia statale STATOIL.

Tasso di recupero: frazione del volume di idrocarburi inizialmente in posto che è stata effettivamente prodotta o che si valuta possa essere prodotta

Tasso di successo: percentuale dei pozzi con esito positivo in rapporto al numero totale di pozzi perforati.

Testa di pozzo: struttura fissa che assicura la separazione del pozzo dall'ambiente esterno. Consiste essenzialmente in una serie di inflangiature di diametro decrescente che realizzano il collegamento tra i vari casing (rivestimenti del pozzo) discesi e le apparecchiature di controllo e sicurezza del pozzo in perforazione e durante la

vita produttiva. È corredata di una serie di valvole che possono servire per accedere al pozzo con strumenti per l'esercizio della produzione. Nelle installazioni offshore con testa pozzo in superficie si utilizzano teste pozzo simili a quelle degli impianti di perforazione a terra, mentre in quelle con testa pozzo sottomarina si utilizzano teste pozzo posizionate sul fondo del mare.

Testo Unico delle Imposte sui Redditi (TUIR):istituito con il DPR del 22 dicembre 1986, il Testo Unico delle Imposte sui Redditi contiene le norme per la determinazione e la tassazione sui redditi.

UN Human Development Index (HDI): indicatore di sviluppo macroeconomico introdotto nel 1990 e realizzato dall'economista pachistano Haq. Misurato su una scala è in millesimi decrescenti da 1 a 10, suddivide i paesi in quattro categorie: tasso di sviluppo umano molto alto; alto; medio e basso.

Uplift: agevolazione consistente nel riconoscimento ai fini fiscali di un'aggiuntiva percentuale di ammortamento dei costi. L'uplift all'impresa consente di iscrivere in bilancio, oltre alla normale quota parte di un costo pluriennale (ammortamento), un ulteriore percentuale dei costi iscritti fra le immobilizzazioni.

Valutazione di Impatto Ambientale (VIA): procedura tecnico-amministrativa di verifica della compatibilità ambientale, introdotta con la direttiva 337/85/CEE, modificata ed integrata dalla direttiva 97/11/CEE. La VIA è stata recepita nell'ordinamento nazionale con la l. n.134 dell'8 luglio 1986, attualmente disciplinato dal D.Lgs 152/2006 e successive modifiche. La procedura è finalizzata all'individuazione, descrizione e quantificazione degli effetti di un progetto, opera o impianto, sull'ambiente, da intendersi come l'insieme delle risorse naturali di un territorio e delle attività antropiche che in esso si svolgono. La VIA prevede la presentazione da parte di un proponente, pubblico o privato, del progetto corredato dallo Studio di Impatto Ambientale (SIA) alle autorità competenti ed il contemporaneo avviso, mediante pubblicazione sui quotidiani, per la consultazione del pubblico, che può esprimersi, attraverso osservazioni scritte, entro 60 giorni da tale avviso. La fase di valutazione si conclude con l'emanazione di un provvedimento contenente prescrizioni e raccomandazioni da implementare nelle fasi successive di progettazione ed esecuzione dell'opera o dell'impianto in esame. I termini previsti per la conclusione dell'intero procedimento è fissato in 150 giorni, al netto delle sospensioni per eventuali integrazioni.

BIBLIOGRAFIA

Associazione mineraria italiana per l'industria mineraria e petrolifera (Assomineraria) (1999), *L'Italia, Paese di Idrocarburi. Libro Bianco sull'Esplorazione e Produzione di Idrocarburi in Italia*, Roma.

Canada's New West Partnership (2011), *Oil and Gas Fiscal Regimes*, Calgary.

Danish Energy Agency (2009), *A Guide to Hydrocarbon Licences in Denmark - General Legislation and Information Exploration and Drilling Activities*, Copenhagen.

D'avanzo W. (1960), *Corso di diritto minerario*, Casa editrice stamperia nazionale, Roma.

Direction Générale de l'Energie et du Climat, Direction de l'Energie (2010), *Rapport sur l'industrie pétrolière et gazière en 2009*, Parigi.

Direction Générale de l'Energie et du Climat, Direction de l'Energie, Bureau Exploration-Production des Hydrocarbures (BEPH) (2010), *Bulletin d'information du BEPH - Numéro spécial*, in Bilan Annuel 2009, Parigi.

De Mita E. (2004), *Principi di diritto tributario*, Dott. A. Giuffrè Editore, Milano.

Eni (1971), *Enciclopedia del petrolio e del gas naturale*, Roma.

Eni (2005), *Enciclopedia degli idrocarburi*, Roma.

Ernst & Young (2010), *Global Oil and Gas Tax Guide*, Londra.

Guglielmi G. e Visone I. (1957), *La disciplina legislativa sulla ricerca e sulla coltivazione degli idrocarburi*, Dott. A. Giuffrè Editore, Milano.

InstitutFrancaisDuPétrole Publications (Centre for economics and management – IFP-School) (2004), *Oil and Gas Exploration and Production – Reserves, costs, contracts*, EditionsTechnip, Parigi.

International Energy Agency (IEA) (2007), *The United States 2007 Energy Review*, Parigi.

International Energy Agency (IEA) (2010), *Canada 2009 Energy Review*, Parigi.

Johnston D. (2003), *International Exploration Economics, Risk and Contract Analysis*, Pennwell, Tulsa.

Johnston D. (2008), *Changing Fiscal Landscape*, Journal of World Energy Law & Business, 2008, Vol. 1, No. 1.

Lund D., Department of Economics of University of Oslo (2002), *Petroleum tax reform proposals in Norway and Denmark*, Oslo.

Nakhle C., Surrey Energy Economics Centre, Department of Economics University of Surrey (2007), *Do High Oil Prices Justify an Increase Taxation in a Mature Oil Province? The Case of the UK Continental Shelf*, in Surrey Energy Economics Discussion paper Series, Guilford.

OECD (2010), *Taxation, Innovation and the Enviroment.*

PricewaterhouseCoopers (PwC) (2011), *Paying Taxes 2011 – The global picture*, New York.

Raymond Martin S. e Leffler William L., *Oil and Gas Production in Nontechnical Language*, Pennwell, Tulsa.

Robinson B. (2007), *The Australian Upstream Oil and Gas*, in Exploration & Production: The Oil & Gas Review 2007 - Issue II - November 2007, Londra.

Roggenkamp M., Redgwell C., Del Guayo I. e Ronne A. (2007), *Energy Law in Europe – National, EU and International Regulation, Second Edition*, Oxford University Press, New York.

Services Industrial Professional and Technical Union (SIPTU) (2011), *Optimising Ireland's Oil and Gas Resources*, Dublino.

Tordo S. (2007), *Fiscal Systems for Hydrocarbons*, World Bank Working Paper N. 123, Washington.

Tordo S. (2009), *Negotiation of Oil and Gas Contracts*, Atti del convegno ""Extractive Industries week 2009", World Bank, Washington.

Total S.A. (2011), *Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés*,Parigi.

Union Francaise des Industries Pétrolières (2011), *L'exploration – Production d'hydrocarbures en France*, Dossier d'informazione, Parigi.

Wood Mackenzie (2011), *Europe (Southern) Upstream Service – Italy Country Overview*, New York.

World Bank e International Finance Corporation (2010), *Doing business 2011 - Making a difference for Enterpreneurs*, Washington.

Yergin D. (1996), *Il premio – L'epica storia della corsa al petrolio*, Sperling & Kupfer Editori, Milano.

RAPPORTO ANNUALE 2012

Attività 2011

DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA

Direzione Generale per le
Risorse Minerarie ed Energetiche

Ministero dello Sviluppo Economico

Rapporto 2011

Sommario

INTRODUZIONE 5
1. La struttura 6
2. Le azioni 6
3. La CIRM 8
4. Il sito internet 8
IDROCARBURI E GEORISORSE 10
5. Attività di ricerca idrocarburi 10
   Attività di perforazione per ricerca e sviluppo 10
   Ricerche e ritrovamenti 10
   Titoli minerari 10
6. Attività di coltivazione idrocarburi - Royalties 11
   Produzione 11
   Produzione di gas 11
   Produzione di petrolio 11
   Stima delle riserve 11
   Royalties 11
7. Stoccaggio gas 12
   Capacità 2011 12
   Nuovi impianti 13
   Sovrapressioni 13
   Il Decreto legislativo n. 130/10 13
8. Stoccaggio CO2 14
   Recepimento direttiva CCS 14
9. Risorse geotermiche 15
10. Metanizzazione mezzogiorno 15
AMBIENTE E SICUREZZA 17
A. Infortuni 17
B. Indagini chimiche ed ambientali 18
C. Esplosivi 19
TAVOLE E GRAFICI 21
1. Attività di perforazione distinta per scopo. Serie storica anni 1991-2011 21
2. Elenco dei pozzi con attività di perforazione in corso nell'anno 2011 22
3. Numero di pozzi perforati e metri perforati anni 1991-2011 23
4. Ritrovamenti nell'esplorazione - Serie storica anni 2002 - 2011 24
5. Titoli minerari per idrocarburi - Serie storica anni 1991-2011 25
6. Titoli minerari in terraferma 26
7. Titoli minerari in mare 27
8. Produzione di idrocarburi - Serie storica anni 1991-2011 28
9. Produzione di gas per regione/zona marina 29
10. Produzione di olio per regione/zona marina 30
11. Riserve al 31 dicembre 2011 31
12. Riserve al 31 dicembre 2011 (tep – bbl) 32
13. Gettito royalties anno 2011 33
14. Gettito royalties per ente destinatario 34
15. Attività di stoccaggio gas – Nord Italia 35
16. Attività di stoccaggio gas – Centro Italia 36
17. Attività di stoccaggio gas – Sud Italia 37
Carta dei titoli di ricerca, coltivazione e stoccaggio idrocarburi

INTRODUZIONE

Anche per l'anno 2011 la Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche ha predisposto il Rapporto annuale sulle azioni svolte nell'ambito dei propri compiti d'istituto che spaziano dalla gestione e controllo delle attività di prospezione ricerca, coltivazione delle risorse del sottosuolo e dello stoccaggio, alle relazioni internazionali con le amministrazioni di altri Stati nel settore delle risorse minerarie.

Il Rapporto annuale fornisce in forma riepilogativa i dati che hanno caratterizzato l'anno 2011 e che esprimono, soprattutto nel confronto con gli anni precedenti, il livello di vitalità del settore e delle imprese che in esso operano, nonché gli scenari ipotizzabili per il futuro.

Per quanto attiene lo specifico delle azioni intraprese, si segnala l'intervento di armonizzazione del disciplinare tipo per i permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione idrocarburi, resosi necessario a seguito dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 128/2010 di modifica del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, per tener conto delle disposizioni riguardanti il settore upstream. L'impatto di questa normativa sull'attività è stato notevole ed ha comportato la necessità di verificare, sia per le aree interessate da istanze per il rilascio di nuovi titoli che per i titoli vigenti, l'interferenza con i divieti introdotti dal decreto per avviare le procedure conseguenti.

Rilevante anche la conclusione dei lavori di recepimento della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, concretizzatosi con l'entrata in vigore del decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162.

Riguardo le relazioni internazionali si segnala infine il "progetto Afghanistan" realizzato a seguito di incontri avviati con le competenti autorità afghane finalizzati all'avvio di concreti progetti di programmazione industriale tra Italia e Afghanistan. Il progetto rende disponibile agli operatori una serie di dati sulle risorse minerarie afghane e di informazioni di riferimento, centrate in particolare sulla provincia di Herat.

1. La struttura

La Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche svolge I compiti di 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; 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; sviluppo delle tecnologie per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio dell'anidride carbonica; elaborazione della normativa tecnica per gli impianti di produzione, trasporto e stoccaggio dell'energia e la sicurezza mineraria, escluse le competenze in materia di servizio ispettivo per la sicurezza mineraria e di vigilanza sull'applicazione della legislazione attinente la salute sui luoghi di lavoro, attraverso i suoi uffici centrali, le tre sezioni territoriali di Bologna, Roma e Napoli ed i laboratori di analisi e sperimentazione di Roma.

Con il D.M. 7 maggio 2009 "Individuazione degli uffici di livello dirigenziale non generale del Ministero dello Sviluppo Economico" sono stati definiti i compiti delle 8 Divisioni in cui è articolata la Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche. Nel dettaglio, la struttura è composta come segue:

DIVISIONI
Divisione I - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse – Direzione UNMIG – BUIG, cartografia, Coordinamento tecnico divisioni UNMIG
Divisione II – Sezione UNMIG di Bologna – Gestione tecnico-amministrativa, controllo e vigilanza delle attività del settore nella giurisdizione territoriale di competenza
Divisione III – Sezione UNMIG di Roma – Gestione tecnico-amministrativa, controllo e vigilanza delle attività del settore nella giurisdizione territoriale di competenza
Divisione IV – Sezione UNMIG di Napoli – Gestione tecnico-amministrativa, controllo e vigilanza delle attività del settore nella giurisdizione territoriale di competenza
Divisione V – UNMIG – Laboratori di analisi e sperimentazione per il settore minerario ed energetico – Esplosivi per uso minerario
Divisione VI - Prospezione, ricerca, coltivazione di idrocarburi
Divisione VII - Stoccaggio gas naturale, stoccaggio dell'anidride carbonica
Divisione VIII - Relazioni con regioni, amministrazioni locali, organismi comunitari; Royalties

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.

Nella Regione Siciliana, la ricerca e coltivazione degli idrocarburi è di competenza dell'URIG (Ufficio Regionale per gli Idrocarburi e la Geotermia). L'organo competente per la Regione Sardegna è il Servizio Attività Estrattive dell'Assessorato Industria.

2. Le azioni

Nel corso del 2011 e' stata completata l'emanazione delle norme di revisione ed aggiornamento della normativa di settore avviata ad inizio legislatura ed è stato effettuato il recepimento della normativa europea in materia di cattura e stoccaggio geologico della CO2 (CCS). In particolare:

- Con l'entrata in vigore del decreto ministeriale 21 gennaio 2011, *"Modalità di conferimento della concessione di stoccaggio di gas naturale in sotterraneo e relativo disciplinare tipo"* e del decreto direttoriale 4 febbraio 2011 *"Procedure operative di attuazione del Decreto ministeriale 21 gennaio 2011 e modalità di svolgimento delle attività di stoccaggio e di controllo, ai sensi dell'articolo 13, comma 4 del Decreto ministeriale 21 gennaio 2011",* si è concluso il percorso di aggiornamento della disciplina in materia di stoccaggio di gas, reso necessario al fine di armonizzare le disposizioni del settore in seguito alle modifiche introdotte, da ultimo, con la legge n. 99/09 ("legge Sviluppo").
- Con l'entrata in vigore del decreto ministeriale 4 marzo 2011, *"Disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare e nella piattaforma continentale"* e del decreto direttoriale 22 marzo 2011 *"Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'articolo 15, comma 5 del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011"*, sono state aggiornate le disposizioni regolamentari nel settore della ricerca e coltivazione di idrocarburi per tener conto dei divieti introdotti dal decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128 in materia ambientale. I decreti sostituiscono il decreto ministeriale 26 aprile 2010.
- Con l'entrata in vigore del decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162 *"Attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio, nonché modifica delle direttive 85/337/CEE, 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del Regolamento (CE) n. 1013/2006" si è c*oncluso il percorso di recepimento della direttiva europea sullo stoccaggio di CO_2. La norma disciplina tutti gli aspetti legati allo stoccaggio del biossido di carbonio, offrendo agli operatori l'opportunità di investire in un percorso tecnologico innovativo orientato alla tutela ambientale e sostenuto in ambito europeo.

In campo minerario la Direzione ha partecipato alle iniziative ministeriali in campo internazionale per la parte di propria competenza.

- Tra l'8 e il 12 aprile 2011, una delegazione composta dal Ministro, dai rappresentanti di Confindustria e da circa 30 aziende italiane leader nel settore energetico, logistico-infrastrutturale, minerario e commerciale, tra queste Eni, Enel, Enea, Gruppo Trevi, Fantini, Gruppo Minerali Maffei, Iatt, Assomarmomacchine, AI Engineering, oltre agli enti per l'internazionalizzazione Ice, Simest e Sace si è recata in Afghanistan. L'obiettivo della missione è stato quello di avviare concreti progetti di collaborazione industriale tra Italia e Afghanistan ed ha portato alla sottoscrizione di un memorandum industriale che individua le linee strategiche per i futuri investimenti italiani. I settori di maggiore interesse sono quelli degli idrocarburi e delle risorse minerarie, compreso gas e petrolio, generazione di energia, infrastrutture, industria del pregiato marmo afgano, che ha già rapporti con imprese italiane, tessile, agricoltura e industria alimentare, pietre preziose e installazione di condutture. La Direzione ha attivato un apposito spazio sul proprio sito internet denominato "Progetto Afghanistan" dove è possibile reperire le principali informazioni e i riferimenti utili per ottenere ulteriori informazioni.
- Nel mese di aprile 2011 è stato presentato presso la sede del Ministero il Laboratorio Materie Prime, nato per iniziativa di ANIM – Associazione

Nazionale Ingegneri Minerari, ASSOMINERARIA – Associazione Mineraria Italiana per l'Industria Mineraria e Petrolifera, AITEC – Associazione Italiana Tecnico Economica Cemento, CRIET – Centro di Ricerca Interuniversitario in Economia del Territorio, GEAM – Associazione Georisorse e Ambiente e del Dipartimento per l'Energia, Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche del Ministero dello Sviluppo Economico, avente come obiettivo quello di incentivare le attività di ricerca per lo sviluppo sostenibile nel comparto estrattivo al fine di valorizzare la risorsa mineraria per la crescita sociale ed economica dei territori. Sono state evidenziate le finalità e i primi obiettivi per la community mineraria: ricerca di soluzioni in grado di migliorare le attività estrattive in un'ottica di sviluppo sostenibile, cooperazione con l'iniziativa "Raw Materials Initiative" dell'Unione Europea, raccolta di dati sulla produzione del settore estrattivo, l'identificazione dei minerali strategici e critici per la sicurezza degli approvvigionamenti di materie prime.
Il primo progetto del Laboratorio è relativo a un programma di sviluppo del notevole potenziale minerario dell'Afghanistan, in particolare della Provincia di Herat, a seguito della missione del Ministro conclusasi il 12 aprile 2011 con la firma di un importante accordo per lo sviluppo congiunto in Afghanistan di attività nei settori minerario, petrolifero, infrastrutturale e commerciale.

3. La CIRM

Per lo svolgimento delle attività istituzionali di propria competenza la Direzione Generale si avvale del parere della Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie (CIRM). Tale Commissione, istituita con decreto del Presidente della Repubblica 14 Maggio 2007, n. 78, è l'organo tecnico-consultivo in materia di conferimento di permessi e concessioni (CIRM A), sicurezza delle lavorazioni (CIRM B) e royalties (CIRM C). Nel corso dell'anno 2011 la Commissione si è riunita due volte per la sezioni "A", esaminando un totale di 20 istanze relative a titoli minerari e due volte in seduta congiunta per le sezioni "A" e "B" trattando varie tematiche, tra le quali la riattribuzione ad altro titolare di due giacimenti marginali, l'evoluzione delle problematiche connesse alla sicurezza degli impianti offshore a livello UE, la presentazione degli schemi di decreto in corso di elaborazione, le iniziative della Direzione per favorire lo sviluppo delle attività estrattive per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di materie prime. La sezione "C" si è riunita una volta per l'esame delle royalties versate per l'anno 2009 e per le valutazioni riguardanti le riduzioni del valore unitario delle royalties, ai sensi dell'articolo 19, comma 7, del d.lgs. n. 625/1996, per l'anno 2010.

4. Il sito internet

La divulgazione dei dati di propria competenza avviene attraverso il sito internet http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it, che, oltre ad informare sui processi amministrativi in corso, mette a disposizione un insieme di dati di interesse generale quali la produzione di idrocarburi, le royalties versate dalle Società allo Stato, alle Regioni e ai Comuni, la sismica riconoscitiva, l'elenco dei pozzi e delle piattaforme, nonché uno spazio dedicato al cittadino e alla normativa di settore.

Attraverso le sezioni "monitoraggio regionale" e "monitoraggio mare", vengono focalizzati su base regionale i dati salienti (produzione, titoli, progetti) connessi con l'ambito territoriale locale o con la zona marina di riferimento.
Nel corso dell'anno 2011 è stato ampliato il settore relativo alla geotermia, con l'introduzione della sezione relativa agli impianti pilota, oltre che dei dati relativi alla ricerca e coltivazione di risorse geotermiche comunicati dalle regioni competenti.
E' stato anche ampliato e rivisto il settore relativo allo stoccaggio di gas naturale con l'introduzione di una sezione divulgativa ("Cos'è lo stoccaggio") che fornisce le informazioni essenziali sugli aspetti tecnici e amministrativi dello stoccaggio di gas naturale. Vengono brevemente illustrati gli impianti presenti in un sito di stoccaggio, le caratteristiche dei giacimenti utilizzati e l'iter per il conferimento di una concessione.
Sul sito è pubblicato il Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e delle Georisorse (B.U.I.G.), istituito dalla Legge 11/01/1957, n. 6, 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 degli idrocarburi e delle georisorse.
Le statistiche degli accessi indicano per l'anno 2011 un numero di pagine visitate pari a 1.018.802 e un numero di accessi unici pari a 171.081, con una media di circa 400 utenti giornalieri.

IDROCARBURI E GEORISORSE

1. Attività di ricerca idrocarburi

Attività di perforazione per ricerca e sviluppo

Nel corso dell'anno 2011 l'attività di perforazione ha interessato 37 postazioni, per un totale di 55.810 metri perforati. Solo una delle perforazioni è relativa ad attività esplorativa, mentre le restanti si riferiscono a 4 pozzi di sviluppo, 23 workover su pozzi esistenti e 9 pozzi di stoccaggio.
Da quest'anno si riporta anche il dettaglio dei pozzi in perforazione nell'anno 2011 in una specifica tabella.

Ricerche e ritrovamenti

Nell'anno 2011 non vi sono stati ritrovamenti nell'ambito dell'attività di esplorazione, in quanto l'unica attività di perforazione esplorativa non risulta completata. Il dato, unito a quello relativo al prevalente numero di workover registrato nell'anno, mostra come l'attività degli operatori sia quasi esclusivamente orientata alla ottimizzazione dello sviluppo dei giacimenti già noti, piuttosto che alla ricerca di nuove risorse.
L'anomala assenza di perforazioni esplorative di nuove strutture destinate, ove mineralizzate, a garantire o aumentare il mantenimento dei livelli produttivi, le relative entrate fiscali e la connessa occupazione, dipendono dalla maturità della provincia petrolifera italiana e soprattutto dalla difficoltà di ottenere le necessarie autorizzazioni. Lo stato dei procedimenti di rilascio dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione è costantemente aggiornato sul sito.

Titoli minerari

Al 31 dicembre 2011 sono vigenti 121 permessi di ricerca (di cui 96 in terraferma e 25 in mare) e 199 concessioni di coltivazione (di cui 133 in terraferma e 66 in mare).
L'area di un titolo minerario è definita secondo criteri stabiliti dalla normativa vigente, generalmente di alcuni chilometri quadrati. Essa costituisce la zona in cui può operare in esclusiva il titolare e risulta molto superiore rispetto a quella effettivamente occupata dagli impianti (aree pozzo, centrali e impianti di trattamento), generalmente di 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.
Al fine di rendere evidente l'impatto delle attività rispetto all'area complessiva dei titoli, sono state elaborate e pubblicate sul sito internet, nella sezione "Cartografia", le carte dei titoli minerari e degli impianti, dove, con un dettaglio regionale vengono riportati rispettivamente i titoli effettivamente detenuti da permissionari e concessionari e l'ubicazione degli impianti presenti sul territorio.

2. Attività di coltivazione idrocarburi - Royalties

Produzione

Nell'anno 2011 la produzione di idrocarburi in Italia ha subito un leggero incremento rispetto all'anno precedente, attestandosi su +5% per il gas e +4% per l'olio, che conferma una inversione di tendenza avviata nel 2010 a fronte di un decremento del 26% per l'olio nel quinquennio 2005-2009 e del 53% per il gas nel decennio 2000-2009.

Produzione di gas

Nell'anno 2011 la produzione di gas naturale è stata di 8,34 miliardi di Sm^3. Si rinvia alle specifiche tabelle per il dettaglio della produzione aggregata su base regionale e l'andamento storico delle produzioni, che evidenzia il progressivo esaurimento dei vecchi giacimenti nazionali, non sufficientemente compensato dagli aumenti rilevabili, ad esempio, nelle Marche con l'entrata in esercizio di una nuova concessione.

Produzione di petrolio

Nell'anno 2011 la produzione di petrolio è stata di 5,28 milioni di tonnellate.
Le regioni nelle quali si ha maggior produzione di olio sono la Basilicata con il 71% e la Sicilia con il 12%. Seguono le zone marine "B" e "C" che in totale costituiscono una ulteriore significativa quota del 12% della produzione nazionale.

Stima delle riserve

Il dato sulle riserve tiene conto della sola classificazione internazionale in certe, probabili e possibili. Inoltre i dati sono stati incrementati con l'indicazione delle riserve di olio in barili oltre che in tonnellate e con una tabella riassuntiva del totale Italia gas e olio in tonnellate equivalenti di petrolio (tep).
Il rapporto fra le sole riserve certe e la produzione annuale media degli ultimi cinque anni, indica uno scenario di sviluppo articolato in 7,2 anni per il gas e 14 per l'olio. Tutto questo senza tener conto di eventuali rivalutazioni o investimenti che possano qualificare parte delle riserve probabili e possibili come riserve certe.
Significativo è anche il dato relativo alla ubicazione delle riserve: circa il 58% del totale nazionale gas è ubicato in mare, mentre per l'olio l'87% è ubicato in terraferma e in particolare nel Sud Italia.

Royalties

Sul sito ministeriale sono riportati i dati relativi alle royalties corrisposte nell'anno 2011 e degli anni precedenti a partire dall'anno 2008.
L'articolo 45 della legge 23 luglio 2009, n. 99 ha introdotto un aumento del 3% dell'aliquota di prodotto che il titolare di concessioni di coltivazione corrisponde annualmente, ai sensi dell'articolo 19, comma 1, del decreto legislativo n. 625/1996. Le somme corrispondenti al valore dell'incremento di aliquota sono destinate ad alimentare il Fondo preordinato alla riduzione del prezzo alla pompa dei carburanti per i residenti nelle regioni interessate dalla estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi nonché dalle attività di rigassificazione.

Con il decreto interministeriale 12 novembre 2010 "Attuazione delle disposizioni previste dall'art. 45 della legge 23 luglio 2009, n. 99, relativo alla istituzione del fondo per la riduzione del prezzo, alla pompa, dei carburanti nelle regioni interessate dall'estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi", si è data attuazione alla previsione normativa. Il decreto individua essenzialmente due percorsi per la fruizione del contributo: per importi "pro capite" superiori a 30€ su base annua, calcolati sul rapporto fra gettito regionale e numero di residenti maggiorenni muniti di patente di guida, è prevista l'emissione del "bonus idrocarburi" in forma di carta elettronica destinata a ciascun beneficiario. Si tratta di una carta prepagata gestita da Poste Italiane Spa per conto del Ministero dello Sviluppo Economico per l'acquisto di carburante presso i distributori abilitati.
Se l'importo "pro capite" è inferiore a 30€ il contributo viene trasferito alle regioni interessate affinché venga destinato alle province e ai comuni sede di attività estrattiva.
Per i versamenti riferiti al 2011, relativi alla produzione di idrocarburi dell'anno 2010, il "Bonus Idrocarburi" è stato emanato ai soggetti beneficiari residenti nella Regione Basilicata e, nel corso dell'anno sono state avviate le procedure per la richiesta e la consegna delle tessere elettroniche. Per l'anno 2011 sono state emesse circa 290.000 tessere elettroniche per un importo del contributo di poco superiore ai 100€.

Con l'emanazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 6 agosto 2010, modificato con decreto ministeriale 22 luglio 2011, è stata ridisegnata la modalità con cui i produttori di gas naturale procedono alla vendita delle aliquote di prodotto destinate allo Stato tramite la piattaforma negoziale del Gestore dei mercati energetici (GME). Le procedure di contrattazione delle aliquote avvengono mediante negoziazione all'asta. La disposizione prevede che il titolare debba comunque riconoscere allo Stato una valorizzazione minima equivalente all'indice QE (quota energetica costo materia prima gas). L'introduzione di tale previsione comporta una valorizzazione minima delle aliquote che esula da eventuali oscillazioni a ribasso delle offerte di mercato. Occorre tener presente che l'allungamento del periodo di vendita delle aliquote fino al mese di marzo dell'anno successivo comporta che i versamenti effettuati dalle società per le produzioni riferite ad un anno solare siano riferiti a due diversi anni finanziari, da ciò consegue un ritardo nella pubblicazione sul sito dei dati definitivi sui versamenti.

3. Stoccaggio gas

Capacità 2011

Attualmente i campi di stoccaggio attivi in Italia sono 10, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti a gas esauriti, mentre 14 sono le concessioni vigenti.
Il *working-gas*[1] al 31 dicembre 2011 è pari a 14.790 milioni di standard metri cubi (MSm^3), di cui 5.100 MSm^3 per lo stoccaggio strategico.
La capacità totale di stoccaggio, che tiene conto del cushion gas, è pari a 25.352 MSm^3.
Si segnala che nel corso del 2011 si sono conclusisi i lavori di ampliamento della centrale di "Collalto".
La concessione "Cornegliano" (1.300 MSm^3 di working gas) è stata rilasciata in data 15/03/2011 alla Società Ital Gas Storage S.r.l.

Sito di stoccaggio	Working gas[1] [MSm3]
Brugherio	*330*
Cellino	*118*
Collalto	*440*
Cortemaggiore	*959*
Fiume Treste	*3.406*
Minerbio	*2.658*
Ripalta	*2.016*
Sabbioncello	*939*
Sergnano	*2.244*
Settala	*1.680*
Complesso siti di stoccaggio	***14.790***

[1] comprensivo dello stoccaggio strategico e dello pseudo working-gas

Nuovi impianti

Sono in corso i lavori per la realizzazione degli impianti della concessione "S.Potito e Cotignola" rilasciata nel 2009 (915 MSm^3 di working gas di progetto).
Sono tuttora in corso i procedimenti per il rilascio delle concessioni "Cugno Le Macine", "Serra Pizzuta". Alla fine di dicembre 2011 la Regione Basilicata ha espresso l'intesa per la concessione "Cugno Le Macine" mentre non si è ancora espressa per il progetto di "Serra Pizzuta" (entrambe le intese sono state richieste dal Ministero nel novembre 2009).

Sovrapressioni

Attualmente l'esercizio in sovrapressione (107%) è autorizzato nella concessione "Settala" (500 MSm^3 di incremento di working gas), a seguito della conclusione della fase di sperimentazione e della procedura di VIA.
Nel corso dell'anno 2011 è stata autorizzata una fase di sperimentazione di esercizio in sovrapressione al 107% nella concessione "Minerbio".
Per la concessione di "Sergnano" è in corso l'iter per il rilascio dell'autorizzazione all'esercizio al 105%.

Il Decreto legislativo n. 130/10

Con decreto ministeriale 31 gennaio 2011 è stato accettato dal Ministero dello Sviluppo Economico il Piano per l'incremento di nuova capacità di stoccaggio presentato dalla Società Eni in ottemperanza alle disposizioni previste dall'articolo 5, comma 4, del Decreto legislativo 130/10. L'aggiornamento del Piano, presentato a settembre 2011, sarà oggetto di accettazione con apposito decreto ministeriale.
Prosegue inoltre la pubblicazione dell'aggiornamento delle liste 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.

4. Stoccaggio CO2

Recepimento direttiva CCS

L'attività di sequestro e stoccaggio di CO2 è considerata strategica nell'ambito della politica energetica europea in quanto tecnologia di transizione che potrà contribuire a mitigare i cambiamenti climatici permettendo, secondo stime preliminari, la riduzione del 20% delle emissioni di gas ad effetto serra entro il 2020.

Il recepimento della Direttiva, attuato con decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162 ha reso disponibile agli operatori nazionali un quadro normativo di riferimento per la realizzazione dei progetti dimostrativi previsti nell'ambito dell'European Energy Programme for Recovery (EEPR).

La direttiva europea 2009/31/CE ha per obiettivo la definizione di un quadro giuridico comune a livello europeo per lo stoccaggio geologico ambientalmente sicuro del biossido di carbonio, con la finalità di contribuire alla lotta contro i cambiamenti climatici.

La direttiva prevede:

- la definizione dell'autorità competente
- l'individuazione delle aree entro cui potranno essere scelti i siti da adibire a stoccaggio
- la costituzione di una banca dati delle attività di stoccaggio
- la definizione delle procedure di conferimento delle autorizzazioni all'attività di stoccaggio e delle eventuali attività di indagine preliminare finalizzate alla valutazione dell'idoneità del sito
- obblighi per la chiusura e post-chiusura degli impianti, garanzie finanziarie
- la verifica della capacità necessaria da parte dei soggetti proponenti
- attività di monitoraggio e ispezioni

Con gli elementi indicati dalla Legge 4 giugno 2010, n. 96 – legge comunitaria 2009, è stato possibile definire la bozza di decreto legislativo secondo i criteri fissati.

Il decreto legislativo 14 settembre 2011 n. 162, prevede che le attività relative allo stoccaggio siano svolte in base a licenze di esplorazione e concessioni di stoccaggio; al termine dell'attività è prevista l'autorizzazione alla chiusura del sito di stoccaggio e il trasferimento di responsabilità dal gestore allo Stato.

Il Decreto Legislativo rimanda, per alcune tematiche, a successivi decreti attuativi interministeriali da emanarsi tra i 6 e i 24 mesi dalla pubblicazione del decreto stesso. In particolare tra i principali aspetti vi sono l'individuazione della mappa delle aree idonee allo stoccaggio della CO2, i termini e le modalità di trasferimento della responsabilità al Ministero dello Sviluppo Economico dopo la fase di post-chiusura, la definizione dei criteri secondo i quali dovrà essere compiuta la valutazione tecnica della documentazione presentata dai proponenti per il rilascio delle istanze di esplorazione e di stoccaggio e la definizione delle tariffe/garanzie finanziarie dovute dal soggetto titolare dell' autorizzazione allo stoccaggio.

Per tale ragione i Ministeri coinvolti hanno creato differenti gruppi di lavoro, ciascuno con specifiche priorità relativamente alla predisposizione dei testi dei citati decreti attuativi e ne stanno coordinando le attività.

5. Risorse geotermiche

Le funzioni amministrative e di controllo sui permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione di risorse geotermiche in terraferma furono delegate alle regioni a seguito del D. Lgs. 31 marzo 1998, n. 112.
Con il decreto legislativo n. 22 dell'11 febbraio 2010 *"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 in materia nell'ottica della semplificazione delle procedure, in particolare per la bassa entalpia, e l'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 decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, in materia di ricerca e coltivazione di risorse geotermiche, introducendo la sperimentazione volta alla ricerca e lo sviluppo di nuove centrali geotermoelettriche a ridotto impatto ambientale: i fluidi geotermici a media ed alta entalpia finalizzati a questo tipo di sperimentazione sono considerati di interesse nazionale e i relativi titoli minerari 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 zero, potenza nominale installata non superiore a 5 MW per ciascuna centrale e reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza, inoltre possono essere conferiti titoli minerari per un impegno complessivo autorizzabile non superiore ai 50 MW.
Conseguentemente, il Ministero, con direttiva direttoriale 1 luglio 2011, ha dato le istruzioni operative per la prima attuazione di tale normativa prevedendo, tra l'altro, che per avviare il procedimento di rilascio di un permesso di ricerca, il richiedente debba avere già una conoscenza dei dati geotermici necessari per avviare un impianto pilota nel periodo di vigenza del permesso. Nel corso dell'anno 2011 sono pervenute le prime istanze che tuttavia non hanno saturato la potenza massima complessiva disponibile, per le quali è stata avviata la relativa istruttoria.

6. Metanizzazione 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 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) cui sono confluite le competenze.
Il Programma generale di metanizzazione del Mezzogiorno, avviato con la delibera CIPE dell'11 febbraio 1988, che secondo le originarie previsioni

doveva essere attuato in un "Triennio operativo" cui avrebbe dovuto far seguito un "Biennio operativo", è ancora in via di completamento.
Tra la prima fase attuativa ed il Programma generale, a tutto il 31 dicembre 2011, 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 2005.
Per la definitiva conclusione del Programma si stima che occorrano circa 20,0 milioni di euro che si prevede possano essere resi disponibili con le future leggi finanziarie.
Nel corso del 2011 sono state istruite pratiche di collaudo relative a n. 101 interventi di metanizzazione, portando a 478 il numero globale delle iniziative realizzate e funzionanti. Grazie ad alcune economie resesi disponibili proprio a seguito dei citati collaudi è stato possibile istruire le pratiche di finanziamento dei comuni di Procida (NA), Sicignano degli Alburni (SA), Petina (SA), Parolise (AV) e Sorbo Serpico (AV).
Sempre nel corso del 2011 è proseguita l'attuazione dei progetti di variante relativi a n. 92 comuni appartenenti ai bacini calabri denominati CL 01, CL 02, CL 05, CL 08 e CL 22.

AMBIENTE E SICUREZZA

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 – Sezione U.N.M.I.G. di Bologna: Regioni Piemonte, Liguria, Lombardia, Veneto, Friuli–Venezia Giulia, Emilia–Romagna e relativo mare territoriale e piattaforma continentale
- Divisione III – Sezione U.N.M.I.G. di Roma: Regioni Toscana, Umbria, Marche, Lazio, Abruzzo e Molise e relativo mare territoriale e piattaforma continentale
- Divisione IV – Sezione U.N.M.I.G. di Napoli: Regioni Campania, Basilicata, Puglia e Calabria e relativo mare territoriale e piattaforma continentale.

Nell'ambito dell'attività svolta nel trascorso anno 2011, si sintetizzano alcuni dati:

Attività ispettiva	**Accertamento produzione**	**Verifiche**	**Visite ispettive attività di perforazione**
	79	**3.766**	**150**

Gli accertamenti di produzione afferiscono la verifica delle produzioni di idrocarburi ottenute nelle concessioni di coltivazione, mentre sotto la voce verifiche sono ricomprese sia quelle relative alle apparecchiature di sollevamento, che quelle riferite agli impianti di messa a terra e alle apparecchiature a pressione, infine l'attività ispettiva svolta sui cantieri di perforazione dei pozzi.

Autorizzazioni	***Attività geofisica***	***Perforazione e chiusure minerarie pozzi***	***Autorizzazione inizio lavori***	***Autorizzazioni all'esercizio***
	18	***121***	***157***	***85***

Le autorizzazioni 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 di ogni singolo procedimento. L'autorizzazione alla perforazione di nuovi pozzi, agli interventi o alla chiusura mineraria degli stessi, comporta la valutazione di aspetti che vanno dalla buona programmazione delle operazioni, alla valutazione di eventuali specifiche prescrizioni. Le autorizzazioni di inizio lavori sono direttamente connesse con le verifiche finali, effettuate congiuntamente con altri organi tecnici (Vigili del Fuoco, Capitanerie di Porto).

A. Infortuni

Nelle attività di ricerca, coltivazione e stoccaggio di idrocarburi, nel corso dell'anno 2011 si sono verificati un totale di 28 infortuni, nessuno dei quali mortale. Di questi 12 sono classificati di entità grave (con prognosi superiore a 30 giorni) e 16 non grave.

Perforazione	1995	2008	2009	2010	2011
Metri perforati	137.565	70.080	80.521	56.640	55.810
Incidenti Occorsi	121	25	24	12	13
Indice aggregato (incidenti/metro perforato)	0,00088	0,00036	0,00030	0,00021	0,00023
Variazione rispetto all'anno 1995		-59%	-66%	-76%	-74%

Produzione	1995	2008	2009	2010	2011
Gas (miliardi di Smc)	20,4	9,1	7,9	7,9	8,3
Petrolio (milioni di Ton)	5,2	5,2	4,5	5,1	5,3
Totale (milioni di Tep) (*)	21,520	12,480	10,820	11,420	11,940
Incidenti Occorsi	125	40	27	35	15
Indice aggregato (incidenti/Tep)	5,81	3,21	2,50	3,06	1,26
Variazione rispetto all'anno 1995		-45%	-57%	-47%	-78%

(*) 1 Mm^3 di gas = 800 tep

B. Indagini chimiche ed ambientali

La Divisione V della Direzione si occupa del settore chimico-ambientale in particolare nell'ambito energetico e minerario. È dotata di moderni laboratori di analisi chimiche ed è in grado di effettuare ricerche sperimentali e di condurre in campo complesse campagne di prelievo di campioni di suolo, acqua e aria.

In dettaglio svolge la seguente attività:

- classificazione mineraria di minerali e rocce in relazione alle normative nazionali e regionali;
- analisi degli effluenti liquidi e delle emissioni gassose provenienti da impianti di estrazione e/o trattamento di minerali energetici;
- verifica della qualità del gas naturale;
- analisi chimico-mineralogiche di: minerali industriali (marne, feldspati, calcari, argille utilizzate nell'industria ceramica, argille decoloranti, bentoniti, salgemma); intermedi di lavorazione e residui industriali; materiali contenenti amianto.
- analisi di suoli ed acque al fine della verifica di conformità ai limiti fissati dal decreto 152/2006 e sue modificazioni, per metalli e prodotti inorganici;
- prove di cessione, secondo le normative vigenti, su rifiuti, residui industriali e materiali inertizzati;
- indagini su aree limitrofe a lavorazioni industriali e minerarie per il monitoraggio delle ricadute ambientali delle lavorazioni;
- studio dei materiali impiegati nell'edilizia storica ai fini di un corretto ripristino degli edifici (malte, intonaci, materiali lapidei);
- collaborazioni scientifiche con Enti pubblici per lo studio di materiali e processi sperimentali (Università, altri Ministeri, Istituti di Ricerca).

Settore Energetico: nel corso dell'anno 2011 è proseguita la campagna di controllo della qualità del gas naturale prodotto e/o stoccato in Italia. Sono stati effettati campionamenti e analisi del gas presso le centrali di trattamento, per l'individuazione della composizione percentuale del gas, del potere calorifico superiore, dell'indice di Wobbe e della densità relativa.

I siti interessati sono stati i seguenti:

- centrali di trattamento gas:
    - "Falconara", della Società ENI S.p.A.;
    - "Fano" della della Società ENI S.p.A.;
    - "Rubicone" della Società ENI S.p.A.;
    - "Pineto" della Società Adriatica Idrocarburi S.p.A.;
    - "San Benedetto" della Società Adriatica Idrocarburi S.p.A.;
    - "Grottamare" della Società Adriatica Idrocarburi S.p.A.;
    - "San Giorgio a Mare" della Società Edison S.p.A.;
    - "Passatempo" della Società Gas Plus Italiana S.p.A.;
    - "Poggiofiorito" della Società Gas Plus Italiana S.p.A.;
    - "Piane di Larino" della Società Edison S.p.A.;
    - "Spilamberto" della Società Padana Energia S.p.A.;
    - "Quarto" della Società Padana Energia S.p.A.;
    - "Castellaro" della Società Edison S.p.A.;
    - "Cassiano" della Società Edison S.p.A.;
- centrali di stoccaggio:
    - "Sabbioncello" della Società Stogit S.p.A.;
    - "Minerbio" della Società Stogit S.p.A.;

Settore chimico-ambientale: anche in questo settore è proseguita l'attività di controllo delle emissioni in atmosfera negli impianti di raccolta e trattamento degli idrocarburi. Sono stati effettuati controlli ai camini dei termocombustori annessi all'impianto industriale di trattamento dei fluidi estratti e confluenti nel centro olio "Val D'Agri", alle centrali di trattamento gas "Casalborsetti" e "Ravenna Mare" della Società Eni. È stato inoltre rilasciato un parere relativo all'autorizzazione alle emissioni in atmosfera nella costruenda centrale di trattamento gas "Capparuccia" della Società Adriatica Idrocarburi S.p.A.

Settore risorse minerarie: è il settore nel quale la Divisione V ha particolare esperienza in quanto molte apparecchiature scientifiche in dotazione sono dedicate agli studi mineralogici-petrografici. Sono stati sottoposti ad analisi i campioni provenienti da 7 aree minerarie indagate ai fini del riconoscimento di minerali ascrivibili alla ex prima categoria.

Infine si segnala l'attività di studio e di analisi che la Divisione V ha effettuato per l'Università di Bologna – Dipartimento di Archeologia di Ravenna di supporto alle operazioni di scavo archeologico in Oman.

C. Esplosivi

La Divisione V gestisce l'elenco delle sostanze esplosive, degli accessori ed esploditori riconosciuti idonei all'impiego nel campo minerario ai sensi del Decreto Ministeriale 21 aprile 1979.
La Divisione istruisce le richieste di riconoscimento di idoneità dei nuovi prodotti, ne analizza le caratteristiche tecniche al fine di attribuire loro la certificazione ministeriale atta a renderli idonei all'impiego minerario.
Per l'anno 2011 l'elenco degli esplosivi, accessori detonanti e mezzi di accensione riconosciuti idonei all'impiego su territorio nazionale è composto da:

- prodotti esplodenti: n. 278 prodotti;
- accessori detonanti: n. 178 prodotti;
- mezzi di accensione: n. 46 prodotti.

Nell'anno 2011 la Divisione V ha proceduto all'analisi tecnica della documentazione relativa all'inserimento fra i prodotti riconosciuti idonei delle seguenti nuove sostanze e/o accessori:

- n. 6 prodotti esplodenti;
- n. 1 accessorio detonante;
- n. 2 mezzi di accensione.

L'elenco degli esplosivi, accessori detonanti e mezzi di accensione riconosciuti idonei all'impiego su territorio nazionale è pubblicato sul sito internet della Direzione.

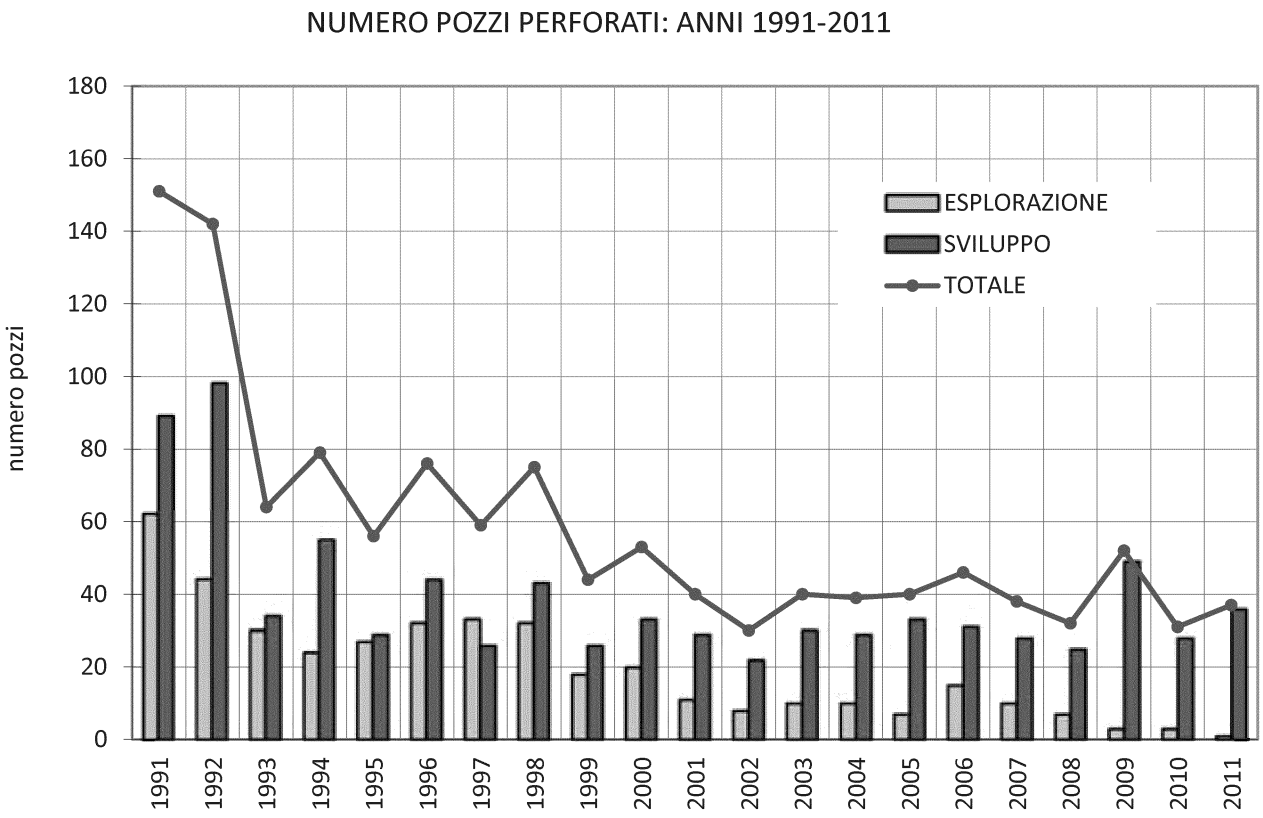
	Analisi campioni solidi per la classificazione mineraria	Analisi ambientali (es.: amianto, NOx, Co, ecc.)	Analisi qualità del gas
Numero campioni	**12**	**5**	**16**
Numero determinazioni	**120**	**-**	**208**
Numero campagne prelievi	**-**	**4**	**16**
Numero relazioni analisi	**8**	**5**	**16**

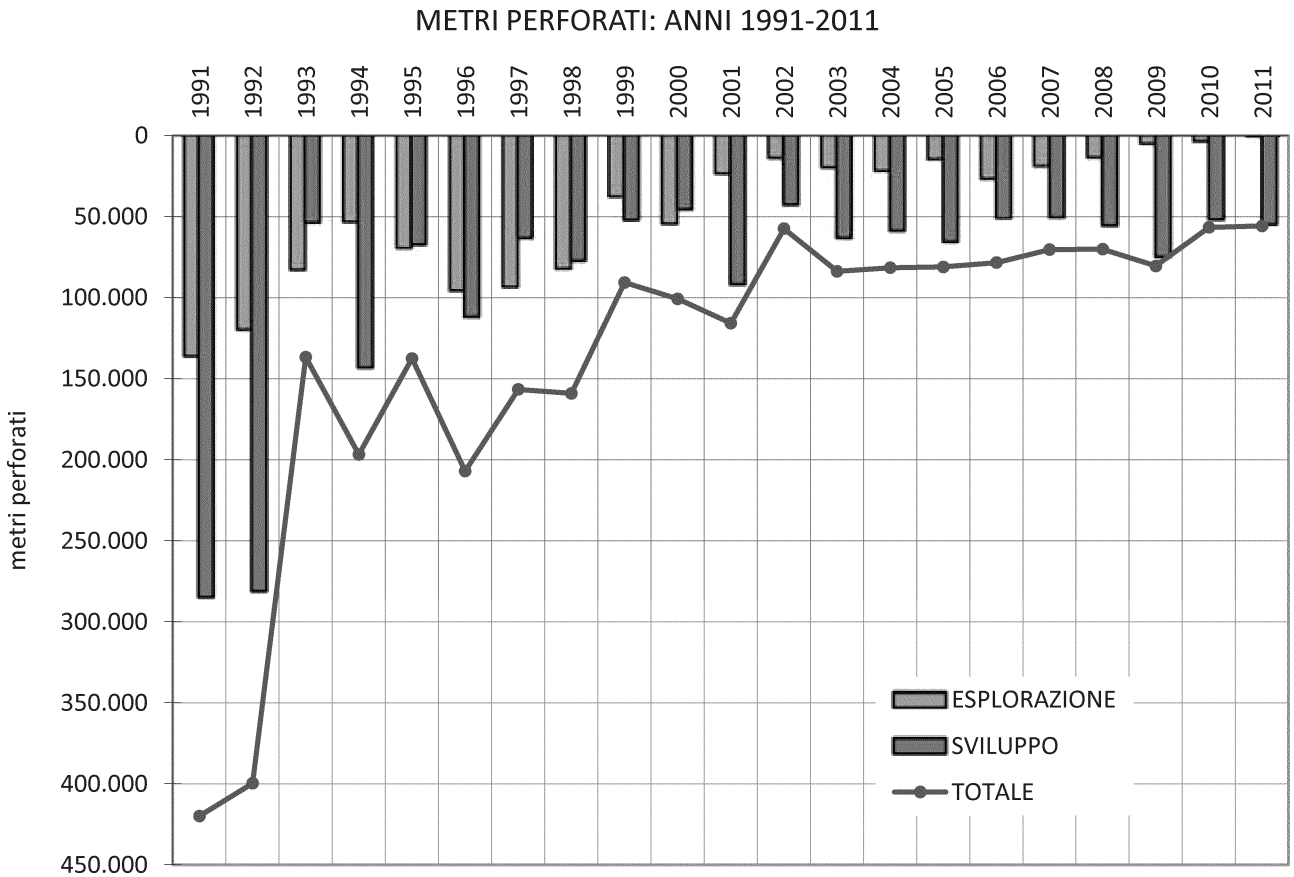
Attività di perforazione distinta per scopo - serie storica anni 1991-2011

ANNO	ESPLORAZIONE							SVILUPPO E ALTRI							TOTALE		
	TERRA		MARE		TOTALE			TERRA		MARE		TOTALE					
	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Metri perforati	perforaz media	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Metri perforati	perforaz media	Num pozzi	Metri perforati	perforaz media
1991	36	83.547	26	52.094	62	135.641	2.188	35	97.161	54	187.105	89	284.266	3.194	151	419.907	2.781
1992	29	79.363	15	39.718	44	119.081	2.706	25	57.642	73	222.934	98	280.576	2.863	142	399.657	2.814
1993	24	72.426	6	10.123	30	82.549	2.752	13	16.770	21	37.414	34	54.184	1.594	64	136.733	2.136
1994	14	30.142	10	23.467	24	53.609	2.234	9	14.447	46	128.733	55	143.180	2.603	79	196.789	2.491
1995	19	55.017	8	14.793	27	69.810	2.586	19	41.380	10	26.375	29	67.755	2.336	56	137.565	2.457
[illegible]	22	67.664	10	27.550	32	95.214	2.975	17	23.920	27	87.911	44	111.831	2.542	76	207.045	2.724
[illegible]	22	62.800	11	30.266	33	93.066	2.820	16	34.259	10	29.285	26	63.544	2.444	59	156.610	2.654
1998	23	62.962	9	18.794	32	81.756	2.555	26	35.912	17	41.448	43	77.360	1.799	75	159.116	2.122
1999	12	25.763	6	12.374	18	38.137	2.119	14	24.476	12	28.086	26	52.562	2.022	44	90.699	2.061
2000	14	35.721	6	19.065	20	54.786	2.739	14	18.949	19	27.058	33	46.007	1.394	53	100.793	1.902
2001	9	21.610	2	2.325	11	23.935	2.176	14	52.781	15	39.086	29	91.867	3.168	40	115.802	2.895
2002	3	3.016	5	11.200	8	14.216	1.777	15	23.506	7	19.699	22	43.205	1.964	30	57.421	1.914
2003	5	11.576	5	8.658	10	20.234	2.023	9	35.182	21	28.380	30	63.562	2.119	40	83.796	2.095
2004	10	22.223	0	0	10	22.223	2.222	7	18.105	22	41.189	29	59.294	2.045	39	81.517	2.090
2005	7	15.085	0	0	7	15.085	2.155	9	16.632	24	49.399	33	66.031	2.001	40	81.116	2.028
2006	12	17.906	3	9.139	15	27.045	1.803	14	21.597	17	29.714	31	51.311	1.655	46	78.356	1.703
2007	9	15.925	1	3.517	10	19.442	1.944	13	17.886	15	33.027	28	50.913	1.818	38	70.355	1.851
2008	4	7.274	3	6.673	7	13.947	1.992	18	41.803	7	14.330	25	56.133	2.245	32	70.080	2.190
2009	3	5.627	0	0	3	5.627	1.876	29	37.124	20	37.770	49	74.894	1.528	52	80.521	1.548
2010	3	4.183	0	0	3	4.183	1.394	11	28.889	17	23.568	28	52.457	1.873	31	56.640	1.827
2011	1	715	0	0	1	715	715	14	23.474	22	31.621	36	55.095	1.530	37	55.810	1.508

Elenco dei pozzi con attività di perforazione in corso nell'anno 2011

N.	Denominazione	Ubica.	Scopo	metri perforati	anno inizio	anno fine
1	BARBARA E 041 DIR A	Mare	Workover	1.144	2011	2011
2	BARBARA E 042 DIR A	Mare	Workover	1.057	2011	2011
3	BARBARA E 049 DIR A	Mare	Workover	1.283	2011	2011
4	BARBARA E 054 DIR A	Mare	Workover	1.170	2011	2011
5	BARBARA F 063 DIR A	Mare	Workover	812	2011	2011
6	BARBARA NW 005 DIR A	Mare	Workover	1.540	2011	2011
7	BARBARA NW 006 DIR A	Mare	Workover	1.582	2011	2011
8	BARBARA NW 007 DIR B	Mare	Workover	1.612	2011	2011
9	CALPURNIA 004 DIR A	Mare	Workover	585	2011	2011
10	CALPURNIA 005 DIR A	Mare	Workover	701	2011	2011
11	CASA TIBERI 001	Terra	Esplorativo	715	2011	
12	CLARA NORD 004 DIR A	Mare	Workover	1.316	2011	2011
13	CLARA NORD 006 DIR A	Mare	Workover	1.588	2011	2011
14	CLARA NORD 007 DIR A	Mare	Workover	1.192	2011	2012
15	CLARA NORD 008 DIR A	Mare	Workover	1.551	2011	2011
16	COTIGNOLA B 001	Terra	Stoccaggio	1.106	2011	2011
17	COTIGNOLA B 001 DIR	Terra	Stoccaggio	681	2011	2011
18	COTIGNOLA B 002 DIR	Terra	Stoccaggio	1.196	2011	
19	COTIGNOLA B 003 DIR	Terra	Stoccaggio	1.273	2011	2011
20	COTIGNOLA B 003 DIR ST	Terra	Stoccaggio	781	2011	
21	COTIGNOLA C 001 DIR	Terra	Stoccaggio	1.086	2011	
22	COTIGNOLA C 003 DIR	Terra	Stoccaggio	1.613	2011	
23	COTIGNOLA C 007 DIR	Terra	Stoccaggio	1.327	2011	2011
24	DARIA 005 DIR A	Mare	Workover	2.380	2011	2012
25	DARIA 007 DIR B	Mare	Workover	1.111	2011	2011
26	DARIA 010 DIR B	Mare	Workover	798	2011	2011
27	DARIA 011 DIR A	Mare	Workover	1.022	2010	2011
28	DARIA 014 DIR A	Mare	Workover	1.235	2011	2011
29	GORGOGLIONE 002	Terra	Sviluppo	5.111	2010	
30	GUENDALINA 002 DIR	Mare	Sviluppo	3.280	2011	
31	GUENDALINA 003	Mare	Sviluppo	3.164	2011	
32	LUNA 041 DIR A	Mare	Workover	1.498	2011	2012
33	MONTE ENOC 010 OR-B	Terra	Workover	1.929	2010	2011
34	MUZZA 005 DIR	Terra	Sviluppo	2.047	2011	2011
35	SAN POTITO A 001 DIR	Terra	Stoccaggio	2.159	2011	2011
36	VITALBA 001 DIR A	Terra	Workover	1.191	2011	2011
37	VOLTURINO 001 OR B	Terra	Workover	1.974	2011	2011

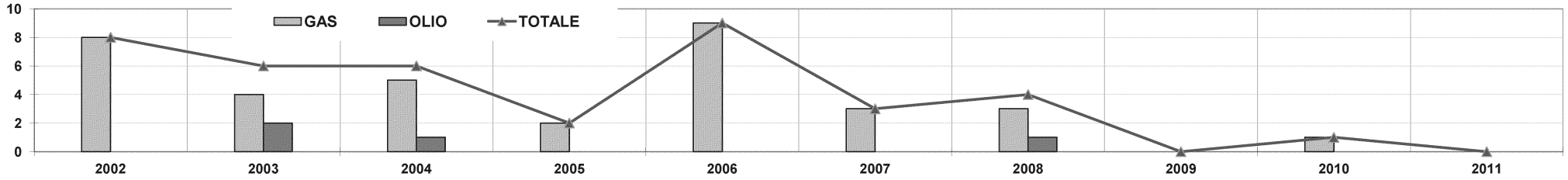

NUMERO POZZI PERFORATI: ANNI 1991-2011
numero pozzi
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
ESPLORAZIONE
SVILUPPO
TOTALE
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011


METRI PERFORATI: ANNI 1991-2011
metri perforati
0
50.000
100.000
150.000
200.000
250.000
300.000
350.000
400.000
450.000
ESPLORAZIONE
SVILUPPO
TOTALE
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011

RITROVAMENTI NELL'ESPLORAZIONE
serie storica 2002-2011

☼ Gas
● Olio

		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
TERRA		☼ Agosta 1dir (FE) ☼ Fonte Filippo 1 dir (CH) ☼ Muzza 4dirA (MO) ☼ San Pietro SW 1 (AN)	● Agri 1 (PZ) ● Agri 1orA (PZ) ☼ Capparuccia 1dir (AP)	☼ Abbadesse 001 DIR (RA) ☼ Civita 001 DIR (CH) ☼ Monte dell'Aquila 001 DIR (CT) ☼ Monte Guzzo 001 DIR (AP) ☼ Santa Maddalena 001 DIR (BO) ● Tresauro 001 DIR (RG)	☼ Vitalba 001 (CR) ☼ Mezzocolle 001 DIR (BO)	☼ Codogno 001 DIR (CR) ☼ Colle Sciarra 001 DIR A(TET ☼ Filici 001 DIR A (MT) ☼ Fonte Filippo Sud Est 001 (CH) ☼ Longanesi 001 (RA) ☼ Ripalta 61 OR (BO) ☼ Vitalba 001 DIR (CR)	☼ Colle Sciarra 001 DIR B (TE) ☼ Monte Pallano 001 DIR (CH) ☼ Monte Pallano 002 DIR (CH)	☼ Monte della Crescia 001 Dir (AN)		☼ Masseria Morano 1 Dir (MT)	
MARE	A		☼ Annamaria 2 ☼ Armida 1dirA			☼ BENEDETTA 001 DIR					
MARE	Zona B	☼ Calipso 3dirA ☼ Calipso 4dirA ☼ Didone 2						● Ombrina Mare 002 Dir			
MARE	Zona F										
MARE	Zona G	☼ Panda 1	☼ Panda Ovest 1			☼ ARGO 001		☼ Cassiopea 001 DIR ☼ Argo 002			

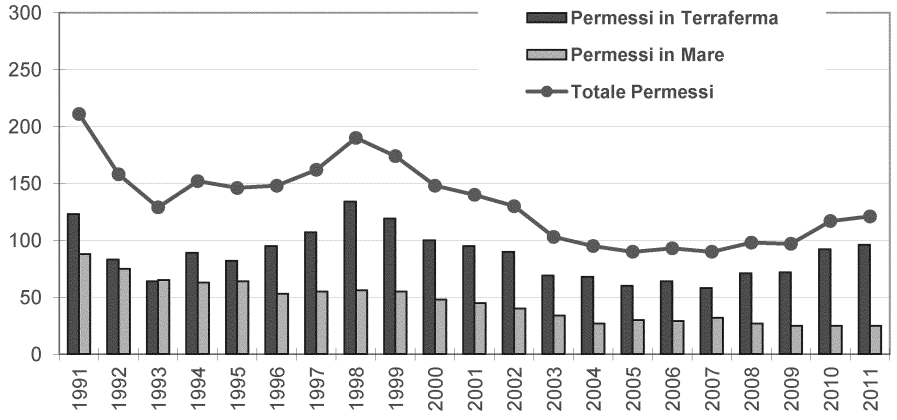


Titoli minerari vigenti per idrocarburi

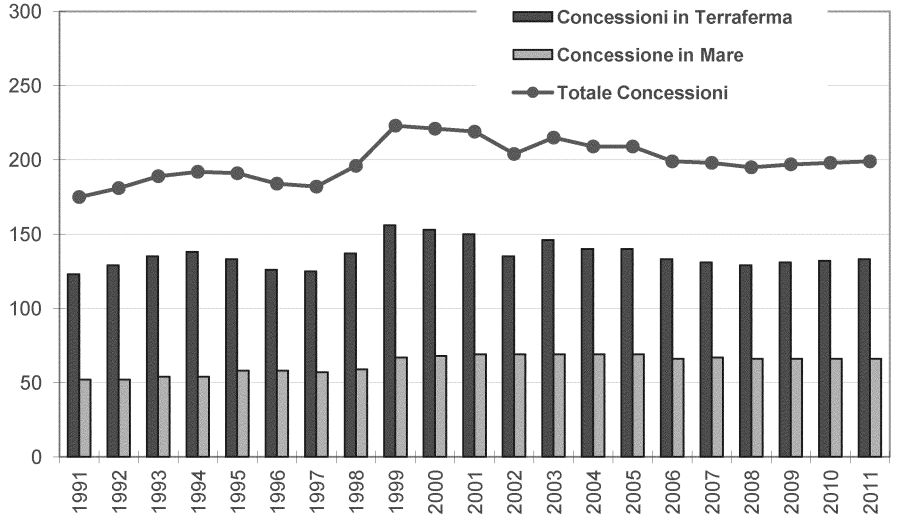
Serie storica anni 1991 - 2011

	PERMESSI			CONCESSIONI			
	Terraferma	Mare	Totale	Terraferma	Mare	Totale	Totale
1991	123	88	211	123	52	175	386
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

Numero di Permessi di Ricerca negli anni 1991-2011



Numero di Concessioni di Coltivazione negli anni 1991-2011



Titoli minerari in terraferma

Aggiornamento al 31 dicembre 2011

REGIONI		PERMESSI			CONCESSIONI			TOTALE TITOLI	
	Sup. regionale (km²)	Numero (-)	Superficie (Km²)	% della superficie regionale	Numero (-)	Superficie (Km²)	% della superficie regionale	sup. tot. (km²)	% della sup. reg.
VALLE D'AOSTA	3.266	0	0,00	0,0%	0	0	0,0%	0,00	0,0%
PIEMONTE	25.398	3	1.919,57	7,6%	1	77,76	0,3%	1.997,33	7,9%
LIGURIA	5.421	0	0,00	0,0%	0	0,00	0,0%	0,00	0,0%
LOMBARDIA	23.861	12	3.797,84	15,9%	13	988,61	4,1%	4.786,45	20,1%
TRENTINO-ALTO ADIGE	13.599	0	0,00	0,0%	0	0,00	0,0%	0,00	0,0%
VENETO	18.390	1	529,75	2,9%	1	163,33	0,9%	693,08	3,8%
FRIULI-VENEZIA GIULIA	7.712	0	0,00	0,0%	0	0,99	0,0%	0,00	0,0%
EMILIA-ROMAGNA	22.122	36	8.063,76	36,5%	36	1.741,35	7,9%	9.805,11	44,3%
ITALIA SETTENTRIONALE	**119.769**	**52**	**14.310,92**	11,9%	**51**	**2.972,04**	**2,5%**	**17.282,96**	14,4%
TOSCANA	22.990	2	389,37	1,7%	2	307,71	1,3%	697,08	3,0%
MARCHE	9.695	6	1.023,79	10,6%	18	1.136,11	11,7%	2.159,90	22,3%
UMBRIA	8.454	0	0,00	0,0%	0	0,00	0,0%	0,00	0,0%
LAZIO	17.210	6	3.012,14	17,5%	1	41,14	0,2%	3.053,28	17,7%
ABRUZZO	10.793	7	3.041,95	28,2%	6	490,14	4,5%	3.532,09	32,7%
MOLISE	4.438	3	801,53	18,1%	4	336,93	7,6%	1.138,46	25,7%
ITALIA CENTRALE	**73.580**	**24**	**8.268,78**	11,2%	**31**	**2.312,03**	**3,1%**	**10.580,81**	14,4%
CAMPANIA	13.592	1	876,04	6,4%	0	0,00	0,0%	876,04	6,4%
PUGLIA	19.364	1	154,55	0,8%	14	1.252,46	6,5%	1.407,01	7,3%
BASILICATA	9.992	12	1.590,66	15,9%	21	2.121,34	21,2%	3.712,00	37,1%
CALABRIA	15.083	0	0,00	0,0%	2	103,21	0,7%	103,21	0,7%
ITALIA MERIDIONALE	**58.031**	**14**	**2.621,25**	4,5%	**37**	**3.477,01**	**6,0%**	**6.098,26**	10,5%
SICILIA	25.701	5	3.074,66	12,0%	14	596,85	2,3%	3.671,51	14,3%
SARDEGNA	24.090	1	443,00	1,8%	0	0,00	0,0%	0,00	0,0%
ITALIA INSULARE	**49.791**	**6**	**3.517,66**	7,1%	**14**	**596,85**	**1,2%**	**3.671,51**	7,4%
TOTALE	**301.171**	**96**	**28.718,61**	**9,5%**	**133**	**9.357,93**	**3,1%**	**37.633,54**	12,5%

N.B.
Nel caso di titoli afferenti a due o più zone finitime, a ciascuna di tali zone viene attribuita la parte di area del titolo minerario ad essa afferente e l'unità mineraria viene attribuita alla zona cui compete la parte maggiore dell'area del titolo medesimo.

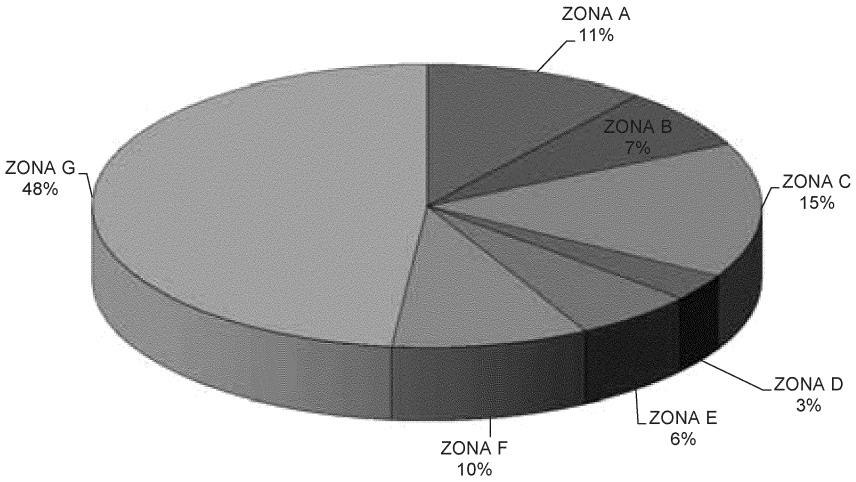
Si sottolinea che l'area di un titolo minerario risulta molto superiore a quella effettivamente occupata dagli impianti (aree pozzo, centrali e impianti di trattamento). Le aree facenti parte di un titolo minerario e non occupate da detti impianti sono comunque utilizzabili per tu tte le normali attività umane.

Titoli minerari in mare

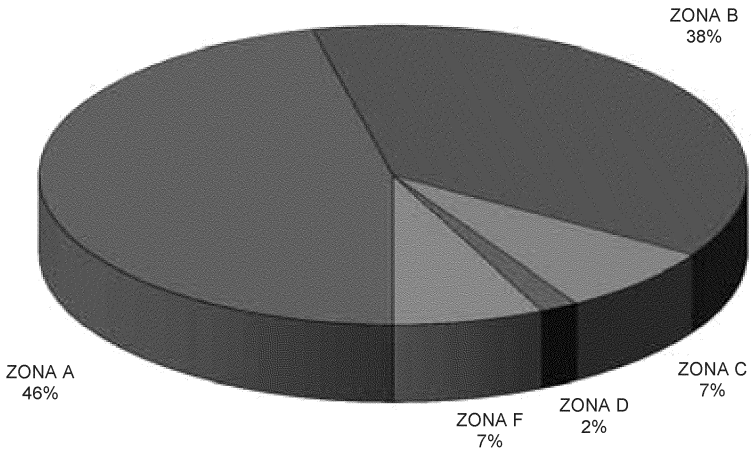
Aggiornamento al 31 dicembre 2011

ZONE MARINE	PERMESSI		CONCESSIONI		SUPERFICIE TOTALE (Km²)
	Numero permessi	Superficie (Km²)	Numero concessioni	Superficie (Km²)	
ZONA A	7	1.257,64	38	4.143,35	5.400,99
ZONA B	3	827,23	19	3.365,13	4.192,36
ZONA C	3	1.806,26	3	659,51	2.465,77
ZONA D	0	357,97	3	153,40	511,37
ZONA E	1	683,13	0	0,00	683,13
ZONA F	2	1.111,17	3	618,68	1.729,85
ZONA G	9	5.645,79	0	0,00	5.645,79
TOTALE	25	11.689,19	66	8.940,07	20.629,26

Ripartizione delle superfici dei permessi di ricerca in mare



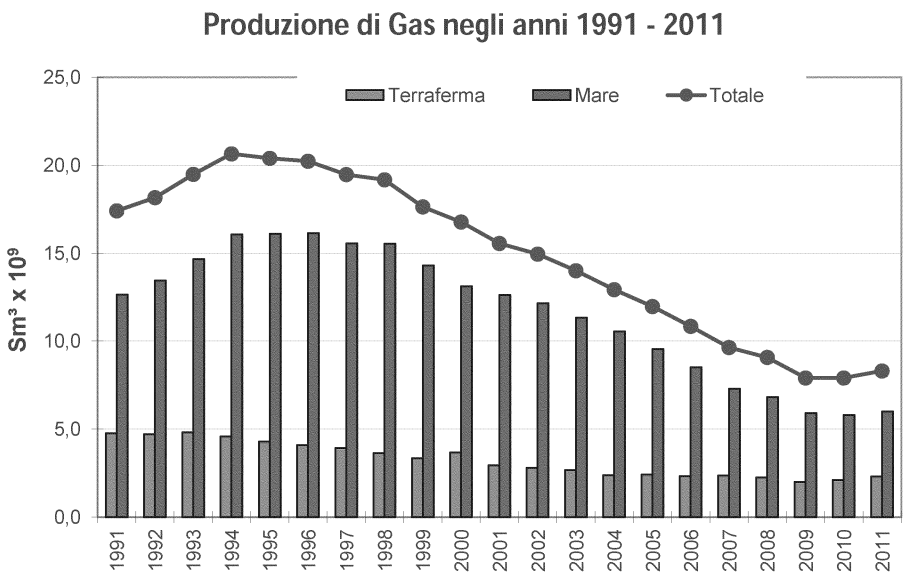
Rpartizione delle superfici delle concessioni di coltivazione in mare

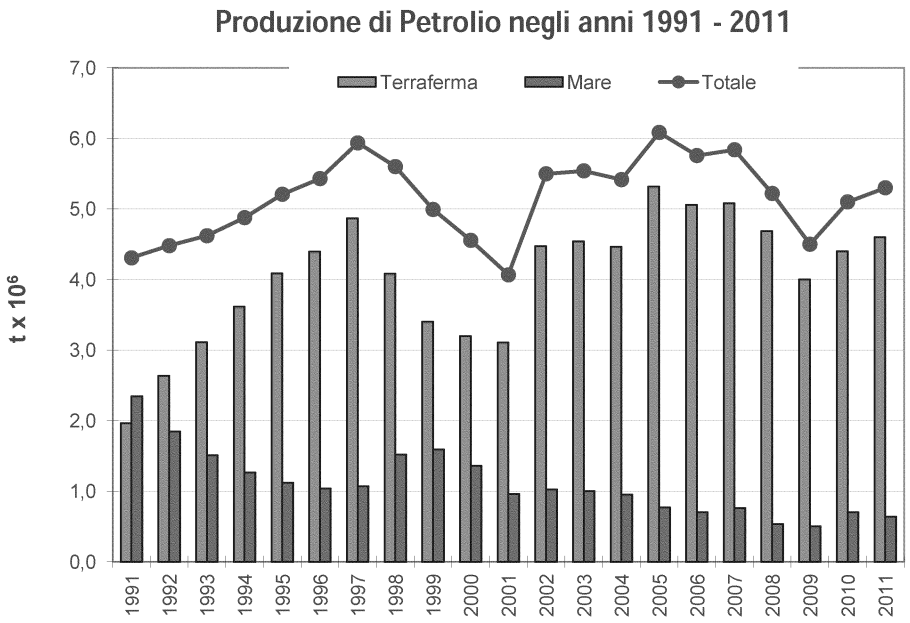


Produzione di idrocarburi

Serie storica anni 1991 - 2011

ANNO	GAS ($Sm^3 \times 10^9$)			PETROLIO ($t \times 10^6$)			GASOLINA ($t \times 10^3$)		
	Terraferma	Mare	Totale	Terraferma	Mare	Totale	Terraferma	Mare	Totale
1991	4,8	12,6	17,4	2,0	2,3	4,3	17,0	8,0	25,0
1992	4,7	13,4	18,2	2,6	1,8	4,5	16,0	6,0	22,0
1993	4,8	14,7	19,5	3,1	1,5	4,6	13,0	7,0	20,0
1994	4,6	16,1	20,6	3,6	1,3	4,9	12,0	6,0	18,0
1995	4,3	16,1	20,4	4,1	1,1	5,2	22,0	6,0	28,0
1996	4,1	16,1	20,2	4,4	1,0	5,4	17,0	5,0	22,0
1997	3,9	15,5	19,5	4,9	1,1	5,9	17,0	5,0	22,0
1998	3,6	15,5	19,2	4,1	1,5	5,6	18,0	4,0	22,0
1999	3,3	14,3	17,6	3,4	1,6	5,0	17,0	5,0	22,0
2000	3,7	13,1	16,8	3,2	1,4	4,6	25,0	6,0	31,0
2001	2,9	12,6	15,5	3,1	1,0	4,1	23,0	8,0	31,0
2002	2,8	12,1	14,9	4,5	1,0	5,5	22,0	11,0	33,0
2003	2,7	11,3	14,0	4,5	1,0	5,5	24,7	5,6	30,3
2004	2,4	10,5	12,9	4,5	1,0	5,4	23,0	6,0	29,0
2005	2,4	9,5	12,0	5,3	0,8	6,1	22,6	4,0	26,6
2006	2,3	8,5	10,8	5,1	0,7	5,8	20,9	3,0	23,9
2007	2,4	7,3	9,6	5,1	0,8	5,8	20,2	1,4	21,5
2008	2,3	6,8	9,1	4,7	0,5	5,2	22,3	0,7	23,0
2009	2,0	5,9	7,9	4,0	0,5	4,5	22,0	0,3	22,3
2010	2,1	5,8	7,9	4,4	0,7	5,1	25,0	0,2	25,2
2011	2,3	6,0	8,3	4,6	0,6	5,3	22,9	0,1	23,0



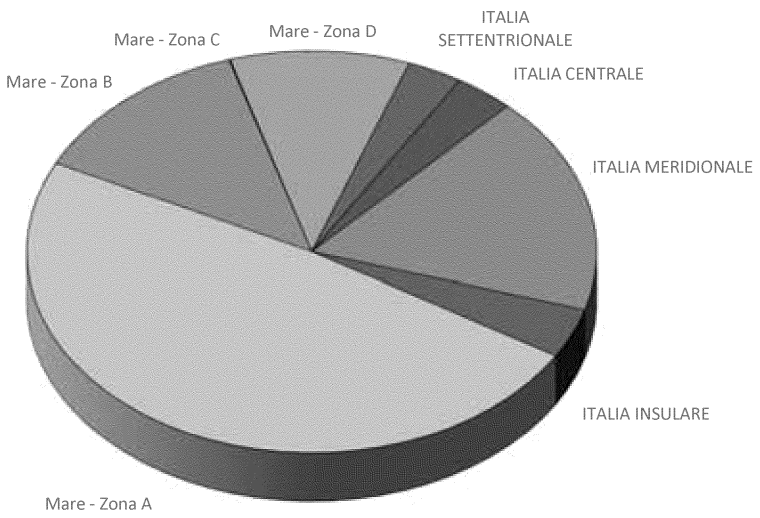


Produzione Gas per regione/zona marina

confronto anni 2011-2010-2009

GAS (Milioni di Sm³)				
Regione / Zona marina	**Anno 2011**	**Anno 2010**	**Anno 2009**	**Variazione % 2011/2010**
VALLE D'AOSTA	0,0	0,0	0,0	-
PIEMONTE	39,7	47,5	45,9	-16,6%
LIGURIA	0,0	0,0	0,0	-
LOMBARDIA	17,1	29,8	25,1	-42,4%
TRENTINO-ALTO ADIGE	0,0	0,0	0,0	-
VENETO	2,3	3,1	3,3	-27,5%
FRIULI-VENEZIA GIULIA	0,0	0,0	0,0	-
EMILIA-ROMAGNA	203,0	148,7	157,8	36,5%
ITALIA SETTENTRIONALE	262,1	229,2	232,1	14,4%
TOSCANA	1,1	1,2	1,3	-8,2%
MARCHE	184,0	51,4	66,0	258,2%
UMBRIA	0,0	0,0	0,0	-
LAZIO	0,0	0,0	0,0	-
ABRUZZO	24,1	24,1	26,6	0,1%
MOLISE	72,2	76,7	81,8	-5,8%
ITALIA CENTRALE	281,4	153,3	175,8	83,5%
CAMPANIA	0,0	0,0	0,0	-
PUGLIA	282,4	316,9	333,4	-10,9%
BASILICATA	1171,3	1112,8	914,0	5,3%
CALABRIA	11,1	10,2	9,8	9,0%
ITALIA MERIDIONALE	1464,8	1439,9	1257,1	1,7%
SICILIA	331,9	332,9	325,2	-0,3%
SARDEGNA	0,0	0,0	0,0	-
ITALIA INSULARE	331,9	332,9	325,2	-0,3%
TOTALE Terraferma	2340,2	2155,3	1990,2	8,6%
Mare - Zona A	4054,6	3906,5	3939,3	3,8%
Mare - Zona B	1088,9	978,8	1083,8	11,2%
Mare - Zona C	4,9	5,4	4,2	-8,1%
Mare - Zona D	849,0	895,8	891,6	-5,2%
Mare - Zona F	0,0	0,0	0,0	-
TOTALE Mare	5997,4	5786,5	5918,9	3,6%
TOTALE Generale	8337,6	7941,8	7909,1	5,0%

Produzione di gas in Italia per area nell'anno 2011

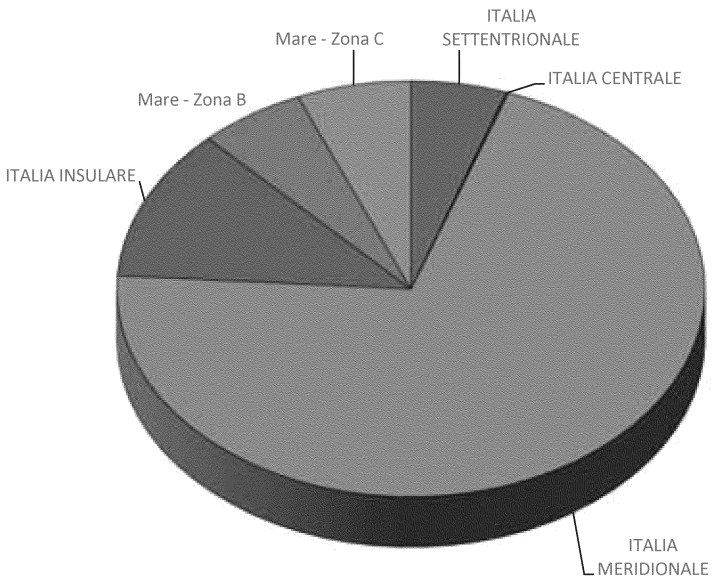


Produzione Olio per regione/zona marina

confronto anni 2011-2010-2009

PETROLIO (migliaia di tonnellate)				
Regione / Zona marina	Anno 2011	Anno 2010	Anno 2009	Variazione % 2011/2010
VALLE D'AOSTA	0,0	0,0	0,0	-
PIEMONTE	248,3	300,0	263,4	-17,2%
LIGURIA	0,0	0,0	0,0	-
LOMBARDIA	0,0	0,0	0,0	-
TRENTINO-ALTO ADIGE	0,0	0,0	0,0	-
VENETO	0,0	0,0	0,0	-
FRIULI-VENEZIA GIULIA	0,0	0,0	0,0	-
EMILIA-ROMAGNA	29,7	29,1	28,9	2,0%
ITALIA SETTENTRIONALE	278,0	329,1	292,3	-15,5%
TOSCANA	0,0	0,0	0,0	-
MARCHE	0,0	0,0	0,0	-
UMBRIA	0,0	0,0	0,0	-
LAZIO	0,2	0,2	0,2	-
ABRUZZO	0,0	0,0	0,0	-
MOLISE	6,6	13,0	20,8	-48,8%
ITALIA CENTRALE	6,8	13,2	21,0	-48,0%
CAMPANIA	0,0	0,0	0,0	-
PUGLIA	0,0	0,0	0,0	-
BASILICATA	3731,5	3442,6	3155,5	8,4%
CALABRIA	0,0	0,0	0,0	-
ITALIA MERIDIONALE	3731,5	3442,6	3155,5	8,4%
SICILIA	627,2	600,4	556,1	4,5%
SARDEGNA	0,0	0,0	0,0	-
ITALIA INSULARE	627,2	600,4	556,1	4,5%
TOTALE Terraferma	4643,5	4385,3	4024,9	5,9%
Mare - Zona A	0,0	0,0	0,0	-
Mare - Zona B	309,5	321,1	353,8	-3,6%
Mare - Zona C	330,9	374,1	172,1	-11,6%
Mare - Zona D	0,0	0,0	0,0	-
Mare - Zona F	0,0	0,0	0,0	-
TOTALE Mare	640,4	695,2	525,9	-7,9%
TOTALE Generale	5283,9	5080,5	4550,8	4,0%

Produzione di petrolio in Italia per area nell'anno 2011

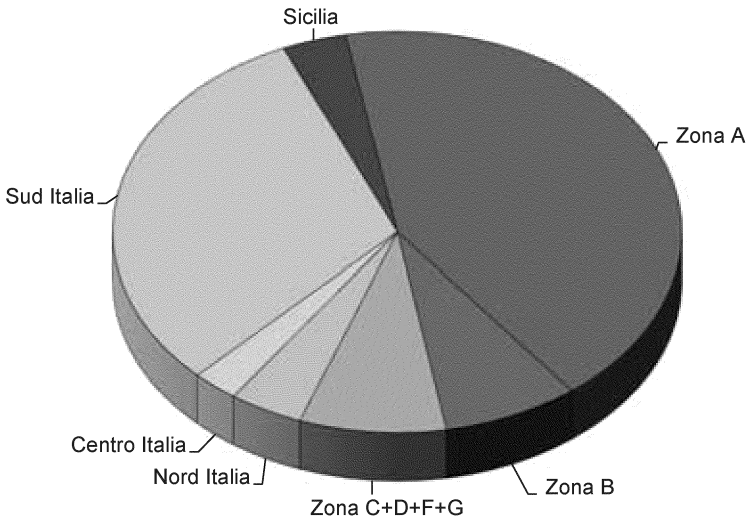


Riserve al 31-12-2011

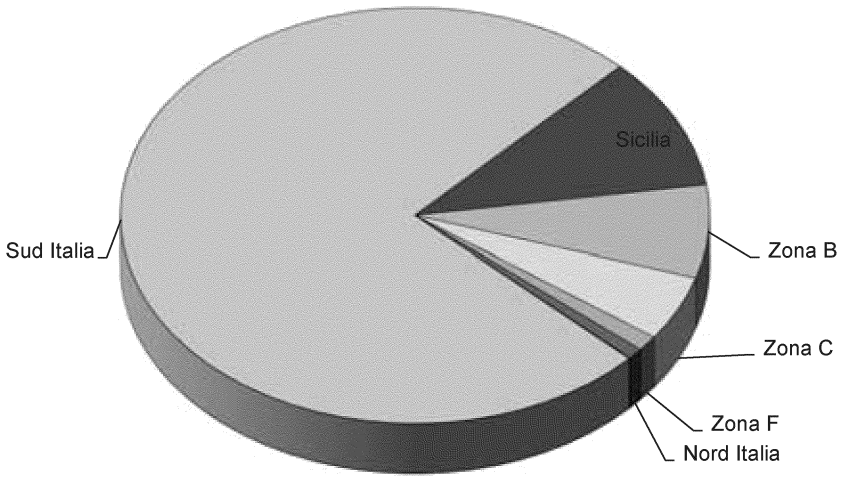
GAS (Milioni di Sm³)	CERTE	PROBABILI	POSSIBILI	% CERTE
Nord Italia	2.613	2.346	64	4,2%
Centro Italia	1.638	1.925	622	2,6%
Sud Italia	19.373	22.220	11.028	31,1%
Sicilia	2.254	885	523	3,6%
TOTALE Terra	**25.878**	**27.376**	**12.237**	**41,5%**
Zona A	26.455	14.836	13.210	42,4%
Zona B	4.823	5.667	797	7,7%
Zona C+D+F+G	5.185	13.565	2.284	8,3%
TOTALE Mare	**36.463**	**34.068**	**16.291**	**58,5%**
TOTALE Italia	**62.341**	**61.444**	**28.528**	**100,0%**

OLIO (Migliaia di t)	CERTE	PROBABILI	POSSIBILI	% CERTE
Nord Italia	658	169	128	0,9%
Centro Italia	43	2.360	737	0,1%
Sud Italia	57.430	93.751	87.985	75,2%
Sicilia	7.914	4.408	5.799	10,4%
TOTALE Terra	**66.046**	**100.688**	**94.649**	**86,5%**
Zona B	5.499	5.525	0	7,2%
Zona C	3.866	2.956	563	5,1%
Zona F	911	1.417	0	1,2%
TOTALE Mare	**10.276**	**9.898**	**563**	**13,5%**
TOTALE Italia	**76.322**	**110.586**	**95.212**	**100,0%**

Riserve certe di gas per regione/zona marina al 31-12-2011



Riserve certe di olio per regione/zona marina al 31-12-2011



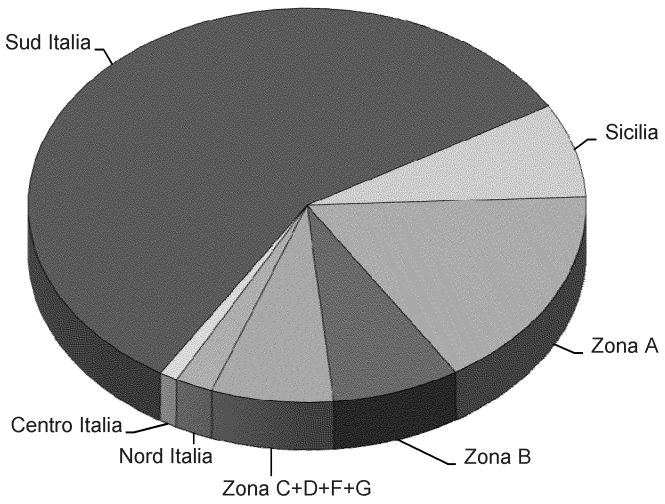
Riserve al 31-12-2011

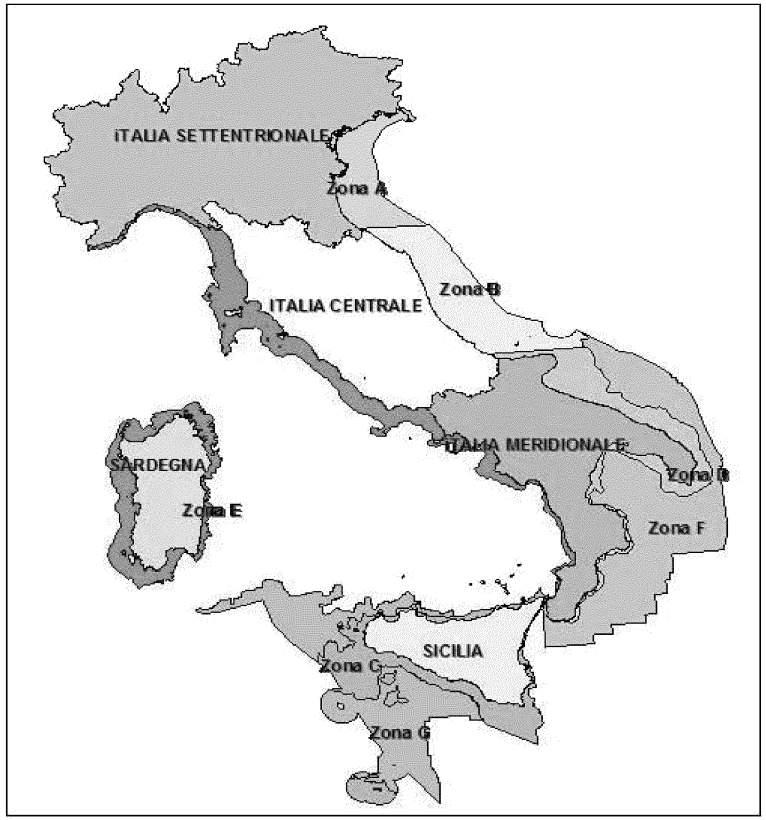
Riserve Italia (Mtep)				
	CERTE	PROBABILI	POSSIBILI	% CERTE
Nord Italia	2,75	2,05	0,18	2%
Centro Italia	1,35	3,90	1,23	1%
Sud Italia	72,93	111,53	96,81	58%
Sicilia	9,72	5,12	6,22	8%
TOTALE Terra	**86,75**	**122,59**	**104,44**	**69%**
Zona A	21,16	11,87	10,57	17%
Zona B	9,36	10,06	0,64	7%
Zona C+D+F+G	8,93	15,23	2,39	7%
TOTALE Mare	**39,45**	**37,15**	**13,60**	**31%**
TOTALE Italia	**126,19**	**159,74**	**118,03**	**100%**

1 Mm^3 di gas = 800 tep

OLIO (Migliaia di bbl)				
	CERTE	PROBABILI	POSSIBILI	% CERTE
Nord Italia	4.962	1.249	987	1%
Centro Italia	313	17.362	5.422	0%
Sud Italia	420.634	674.679	607.471	77%
Sicilia	51.117	28.571	37.631	9%
TOTALE Terra	**477.026**	**721.861**	**651.511**	**87%**
Zona B	36.451	38.708	0	7%
Zona C	25.464	19.409	3.804	5%
Zona F	6.823	10.614	0	1%
TOTALE Mare	**68.738**	**68.731**	**3.804**	**13%**
TOTALE Italia	**545.764**	**790.592**	**655.315**	**100%**

Riserve certe Italia in tep per regione/zona marina al 31-12-2011





Gettito royalties - Anno 2011

Proventi delle royalties applicate alle produzioni idrocarburi dell'anno 2010 e 2009

Gli importi indicati si riferiscono ai versamenti delle royalties effettuati nell'anno contabile 2011.
I corrispettivi versati sono relativi alle seguenti aliquote:

1. aliquote della produzione di gas del 2009, valorizzate nel corso degli ultimi mesi del 2010 e nel gennaio 2011 con meccanismo ad asta tramite la piattaforma di negoziazione (P-Gas) gestita dal Gestore dei Mercati Energetici - GME;
2. aliquote applicate alle produzioni 2010 di olio;
3. aliquote applicate alle produzioni 2010 di gas valorizzate secondo l'indice QE;
4. aliquote della produzione 2010 di gas valorizzate nel corso degli ultimi mesi del 2011 con meccanismo ad asta tramite la P-Gas gestita dal GME.

I dati non presentano le royalties pagate dai produttori operanti nel territorio della Regione siciliana per le concessioni di coltivazione degli idrocarburi conferite dall'Ente regionale.

Operatore petrolifero	Tipo	Importi relativi alle produzioni 2010 (€)	Importi relativi alle produzioni 2009 (€)
Edison S.p.A.	Comune	185.642,48	
	Regione	2.398.703,16	
	Stato	3.463.435,46	3.976.283,58
Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.	Regione	599.435,63	
	Stato	490.447,34	
Eni S.p.A.	Comune	10.801.448,18	
	Regione	68.870.327,49	120.822,92
	Stato	49.878.554,52	8.036.962,25
Gas Plus Italiana S.p.A.	Comune	110.875,10	
	Regione	636.024,42	
	Stato	6.326,33	
Ligestra S.r.l.	Stato	419.108,18	
Shell Italia E&P S.p.A.	Comune	7.911.319,34	
	Regione	46.319.978,33	161.161,00
Società Adriatica Idrocarburi S.p.A.	Comune	59.267,84	
	Regione	335.851,44	
	Stato	1.649.964,36	
Società Ionica Gas S.p.A.	Regione	7.997.191,25	
	Stato	6.094.467,92	
Società Padana Energia S.p.A.	Comune	102.618,31	
	Regione	376.267,09	
	Stato	205.236,59	
Totale complessivo		208.912.490,75	12.295.229,75

Importi versati per il Fondo riduzione prezzo carburanti - produzioni 2010

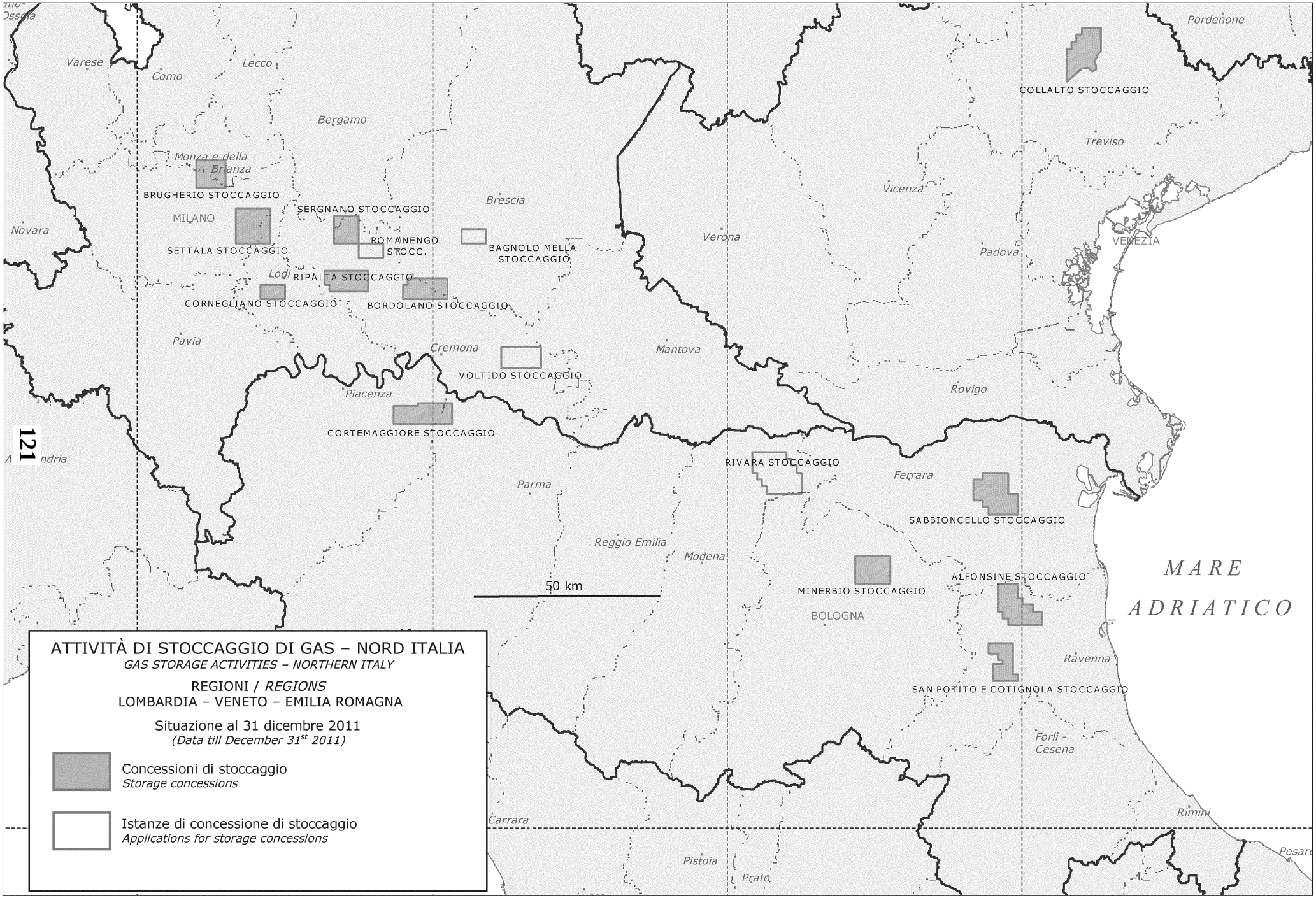
Operatore petrolifero	Totale (€)
Edison S.p.A.	573.542,18
Eni S.p.A.	30.861.280,91
Gas Plus Italiana S.p.A.	319.086,41
Shell Italia E&P S.p.A.	22.603.770,01
Società Adriatica Idrocarburi S.p.A.	169.336,77
Società Ionica Gas S.p.A.	501.887,50
Società Padana Energia S.p.A.	293.195,09
Totale complessivo	55.322.098,87

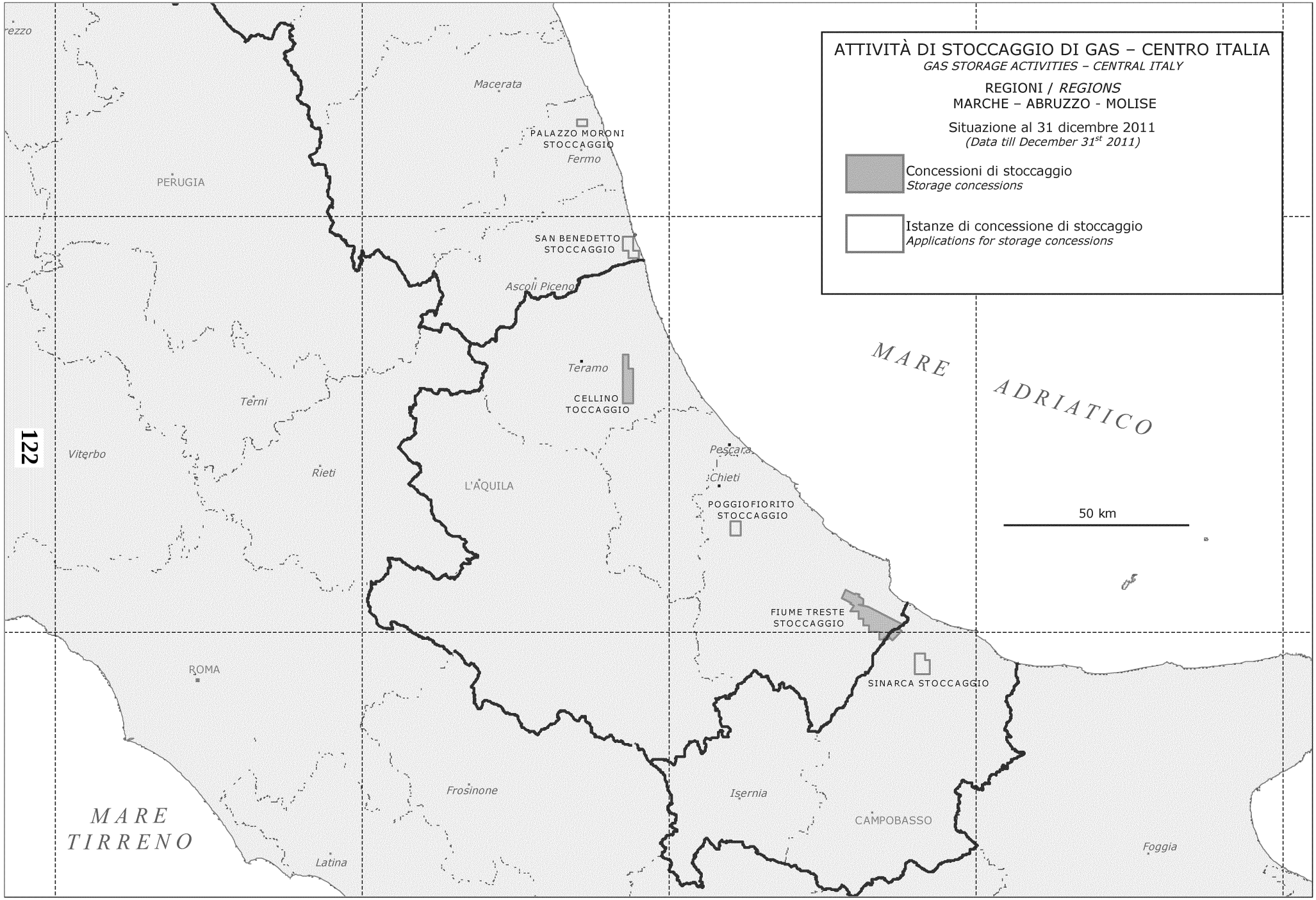
Gettito royalties - Anno 2011

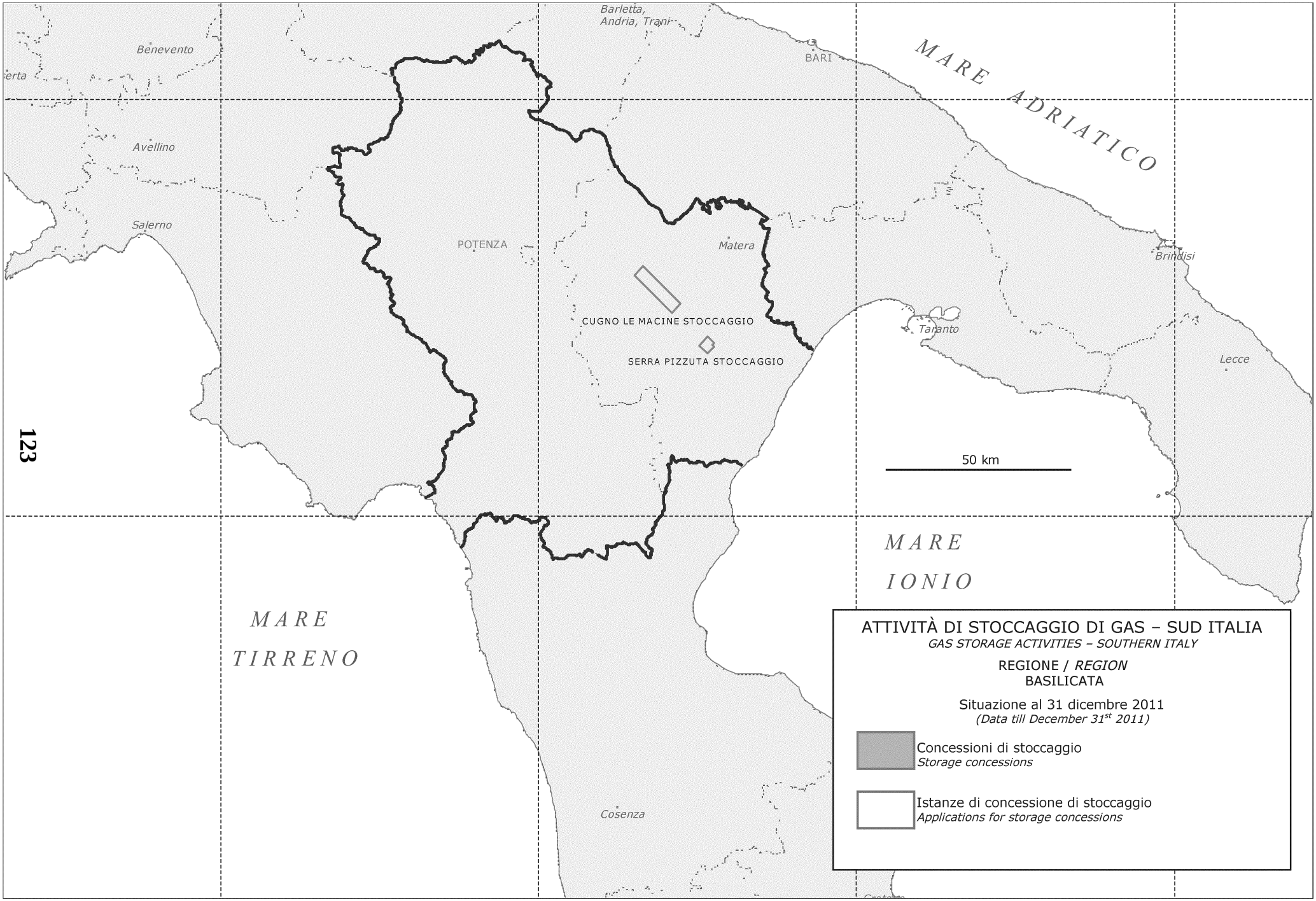
Proventi delle royalties applicate alle produzioni idrocarburi dell'anno 2010 e 2009

Ripartizione per ente

Tipo	Destinatario gettito	Totale
Comune	Alberona	30.462,29
	Ascoli Satriano	67.580,03
	Bazzano	7.408,60
	Biccari	137.080,31
	Calvello	2.081.896,95
	Candela	63.825,58
	Castelnuovo Rangone	3.704,30
	Deliceto	222.450,94
	Ferrandina	2.252,08
	Galliate	143.635,52
	Garaguso	85.238,07
	Grumento Nova	1.840.112,20
	Marsico Nuovo	1.380.084,15
	Mirandola	2.411,83
	Modena	7.408,60
	Montemurro	460.028,05
	Novi di Modena	13.868,04
	Pisticci	7.131,59
	Romentino	646.359,86
	Rotello	59.267,84
	S.Agata di Puglia	7.508,90
	San Cesario Sul Panaro	7.408,60
	San Possidonio	16.882,84
	Savignano Sul Panaro	3.704,30
	Spilamberto	39.821,20
	Trecate	556.587,64
	Viggiano	11.216.126,35
	Volturino	60.924,59
Regione	Abruzzo	254.899,33
	Basilicata	100.480.358,59
	Calabria	8.044.260,53
	Emilia Romagna	8.030.341,17
	Marche	154.642,78
	Molise	1.100.549,44
	Piemonte	4.937.471,25
	Puglia	3.342.385,43
	Sicilia	1.470.854,21
Stato	Stato	74.220.786,53
Fondo	Fondo riduzione prezzo dei carburanti	55.322.098,87
Totale complessivo		276.529.819,37


ATTIVITÀ DI STOCCAGGIO DI GAS – NORD ITALIA
GAS STORAGE ACTIVITIES – NORTHERN ITALY
REGIONI / REGIONS
LOMBARDIA – VENETO – EMILIA ROMAGNA
Situazione al 31 dicembre 2011
(Data till December 31st 2011)
Concessioni di stoccaggio
Storage concessions
Istanze di concessione di stoccaggio
Applications for storage concessions
50 km
MARE ADRIATICO
Varese
Como
Lecco
Bergamo
Monza e della Brianza
Brescia
Novara
MILANO
Lodi
Pavia
Cremona
Mantova
Verona
Vicenza
Padova
Treviso
Pordenone
VENEZIA
Rovigo
Piacenza
Parma
Reggio Emilia
Modena
Ferrara
BOLOGNA
Ravenna
Forlì - Cesena
Rimini
Carrara
Pistoia
Prato
BRUGHERIO STOCCAGGIO
SETTALA STOCCAGGIO
SERGNANO STOCCAGGIO
ROMANENGO STOCC.
BAGNOLO MELLA STOCCAGGIO
RIPALTA STOCCAGGIO
CORNEGLIANO STOCCAGGIO
BORDOLANO STOCCAGGIO
VOLTIDO STOCCAGGIO
CORTEMAGGIORE STOCCAGGIO
COLLALTO STOCCAGGIO
RIVARA STOCCAGGIO
SABBIONCELLO STOCCAGGIO
MINERBIO STOCCAGGIO
ALFONSINE STOCCAGGIO
SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO


ATTIVITÀ DI STOCCAGGIO DI GAS – CENTRO ITALIA
GAS STORAGE ACTIVITIES – CENTRAL ITALY
REGIONI / REGIONS
MARCHE – ABRUZZO - MOLISE
Situazione al 31 dicembre 2011
(Data till December 31st 2011)
Concessioni di stoccaggio
Storage concessions
Istanze di concessione di stoccaggio
Applications for storage concessions
50 km
MARE ADRIATICO
MARE TIRRENO
PERUGIA
Macerata
Fermo
Ascoli Piceno
Teramo
Terni
Viterbo
Rieti
L'AQUILA
Pescara
Chieti
ROMA
Frosinone
Isernia
CAMPOBASSO
Foggia
Latina
PALAZZO MORONI STOCCAGGIO
SAN BENEDETTO STOCCAGGIO
CELLINO TOCCAGGIO
POGGIOFIORITO STOCCAGGIO
FIUME TRESTE STOCCAGGIO
SINARCA STOCCAGGIO


Barletta,
Andria, Trani
BARI
MARE ADRIATICO
Benevento
Avellino
Salerno
POTENZA
Matera
Brindisi
CUGNO LE MACINE STOCCAGGIO
SERRA PIZZUTA STOCCAGGIO
Taranto
Lecce
50 km
MARE
IONIO
MARE
TIRRENO
Cosenza
ATTIVITÀ DI STOCCAGGIO DI GAS – SUD ITALIA
GAS STORAGE ACTIVITIES – SOUTHERN ITALY
REGIONE / REGION
BASILICATA
Situazione al 31 dicembre 2011
(Data till December 31st 2011)
Concessioni di stoccaggio
Storage concessions
Istanze di concessione di stoccaggio
Applications for storage concessions

MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA

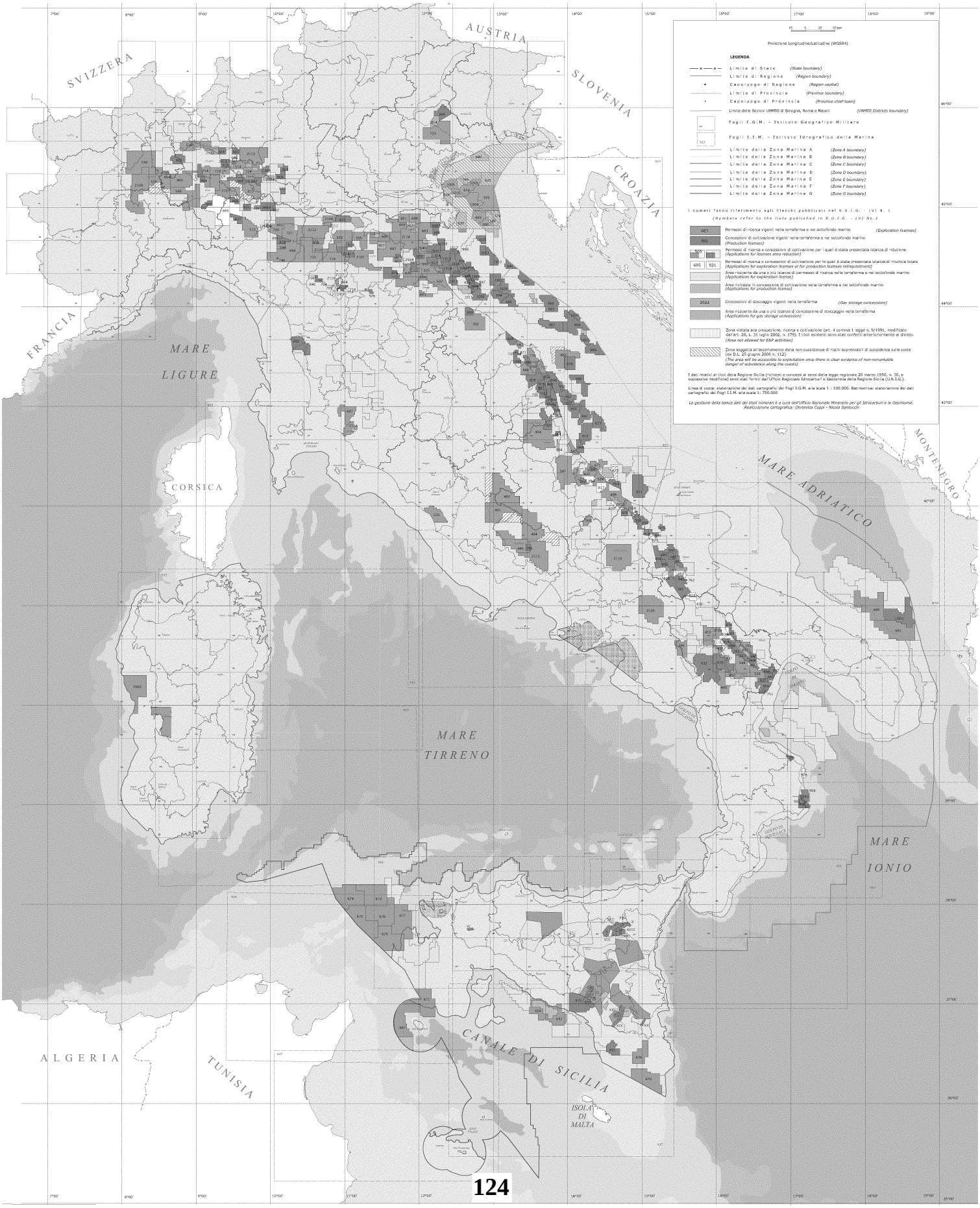
Direzione Generale Risorse Minerarie ed Energetiche

UFFICIO NAZIONALE MINERARIO PER GLI IDROCARBURI E LE GEORISORSE

CARTA DEI TITOLI MINERARI ESCLUSIVI PER RICERCA, COLTIVAZIONE E STOCCAGGIO DI IDROCARBURI

Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e delle Georisorse, Anno LVI - N. 1
http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it

Situazione al 31 dicembre 2011



Ministero dello Sviluppo Economico
Dipartimento per l'Energia
Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche
Via Molise, 2 - 00187 ROMA
Tel. +39 0647052859 Fax +39 0647887802
e-mail: dgrme.segreteria@sviluppoeconomico.gov.it
http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it

Gettito royalties - Anno 2008

Proventi delle royalties applicate alle produzioni idrocarburi dell'anno 2007

Operatore petrolifero	Tipo	Destinatario gettito	Importo
Edison	Stato	Stato	9.303.989,22
Edison	Regione	Abruzzo	188.106,91
Edison	Regione	Emilia Romagna	161.841,69
Edison	Regione	Marche	139.148,89
Edison	Regione	Molise	564.320,67
Edison	Regione	Puglia	795.926,37
Edison	Regione	Sicilia	161.233,77
Edison	Comune	Ascoli Satriano	29.185,99
Edison	Comune	Candela	21.889,50
Edison	Comune	Deliceto	86.463,51
Edison	Comune	S. Agata di Puglia	2.918,60
ENI	Stato	Stato	103.850.886,23
ENI	Regione	Abruzzo	123.945,00
ENI	Regione	Basilicata	63.145.970,23
ENI	Regione	Calabria	6.670.316,82
ENI	Regione	Emilia Romagna	12.417.063,09
ENI	Regione	Molise	864.034,12
ENI	Regione	Piemonte	1.351.562,40
ENI	Regione	Puglia	2.458.791,17
ENI	Regione	Sicilia	115.494,13
ENI	Comune	Calvello	988.092,38
ENI	Comune	Ferrandina	12.980,94
ENI	Comune	Grumento Nova	1.317.456,50
ENI	Comune	Montemurro	329.364,13
ENI	Comune	Pisticci	10.445,35
ENI	Comune	Salandra	3.941,23
ENI	Comune	Viggiano	8.481.126,25
ENI	Comune	Bazzano	15.955,92
ENI	Comune	Castelnuovo Rangone	7.977,97
ENI	Comune	Mirandola	6.864,97
ENI	Comune	Modena	15.955,92
ENI	Comune	Novi di Modena	25.171,54
ENI	Comune	San Cesario sul Panaro	15.955,92
ENI	Comune	San Possidonio	13.729,93
ENI	Comune	Savignano sul Panaro	7.977,97
ENI	Comune	Spilamberto	85.763,09
ENI	Comune	Rotello	86.858,05
ENI	Comune	Galliate	52.038,77
ENI	Comune	Romentino	173.462,55
ENI	Comune	Trecate	143.106,61
ENI	Comune	Alberona	28.002,95
ENI	Comune	Ascoli Satriano	44.702,60
ENI	Comune	Biccari	127.763,47
ENI	Comune	Candela	33.526,95
ENI	Comune	Deliceto	132.431,47
ENI	Comune	S. Agata di Puglia	4.470,26
ENI	Comune	Volturino	63.006,65
Eni Mediterranea Idrocarburi	Stato	Stato	300.099,70
Eni Mediterranea Idrocarburi	Regione	Sicilia	366.788,52
Gas Plus Italiana	Stato	Stato	68.237,89
Gas Plus Italiana	Regione	Emilia Romagna	114.117,38
Gas Plus Italiana	Regione	Marche	7.323,61
Gas Plus Italiana	Regione	Puglia	531.306,82
Gas Plus Italiana	Comune	Castelfranco Emilia	31.122,92
Gas Plus Italiana	Comune	Alberona	12.001,28
Gas Plus Italiana	Comune	Biccari	54.755,86
Gas Plus Italiana	Comune	Volturino	27.002,89
Shell	Regione	Basilicata	39.539.485,07
Shell	Comune	Calvello	620.227,22
Shell	Comune	Grumento Nova	826.969,62
Shell	Comune	Montemurro	206.742,41
Shell	Comune	Viggiano	5.323.616,94

Gettito royalties - Anno 2009

Proventi delle royalties applicate alle produzioni idrocarburi dell'anno 2008

Importi definitivi*. Situazione consolidata al 25 novembre 2009

*integrati a seguito di comunicazione Shell Italia Spa del 22 aprile 2010

Operatore petrolifero	Tipo	Destinatario gettito	Importo
Edison	Stato	Stato	736.972,50
Edison	Stato	Stato	4.005.678,42
Edison	Regione	Abruzzo	189.457,54
Edison	Regione	Basilicata	147.544,86
Edison	Regione	Emilia Romagna	86.095,73
Edison	Regione	Marche	142.914,04
Edison	Regione	Molise	568.372,59
Edison	Regione	Puglia	1.138.229,09
Edison	Comune	Ascoli Satriano	37.564,17
Edison	Comune	Candela	35.477,27
Edison	Comune	Deliceto	123.648,72
Edison	Comune	Garaguso	26.037,33
Edison	Comune	S.Agata di Puglia	4.173,80
ENI	Stato	Stato	2.029.297,00
ENI	Stato	Stato	44.188.579,20
ENI	Regione	Abruzzo	206.307,15
ENI	Regione	Basilicata	70.020.798,18
ENI	Regione	Calabria	7.398.545,91
ENI	Regione	Emilia Romagna	13.769.690,71
ENI	Regione	Molise	861.685,67
ENI	Regione	Piemonte	2.801.383,84
ENI	Regione	Puglia	3.316.375,32
ENI	Comune	Alberona	35.531,54
ENI	Comune	Ascoli Satriano	57.535,00
ENI	Comune	Bazzano	19.674,35
ENI	Comune	Biccari	162.112,67
ENI	Comune	Calvello	1.703.133,76
ENI	Comune	Candela	54.338,61
ENI	Comune	Castelnuovo Rangone	9.837,18
ENI	Comune	Deliceto	189.386,03
ENI	Comune	Ferrandina	4.842,13
ENI	Comune	Galliate	67.912,34
ENI	Comune	Grumento Nova	1.362.507,01
ENI	Comune	Mirandola	10.983,79
ENI	Comune	Modena	19.674,35
ENI	Comune	Montemurro	340.626,75
ENI	Comune	Novi di Modena	21.967,58
ENI	Comune	Pisticci	2.259,90
ENI	Comune	Romentino	373.517,84
ENI	Comune	Rotello	88.742,74
ENI	Comune	S.Agata di Puglia	6.392,78
ENI	Comune	Salandra	1.789,90
ENI	Comune	San Cesario Sul Panaro	19.674,35
ENI	Comune	San Possidonio	21.967,60
ENI	Comune	Savignano Sul Panaro	9.837,18
ENI	Comune	Spilamberto	105.749,63
ENI	Comune	Trecate	322.583,60
ENI	Comune	Viggiano	8.941.452,22
ENI	Comune	Volturino	79.945,98
Eni Mediterranea Idrocarburi	Stato	Stato	343.718,04
Eni Mediterranea Idrocarburi	Regione	Sicilia	420.099,82
Gas Plus Italiana	Stato	Stato	27.621,51
Gas Plus Italiana	Regione	Basilicata	145.590,57
Gas Plus Italiana	Regione	Emilia Romagna	39.356,75
Gas Plus Italiana	Regione	Marche	7.521,79
Gas Plus Italiana	Regione	Puglia	674.147,90
Gas Plus Italiana	Comune	Alberona	15.227,81
Gas Plus Italiana	Comune	Biccari	69.476,89
Gas Plus Italiana	Comune	Castelfranco Emilia	10.733,66
Gas Plus Italiana	Comune	Garaguso	25.692,45
Gas Plus Italiana	Comune	Volturino	34.262,58
Shell	Regione	Basilicata	44.020.109,46
Shell	Comune	Montemurro	214.296,68
Shell	Comune	Viggiano	5.625.287,82
Shell	Comune	Calvello	1.071.483,39
Shell	Comune	Grumento Nova	857.186,72

Gettito royalties - Anno 2010

Proventi delle royalties applicate alle produzioni idrocarburi dell'anno 2009

Situazione consolidata al 1° marzo 2011 corretta in data 8 settembre 2011 a seguito di comunicazione della Shell Italia

Avvertenza: gli importi elencati comprendono i **proventi** della vendita delle aliquote della produzione di gas 2009 dovute allo Stato **versati nell'anno contabile 2010**. Gli importi non comprendono alcune royalties applicate alle produzioni del 2009 in relazione a versamenti effettuati nell'anno contabile 2011. Tali versamenti, riportati nel gettito royalties per l'anno 2011, sono correlati alle vendita d'asta degli ultimi mesi del 2010 e del gennaio 2011 che si sono svolte tramite la piattaforma di negoziazione organizzata dal Gestore dei mercati energetici.

Operatore petrolifero	Tipo	Destinatario gettito	Importo
Edison	Stato	Fondo riduzione prezzo dei carburanti	662.405,47
Edison	Stato	Stato	526.392,18
Edison	Regione	Abruzzo	125.994,17
Edison	Regione	Basilicata	227.578,87
Edison	Regione	Emilia Romagna	13.190,02
Edison	Regione	Marche	149.428,83
Edison	Regione	Molise	377.982,50
Edison	Regione	Puglia	919.820,82
Edison	Comune	Ascoli Satriano	30.356,20
Edison	Comune	Candela	28.669,74
Edison	Comune	Deliceto	99.922,48
Edison	Comune	Garaguso	40.160,98
Edison	Comune	S.Agata di Puglia	3.372,91
ENI	Stato	Fondo riduzione prezzo dei carburanti	22.558.866,99
ENI	Stato	Stato	41.602.996,67
ENI	Regione	Abruzzo	162.821,60
ENI	Regione	Basilicata	35.440.397,30
ENI	Regione	Calabria	6.850.585,58
ENI	Regione	Emilia Romagna	9.013.365,35
ENI	Regione	Molise	665.002,67
ENI	Regione	Piemonte	3.130.847,03
ENI	Regione	Puglia	2.411.184,18
ENI	Comune	Alberona	22.641,21
ENI	Comune	Ascoli Satriano	46.494,91
ENI	Comune	Bazzano	11.089,02
ENI	Comune	Biccari	103.300,51
ENI	Comune	Calvello	354.943,23
ENI	Comune	Candela	43.911,86
ENI	Comune	Castelnuovo Rangone	5.544,51
ENI	Comune	Deliceto	153.045,76
ENI	Comune	Galliate	80.363,99
ENI	Comune	Grumento Nova	709.886,47
ENI	Comune	Marsico Nuovo	531.905,26
ENI	Comune	Mirandola	4.818,50
ENI	Comune	Modena	11.089,02
ENI	Comune	Montemurro	177.471,62
ENI	Comune	Novi di Modena	9.637,00
ENI	Comune	Romentino	401.819,94
ENI	Comune	Rotello	75.153,97
ENI	Comune	S.Agata di Puglia	5.166,10
ENI	Comune	San Cesario Sul Panaro	11.089,02
ENI	Comune	San Possidonio	9.637,02
ENI	Comune	Savignano Sul Panaro	5.544,51
ENI	Comune	Spilamberto	59.603,47
ENI	Comune	Trecate	371.683,44
ENI	Comune	Viggiano	4.436.790,41
ENI	Comune	Volturino	50.942,72
Eni Mediterranea Idrocarburi	Stato	Stato	302.462,71
Eni Mediterranea Idrocarburi	Regione	Sicilia	369.676,64
Gas Plus Italiana	Stato	Fondo riduzione prezzo dei carburanti	333.191,11
Gas Plus Italiana	Stato	Stato	6.002,53
Gas Plus Italiana	Regione	Basilicata	224.564,49
Gas Plus Italiana	Regione	Marche	7.336,42
Gas Plus Italiana	Regione	Puglia	429.576,29
Gas Plus Italiana	Comune	Alberona	9.703,37
Gas Plus Italiana	Comune	Biccari	44.271,63
Gas Plus Italiana	Comune	Garaguso	39.629,03
Gas Plus Italiana	Comune	Volturino	21.832,58
Shell	Stato	Fondo riduzione prezzo dei carburanti	14.954.838,97
Shell	Regione	Basilicata	29.751.836,49
Shell	Comune	Calvello	299.096,78
Shell	Comune	Grumento Nova	598.193,56
Shell	Comune	Marsico Nuovo	448.645,17
Shell	Comune	Montemurro	149.548,39
Shell	Comune	Viggiano	3.738.709,72

Gettito royalties - Anno 2011

Proventi delle royalties applicate alle produzioni idrocarburi dell'anno 2010 e 2009

Dati al 20 febbraio 2012

Avvertenza: gli importi indicati si riferiscono ai versamenti delle royalties effettuati nell'anno contabile 2011. I corrispettivi versati sono relativi alle seguenti aliquote:

1. aliquote della produzione di gas del 2009, valorizzate nel corso degli ultimi mesi del 2010 e nel gennaio 2011 con meccanismo ad asta tramite la piattaforma di negoziazione (P-Gas) gestita dal Gestore dei Mercati Energetici - GME (http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/Gas/PGas.aspx);
2. aliquote applicate alle produzioni 2010 di olio;
3. aliquote applicate alle produzioni 2010 di gas valorizzate secondo l'indice QE;
4. aliquote della produzione 2010 di gas valorizzate nel corso degli ultimi mesi del 2011 con meccanismo ad asta tramite la P-Gas gestita dal GME.

I dati non presentano le royalties pagate dai produttori operanti nel territorio della Regione siciliana per le concessioni di coltivazione degli idrocarburi conferite dall'Ente regionale.

Operatore petrolifero	Tipo	Destinatario gettito	Importi versati per produzioni 2010	Importi versati per produzioni 2009
Edison S.p.A.	Stato	Fondo riduzione prezzo dei carburanti	573.542,18	
Edison S.p.A.	Stato	Stato	3.463.435,46	3.976.283,58
Edison S.p.A.	Regione	Abruzzo	150.882,42	
Edison S.p.A.	Regione	Basilicata	243.117,88	
Edison S.p.A.	Regione	Emilia Romagna	73.286,37	
Edison S.p.A.	Regione	Marche	146.910,60	
Edison S.p.A.	Regione	Molise	452.647,26	
Edison S.p.A.	Regione	Sicilia	523.002,36	
Edison S.p.A.	Regione	Puglia	808.856,27	
Edison S.p.A.	Comune	Ascoli Satriano	26.694,11	
Edison S.p.A.	Comune	Candela	25.211,10	
Edison S.p.A.	Comune	Deliceto	87.868,11	
Edison S.p.A.	Comune	Garaguso	42.903,15	
Edison S.p.A.	Comune	S.Agata di Puglia	2.966,01	
Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.	Stato	Stato	490.447,34	
Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.	Regione	Sicilia	599.435,63	
Eni S.p.A.	Stato	Fondo riduzione prezzo dei carburanti	30.861.280,91	
Eni S.p.A.	Stato	Stato	49.878.554,52	8.036.962,25
Eni S.p.A.	Regione	Abruzzo	104.016,91	
Eni S.p.A.	Regione	Basilicata	53.442.449,89	73.753,64
Eni S.p.A.	Regione	Calabria	0,00	47.069,28
Eni S.p.A.	Regione	Emilia Romagna	7.580.787,71	
Eni S.p.A.	Regione	Molise	312.050,74	
Eni S.p.A.	Regione	Piemonte	4.937.471,25	
Eni S.p.A.	Regione	Sicilia	348.416,22	
Eni S.p.A.	Regione	Puglia	2.145.134,77	
Eni S.p.A.	Comune	Alberona	21.323,60	
Eni S.p.A.	Comune	Ascoli Satriano	40.885,92	
Eni S.p.A.	Comune	Biccari	95.956,20	
Eni S.p.A.	Comune	Calvello	1.208.923,78	
Eni S.p.A.	Comune	Candela	38.614,48	
Eni S.p.A.	Comune	Deliceto	134.582,83	
Eni S.p.A.	Comune	Ferrandina	2.252,08	
Eni S.p.A.	Comune	Galliate	143.635,52	
Eni S.p.A.	Comune	Grumento Nova	967.139,03	
Eni S.p.A.	Comune	Marsico Nuovo	725.354,27	
Eni S.p.A.	Comune	Montemurro	241.784,76	
Eni S.p.A.	Comune	Pisticci	7.131,59	
Eni S.p.A.	Comune	Romentino	646.359,86	
Eni S.p.A.	Comune	S.Agata di Puglia	4.542,89	

Operatore petrolifero	Tipo	Destinatario gettito	Importi versati per produzioni 2010	Importi versati per produzioni 2009
Eni S.p.A.	Comune	Trecate	556.587,64	
Eni S.p.A.	Comune	Viggiano	5.923.726,52	
Eni S.p.A.	Comune	Volturino	42.647,21	
Gas Plus Italiana S.p.A.	Stato	Fondo riduzione prezzo dei carburanti	319.086,41	
Gas Plus Italiana S.p.A.	Stato	Stato	6.326,33	
Gas Plus Italiana S.p.A.	Regione	Basilicata	239.897,85	
Gas Plus Italiana S.p.A.	Regione	Marche	7.732,18	
Gas Plus Italiana S.p.A.	Regione	Puglia	388.394,39	
Gas Plus Italiana S.p.A.	Comune	Alberona	9.138,69	
Gas Plus Italiana S.p.A.	Comune	Biccari	41.124,11	
Gas Plus Italiana S.p.A.	Comune	Garaguso	42.334,92	
Gas Plus Italiana S.p.A.	Comune	Volturino	18.277,38	
Ligestra S.r.l.	Stato	Stato	419.108,18	
Shell Italia E&P S.p.A.	Stato	Fondo riduzione prezzo dei carburanti	22.603.770,01	
Shell Italia E&P S.p.A.	Regione	Basilicata	46.319.978,33	161.161,00
Shell Italia E&P S.p.A.	Comune	Calvello	872.973,17	
Shell Italia E&P S.p.A.	Comune	Grumento Nova	872.973,17	
Shell Italia E&P S.p.A.	Comune	Marsico Nuovo	654.729,88	
Shell Italia E&P S.p.A.	Comune	Montemurro	218.243,29	
Shell Italia E&P S.p.A.	Comune	Viggiano	5.292.399,83	
Società Adriatica Idrocarburi S.p.A.	Comune	Rotello	59.267,84	
Società Adriatica Idrocarburi S.p.A.	Stato	Fondo riduzione prezzo dei carburanti	169.336,77	
Società Adriatica Idrocarburi S.p.A.	Regione	Molise	335.851,44	
Società Adriatica Idrocarburi S.p.A.	Stato	Stato	1.649.964,36	
Società Ionica Gas S.p.A.	Regione	Calabria	7.997.191,25	
Società Ionica Gas S.p.A.	Stato	Fondo riduzione prezzo dei carburanti	501.887,50	
Società Ionica Gas S.p.A.	Stato	Stato	6.094.467,92	
Società Padana Energia S.p.A.	Comune	Bazzano	7.408,60	
Società Padana Energia S.p.A.	Comune	Castelnuovo Rangone	3.704,30	
Società Padana Energia S.p.A.	Comune	Mirandola	2.411,83	
Società Padana Energia S.p.A.	Comune	Modena	7.408,60	
Società Padana Energia S.p.A.	Comune	Novi di Modena	13.868,04	
Società Padana Energia S.p.A.	Comune	San Cesario Sul Panaro	7.408,60	
Società Padana Energia S.p.A.	Comune	San Possidonio	16.882,84	
Società Padana Energia S.p.A.	Comune	Savignano Sul Panaro	3.704,30	
Società Padana Energia S.p.A.	Comune	Spilamberto	39.821,20	
Società Padana Energia S.p.A.	Regione	Emilia Romagna	376.267,09	
Società Padana Energia S.p.A.	Stato	Fondo riduzione prezzo dei carburanti	293.195,09	
Società Padana Energia S.p.A.	Stato	Stato	205.236,59	

Entrate Tributarie

Ministero dell'Economia e delle Finanze
DIPARTIMENTO DELLE FINANZE
DIREZIONE STUDI E RICERCHE ECONOMICO FISCALI
UFFICIO CONSUNTIVAZIONE, PREVISIONE ED ANALISI FISCALI

Bollettino

(Gennaio-Luglio 2012)

135
Numero 125 - Settembre 2012

euro, pari a +3,3%), entro il quindicesimo giorno del mese successivo a quello di riferimento e con un saldo annuale da versare entro il termine del saldo annuale delle imposte sui redditi (art. 4 del D.Lgs. n. 239/1996).

Le **ritenute sugli utili distribuiti dalle persone giuridiche** si sono attestate a 466 milioni di euro (+190 milioni di euro, pari a +68,8%), mentre l'**imposta sostitutiva dell'IRES e dell'IRAP per il riallineamento dei valori contabili (IAS/FRS)** ha generato entrate per 580 milioni di euro (+359 milioni di euro, pari a +162,4%).

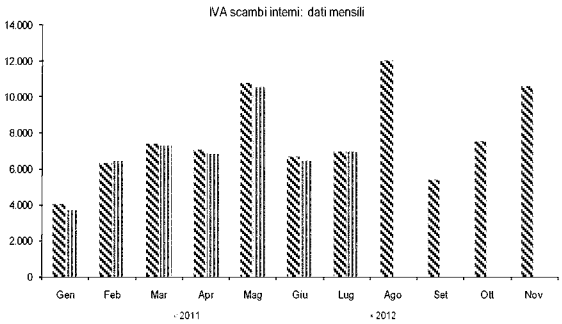
L'imposta sostitutiva dell'imposta sul reddito delle persone fisiche versata dai soggetti che hanno optato per la "cedolare secca sugli affitti" (art. 3 del d.lgs. 23/2011) ha generato entrate per 308 milioni di euro (+221 milioni di euro, pari a +254,0%).

Imposte indirette

Nei primi sette mesi del 2012 le entrate **IVA** si attestano a 58.509 milioni di euro (–880 milioni di euro, –1,5%):

IVA: -1,5%

- 48.618 milioni di euro (–947 milioni di euro, –1,9%) derivano dalla componente relativa agli scambi interni;
- 9.891 milioni di euro (+67 milioni di euro, +0,7%) affluiscono dal prelievo sulle importazioni.



La variazione positiva del gettito dell'IVA sulle importazioni, fortemente influenzato dall'andamento negativo nella variazione in quantità e valore delle merci importate, riflette in parte l'aumento del prezzo del petrolio e gli effetti derivanti dall'incremento di un punto percentuale dell'aliquota IVA introdotta dall'art. 2, comma 2-bis, del D.L. n. 138/2011.

Il prelievo sugli scambi interni (–1,9%) risente del deterioramento del ciclo economico, e in particolare della stagnazione della domanda interna e della debolezza nel comparto dei beni di consumo (i cui effetti sono solo parzialmente compensati dall'aumento dell'aliquota ordinaria deliberato dall'art. 2, comma 2-bis, del D.L. n. 138/2011).

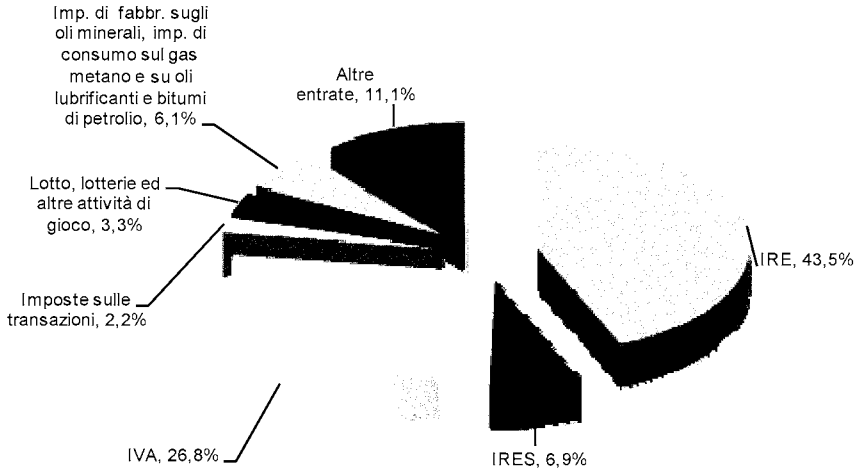
Il gettito delle imposte sulle transazioni (+40,2%) presenta i seguenti andamenti:

- l'imposta di **registro** si attesta a 2.569 milioni di euro (–297 milioni di euro, pari a –10,4%);
- l'imposta di **bollo** a 4.813 milioni di euro (+2.948 milioni di euro, pari a +158,1%) di cui: 2.231 milioni di euro (+1.090 milioni di euro, pari a +95,5%) affluiscono dalle

Composizione percentuale delle entrate tributarie totali

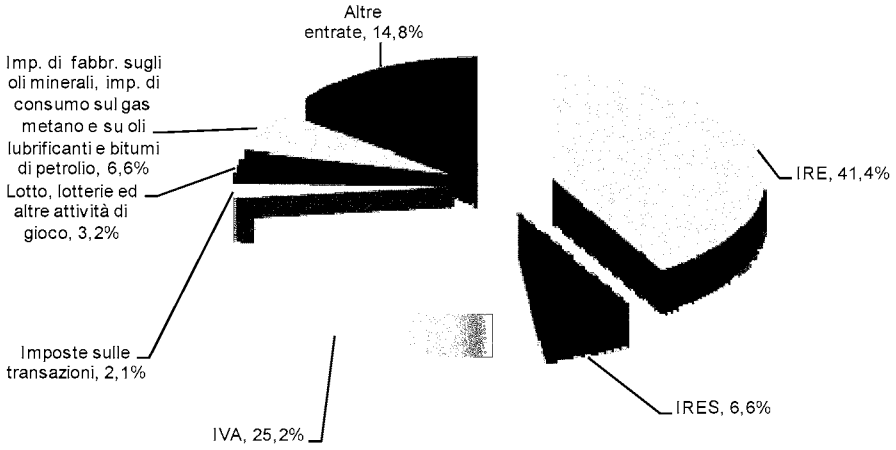
Gen-Lug 2011

Composizione percentuale delle entrate tributarie



Gen-Lug 2012

Composizione percentuale delle entrate tributarie



Sintesi del bilancio dello Stato

Accertamenti (in milioni di euro)	*Preconsuntivo Gen-Lug 2011*	*Preconsuntivo Gen-Lug 2012*	*Var. ass. Gen-Lug 2011-2012*	*Var. % Gen-Lug 2011-2012*
IRE	96.469	96.153	-316	-0,3%
Ritenute dipendenti settore pubblico	39.014	39.155	141	0,4%
Ritenute dipendenti settore privato	42.456	42.811	355	0,8%
Ritenute lavoratori autonomi	8.221	7.904	-317	-3,9%
Rit. a titolo di acconto sui bonifici per beneficiare di oneri deduc. o detr.	795	326	-469	-59,0%
IRE saldo	2.039	2.267	228	11,2%
IRE acconto	3.944	3.690	-254	-6,4%
IRES	15.330	15.327	-3	0,0%
IRES saldo	5.469	5.589	120	2,2%
IRES acconto	9.861	9.732	-129	-1,3%
Sost. redditi nonchè rit. su interessi e altri redditi di capit.	3.877	5.582	1.705	44,0%
di cui				
rit. su interessi e premi corrisposti da istituti di credito	419	1.694	1.275	304,3%
sost. su interessi e premi di obblig. e titoli di cui al DLgs 239/96	2.840	2.935	95	3,3%
Rit. su utili distribuiti dalle persone giuridiche	276	466	190	68,8%
Rit. su contrib. di enti pubb., premi, cap. di ass. sulla vita	292	348	56	19,2%
Sostitutiva sui fondi di investimento	87	5	-82	-94,3%
Sost. sui redditi da capitale e sulle plusvalenze	552	634	82	14,9%
Sost. dell'imp. sul reddito persone fisiche e rel. addiz. (cedolare secca sugli affitti)	87	308	221	254,0%
Sost. per rideterminazione valori di acq. di part. non neg.	10	388	378	3780,0%
Sost. per rideterminazione valori di acq. di terreni edific.	9	129	120	1333,3%
Imp. sulle riserve matematiche rami vita assicurazioni	1.375	1.335	-40	-2,9%
Altre dirette	2.646	6.443	3.797	143,5%
Imposte dirette	**121.010**	**127.118**	**6.108**	**5,0%**
Registro	2.866	2.569	-297	-10,4%
IVA	59.389	58.509	-880	-1,5%
scambi interni	49.565	48.618	-947	-1,9%
importazioni	9.824	9.891	67	0,7%
Bollo	1.865	4.813	2.948	158,1%
Assicurazioni	523	1.788	1.265	241,9%
Tasse e imposte ipotecarie	1.199	1.183	-16	-1,3%
Canoni di abbonamento radio e TV	1.659	1.683	24	1,4%
Concessioni governative	995	1.060	65	6,5%
Tasse automobilistiche	409	405	-4	-1,0%
Diritti catastali e di scritturato	541	509	-32	-5,9%
Imp. di fabbricazione sugli spiriti	288	268	-20	-6,9%
Imp. di fabbricazione sulla birra	248	252	4	1,6%
Imp. di fabbricazione sugli oli minerali	10.502	13.103	2.601	24,8%
Imp. di fabbricazione sui gas incondensabili	280	307	27	9,6%
Imp. energia elettrica e addiz. di cui al DL 511/88,art.6,c.7	782	1.700	918	117,4%
Imp. di consumo sul gas metano	2.861	2.137	-724	-25,3%
Imp. di consumo su oli lubrificanti e bitumi di petrolio	171	141	-30	-17,5%
Tabacchi (imp. sul consumo)	6.272	6.373	101	1,6%
Provento del lotto*	3.916	3.619	-297	-7,6%
Proventi delle attività di gioco	422	359	-63	-14,9%
Lotterie istantanee	846	873	27	3,2%
Apparecchi e congegni di gioco (DL 269/2003 art.39,c.13)	2.212	2.272	60	2,7%
Altre indirette	2.387	961	-1.426	-59,7%
Imposte indirette	**100.633**	**104.884**	**4.251**	**4,2%**
Totale entrate	**221.643**	**232.002**	**10.359**	**4,7%**

(*)Le entrate derivanti dai Proventi del lotto sono al lordo delle vincite

Sintesi del bilancio dello Stato

Accertamenti (in milioni di euro)	*Preconsuntivo Lug 2011*	*Preconsuntivo Lug 2012*	*Var. ass. Lug 2011-2012*	*Var. % Lug 2011-2012*
IRE	17.270	17.335	65	0,4%
Ritenute dipendenti settore pubblico	4.707	4.723	16	0,3%
Ritenute dipendenti settore privato	6.624	6.736	112	1,7%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	-49	-4,3%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	-56	-54,4%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	-178	-5,9%
IRES	5.368	5.522	154	2,9%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	-3	-0,1%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Sost. redditi nonchè rit. su interessi e altri redditi di capit.	568	728	160	28,2%
di cui				
[illegible]		[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Rit. su utili distribuiti dalle persone giuridiche	122	154	32	26,2%
Rit. su contrib. di enti pubb., premi, cap. di ass. sulla vita	34	48	14	41,2%
Sostitutiva sui fondi di investimento	21		-21	-100,0%
Sost. sui redditi da capitale e sulle plusvalenze	60	98	38	63,3%
Sost. dell'imp. sul reddito persone fisiche e rel. addiz. (cedolare secca sugli affitti)	87	230	143	164,4%
Sost. per rideterminazione valori di acq. di part. non neg.	3	343	340	11333,3%
Sost. per rideterminazione valori di acq. di terreni edific.	4	97	93	2325,0%
Imp. sulle riserve matematiche rami vita assicurazioni		5	5	
Altre dirette	709	830	121	17,1%
Imposte dirette	**24.246**	**25.390**	**1.144**	**4,7%**
Registro	425	388	-37	-8,7%
IVA	8.546	8.371	-175	-2,0%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	-13	-0,2%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	-162	-10,6%
Bollo	349	1.231	882	252,7%
Assicurazioni	108	126	18	16,7%
Tasse e imposte ipotecarie	186	183	-3	-1,6%
Canoni di abbonamento radio e TV	26	20	-6	-23,1%
Concessioni governative	81	128	47	58,0%
Tasse automobilistiche	40	37	-3	-7,5%
Diritti catastali e di scritturato	81	78	-3	-3,7%
Imp. di fabbricazione sugli spiriti	54	46	-8	-14,8%
Imp. di fabbricazione sulla birra	53	57	4	7,5%
Imp. di fabbricazione sugli oli minerali	1.678	2.143	465	27,7%
Imp. di fabbricazione sui gas incondensabili	32	40	8	25,0%
Imp. energia elettrica e addiz. di cui al DL 511/88,art.6,c.7	100	232	132	132,0%
Imp. di consumo sul gas metano	356	318	-38	-10,7%
Imp. di consumo su oli lubrificanti e bitumi di petrolio	35	28	-7	-20,0%
Tabacchi (imp. sul consumo)	988	1.027	39	3,9%
Provento del lotto*	555	492	-63	-11,4%
Proventi delle attività di gioco	49	48	-1	-2,0%
Lotterie istantanee	43	43		
Apparecchi e congegni di gioco (DL 269/2003 art.39,c.13)	265	289	24	9,1%
Altre indirette	130	106	-24	-18,5%
Imposte indirette	**14.180**	**15.431**	**1.251**	**8,8%**
Totale entrate	**38.426**	**40.821**	**2.395**	**6,2%**

(*)Le entrate derivanti dai Proventi del lotto sono al lordo delle vincite

Entrate Tributarie

Ministero dell'Economia e delle Finanze
DIPARTIMENTO DELLE FINANZE
DIREZIONE STUDI E RICERCHE ECONOMICO FISCALI
CONSUNTIVAZIONE, PREVISIONE ED ANALISI FISCALI

Appendici statistiche e Guida normativa al Bollettino

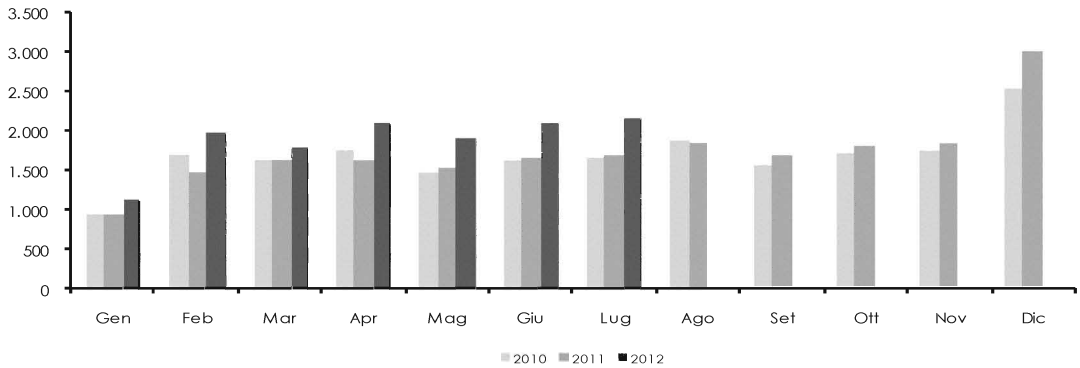
(Gennaio-Luglio 2012)

SISTAN
SISTEMA STATISTICO NAZIONALE

Numero 125 - Settembre 2012

23. Imposta di fabbricazione sugli oli minerali (cap. 1409)

Accertamenti (in milioni di euro)	*Consuntivo 2010*	*Preconsuntivo 2011*	*Preconsuntivo 2012*	*Variazioni assolute 2011-2012*	*Variazioni % 2011-2012*
Totale Gennaio - Luglio	**10.755**	**10.502**	**13.103**	**2.601**	**24,8%**
Gennaio	952	930	1.135	205	22,0%
Febbraio	1.694	1.471	1.984	513	34,9%
Marzo	1.613	1.619	1.781	162	10,0%
Aprile	1.746	1.613	2.085	472	29,3%
Maggio	1.472	1.538	1.893	355	23,1%
Giugno	1.633	1.653	2.082	429	26,0%
Luglio	1.645	1.678	2.143	465	27,7%
Agosto	1.875	1.844			
Settembre	1.568	1.698			
Ottobre	1.734	1.806			
Novembre	1.756	1.846			
Dicembre	2.544	3.007			
Totale annuo	**20.232**	**20.703**			



Estratto da: Ministero dell'economia e delle finanze, "Bollettino delle entrate tributarie. Appendici statistiche e guida normativa al Bollettino", n. 125, settembre 2012

[...]

Oli minerali (cap. 1409)

Fra le imposte indirette sulla produzione e sui consumi, denominate **accise**, l'imposta di fabbricazione sugli oli minerali rappresenta l'imposta principale. Disciplinata dal T.U. sulle accise (decreto legislativo n. 504/1995), integrato e modificato dal decreto legge n. 452/2001 convertito, con modificazioni, dalla legge n. 16/2002, le norme nazionali che interessano questa imposta sono state coordinate ed armonizzate con le direttive della Unione Europea. Obbligato al pagamento è il titolare del deposito fiscale dal quale avviene l'immissione al consumo; il versamento deve essere effettuato entro il 16 del mese successivo all'immissione nei consumi dei prodotti. Per alcune categorie di impiego degli oli minerali viene stabilita dalla normativa l'esenzione dall'accisa o l'applicazione di una aliquota ridotta.

[...]

Entrate Tributarie

Ministero dell'Economia e delle Finanze
DIPARTIMENTO DELLE FINANZE
DIREZIONE STUDI E RICERCHE ECONOMICO FISCALI
CONSUNTIVAZIONE, PREVISIONE ED ANALISI FISCALI

Appendici statistiche e Guida normativa al Bollettino

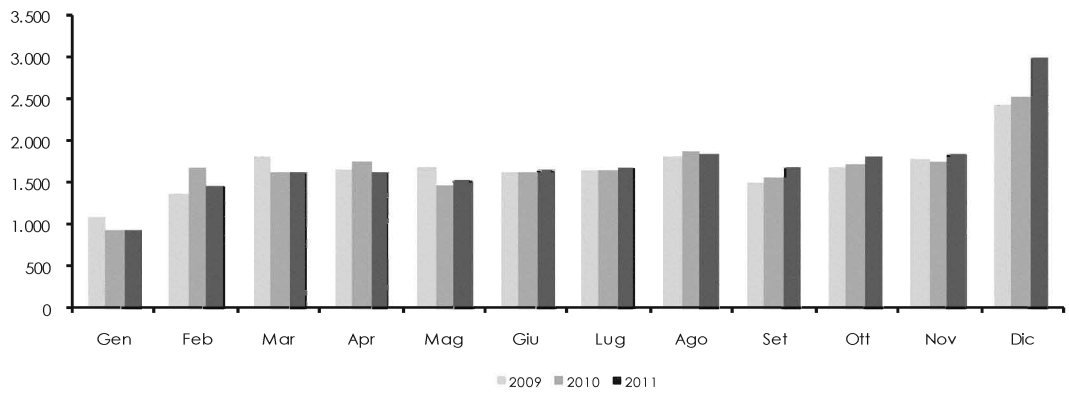
(Gennaio-Dicembre 2011)

SISTAN
SISTEMA STATISTICO NAZIONALE

Numero 118 - Marzo 2012

24. Imposta di fabbricazione sugli oli minerali (cap. 1409)

Accertamenti (in milioni di euro)	*Consuntivo 2009*	*Consuntivo 2010*	*Preconsuntivo 2011*	*Variazioni assolute 2010-2011*	*Variazioni % 2010-2011*
Totale Gennaio - Dicembre	**20.171**	**20.232**	**20.703**	**471**	**2,3%**
Gennaio	1.100	952	930	-22	-2,3%
Febbraio	1.382	1.694	1.471	-223	-13,2%
Marzo	1.825	1.613	1.619	6	0,4%
Aprile	1.664	1.746	1.613	-133	-7,6%
Maggio	1.693	1.472	1.538	66	4,5%
Giugno	1.636	1.633	1.653	20	1,2%
Luglio	1.658	1.645	1.678	33	2,0%
Agosto	1.808	1.875	1.844	-31	-1,7%
Settembre	1.496	1.568	1.698	130	8,3%
Ottobre	1.702	1.734	1.806	72	4,2%
Novembre	1.775	1.756	1.846	90	5,1%
Dicembre	2.432	2.544	3.007	463	18,2%
Totale annuo	**20.171**	**20.232**	**20.703**	**471**	**2,3%**



Ultimi dossier del Servizio Studi

381/I Tomo 2	Testo a fronte	Disegno di legge A.S. n. 3426 "Conversione in legge, **con modificazioni**, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, recante misure urgenti per la crescita del Paese" Edizione provvisoria Vol. I - Le novelle Tomo 2 (artt. 41-68 e Allegato 1)
381/II Tomo 1	Schede di lettura	Disegno di legge A.S. n. 3426 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, recante misure urgenti per la crescita del Paese" Edizione provvisoria Vol. II - Sintesi e schede di lettura Tomo 1 (artt. 1-40)
381/II Tomo 2	Schede di lettura	Disegno di legge A.S. n. 3426 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, recante misure urgenti per la crescita del Paese" Edizione provvisoria Vol. II - Schede di lettura Tomo 2 (artt. 41-69)
382	Dossier	Disegno di legge A.S. n. 3396 "Conversione in legge del decreto-legge 6 luglio 2012, n. 95, recante disposizioni urgenti per la revisione della spesa pubblica con invarianza dei servizi ai cittadini" - Sintesi del contenuto con le modifiche proposte dalla Commissione Bilancio Edizione provvisoria
383	Testo a fronte	Disegno di legge A.S. n. 3417 "Modifiche alla legge 3 agosto 2007, n. 124, concernente il Sistema di informazione per la sicurezza della Repubblica e la disciplina del segreto"
384	Dossier	Disposizioni sulla candidabilità e sulla eleggibilità dei magistrati alle elezioni politiche e amministrative, nonché sull'assunzione di cariche di governo, nazionali e locali. Loro successive incompatibilità (Disegni di legge AA.SS. nn. 2347, 2657, 2662, 2771, 2780, 2790, 2802, 2810 e 3037) Elementi di documentazione e di legislazione comparata
385	Schede di lettura	Disegni di legge AA.SS. nn. 143, 263, 754, 2403-A - Riforma della legislazione in materia portuale
386	Schede di lettura	Schema di decreto correttivo del Codice dell'ordinamento militare - D.Lgs. n. 500 del 2012
387	Dossier	Disegno di legge A.S. n. 3463 "Conversione in legge del decreto-legge 7 agosto 2012, n. 129, recante disposizioni urgenti per il risanamento ambientale e la riqualificazione del territorio della città di Taranto"
388	Documentazione di base	Partecipazione alla 67ma Sessione dell'Assemblea generale dell'ONU (New York, 23-28 settembre 2012)

Il testo del presente dossier è disponibile in formato elettronico PDF su Internet, all'indirizzo www.senato.it, seguendo il percorso: "Leggi e documenti - dossier di documentazione - Servizio Studi - Dossier".

Senato della Repubblica
www.senato.it