

Le georisorse energetiche in Italia: confronto tra campi offshore e onshore ed evoluzioni nell'era della transizione energetica

Original

Le georisorse energetiche in Italia: confronto tra campi offshore e onshore ed evoluzioni nell'era della transizione energetica / Vico, Giuseppe; Zuppari, Serena; Santocchi, Nicola; Grandi, Silvia - In: Il Mare - Terza edizione - Numero speciale del Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorseELETTRONICO. - Roma : Ministero dello Sviluppo Economico, 2020. - ISBN 978-88-943669-6-9. - pp. 22-31

Availability:

This version is available at: 11583/2937492 since: 2021-11-12T22:22:42Z

Publisher:

Ministero dello Sviluppo Economico

Published

DOI:

Terms of use:

This article is made available under terms and conditions as specified in the corresponding bibliographic description in the repository

Publisher copyright

(Article begins on next page)

Le georisorse energetiche in Italia: confronto tra campi offshore e onshore ed evoluzioni nell'era della transizione energetica

di Giuseppe Vico, Serena Zuppardi, Nicola Santocchi, Silvia Grandi

Introduzione

Il potenziale geologico delle aree marine italiane è noto da tempo, ma parzialmente ancora inesplorato, soprattutto nelle zone acque profonde dei mari italiani Ionio, Canale di Sicilia e Balearico, a occidente dalle coste Sarde. Fin dal 1967, anno in cui è stata approvata la Legge 21 luglio 1967, n. 613 "Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla legge 11 gennaio 1957, n. 6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi", si è dato avvio ufficiale alle attività offshore fino alla batimetrica dei 200 metri di profondità, anche se solo i Decreti Ministeriali del 13 giugno 1975 e del 26 giugno 1981 hanno disposto l'apertura delle zone marine F e G, prevedendo al contempo la possibilità di svolgere tali operazioni anche nelle acque più profonde dell'Adriatico meridionale, dello Ionio e del Canale di Sicilia.

In particolare, l'evoluzione delle attività è ben rappresentata nei grafici seguenti delle serie storiche, dove emerge un declino della ricerca ed esplorazione a mare sia per quanto riguarda la produzione di gas naturale sia di olio grezzo. Il numero di concessioni, invece è rimasto pressoché costante anche se tendenzialmente, negli ultimi 20 anni le produzioni di gas naturale a mare sono diminuite da 14 a 3 miliardi di Sm³/anno mentre quelle di olio sono passate da 1,5 a 0,5 milioni di tonnellate/anno.

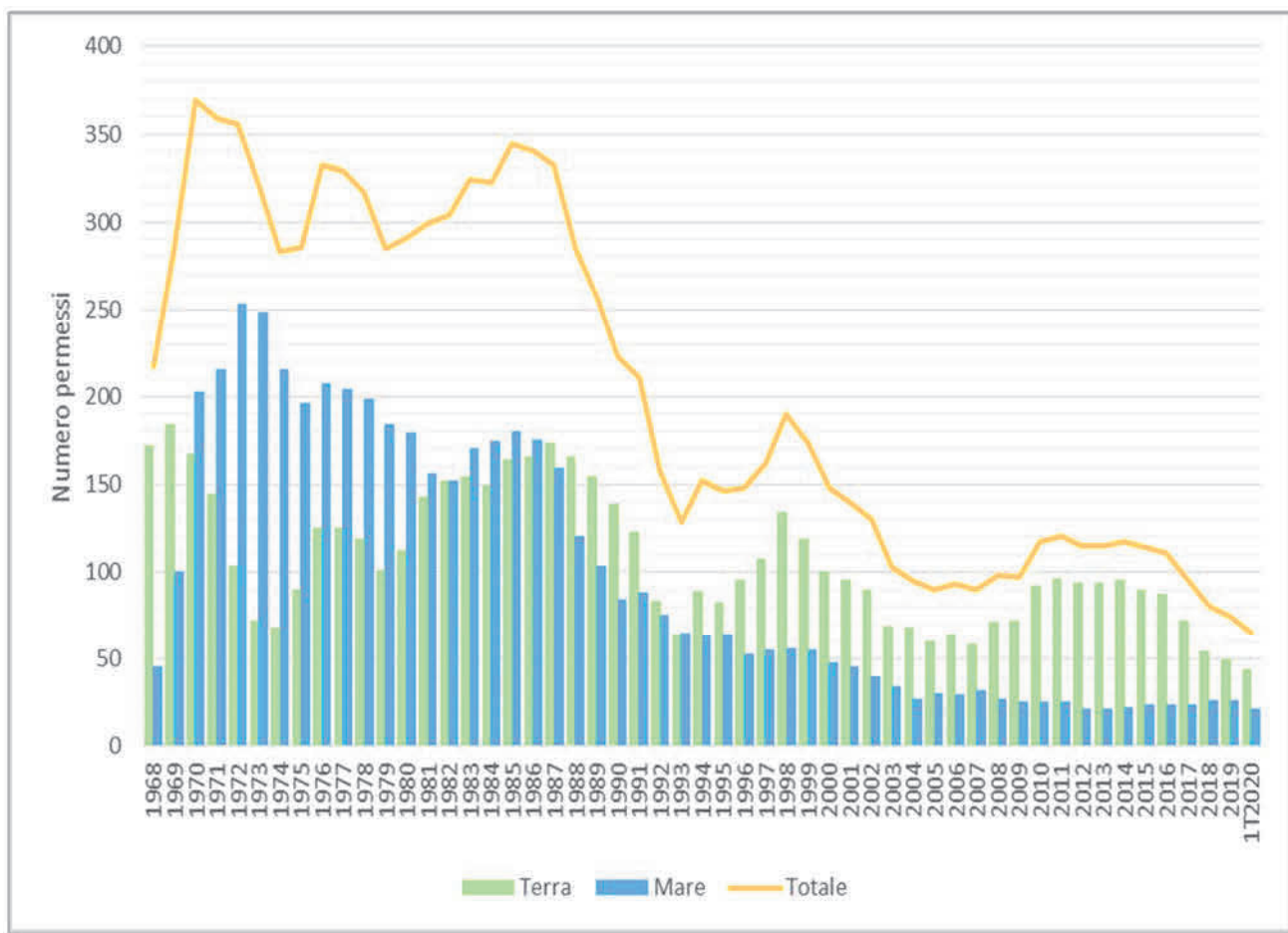


Grafico 1 - Evoluzione del numero di permessi di ricerca. Serie storica 1968-1° trimestre 2020 [Fonte: elaborazione DGISSEG UNMIG, su database DGISSEG UNMIG 2020]

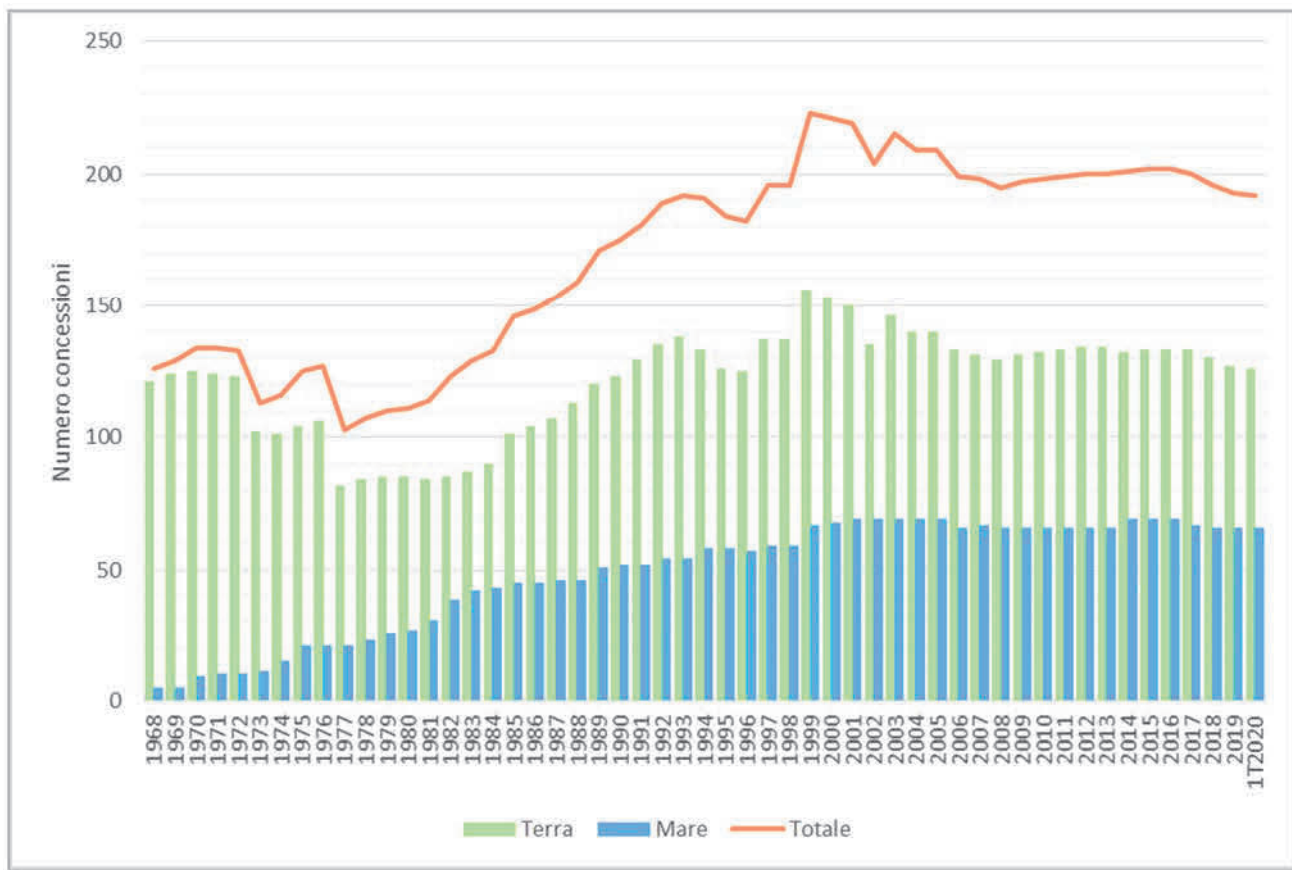


Grafico 2 - Evoluzione del numero di concessioni di coltivazione. Serie storica 1968-1° trimestre 2020 [Fonte: elaborazione DGISSEG UNMIG, su database DGISSEG UNMIG 2020]

La complessità tecnologica dei lavori *offshore* e la dimensione degli investimenti hanno creato, quindi, un sistema quasi parallelo e significativamente diverso rispetto a quello *onshore*, per quanto vi siano forti interconnessioni. L'attività *offshore* in Italia è, infatti, concentrata in pochi grandi operatori e una *supply chain* che ha permesso significativi sviluppi in termini di *know-how* per tutta l'economia del mare e portuale. L'attività *offshore*, in termini di filiera, è concentrata in pochi *hub* che costituiscono aree di specializzazione industriale, tra cui spiccano il ravennate per l'Alto Adriatico, l'area di Gela e Pozzallo per la Sicilia che fanno capo ad Eni S.p.A. e ad EniMed S.p.A. come operatore, nonché l'area di Ortona in cui ha il centro operativo Edison Exploration and Production S.p.A.

In questo quadro, appare rilevante riportare alcuni elementi comparativi, soprattutto focalizzati sulle caratteristiche dei giacimenti coltivati, alla luce del recente progetto dell'UNMIG di aggiornamento decennale del quadro conoscitivo di dettaglio delle georisorse energetiche in Italia, di cui in questo contributo si riportano i risultati più significativi e l'approccio metodologico utilizzato.

Una definizione di "giacimenti tipo" per il caso italiano e l'analisi cluster

In Italia, il quadro complessivo delle concessioni rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico è costituito da **181 titoli vigenti**²³ al 31 marzo 2019 sui quali insistono in totale **247 giacimenti** in base ai database UNMIG²⁴, la cui cartografia è riportata in Figura 9.



Figura 9 – Cartografia indicativi dei giacimenti di idrocarburi [Fonte: elaborazione DGISSEG UNMIG, su database DGISSEG UNMIG 2019]

Nell'ambito del progetto di aggiornamento decennale UNMIG delle riserve, effettuato nel corso dell'anno 2019, è stata predisposta un'analisi di dettaglio sul totale dei giacimenti presenti nel database UNMIG al 31 marzo 2019 e localizzati nelle concessioni vigenti. Al fine di garantire la possibilità di pubblicazione sono state fatte alcune scelte di accorpamento, alcune semplificazioni tecniche e creata una opportuna classificazione con codice alfanumerico correlata ad un'analisi cluster semi-quantitativa. Inoltre, rispetto al totale dei giacimenti presenti, sono stati considerati unicamente i campi in fase di *start-up*, sviluppo e quelli maturi che presentano ancora potenziale residuo. L'analisi quindi è stata condotta su un universo pari a **152 giacimenti**, di cui 51 *offshore* e 101 *onshore*.

²³ Nel computo non sono stati considerati i titoli minerari a terra in Sicilia, perché il rilascio e la gestione dei titoli minerari è di competenza dell'URIG (Regione Sicilia), quindi l'analisi è stata condotta solo per i dati e le informazioni di competenza UNMIG.

²⁴ Sono stati presi in esame solo i giacimenti ricadenti in aree sulle quali è stata rilasciata la concessione di coltivazione di idrocarburi (gas naturale o olio) in quanto essi rappresentano il fenomeno più significativo in termini di conoscenza del dato di giacimento e della tipologia di impianto di superficie.

Per procedere alla classificazione dei giacimenti analizzati preliminarmente sono state definite delle classi di "giacimenti tipo" in base alla tipologia di idrocarburo, *reservoir* e riserve recuperabili. Come meglio dettagliato nella Tabella 1, sono state considerate cinque classi principali di identificazione sintetica: la macro-localizzazione (terra o mare), la tipologia di idrocarburo e quella della roccia serbatoio, la classe di riserve, e altre caratteristiche che, nel caso dei giacimenti a mare, è stata basata sul numero e sulla tipologia di infrastrutture per lo sviluppo. Per ciascuna classe e relativa segmentazione è stata associata una codifica alfanumerica identificativa.

Primo elemento identificativo: T/M	Distinzione per localizzazione	T=terra; M=mare
Secondo elemento identificativo: G/O	Distinzione per tipologia di idrocarburo	G=gas; O=olio ²⁵ .
Terzo elemento identificativo: S/C/A	Distinzione per tipologia di roccia serbatoio	S=sabbia e/o torbidity; C=carbonato; A=Argille Scagliose.
Quarto elemento identificativo: numerazione da 1 a 4	Distinzione per classe di riserva ²⁶	Per i giacimenti a gas sono state individuate 4 categorie: 1. Classe Altissima: riserve superiori a 50 Miliardi di Sm ³ ; 2. Classe Alta: riserve comprese tra 10 e 50 Miliardi di Sm ³ ; 3. Classe Media: riserve comprese tra 1 e 10 Miliardi di Sm ³ ; 4. Classe Bassa: riserve inferiori a 1 Miliardo di Sm ³ .
		Per i giacimenti ad olio: 1. Classe superiore: riserve superiori a 100 Milioni di barili; 2. Classe inferiore: riserve inferiori a 100 Milioni di barili.
Quinto elemento identificativo: lettere da α a β e da a. ad e.	Distinzione in base ad altre specifiche descrittive rilevanti	Per i giacimenti a terra distinzione in base alla profondità dei pozzi: α. Profondità maggiore di 2500 metri; β. Profondità minori di 2500 metri.
		Per i giacimenti a mare distinzione in base al numero e tipologia di infrastrutture per lo sviluppo: a. numero di piattaforme superiore a 4; b. numero di piattaforme inferiore o uguale a 4; c. numero di piattaforme inferiore o uguale a 4 con teste pozzo sottomarine; d. piattaforma + eventuale FSO (<i>Floating Storage Offloading</i>); e. FPSO (<i>Floating Production Storage and Offloading</i>)

Tabella 1 - Elementi identificativi, caratterizzazioni e sotto-categorie utilizzate per l'individuazione dei "giacimenti tipo".

[Fonte: elaborazione DGISSEG UNMIG, 2019]

²⁵ I giacimenti ad olio possono essere sottosaturi oppure con gas cap

²⁶ La suddivisione è stata effettuata in base al volume delle riserve recuperabili da ciascun giacimento, cioè URR (*Ultimate Recoverable Reserves*). Tale volume è stato ottenuto sommando, per i campi già sviluppati da anni, la produzione cumulativa al 31/12/2018 e le riserve residue ancora recuperabili. Le tabelle di classificazioni utilizzate nella pratica petrolifera sono due. La prima classificazione riconosciuta in ambito internazionale è quella codificata dall'API (*American Petroleum Institute*, API 1972) e si riferisce a giacimenti di dimensioni medio - piccole; la seconda invece, per i giacimenti cosiddetti "giganti" (o anche "giant") prevede una distinzione tra Giacimento gigante e super gigante. (Nehring, 1978; Chierici, 1989). Le classi definite per questo lavoro sono ispirate alle su menzionate classificazioni, ma adattate al caso italiano, non seguendo pedissequamente i *range* proposti dalle due classificazioni. Infatti, non si ritiene necessario una distinzione tra campi "small" e "tiny", in quanto le infrastrutture e il numero di risorse minimo da impiegare risulta lo stesso per queste due tipologie. Analogo approccio per quanto riguarda i giacimenti "giant", dando rilevanza anche agli aspetti infrastrutturali e gestionali per lo sviluppo del campo, senza tener conto unicamente dei valori assoluti delle riserve.

Ne è quindi scaturita un'analisi cluster semi-quantitativa costituita da 20 "giacimento tipo" teorici (Tabella 2) che permettono di coprire tutto l'universo delle possibilità considerate.

Giacimento tipo	Idrocarburo e localizzazione del giacimento	Tipo di roccia serbatoio	Classe di riserve	Numero di giacimenti da associare al giacimento tipo
T.G.S.2.a	GIACIMENTO A GAS E A TERRA	SABBIA	ALTA	1
T.G.S.2.β				6
T.G.S.3.β			MEDIA	7
T.G.S.4.β			BASSA	65
T.G.C.4.β		CARBONATO	BASSA	*
T.G.A.4.β		ARGILLE SCAGLIOSE		14
M.G.S.1.a	GIACIMENTO A GAS E A MARE	SABBIA	ALTISSIMA	2
M.G.S.2.b			ALTA	8
M.G.S.2.c				2
M.G.S.3.a			MEDIA	2
M.G.S.3.b				25
M.G.S.4.b			BASSA	4
M.G.C.3.b		CARBONATO	MEDIA	**
T.O.S.2.β	GIACIMENTO A OLIO E A TERRA	SABBIA	INFERIORE	***
T.O.C.1.a		CARBONATO	SUPERIORE	3
T.O.C.2.a			INFERIORE	5
M.O.S	GIACIMENTO A OLIO E A MARE	SABBIA	-	0
M.O.C.1.d		CARBONATO	SUPERIORE	3
M.O.C.2.a			INFERIORE	4
M.O.C.2.e				1
TOTALE GIACIMENTI				152

Tabella 2 - Tavola sinottica dell'articolazione della classificazione e numerosità dei giacimenti associati ad ogni singolo tipo. [Fonte: elaborazione DGISSEG UNMIG, 2019]

* (Associato a T.G.S.4.β)

** (Associato a M.G.S.3.b)

*** (Associato a T.O.C.2.a)

Il quadro italiano in termini di numerosità dei giacimenti e riserve

Dalla lettura dei dati di cui sopra, si può rilevare che dei 51 giacimenti a mare, solo 8 (16%) sono ad olio mentre i restanti 43 (84%) sono a gas per i quali la tipologia più diffusa è "M.G.S.3.b" (giacimenti a mare in rocce serbatoio sabbiose con classe di riserve media e numero di piattaforme uguali o inferiori a 4) con numero di campi associati a tale categoria pari a 25. Considerando invece, l'intero universo dei giacimenti, quindi anche quelli a terra, la tipologia più frequente, è quella "T.G.S.4.β" pari a 65 giacimenti a terra in rocce serbatoio di sabbie con classe di riserva bassa e pozzi con profondità minore di 2500 m.

Un'altra informazione rilevante emersa è relativa alla numerosità dei giacimenti più interessanti in termini di riserve. I casi con valori prossimi a quelli che nella pratica petrolifera sono definiti con la nomenclatura 'giant' sono 3 a terra e 2 a mare, appartenenti rispettivamente alle categorie T.O.C.1.a e M.G.S.1.a. ove è noto che due di questi sono sostanzialmente maturi, due in piena attività ed uno in fase di start-up.

Il metodo ha reso possibile una classificazione dei giacimenti (e non solo delle concessioni, come normalmente riportato nelle statistiche annuali dell'UNMIG) distinguendo i campi a terra e a mare, ad olio e a gas (Grafico 3) evidenziando che a terra il 61% in termini di numerosità sono quelli a gas naturale e solo il 5% ad olio, mentre a mare il 29% è rappresentato dal gas e il 5% ad olio. Tuttavia una valutazione basata sulla numerosità può indurre errate conclusioni percettive sull'effettivo quadro di interesse geominerario attuale.

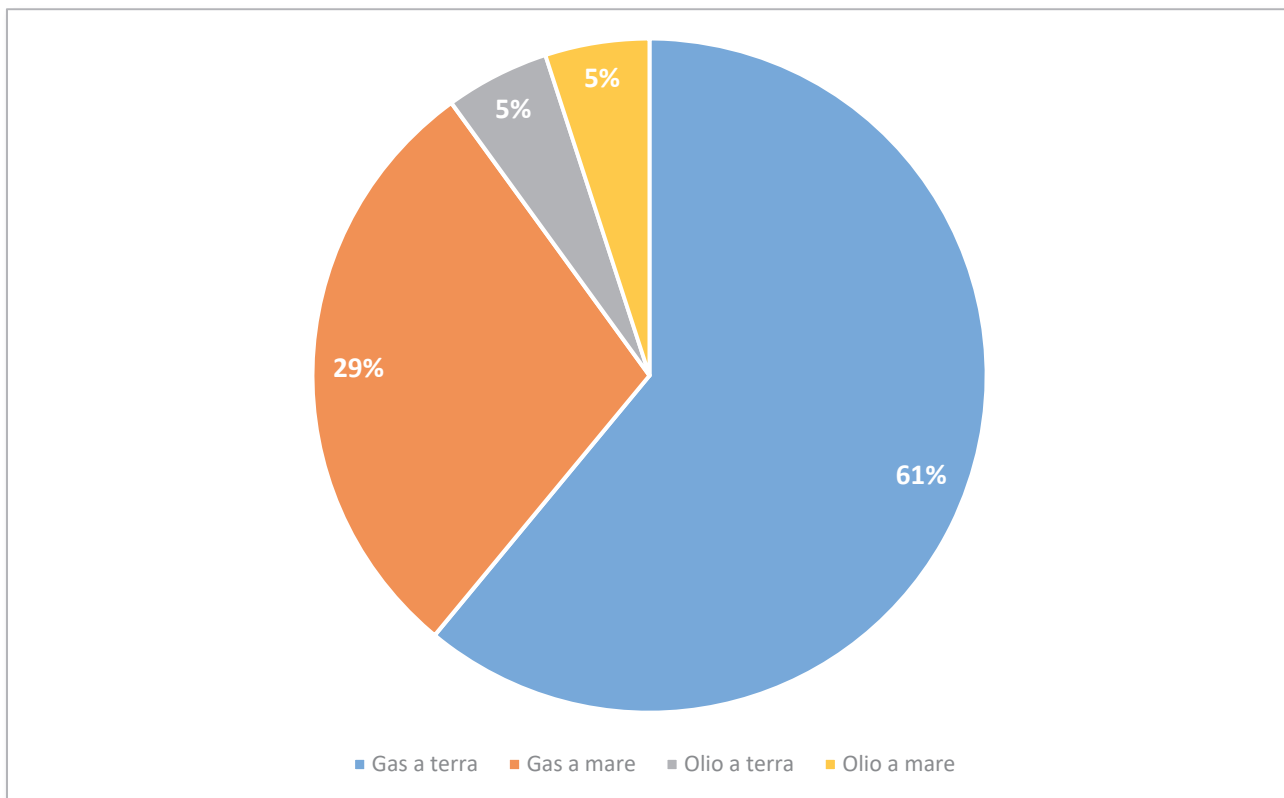


Grafico 3 - Percentuale di giacimenti combinando i parametri precedenti: campi a terra a gas, campi a terra ad olio, campi a mare a gas e campi a mare ad olio. [Fonte: elaborazione DGISSEG UNMIG, 2019]

Proprio nell’ottica di approfondire tale aspetto, per i giacimenti considerati si è proceduto poi con la stima²⁷ delle riserve ancora recuperabili associando, ove disponibile, il relativo profilo previsionale degli idrocarburi ancora producibili. In particolare, rispetto ai 152 giacimenti di cui sopra, l’analisi è stata condotta su 128 giacimenti, al netto dei campi nelle argille scagliose ed altre semplificazioni con un impatto marginale, da cui emerge un interessante quadro relativo al periodo di fine vita dei giacimenti in base alle riserve considerate.

In dettaglio, i dati e i profili utilizzati per lo studio si riferiscono alle riserve²⁸ accertate (P1)²⁹ e alle 3P quali somma delle riserve accertate, probabili e possibili³⁰.

²⁷Le stime sono state fornite dagli operatori per i campi come previsto dall’art. 27 del D.D. del 22 marzo 2011, dove l’operatore è tenuto a relazionare ogni anno in merito alle attività ed interventi effettuati, riserve ecc., con successive integrazioni richieste.

²⁸Per la mancanza della disponibilità del dato in maniera sufficientemente omogenea, sebbene di rilevante interesse per comprendere i possibili sviluppi delle nuove attività associate ai campi esistenti, all’interno di ciascuna classe di riserve non è stato possibile procedere ad una distinzione tra riserve sviluppate e non sviluppate. Riserve sviluppate (*developed reserves*): quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facilities* e metodi operativi esistenti. Riserve non sviluppate (*undeveloped reserves*): quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, *facilities* e metodi operativi sulla cui futura realizzazione la Compagnia ha già definito un programma di investimento di sviluppo.

²⁹Riserve accertate (P1): rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza (probabilità maggiore del 90%) essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato.

³⁰Le riserve P2 e P3 sono riserve non accertate: rappresentano quantità di idrocarburi recuperabili con attendibilità inferiore sia per motivi tecnici che economici. Le riserve probabili (P2) sono riserve addizionali meno certe di essere recuperate delle accertate (P1). Quando si usa un metodo probabilistico le quantità recuperate dovrebbero avere almeno il 50% di probabilità di essere uguali o superiori alla somma stimata delle P1+P2 (2P)”. Le riserve possibili (P3) sono riserve addizionali meno certe di essere recuperate delle probabili (P2). Quando si usa un metodo probabilistico il recupero a fine vita dovrebbe avere almeno il 10% di probabilità di essere uguale o superiore alla somma stimata delle P1+P2+P3 (3P)”. Per ulteriori approfondimenti si rimanda ai seguenti documenti: “*Modernization of Oil and Gas Reporting: Final Rule (SEC, 2009)*”, “*Petroleum Resources Management System – PRMS*” (SPE/WPC/AAPG/SPEE/SEG, 2018).

Un'analisi di approfondimento tra *offshore* e *onshore*

Come focus dello studio effettuato, si riportano di seguito i risultati derivanti dalla comparazione dei giacimenti a mare e di quelli a terra. In particolare, per quanto riguarda i campi ad olio, sebbene il numero degli *offshore* sia confrontabile con quello *onshore*, il potenziale dei giacimenti a mare, in termini di riserve certe, rappresenta solo l'8% del totale delle riserve complessive dei campi ad olio. Questo conferma il dato relativo alla significatività dei grandi giacimenti a terra noti in Basilicata sia per riserve ancora recuperabili sia per durata di probabile vita produttiva del giacimento.

Infatti, le elaborazioni UNMIG stimano profili di produzione ancora significativi nel lungo periodo con durata indicativa mostrata nella Figura 10.

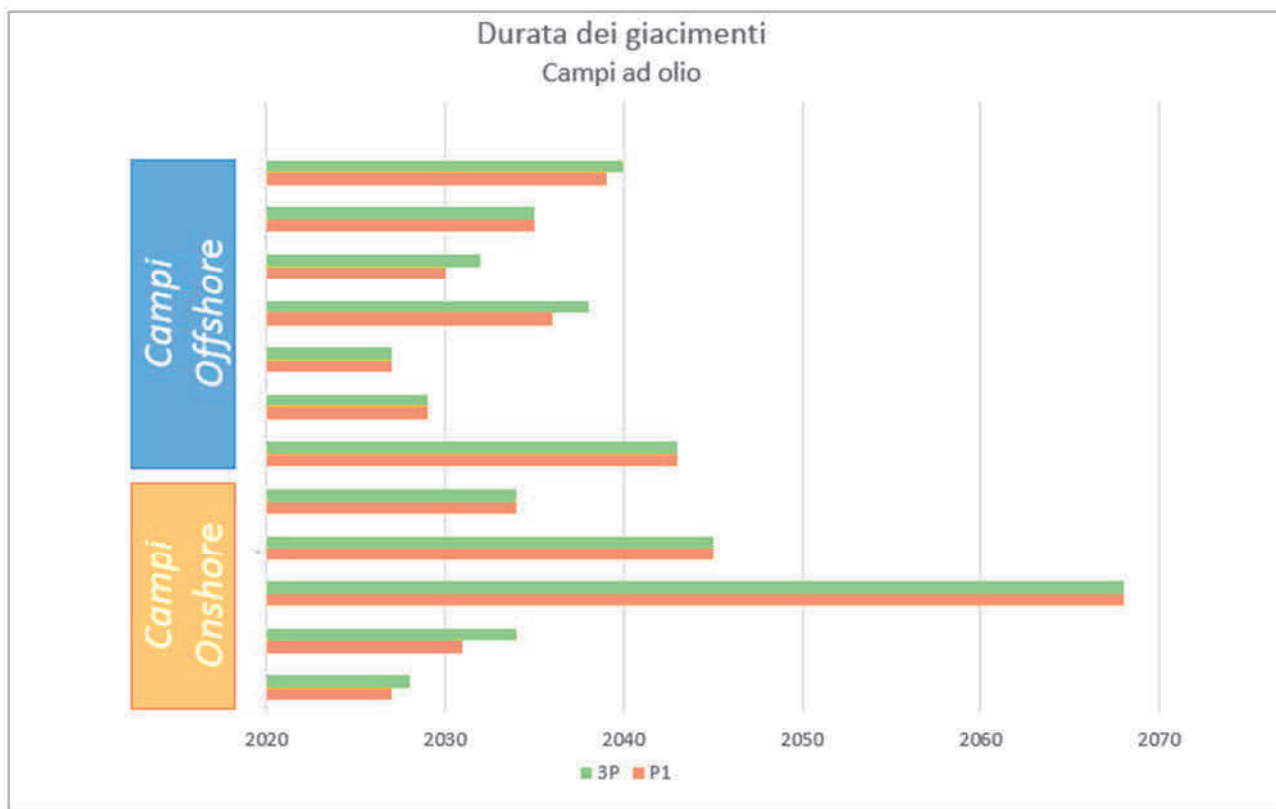


Figura 10 - Durata dei giacimenti ad olio con gli scenari P1 e 3P. [Fonte: elaborazione DGISSEG UNMIG, 2019]

Molto più numerosi sono i campi a gas e, dall'analisi effettuata, si evidenzia come per il 57% di questi giacimenti si prevede di recuperare le riserve associate entro il 2030 (44 in terraferma e 22 in mare). 41 campi, pari al 36%, si esauriscono entro il 2040, di cui 26 in terraferma e 15 a mare mentre solo per 8 giacimenti si prevede il termine del recupero del potenziale entro il 2050 (2 in terraferma e 6 in mare) o in anni successivi. Anche in questo caso emerge che la numerosità può indurre considerazioni affrettate sulla localizzazione dell'interesse geominerario noto e coltivabile con certezza; infatti, anche se il numero dei giacimenti a mare è inferiore rispetto a quello a terra, in termini di riserve certe i giacimenti a gas a mare presentano un potenziale residuo dell'80% sul totale delle riserve complessive dei campi a gas.

Un'ulteriore considerazione emerge analizzando la durata dei campi rispetto alle riserve P1 e 3P, evidenziando cioè la sensibilità degli scenari in base alla certezza della conoscenza geomineraria del giacimento e dello stato di sviluppo dei campi: per i campi ad olio (Figura 10) gli scenari produttivi sono tali da non rilevare particolari differenze in termini di durata tra le ipotesi di sviluppo del campo basato solo sulle riserve certe o sulle 3P, soprattutto per quei campi che hanno ancora un potenziale elevato. Invece, per i giacimenti a gas, circa il 54% del totale mostra sostanziali differenze tra gli scenari previsionali P1 e 3P. Su tale aspetto per i giacimenti a gas si riportano i risultati grafici solo per i campi attivi il cui sviluppo è previsto anche oltre il 2030: confrontando in questo caso la durata dei giacimenti *offshore* ed *onshore* (Figura 11) è possibile osservare che il numero dei campi a mare con durata oltre il 2030 è inferiore rispetto a quelli a terra ma i giacimenti che continueranno l'attività di sviluppo oltre il 2040 sono soprattutto localizzati a mare.

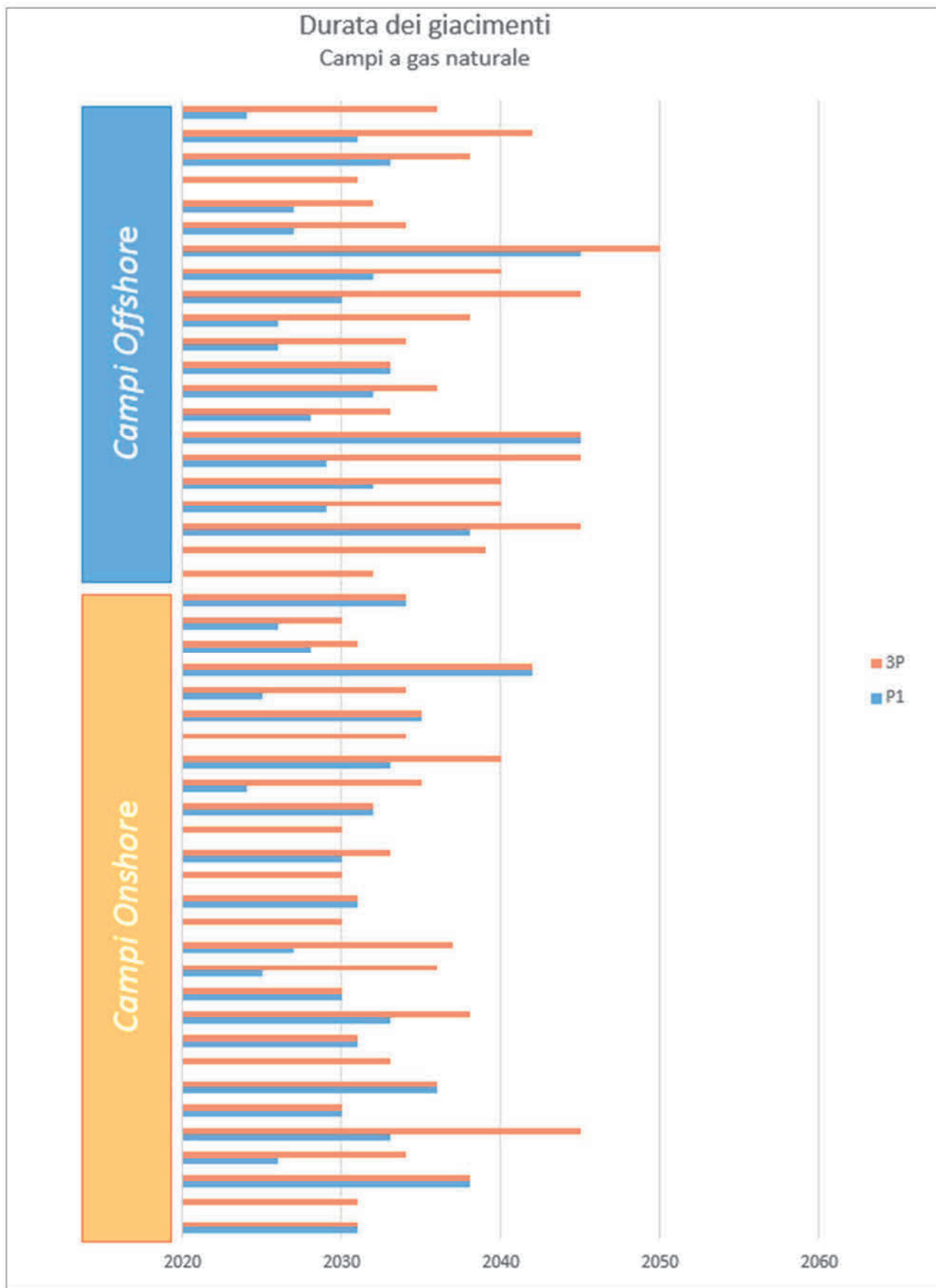


Figura 11 - Durata dei giacimenti a gas in terraferma con gli scenari P1 e 3P, per i campi con sviluppo previsto anche oltre il 2030. [Fonte: elaborazione DGISSEG UNMIG, 2019]

Infine, sono stati riassunti in forma sintetica i risultati ottenuti da entrambe le analisi: tutti i giacimenti raggruppati per tipologia di riferimento (in funzione della classificazione riportata in Tabella 2) sono stati collocati in corrispondenza della decade di fine vita stimata in base ai profili delle riserve 3P (Figura 11).

Come si può osservare, i giacimenti a gas di tipo sabbioso, sia a mare che a terra con classi di riserva bassa e media tendono quasi tutti ad esaurirsi entro la seconda decade (T.G.S.3.β, T.G.S.4.β, M.G.S.3.a, M.G.S.3.b, M.G.S.4.b). Per i giacimenti dello stesso tipo, ma con classe di riserva alta (T.G.S.2.α, M.G.S.2.b e M.G.S.2.c), il completo sviluppo degli stessi prosegue fino alla terza decade. Solo per un campo a gas di tipo sabbioso localizzato a mare con classe di riserva altissima (M.G.S.1.a) si ipotizza che l'attività di coltivazione possa proseguire anche nella quarta decade.

Per i giacimenti carbonatici ad olio, sia a mare che a terra, nel caso di classe di riserva definita "inferiore", si ipotizza che lo sviluppo non superi la seconda decade (M.O.C.2.a, M.O.C.1.e, T.O.C.2.a). Per i giacimenti con classe di riserva "superiore" si nota che per quelli a mare, la coltivazione dovrebbe terminare entro la terza decade (M.O.C.1.d), invece per quelli a terra (T.O.C.1.a) si può constatare che un giacimento si esaurisce nella terza decade, ma per un campo lo sviluppo prosegue fino alla quarta decade.

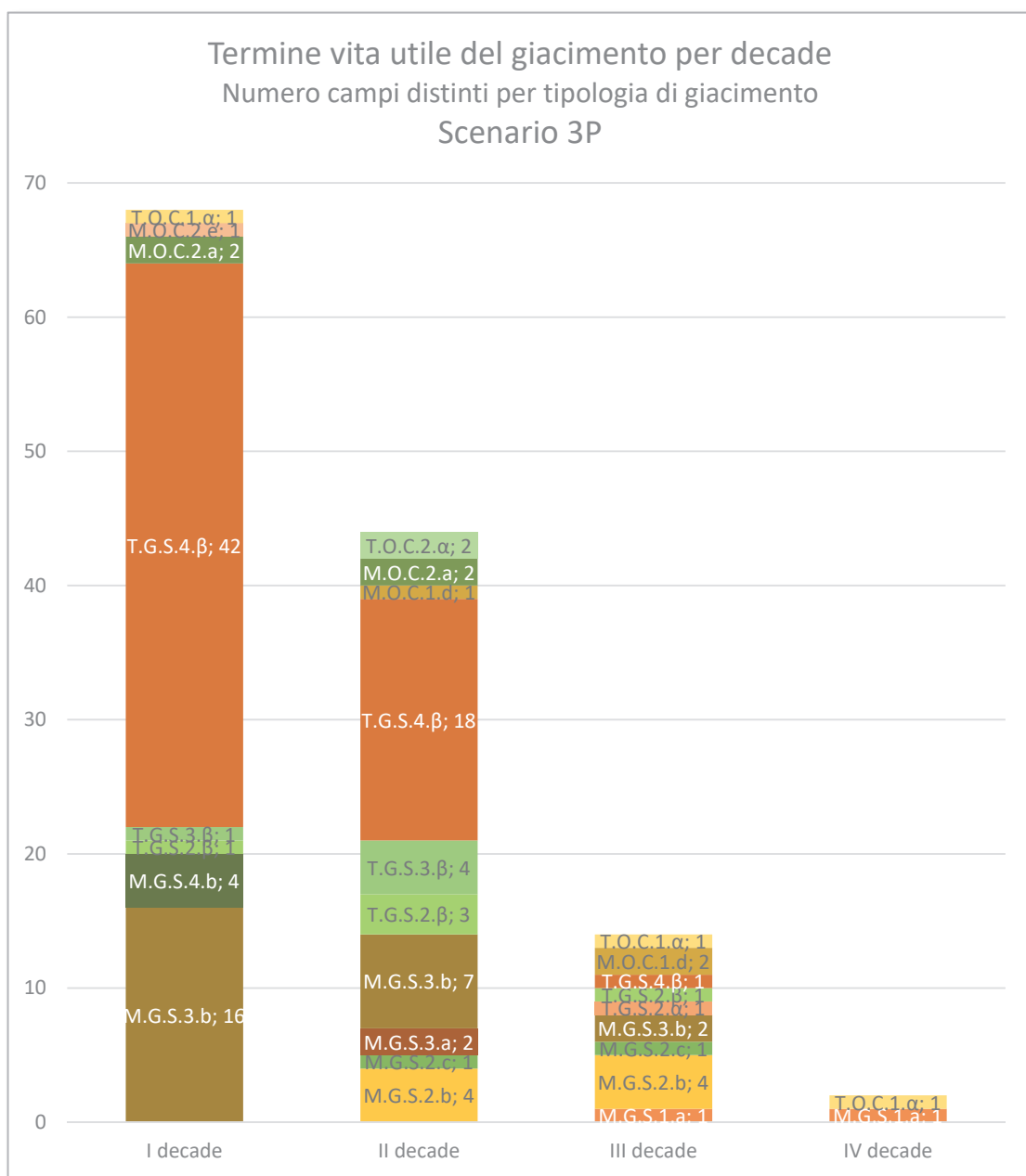


Figura 12 – Rappresentazione del numero di campi per tipologia di appartenenza raggruppati in funzione della decade in cui si prevede il termine della vita utile del giacimento: Scenario 3P. I decade: 2020 ÷ 2030; II decade: 2030 ÷ 2040; III decade: 2040 ÷ 2050; IV decade: 2050 ÷ 2060. [Fonte: elaborazione DGISSEG UNMIG, 2019]

Conclusioni

L'analisi riportata rappresenta chiaramente un sottoinsieme del patrimonio geominerario italiano in materia di idrocarburi in quanto considera solo i giacimenti noti in concessioni e le riserve associate, senza valorizzare le risorse, per le quali lo studio è in corso, ma non ancora completato.

Complessivamente comunque alcuni trend sono identificabili chiaramente per l'attività di estrazione di idrocarburi *offshore*. Il significativo rallentamento della fase esplorativa negli ultimi dieci anni (Figura 13) ha ridotto le prospettive di possibili nuove coltivazioni di giacimenti di idrocarburi potenzialmente da sviluppare nel sottosuolo italiano, con una conseguente riduzione del tasso di sostituzione delle riserve.

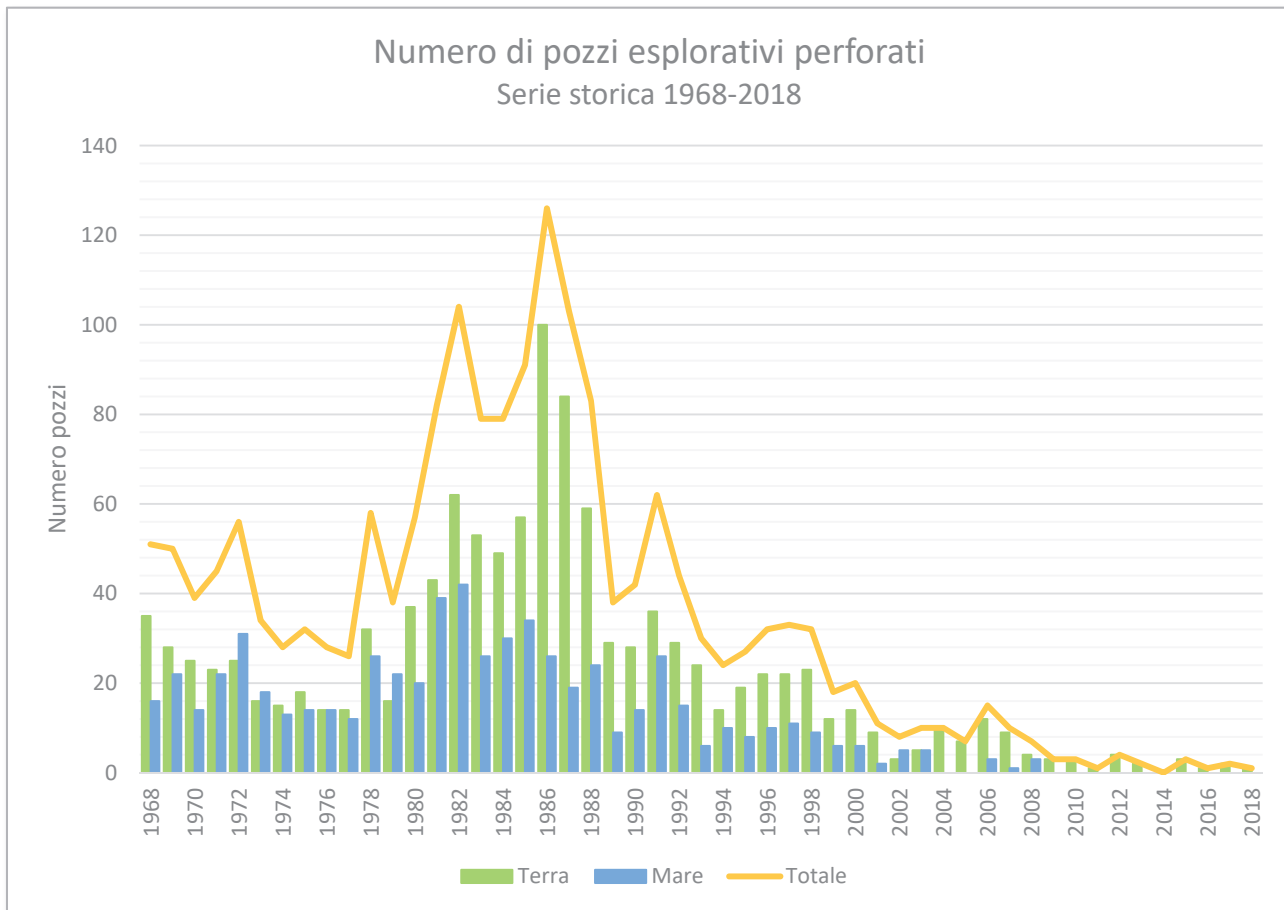


Figura 13 – Numero di pozzi esplorativi perforati – Serie storica 1968-2018. [Fonte: Elaborazione DGISSEG-UNMIG, 2019]

Giuseppe Vico, Serena Zuppardi, Nicola Santocchi, Silvia Grandi
 DGISSEG-UNMIG - Ministero dello Sviluppo Economico