

PIANO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA SOSTENIBILE DELLE AREE IDONEE

redatto ai sensi della Legge 11 febbraio 2019, n. 12

previa VAS e d'intesa, per la terraferma, con la Conferenza Unificata

RAPPORTO AMBIENTALE

(predisposto conformemente all'art.13 e dell'Allegato VI del D.Lgs.152/2006 e s.m.i.)

DICEMBRE 2021

SOMMARIO

1.	LA VAS DEL PIANO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA SOSTENIBILE DELLE AREE IDONEE (PiTESAI)	6
1.1.	La VAS del PiTESAI costituisce quadro di riferimento per le VIA dei progetti relativi a ricerca e coltivazione	8
2.	INFORMAZIONI GENERALI SUL PiTESAI	9
2.1.	Contesto normativo di riferimento delle attività connesse alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia	9
2.1.1.	La normativa che prevede il PiTESAI.....	9
2.1.2.	La Scala Nazionale: Quadro Legislativo, Regolamentare e Organizzativo per la prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi	11
2.1.3.	La zonazione delle aree marine aperte per la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi e i divieti ambientali	20
2.1.4.	Coerenza del Piano con l'applicazione della Pianificazione dello Spazio Marittimo – MSP.....	29
2.2.	Il Piano: genesi e indirizzi preliminari.....	31
2.2.1.	La scala internazionale ed europea della nuova politica energetica per la transizione alla sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale al 2050.....	31
2.2.2.	Finalità, obiettivi e orizzonte temporale del PiTESAI.....	36
2.3.	Linee strategiche e principi del Piano	40
2.3.1.	Individuazione/definizione dei criteri ambientali e socio-economici.....	42
2.3.2.	Ulteriori criteri ambientali e socio-economici	83
3.	ELEMENTI CONOSCITIVI A SUPPORTO DELLE SCELTE.....	88
3.1.	Le attività di prospezione, ricerca, coltivazione di idrocarburi e dismissione delle infrastrutture minerarie: caratteristiche e modalità operative	88
3.1.1.	Attività di studio e di esplorazione	91
3.1.2.	La ricerca: perforazione del pozzo esplorativo.....	96
3.1.3.	La coltivazione: perforazione dei pozzi di sviluppo, facilities (centrale + metanodotti e oleodotti a servizio di pozzi e centrale sino al collegamento con la rete di distribuzione a valle dell'attività mineraria (upstream)), coltivazione e "chiusura mineraria" dei pozzi.	99
3.1.4.	La gestione degli impianti.....	117
3.1.5.	La dismissione delle infrastrutture minerarie	129
3.1.6.	Il possibile riutilizzo delle infrastrutture minerarie	135
3.2.	Descrizione dei possibili impatti ambientali delle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e dismissione.....	139
3.2.1.	Biodiversità in ambito terrestre	139
3.2.2.	Suolo e sottosuolo	142

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

3.2.3. Beni culturali e paesaggistici.....	142
3.2.4. Ambiente idrico	144
3.2.5. Ambiente marino-costiero	147
3.2.6. Aria.....	149
3.2.7. Elementi inerenti la salute umana e la sicurezza nelle attività upstream	151
3.3. Stato attuale delle attività e inquadramento territoriale	162
3.3.1. La cartografia mineraria e i dati di monitoraggio relativi alle istanze e titoli minerari	162
3.3.2. La razionalizzazione in atto dei titoli minerari: le riduzioni di superficie (riperimetrazioni) e le rinunce - elementi emergenti e conseguenti dall'entrata in vigore della L. 12/19.	174
3.3.3. Il quadro degli impianti a terra e a mare	178
3.3.4. Elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente.....	190
3.3.5. Le produzioni di idrocarburi in terraferma ed in mare - La produttività.....	193
3.4. Quadro dei provvedimenti VIA di competenza statale dal 1989 al 2019	202
4. OBIETTIVI AMBIENTALI DEL PITESAI E PIANIFICAZIONE/PROGRAMMAZIONE PERTINENTE.....	206
4.1. Obiettivi ambientali.....	206
4.2. Coerenza con i piani e programmi pertinenti	212
5. AMBITO TERRITORIALE E INQUADRAMENTO AMBIENTALE.....	217
5.1. Ambito territoriale di riferimento del PITESAI e determinazione delle aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca (c.d. 'aree idonee nella situazione ante operam').....	217
5.1.1. Aree di potenziale interesse minerario (criterio geologico).....	218
5.1.2. Approccio geominerario-amministrativo	222
5.2. Esclusione di impatti transfrontalieri.....	229
5.3. Contesto ambientale.....	231
5.3.1. Energia	231
5.3.2. Fattori climatici	238
5.3.3. Emissioni di inquinanti in atmosfera e gas climalteranti.....	243
5.3.4. Scenari energetici e di emissioni di gas climalteranti.....	253
5.3.5. Popolazione - Impatto occupazionale dall'entrata in vigore della Legge n. 12/19	260
5.3.6. Biodiversità e ecosistemi	263
5.3.7. Dissesto geologico-idraulico	278
5.3.8. Pericolosità da sinkhole e subsidenza	285
5.3.9. Pericolosità sismica.....	289
5.3.10. Zone vulcaniche	296
5.3.11. Uso e copertura del suolo.....	299

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

5.3.12. Ambiente idrico	309
5.3.13. Caratteristiche dei beni culturali e paesaggistici	315
5.3.14. Patrimonio agroalimentare	320
5.3.15. Patrimonio forestale	322
5.3.16. Geositi	346
AMBIENTE MARINO-COSTIERO	352
5.3.17. Biodiversità ed ecosistemi	352
5.3.18. Qualità dell'ambiente marino-costiero	368
5.3.19. Fisiografia dei fondali e batimetria	425
5.3.20. Stato fisico del mare	428
5.3.21. Stato fisico delle aree costiere	437
5.3.22. Usi del mare	444
ULTERIORI TEMI DI INTERESSE	451
5.3.23. Carta Nazionale delle Aree Potenzialmente Idonee	451
5.3.24. Siti di bonifica di interesse Nazionale	454
6. SCENARIO DI RIFERIMENTO	466
6.1. Opzione zero	466
6.2. Scenario previsionale delle attività upstream in Italia in assenza del PiTESAI	468
6.2.1. I giacimenti in Italia e le riserve di idrocarburi	468
6.2.2. Produzione e valore del comparto oil & gas in Italia nel periodo 2020-2050	474
7. EFFETTI AMBIENTALI DEL PiTESAI	488
7.1. Misure di prevenzione e mitigazione	513
7.2. Scenari alternativi e di riferimento	515
8. LA VALUTAZIONE DI INCIDENZA	518
9. ELEMENTI PER LA DEFINIZIONE DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE DEL PiTESAI	518
9.1. Il monitoraggio ambientale del PiTESAI	521
9.1.1. Monitoraggio del contesto ambientale	522
9.1.2. Il monitoraggio dell'attuazione del PiTESAI	526
9.1.3. Il monitoraggio degli effetti ambientali	527
10. RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	541

ALLEGATO 1: Analisi dei Provvedimenti VIA negativi e archiviati di competenza statale dal 1989 al 2019

ALLEGATO 2: 1. Quadro di riferimento normativo pertinente al PiTESAI - 2. Quadro di riferimento pianificatorio/programmatico pertinente al PiTESAI

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

ALLEGATO 3: Specie ed habitat di interesse comunitario (tutelate dalle Direttive europee 92/43/CEE e 2009/147/CE) che dipendono direttamente dall'ambiente delle acque interne

ALLEGATO 4: Specie ed habitat marini di interesse comunitario (tutelate dalle Direttiva europea 92/43/CEE) presenti in Italia

ALLEGATO 5: Studio di Incidenza

APPENDICE A: Attività di studio e ricerca

1. LA VAS DEL PIANO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA SOSTENIBILE DELLE AREE IDONEE (PiTESAI)

Il presente Rapporto Ambientale è predisposto nell'ambito del processo di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) del Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (di seguito PiTESAI o Piano) previsto dall'art. 11-ter del D.L. 135/2018, convertito in legge dalla Legge 11 febbraio 2019 n. 12, entrata in vigore il 13 febbraio 2019.

A livello nazionale il riferimento normativo per la VAS è il D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. (di seguito D. Lgs. 152/2006) che nella Parte seconda recepisce la Direttiva 2001/42/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 giugno 2001, concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente.

La VAS riguarda i piani e i programmi che possono avere effetti significativi sull'ambiente e sul patrimonio culturale, ne accompagna l'intera vita, dalle prime fasi della loro elaborazione e fino alla loro completa attuazione, con la finalità di garantire che essi contribuiscano alla protezione dell'ambiente e alle condizioni per uno sviluppo sostenibile

Il PiTESAI, sulla base di quanto previsto dall'art. 6 del D. Lgs. 152/2006, rientra tra i piani e programmi che devono essere sistematicamente assoggettati a VAS.

Secondo quanto stabilito dalla Legge 12/2019 e ai sensi del D.L. 22/2021, il PiTESAI è approvato con decreto del Ministro della Transizione Ecologica. Sulla base di queste competenze, è sottoposto a VAS in sede statale ed i ruoli per la VAS sono i seguenti:

- l'Autorità Procedente/Proponente è il Ministero della Transizione Ecologica (di seguito MITE) - Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari (DGISSSEG);
- l'Autorità Competente è il MITE – Direzione generale per la crescita sostenibile e la qualità dello sviluppo (DGCRESS);
- l'Amministrazione concertante è il Ministero della Cultura - MIC.

Il parere motivato è espresso dal Ministro della Transizione Ecologica di concerto con il Ministro della Cultura.

La Fase preliminare

Sulla base di un Rapporto preliminare sui possibili effetti ambientali significativi che possono derivare dall'attuazione del Piano, è stata avviata, a partire dal 2 marzo 2021, la consultazione dei Soggetti competenti in materia ambientale, come stabilito dall'art. 13 del D.Lgs 152/2006, al fine di definire la portata ed il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel Rapporto Ambientale.

A conclusione della Fase preliminare, la Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA-VAS ha espresso il parere n. 14 del 14 maggio 2021 (prot. MiTE n. 2531).

L'elaborazione del Rapporto Ambientale e il percorso di valutazione

Alla Fase preliminare, ha fatto seguito l'elaborazione del presente Rapporto Ambientale che tiene conto delle osservazioni e contributi pervenuti nell'ambito della consultazione della Fase preliminare.

Il Rapporto Ambientale è il documento chiave del processo di VAS, ha il ruolo di esplicitare l'integrazione degli obiettivi di sostenibilità e delle considerazioni ambientali nella elaborazione del PiTESAI, è comprensivo dello Studio di incidenza ed è accompagnato da una Sintesi non tecnica.

L'Autorità Procedente, in collaborazione con l'Autorità Competente, mette a disposizione dei soggetti competenti in materia ambientale e del pubblico il PiTESAI, il Rapporto ambientale e la Sintesi non tecnica. Entro sessanta giorni, chiunque può presentare proprie osservazioni anche fornendo nuovi o ulteriori elementi conoscitivi e valutativi.

Pertanto, a seguito dell'invio da parte della DGISSEG della documentazione relativa alla Proposta di Piano, al Rapporto Ambientale e alla Sintesi non tecnica, e successiva comunicazione di procedibilità da parte della DGCRESS (MITE), con avviso pubblico (nota prot. 77362 del 15.07.2021) pubblicato sul portale dell'Autorità competente si è dato avvio alla consultazione pubblica.

La norma prevede che entro i successivi 90 giorni, l'Autorità Competente per la VAS, in collaborazione con l'Autorità procedente, svolga le attività tecnico-istruttorie, acquisisca e valuti tutta la documentazione presentata, nonché le osservazioni, obiezioni e suggerimenti pervenuti nella fase di consultazione ed esprima il parere motivato, che costituisce presupposto per la prosecuzione del procedimento di approvazione.

Il parere motivato può prevedere l'adozione di specifiche modifiche ed integrazioni della proposta di PiTESAI e Rapporto Ambientale.

A conclusione delle osservazioni pervenute è stato, dunque, emesso il parere della Commissione (nota prot. n. 4679 del 15.09.2021). Tale parere riporta in particolare a pag. 143 "APPENDICE A" tutte le Raccomandazioni pervenute nel parere di Scoping del 14 maggio 2021 e la loro implementazione nella documentazione in consultazione pubblica.

Con nota prot. n. 28573 del 22.09.2021 è pervenuto anche il parere tecnico del Ministero della cultura - MIC relativo alle raccomandazioni e agli indirizzi, che insieme al parere della Commissione VAS, nel Decreto interministeriale deli Ministro della Transizione Ecologica di concerto con il Ministro della Cultura, consentono la conclusione della procedura di VAS.

Pertanto, il Piano, ai fini dell'adozione dello stesso nelle aree su terraferma, è trasmesso alla Conferenza unificata, per l'acquisizione della prevista intesa richiesta dal comma 3 dell'art. 11-ter della Legge 12/19.

Prima della presentazione del PiTESAI e del Rapporto Ambientale per l'approvazione, l'Autorità Procedente, in collaborazione con l'Autorità Competente, provvede, ove necessario, alla revisione dei documenti.

Ai fini dell'adozione del PiTESAI, a seguito del completamento della VAS, l'Autorità Procedente acquisisce per la terraferma l'intesa in Conferenza Unificata (Regioni, Province, Enti locali) prevista dal comma 3 dell'art. 11-ter della Legge 12/19.

Il Ministro della Transizione Ecologica approva il Piano.

La decisione finale e tutta la documentazione oggetto dell'istruttoria sono rese pubbliche sui siti delle Autorità interessate. Sono inoltre pubblicati:

- il parere motivato,
- le misure adottate in merito al monitoraggio,
- la dichiarazione di sintesi, volta ad illustrare in che modo le considerazioni ambientali sono state integrate nel PiTESAI, come si è tenuto conto del Rapporto Ambientale e delle risultanze di tutte le consultazioni e le ragioni della scelta dell'alternativa di Piano.

Il percorso valutativo proseguirà durante la fase di attuazione del PiTESAI tramite il monitoraggio ambientale dello stesso, con il quale verranno controllati gli effetti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione del Piano e verificato il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati, così da individuare tempestivamente gli effetti negativi imprevisti ed adottare le opportune misure correttive.

Il presente Rapporto è stato elaborato dalla DGISSEG del MITE, in qualità di Amministrazione Procedente, con il supporto di ISPRA per aspetti di competenza specifici.

La DGISSEG ha curato i contenuti correlati alle informazioni di Piano, quali obiettivi e indicazioni relative alla individuazione/definizione dei criteri ambientali e socio-economici, l'inquadramento normativo e tecnico delle attività minerarie, il loro inquadramento territoriale e lo scenario di attuazione del Piano.

L'ISPRA ha curato l'inquadramento normativo ambientale e pianificatorio, l'individuazione degli obiettivi ambientali e l'inquadramento ambientale; inoltre ha curato le analisi di VAS, la descrizione dei possibili impatti ambientali delle attività minerarie e l'analisi dei provvedimenti VIA statali.

1.1. La VAS del PITESAI costituisce quadro di riferimento per le VIA dei progetti relativi a ricerca e coltivazione

Il PITESAI costituisce quadro di riferimento per l'approvazione, l'autorizzazione, l'area di localizzazione e la realizzazione dei progetti di prospezione, ricerca e coltivazione e attraverso la VAS del PITESAI possono essere fornite indicazioni di carattere generale di cui tenere conto nell'ambito delle valutazioni ambientali dei progetti stessi.

A seguito della approvazione del PITESAI, gli studi di impatto ambientale relativi a progetti di ricerca e coltivazione seguono inoltre come quadro di riferimento valutativo: - il sistema di obiettivi ambientali definiti dal PITESAI; - il sistema di criteri ambientali costituito da Criteri E – vincoli assoluti, Criteri F – vincoli relativi di esclusione, Vincoli relativi di attenzione/approfondimento.

Fatto salvo il principio per cui la VAS del PITESAI costituisce quadro di riferimento per tutte le valutazioni ambientali relative ai progetti di prospezione, ricerca e coltivazione, le procedure di VIA e di VAS hanno finalità differenti e che una valutazione svolta ai fini VAS non può essere sostitutiva di quella svolta ai fini VIA, anche in relazione alla scala territoriale di riferimento e, conseguentemente, al livello delle analisi condotte, non potendosi assolvere in fase di pianificazione l'onere di una valutazione completa degli impatti complessivi.

Ai fini della applicazione dei criteri per valutare la possibilità, nel caso di concessioni attribuite prima delle norme di attuazione della disciplina comunitaria in materia di VIA, di assoggettare le opere già costruite a VIA, si ritiene che tale previsione sia difficilmente realizzabile, in assenza di una modifica da parte del proponente del progetto di coltivazione o del programma dei lavori a suo tempo approvato¹. Per tali impianti

¹ Infatti con riferimento al tema della VIA postuma emerso, quale suggerimento, dalla fase di VAS, si specifica che le ipotesi di VIA postuma sono specificatamente disciplinate dall'art. 29 del D.Lgs. 152/2006, come da ultimo modificato dal D.Lgs. 104/2017, che nello specifico prevede: "Nel caso di progetti a cui si applicano le disposizioni del presente decreto realizzati senza la previa sottoposizione al procedimento di verifica di assoggettabilità a VIA, al procedimento di VIA ovvero al procedimento unico di cui all'articolo 27 o di cui all'articolo 27-bis, in violazione delle disposizioni di cui al presente Titolo III, ovvero in caso di annullamento in sede giurisdizionale o in autotutela dei provvedimenti di verifica di assoggettabilità a VIA o dei provvedimenti di VIA relativi a un progetto già realizzato o in corso di realizzazione, l'autorità competente assegna un termine all'interessato entro il quale avviare un nuovo procedimento e può consentire la prosecuzione dei lavori o delle attività a condizione che tale prosecuzione avvenga in termini di sicurezza con riguardo agli eventuali rischi sanitari, ambientali o per il patrimonio culturale. Scaduto inutilmente il termine assegnato all'interessato, ovvero nel caso in cui il nuovo provvedimento di VIA, adottato ai sensi degli articoli 25, 27 o 27-bis, abbia contenuto negativo, l'autorità competente dispone la demolizione delle opere realizzate e il ripristino dello stato dei luoghi e della situazione ambientale a cura e spese del responsabile, definendone i termini e le modalità. In caso di inottemperanza, l'autorità competente provvede d'ufficio a spese dell'inadempiente. Il recupero di tali spese è effettuato con le modalità e gli effetti previsti dal testo unico delle disposizioni di legge relative alla riscossione delle entrate patrimoniali dello Stato approvato con regio decreto

potranno comunque essere imposti specifici obblighi di monitoraggio delle attività, ove non già presenti, per verificare se la loro prosecuzione sia tale da originare impatti non sostenibili.

2. INFORMAZIONI GENERALI SUL PiTESAI

2.1. Contesto normativo di riferimento delle attività connesse alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia

2.1.1. La normativa che prevede il PiTESAI

Nella Gazzetta Ufficiale Serie Generale n.36 del 12 febbraio 2019 è stata pubblicata la Legge 11 febbraio 2019, n. 12 *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, recante disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione”*.

14 aprile 1910, n. 639”. Tale previsione normativa disciplina tuttavia le specifiche ipotesi di violazione o mancata applicazione della normativa ambientale in materia di VIA, dopo la data di relativa introduzione nell’ordinamento nazionale, per progetti in fase di realizzazione o già realizzati dopo tale data; né la direttiva n. 85/337/CEE, che ha introdotto la procedura di VIA, né il D.lgs. n. 152/2006, disciplinano invece espressamente l’ipotesi di VIA postuma per le attività avviate e/o realizzate in un momento in cui non era ancora prescritto l’obbligo di sottoposizione a VIA. Chiarimenti in materia sono stati tuttavia forniti dalla giurisprudenza comunitaria e nazionale. La Corte di giustizia dell’Unione europea ha infatti precisato che, in mancanza di VIA preventiva, per opere effettuate dopo l’entrata in vigore della direttiva n. 85/337/CEE, il diritto comunitario non osta alla possibilità, concessa da una normativa nazionale, di regolarizzare ex post operazioni o atti non conformi alle prescritte procedure, a condizione però che la regolarizzazione «non offra agli interessati l’occasione di aggirare le norme comunitarie o di disapplicarle, e che rimanga eccezionale» (sentenza 3 luglio 2008, in causa C-215/06). Al contrario, per gli impianti esistenti da lunga data, anteriore alla scadenza del termine posto agli Stati membri per l’attuazione della direttiva comunitaria che ha reso obbligatoria la procedura di VIA (3 luglio 1988), la questione di preventiva valutazione dell’impatto ambientale non si pone. La funzione di verifica di compatibilità riguarda i progetti dei nuovi impianti, secondo una moderna concezione, avvertita dagli ordinamenti più evoluti, di ponderare l’esigenza di nuove opere con riferimento ai valori ambientali concepiti nel loro complesso. Per tale ragione la disciplina comunitaria e statale della VIA non contempla un capitolo relativo alle opere già realizzate, il progetto delle quali è già stato attuato. Riguardo agli impianti esistenti, la necessità di VIA può proporsi solo per «modifiche dei progetti elencati negli allegati che comportino effetti negativi apprezzabili per l’ambiente», ai sensi dell’art. 20, comma 1, lettera b, D.lgs. 152/2006 (in tal senso Corte cost. sentenza n. 120/2010). Ciò in quanto la normativa comunitaria richiede certamente di “vegliare” a che l’effetto utile della direttiva n. 85/337/CEE sia comunque raggiunto, senza tuttavia rimettere in discussione, nella loro interezza, le localizzazioni di tutte le opere e le attività ab antiquo esistenti. Ciò sarebbe contrario al ragionevole bilanciamento che deve esistere tra l’interesse alla tutela ambientale ed il mantenimento della localizzazione storica di impianti e attività, il cui azzeramento – con rilevanti conseguenze economiche e sociali – sarebbe l’effetto possibile di un’applicazione retroattiva degli standard di valutazione divenuti obbligatori per tutti i progetti successivi al 3 luglio 1988, data di scadenza del termine di attuazione della suddetta direttiva (Corte cost. sentenza n. 69/2010). Da tutto quanto premesso emerge che sebbene la VIA postuma non sarebbe in generale esclusa, secondo i principi della normativa e giurisprudenza europea e nazionale, per impianti/progetti/attività già in essere, potendo essere la VIA uno strumento per individuare eventuali misure di mitigazione degli impatti, la normativa comunitaria e nazionale prevedono attualmente la VIA “postuma” solo per eventuali modifiche da apportare a impianti/progetti/attività in essere. Per quanto rileva in questa sede si ritiene pertanto che, in mancanza di specifiche previsioni normative in tal senso, in caso di richiesta di proroga di titoli minerari già rilasciati con attività e infrastrutture in essere ante 1988, non sia possibile subordinare l’adozione del provvedimento finale di proroga all’esperienza della VIA postuma, laddove invece con la proroga si chiedesse anche di apportare delle modifiche al programma lavori inizialmente approvato allora, in ossequio alla normativa nazionale vigente, il progetto è sottoposto a VIA, così come già normalmente avviene in tali casi.

Stante ciò, per le concessioni attribuite prima delle norme di attuazione della disciplina comunitaria in materia di VIA, si ritiene che comunque possano essere imposte alle stesse specifici obblighi di monitoraggio della gestione delle attività in sede di AIA, ove applicabili e non già presenti, per verificare se la loro prosecuzione dal punto di vista dell’esercizio sia tale da originare impatti ambientali non sostenibili.

L'art. 11-ter della stessa prevede l'adozione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI) e la rideterminazione dei canoni previsti dall'articolo 18 del Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625.

Gli elementi principali introdotti dall'art. 11-ter sono i seguenti:

- tutte le attività di prospezione, esplorazione e ricerca di idrocarburi a terra e a mare vengono sospese con una moratoria di 18-24 mesi. Precisamente, fino all'adozione del Piano i procedimenti amministrativi per il conferimento di nuovi permessi di prospezione e di ricerca di idrocarburi sono sospesi, così come sono sospesi i permessi già in essere, sia per aree in terraferma che in mare, con conseguente interruzione delle relative attività. La sospensione non riguarda le istanze di concessione di coltivazione già presentate né le attività di coltivazione in essere;
- entro 18 mesi, con decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con l'intesa della Conferenza Unificata, è approvato il Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), al fine di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse;
- a decorrere dal 1° giugno 2019, i canoni di concessione sono aumentati di 25 volte rispetto agli importi previsti dall'art. 18 del D.Lgs. n. 625/1996, adeguati nel tempo solo in base agli indici Istat.

Alle previsioni originarie dell'articolo di legge in parola, sono state apportate successivamente specifiche modifiche normative a seguito dell'entrata in vigore, rispettivamente, della Legge 28 febbraio 2020 n.8, e della Più recente Legge 11 settembre 2020, n. 120.

In particolare, la Legge 28 febbraio 2020 n. 8 *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica”*, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale Serie Generale n.51 del 29 febbraio 2020, tramite il comma 4-bis dell'art. 12, rubricato *“Proroga di termini in materia di sviluppo economico”*, ha:

- prorogato il termine per l'approvazione del PiTESAI facendolo diventare perentorio (da 18 è passato a 24 mesi) e il termine ultimo degli effetti conseguenti alla mancata adozione del Piano stesso (da 24 è passato a 36 mesi);
- introdotto alcuni chiarimenti inerenti le procedure amministrative che il MiSE, ora MITE, dovrà eventualmente applicare nelle aree non compatibili con le previsioni del Piano, specificando che *“nelle aree non compatibili è comunque ammessa l'installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili”*.

La Legge 11 settembre 2020, n. 120 *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale”*, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 228 del 14 settembre 2020, tramite l'art. 62-ter, rubricato *“Introduzione di una soglia per i canoni annui per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi”*, ha introdotto dopo il comma 9 il seguente: *«9 - bis. Al fine di garantire la prosecuzione in condizioni di economicità della gestione delle concessioni di coltivazione di idrocarburi, l'ammontare annuo complessivo del canone di superficie dovuto per tutte le concessioni in titolo al singolo concessionario non può superare il 3 per cento della valorizzazione della produzione da esse ottenuta nell'anno precedente»*. Tale modifica è stata introdotta in quanto l'aumento del canone concessorio di 25 volte superava in alcuni casi il ricavo delle attività di coltivazione stesse.

Con la Legge 26 febbraio 2021, n. 21 è stato convertito in legge con modificazioni, il Decreto legge 31 dicembre 2020, n. 183. L'articolo 12-ter proroga al 30 settembre 2021 il termine per l'adozione del Piano per

la transizione energetica sostenibile delle aree idonee PiTESAI (<https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/sicurezza/clypea-il-network-per-sicurezza-offshore/198-notizie-stampa/2036155-proroga-al-30-settembre-2021-del-termini-per-l-adozione-del-piano-per-la-transizione-energetica-sostenibile-delle-aree-idonee-pitesai>)

Il testo completo della Legge 26 febbraio 2021, n. 21 è disponibile sul sito Normattiva.it all'indirizzo: <http://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:2021-02-26;21!vig=>).

Il testo completo della Legge 11 febbraio 2019, n. 12, è disponibile in versione aggiornata sul sito Normattiva.it all'indirizzo <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:2019-02-11;12!vig=>).

2.1.2. La Scala Nazionale: Quadro Legislativo, Regolamentare e Organizzativo per la prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi

La prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi sono disciplinate dal cosiddetto diritto minerario e ricadono nel settore energetico quale materia di legislazione concorrente tra Stato e Regioni (art. 117, comma 3 della Costituzione). L'odierna disciplina giuridica della materia è l'esito del sovrapporsi nel tempo di numerose normative, basate anche sul presupposto che i giacimenti di idrocarburi rientrano nel patrimonio indisponibile dello Stato o delle Regioni ex art. 826 del Codice civile. I principi fondamentali della disciplina mineraria sono rimasti in gran parte quelli di cui alle leggi di base del 1927 e degli anni Cinquanta e Sessanta del secolo scorso, mentre le procedure amministrative per il rilascio dei titoli minerari sono state aggiornate nel tempo con l'inserimento, tra l'altro, di valutazioni ambientali preventive e, per le attività a terra, con la necessità di intese con le Regioni.

Già il R.D. 29 luglio 1927, n. 1443, distingueva tra attività di ricerca mineraria, sottoposta a permesso, e coltivazione della miniera oggetto invece di concessione statale. Tale distinzione di fondo venne confermata dalla disciplina successiva, e tra l'altro, dalla legge 11 gennaio 1957, n. 6, avente ad oggetto, appunto, la ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi e che peraltro faceva salva, limitatamente alle zone ivi specificate, la riserva nel frattempo istituita (con legge 10 febbraio 1953, n. 136) della zona di esclusiva dell'ENI, successivamente abolita.

L'appartenenza allo Stato delle risorse minerarie può essere vista come la ratio giustificatrice della necessità di approntare strumenti giuridici di tipo concessorio (o autorizzatorio a seconda del diverso inquadramento dottrinale dei titoli minerari) per l'attribuzione di facoltà di godimento di tali beni pubblici in capo a privati per lo svolgimento di attività, anche d'impresa, che possono condurre, ai fini dell'interesse pubblico, alla scoperta di un bene dello Stato (il giacimento), alla sua coltivazione e alla vendita sul mercato dei prodotti (petrolio, gas, etc.) ricavabili dalla sua utilizzazione. Detta utilizzazione deve avvenire (tramite lo strumento della concessione) nel rispetto di specifici obblighi da parte del privato nei confronti dello Stato, consistenti essenzialmente nel buon governo del giacimento e nel rispetto delle norme di sicurezza e ambientali, nonché nel pagamento di un corrispettivo sotto forma di royalties e canoni.

In particolare, le attività finalizzate alla ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi possono essere eseguite solo subordinatamente al rilascio di specifici titoli minerari denominati "permesso di prospezione" e "permesso di ricerca" rilasciati mediante specifici provvedimenti a favore di Società in possesso di adeguati requisiti di capacità tecnica ed economica, mentre le attività finalizzate alla concreta estrazione di idrocarburi liquidi e gassosi possono essere eseguite solo subordinatamente al rilascio allo scopritore di altro specifico titolo minerario denominato "concessione di coltivazione". Tali titoli minerari rappresentano sostanzialmente la attribuzione a un soggetto dotato dei requisiti tecnici ed economici necessari del diritto a condurre attività di ricerca o di coltivazione in una determinata area vasta, e non devono essere confusi con le singole autorizzazioni a condurre ogni specifica attività fisica sul territorio all'interno di dette aree (effettuare rilievi

geofisici, perforare pozzi, installare infrastrutture); dette attività sono infatti soggette a successive specifiche autorizzazioni, rilasciate ai fini della sicurezza e previa nuova verifica degli impatti ambientali.

Il **PERMESSO DI PROSPEZIONE** è un titolo minerario non esclusivo, della durata di un anno, finalizzato allo studio generale di vaste aree di territorio (non è previsto un limite di estensione dell'area interessata dalla prospezione), rilasciato, ai sensi dell'articolo 3 della legge n. 9/1991, su richiesta di una società dotata di adeguate competenze tecniche e ambientali e in possesso di capacità economiche finanziarie, che intende svolgere attività consistenti in rilievi geologici, geochimici e geofisici, in terraferma o in mare, intese ad accertare la natura del sottosuolo e del sottofondo marino, ma con l'esclusione di qualunque perforazione di pozzi. *“Il permesso di prospezione è accordato con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti il Comitato tecnico per gli idrocarburi e la geotermica e la regione o la provincia autonoma di Trento o di Bolzano territorialmente interessata, di concerto, per le rispettive competenze, con il Ministro dell'ambiente e con il Ministro della marina mercantile per quanto attiene alle prescrizioni concernenti l'attività da svolgere nell'ambito del demanio marittimo, del mare territoriale e della piattaforma continentale, nel rispetto degli impegni contratti dall'Italia in sede di accordi internazionali per la tutela dell'ambiente marino”*(c. 3, art. 3, L. 9/91).

I permessi di prospezione sono non esclusivi (cioè sulla stessa area possono essere rilasciati più permessi di prospezione a diversi soggetti) e sono rilasciati, ai sensi dell'art. 8, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 484/1994 e dell'art. 3 della legge n.9/1991, nell'ambito di un procedimento unico svolto con le modalità di cui alla legge 241/1990 e, per i titoli in terraferma, d'intesa con la Regione interessata, ai sensi dell'art. 1, comma 7, lettera n), della legge 239/2004. Nell'ambito del procedimento unico vengono acquisiti i pareri/atti di assenso/intesa delle Amministrazioni interessate, nonché l'esito della procedura di valutazione di impatto ambientale, di competenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (ora Ministero della Transizione Ecologica), che viene effettuata ai sensi del decreto legislativo n. 152/2006. Si tratta di un istituto amministrativo ormai scarsamente utilizzato dagli operatori, in quanto relativo alle prime indagini di area vasta su un territorio dove esistono poche informazioni, e quindi ormai poco utile in Italia, data la grande massa di informazioni geominerarie ormai accumulate nel tempo.

Il **PERMESSO DI RICERCA** è un titolo minerario esclusivo, che può essere richiesto su aree con un'estensione massima di 750 km². Sulla stessa area possono essere presentate istanze in concorrenza da parte di altri operatori, per tre mesi dalla pubblicazione della prima domanda sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea. In caso di concorrenza l'amministrazione assegna il permesso sulla base di una valutazione comparativa dei programmi di lavoro. Oltre al primo periodo di vigenza della durata di 6 anni sono previsti due possibili ulteriori periodi di proroga della durata di 3 anni ciascuno; è anche prevista, per motivate ragioni, la sospensione del decorso temporale del permesso, ad esempio nel caso il procedimento di VIA per l'autorizzazione a perforare si prolunghi oltre i termini previsti dalle norme. Il permesso di ricerca, oltre alle attività di indagine di cui al permesso di prospezione, consente anche l'esecuzione delle attività di perforazione, subordinatamente ad ulteriori procedure autorizzative, anche di tipo ambientale, di uno o più pozzi esplorativi, ma nessuna attività di coltivazione, per la quale, in caso di pozzo esplorativo che dia esito positivo, e che quindi individui un nuovo giacimento di idrocarburi, è necessario per l'operatore ottenere, a valle di un procedimento di VIA, una concessione di coltivazione che consenta la messa in produzione del giacimento stesso.

La normativa di riferimento per il rilascio del permesso di ricerca, sia in mare sia in terraferma, è l'articolo 8, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 18 aprile 1994, n. 484, l'articolo 6 della legge 9 gennaio

1991, n. 9, nonché l'art. 1 della legge 20 agosto 2004, n. 239 (per la terraferma: comma 7, lettera n, e comma 77. Per il mare: comma 79).

I permessi di ricerca (in mare ed in terraferma) vengono rilasciati a seguito di un procedimento unico disciplinato dall'articolo 1, commi 77 e 79, della legge 23 agosto 2004, n. 239.

Il procedimento unico prevede la partecipazione delle Amministrazioni statali. Per i permessi offshore sono coinvolte, quali Amministrazioni interessate, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti (ora Ministero delle Infrastrutture e della mobilità sostenibile) e il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali.

Nel caso dei permessi di ricerca in terraferma, ai sensi dell'articolo 1, comma 7, lettera n, della legge 20 agosto 2004, n. 239, è necessaria per il conferimento l'acquisizione dell'intesa della Regione territorialmente interessata.

Nell'ambito del procedimento unico sono acquisiti i pareri delle suddette Amministrazioni, nonché l'esito della procedura di valutazione di impatto ambientale, di competenza dell'ex Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (ora Ministero della transizione ecologica, di seguito MITE), che viene effettuata ai sensi del decreto legislativo n. 152/2006.

L'attuale normativa (art.1, comma 77, legge 239/2004) non prevede il parere dei Comuni territorialmente interessati nella fase istruttoria del procedimento per il rilascio del permesso di ricerca in terraferma, i quali comunque possono inviare osservazioni alla Regione e intervenire durante il procedimento di VIA. Ai Comuni, è data comunicazione dell'avvenuto rilascio del titolo minerario.

Le vigenti norme minerarie (legge n. 9/1991, decreto legislativo n. 625/1996) stabiliscono, altresì, che i permessi di prospezione, i permessi di ricerca e le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi siano conferiti ai soggetti richiedenti che dispongano di requisiti di ordine generale, capacità tecnica, economica ed organizzativa adeguati alla esecuzione e realizzazione dei programmi presentati.

L'emanazione del decreto di conferimento resta, pertanto, subordinata al completamento di uno specifico iter istruttorio che comporta, secondo quanto sopra illustrato, la valutazione del richiedente riguardo al possesso di adeguata capacità tecnica ed economica e l'acquisizione, nell'ambito del procedimento unico previsto, dei pareri favorevoli delle Amministrazioni Statali coinvolte e del giudizio positivo di compatibilità ambientale da parte del Ministero della Transizione Ecologica (in precedenza dell'ex MATTM), alla luce delle disposizioni di cui al decreto legislativo n. 152/2006.

Il rilascio del permesso conferisce al titolare la possibilità, condizionata a successivi atti autorizzativi, di specifiche attività mirate alla ricerca appunto di idrocarburi ed in particolare l'effettuazione di indagini geologiche e geofisiche, in base ai cui risultati potrà essere programmata, nel solo permesso di ricerca, la perforazione di un sondaggio esplorativo.

La perforazione del sondaggio esplorativo in un permesso di ricerca, a valle del decreto di conferimento, potrà essere eseguita solo subordinatamente alla successiva acquisizione di un nuovo giudizio positivo di compatibilità ambientale e delle necessarie specifiche autorizzazioni da parte degli Uffici competenti del MITE e delle Amministrazioni coinvolte.

Nel caso di un sondaggio ricadente in terraferma, ai sensi del comma 79 della legge n. 239 del 2004 l'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo è concessa, previa valutazione di impatto ambientale, su istanza del titolare del permesso di ricerca, da parte dell'ufficio territoriale minerario competente, a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano la Regione e gli enti locali interessati. Anche in questa fase è acquisita l'intesa regionale.

Nel caso di un sondaggio ricadente in mare, ai sensi del comma 80 della legge n. 239 del 2004 l'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo è concessa, previa valutazione di impatto ambientale, su istanza del titolare del permesso di ricerca, da parte dell'ufficio territoriale minerario del MITE competente.

La **CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE** è un titolo minerario esclusivo rilasciato ai sensi dell'art. 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 e successive modifiche ed integrazioni, al titolare del permesso nel cui ambito è stato effettuato il rinvenimento di idrocarburi; è richiesto su una porzione di area del permesso di ricerca in cui è stato rinvenuto un nuovo giacimento, dell'estensione massima di 300 km², che consente le attività di sviluppo e coltivazione di un giacimento di idrocarburi liquidi e gassosi. Oltre al primo periodo di vigenza di 20 (art. 13 D.Lgs.625/1996) o 30 anni (in precedenza l'iniziale durata era infatti trentennale ex art. 29, Legge 613/1967) sono previsti ulteriori periodi di proroga di 10 e 5 anni. Precisamente, qualora alla scadenza del termine vi siano ancora riserve geominerariamente, economicamente e tecnicamente coltivabili, il concessionario ha diritto, se ha adempiuto agli obblighi derivanti dal primo periodo di vigenza e se il giacimento ha vita produttiva residua, ad un primo periodo di proroga di 10 anni (art. 13 D.lgs. 625/1996) e successivamente ha la possibilità di richiedere ulteriori periodi di 5 anni (art. 9 della Legge 9/1991).

Nell'ambito di una concessione di coltivazione possono essere svolte tutte le attività concernenti la produzione di idrocarburi, come ad esempio la realizzazione di pozzi di sviluppo e di centrali di raccolta e trattamento.

La concessione è conferita con decreto del MiTE ed è rilasciata nell'ambito di un procedimento unico, ai sensi dell'art. 1, comma 82 ter e 82 quinquies della legge n. 239/2004, previa valutazione positiva del programma lavori e della fattibilità tecnico economica della coltivazione, e previa acquisizione del parere favorevole di compatibilità ambientale da parte del MiTE. Nell'ambito del procedimento unico sono, pertanto, acquisiti i pareri delle Amministrazioni statali interessate e l'esito della procedura di valutazione ambientale. Il Decreto con il quale è conferita la concessione di coltivazione contiene tutte le prescrizioni e i vincoli stabiliti dagli Enti che hanno esaminato il progetto nel corso del procedimento amministrativo del quale il decreto è l'ultimo tassello.

È importante sin da subito porre l'accento, in relazione alle previsioni sulle aree idonee o non idonee, stabilite dal presente Piano in base alla presenza di vincoli di vario tipo e intensità, che l'estensione delle aree conferite in concessione di coltivazione è in genere estremamente superiore a quella che sarà occupata dai relativi impianti di coltivazione. L'area della concessione è disegnata (all'interno di quella del permesso di ricerca da cui deriva) per corrispondere alla proiezione virtuale in superficie del giacimento scoperto, al fine di garantire al concessionario il diritto esclusivo alla sua coltivazione e impedire che altri soggetti possano perforare pozzi di coltivazione sullo stesso giacimento. Pertanto l'applicazione dei criteri dei vincoli (sia per valutare nuove attività sul territorio sia per verificare la compatibilità di quelle esistenti) andrà effettuata sulla base delle aree effettivamente sede fisica degli impianti di coltivazione e non dell'intera superficie della concessione.

L'area destinata alla costruzione degli impianti onshore è individuata sulla base di valutazioni tecniche ed economiche in funzione della localizzazione del giacimento da coltivare; vengono valutate: la distanza dei pozzi dall'area dell'impianto di raccolta e primo trattamento, la morfologia del territorio, l'assetto idrogeologico del territorio. Da sottolineare che le istituzioni preposte al rilascio delle autorizzazioni ambientali/paesaggistiche valutano la collocazione scelta e possono impartire prescrizioni che garantiscano che l'area individuata sia perfettamente idonea all'uso o richiedere particolari opere di mitigazione paesaggistica.

Per quanto concerne l'aspetto patrimoniale, le società concessionarie che intendono utilizzare determinate aree per la costruzione degli impianti, le acquisiscono a seguito di accordi con i proprietari privati previa

corresponsione di adeguati indennizzi. Comunque le opere sono considerate di pubblica utilità e quindi, in caso di mancato accordo, trovano applicazioni le disposizioni di cui al D.P.R. 327/2001.

Riguardo alla distanza limite in cui gli stabilimenti devono essere posti rispetto ai centri abitati si rileva quanto segue.

Prima di costruire un impianto, la società concessionaria esegue valutazioni di rischio finalizzate a verificare l'impatto di eventuali incidenti sul territorio circostante. Tali valutazioni sono condivise con gli Enti deputati al rilascio delle autorizzazioni alla costruzione che impongono determinate prescrizioni sulla distanza minima degli impianti dai luoghi circostanti.

Una situazione più articolata è quella degli impianti rientranti nella normativa "Seveso Ter" e dunque considerati a rischio di incidente rilevante. In questo caso le verifiche e le eventuali prescrizioni sulla distanza degli impianti dai luoghi provengono dal Comitato Tecnico Regionale (CTR) composto da organi tecnici fra cui Regione, Vigili del Fuoco, ARPA, Comuni e Sezioni UNMIG competenti.

Se gli impianti sono eserciti a regola d'arte e secondo le prescrizioni tecniche impartite dagli Enti competenti, l'impatto ambientale derivante dalle attività di estrazione è quello previsto nello studio d'impatto ambientale e ritenuto adeguato dalle Autorità competenti (MiTE e Regioni). In caso contrario le attività sono sospese ed i luoghi sono ripristinati a spese dei titolari, che sono anche soggetti alle sanzioni previste dalla legge.

Le attività di ricerca e coltivazione sono sottoposte al controllo da parte delle Sezioni UNMIG (ora divenute Uffici territoriali della DGISSEG del MITE) che svolgono le attività di autorizzazione tecnica delle singole operazioni, assicurano il rispetto delle norme di sicurezza sulle lavorazioni e di salute delle maestranze impiegate. Gli ingegneri e periti di tali uffici hanno la qualificazione di ufficiali di polizia giudiziaria e svolgono anche accertamenti in caso di incidenti ed infortuni, anche su incarico dell'Autorità giudiziaria.

I principali enti competenti al controllo dei comparti ambientali sono le ARPA regionali (Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente), organi tecnici presenti in ogni Regione del territorio italiano, che, nello specifico, si occupano di verificare che i parametri chimico-fisici degli impianti associati ai comparti ambientali rispettino i valori limite prescritti dalla vigente normativa in materia ambientale (una fra tutte il D.lgs. 152/2006 e successive modifiche) e ai limiti imposti dai provvedimenti autorizzatori specifici di ogni impianto.

Per quanto concerne il MiTE, è attivo all'interno della Divisione VII della DGISSEG un Laboratorio chimico che, in relazione ai controlli legati alla salute dei lavoratori, svolge verifiche sulle emissioni derivanti dagli impianti di produzione, stoccaggio e trattamento del gas e del petrolio. Inoltre, attua campagne per il controllo della qualità del gas naturale prodotto e/o stoccato in Italia, che consistono nel campionamento e nell'analisi del gas naturale prodotto presso le piattaforme offshore di produzione o presso le centrali di raccolta e trattamento prima dell'immissione nelle reti di distribuzione. Per il gas è determinata la composizione percentuale molare. Il potere calorifico superiore, la densità relativa e l'indice di Wobbe, calcolati dalla composizione molare del gas, devono rientrare nei parametri di accettabilità della qualità del gas fissati dal Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007.

Nel caso in cui siano superati i parametri di cui sopra, in ordine ad esempio a scarichi idrici od alle emissioni in atmosfera, in base a specifiche norme di legge il gestore dell'impianto incorre in sanzioni di carattere penale ed amministrativo e può anche essere disposta la chiusura dell'impianto alla produzione fino al ripristino delle condizioni di funzionamento regolare.

Principali norme nazionali di settore

Regio Decreto 29 luglio 1927, n. 1443	Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel Regno
Legge 11 gennaio 1957, n. 6 e s.m.i.	Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi
Legge 21 luglio 1967, n. 613	Recante norme sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla legge 11 gennaio 1957, n. 6
UNCLOS - Montego Bay 10 dicembre 1982	Recante all'art. 76 la definizione del limite della piattaforma continentale, già definita all'art. 1 della L. 613/97. Art. 76 c. 1: La piattaforma continentale di uno Stato costiero comprende il fondo e il sottosuolo delle aree sottomarine che si estendono al di là del suo mare territoriale attraverso il prolungamento naturale del suo territorio terrestre fino all'orlo esterno del margine continentale, o fino a una distanza di 200 miglia marine dalle linee di base dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale, nel caso che l'orlo esterno del margine continentale si trovi a una distanza inferiore.
Legge 9 gennaio 1991, n. 9	Recante norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali. Articolo 4. Divieto di prospezione, ricerca e coltivazione. 1. La prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi è vietata nelle acque del Golfo di Napoli, del Golfo di Salerno e delle Isole Egadi, fatti salvi i permessi, le autorizzazioni e le concessioni in atto, nonché nelle acque del Golfo di Venezia, nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po ² .
Decreto del Presidente della Repubblica 18 aprile 1994, n. 484	Disciplina dei procedimenti di conferimento dei permessi di prospezione o ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma e in mare.
Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625	Attuazione della direttiva 94/22/CEE, relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi. In particolare, si evidenzia che tale normativa prevede due distinti contributi per il concessionario.

² L'art. 8 "Legge obiettivo per lo sfruttamento di giacimenti di idrocarburi" della L.133/08, n. 133 di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112 prevede che il divieto di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle acque del golfo di Venezia, di cui all'articolo della legge 9 gennaio 1991, n. 9, come modificata dall'articolo 26 della legge 31 luglio 2002, n. 179, si applica fino a quando il Consiglio dei Ministri, (d'intesa con la Regione Veneto), su proposta del (Ministro dell'ambiente e della tutela) del territorio e del mare, non abbia definitivamente accertato la non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza sulle coste, sulla base di nuovi e aggiornati studi, che dovranno essere presentati dai titolari di permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione, utilizzando i metodi di valutazione più conservativi e prevedendo l'uso delle migliori tecnologie disponibili per la coltivazione.

	<p>Precisamente, l'art. 18 prevede che ciascun concessionario è tenuto a versare un canone di concessione c.d. "canone demaniale" che è dovuto in funzione dell'estensione della superficie geografica della concessione, con cadenza annuale e secondo un importo fisso e predeterminato dal legislatore. Tale corrispettivo è dovuto per il godimento di un bene demaniale di proprietà dello Stato, sia come superficie, sia soprattutto come sottosuolo.</p> <p>I canoni dovuti allo Stato dai titolari di titoli minerari conferiti per la ricerca e coltivazione di idrocarburi e per lo stoccaggio del gas naturale sono stati rideterminati dall'articolo 11-ter, commi 9 e 10, della Legge 11 febbraio 2019, n. 12, e dall'art. 62-ter della Legge 11 settembre 2020, n. 120 tramite l'inserimento del comma 9-bis.</p> <p>Ai sensi dell'art. 19 il concessionario è tenuto a versare allo stato anche un'aliquota del prodotto della propria coltivazione, le c.d. "royalties", cioè il corrispettivo di una quota parte percentuale della produzione annuale eccedente una soglia predeterminata, che hanno natura di tassazione sulla produzione.</p> <p>Con l'entrata in vigore della Legge 27 dicembre 2019 n. 160, è stato modificato l'articolo 19. In base al nuovo disposto normativo sono esentate dal pagamento delle royalties le produzioni annuali di gas inferiori o pari a 10 milioni di Sm³ in terraferma e 30 milioni di Sm³ prodotti in mare.</p> <p>Di converso, ogni concessione di coltivazione con volumi di produzione di gas superiori a 10 milioni di Sm³ in terraferma e 30 milioni di Sm³ prodotti in mare è soggetta al pagamento delle royalties per l'intera produzione annuale di gas secondo determinate aliquote.</p> <p>Tutte le concessioni di coltivazione con produzione di olio greggio sono soggette al pagamento delle royalties per l'intera produzione annuale di olio secondo determinate aliquote.</p>
Legge 20 agosto 2004, n. 239	<p>Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia. Si segnalano i seguenti comma:</p> <p>77: Il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, di cui all'articolo 6 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e successive modificazioni, è rilasciato a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni statali e regionali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241. Esso consente lo svolgimento di attività di prospezione consistente in rilievi geologici, geofisici e geochimici, eseguiti con qualunque metodo o mezzo, e ogni</p>

	<p>altra operazione volta al rinvenimento di giacimenti, escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi. Del rilascio del permesso di ricerca è data comunicazione ai comuni interessati.</p> <p>79: Il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui all'articolo 6 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e successive modificazioni, è rilasciato a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni statali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241. Esso consente lo svolgimento di attività di prospezione consistente in rilievi geologici, geofisici e geochimici, eseguiti con qualunque metodo o mezzo, e ogni altra operazione volta al rinvenimento di giacimenti, escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi.</p> <p>80. L'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo, alla costruzione degli impianti e delle opere necessari, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'attività di perforazione è concessa, previa valutazione di impatto ambientale, su istanza del titolare del permesso di ricerca di cui al comma 79, da parte dell'ufficio territoriale minerario per gli idrocarburi e la geotermia;</p> <p>82-ter. La concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, di cui all'articolo 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e successive modificazioni, è rilasciata a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni competenti ai sensi del comma 7, lettera n), del presente articolo, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241.</p>
Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152	<p>Art.6, comma 17: <i>“Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette. I titoli abilitativi già rilasciati sono fatti salvi per la durata di vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale. Sono sempre assicurate le attività di manutenzione finalizzate all'adeguamento tecnologico necessario alla sicurezza degli impianti e alla tutela dell'ambiente, nonché le operazioni finali di ripristino ambientale...omissis..”</i>.</p>

Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n.145	Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE.
---	--

Con il Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145, è stata recepita la Direttiva 2013/30/UE relativa alla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, con cui la Commissione Europea ha fissato gli standard minimi di sicurezza per la prospezione, la ricerca e la produzione di idrocarburi in mare. Il recepimento della Direttiva predetta ha comportato la riorganizzazione dell'ex Ministero dello sviluppo economico, in quanto le funzioni relative al rilascio dei permessi di prospezione, di ricerca e delle concessioni di coltivazione di idrocarburi, ed alla gestione delle relative entrate economiche sono diventate di competenza della Direzione generale per l'approvvigionamento, l'efficienza e la competitività energetica (DGAECE); le funzioni relative alla sicurezza, al rilascio di pareri tecnici, alle verifiche ispettive sugli impianti, alle attività di vigilanza e di monitoraggio sono invece rimaste nella competenza della Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari (DGISSEG). Tale ripartizione di competenze sarà oggetto a breve di una razionalizzazione in conseguenza della nuova riorganizzazione del MITE a seguito del DPCM 29 luglio 2021, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale in data 23 settembre 2021.

Tra le principali innovazioni introdotte dal decreto legislativo n.145/2015vi è stata l'istituzione del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare. Il Comitato svolge funzioni di Autorità competente con poteri di regolamentazione, vigilanza e controllo al fine di prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e limitare le conseguenze di tali incidenti; ha sede presso il Ministero dello sviluppo economico, ora MITE, dispone di un organismo centrale e delle articolazioni sul territorio e si avvale delle strutture e delle risorse umane già previste a legislazione vigente. Opera con indipendenza dalla funzione di rilascio delle licenze per le operazioni a mare, funzioni svolte attualmente dalla DGAECE del MiTE. Maggiori informazioni sono disponibili nell'area del portale Mise dedicata a Comitati e organismi <https://www.mise.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>.

Tra i Comitati consultivi del MiTE riveste particolare importanza per il settore delle attività connesse con gli idrocarburi la Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie (CIRM). La CIRM è nata, nella sua forma originaria, con la Legge 11 gennaio 1957, n. 6 "Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi". Il Decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 78, ha poi riunito in un unico organismo le competenze precedentemente assegnate anche ad altri comitati soppressi, creando la struttura attuale della CIRM quale organo tecnico-consultivo che esprime pareri obbligatori non vincolanti in materia di:

- attività di ricerca e coltivazione di risorse minerarie (CIRM sezione "a");
- sicurezza delle attività di ricerca e coltivazione (CIRM sezione "b");
- determinazione e versamento delle royalties (CIRM sezione "c").

Più recentemente, alla luce delle predette modifiche organizzative del Ministero dello sviluppo economico (separazione delle funzioni in materia di idrocarburi tra DGAECE e DGISSEG) previste dal Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n.145, con Decreto Ministeriale 30 settembre 2016 è stata ricostituita la CIRM per la durata di tre anni dall'entrata in vigore del decreto stesso, riconducendo la CIRM sezioni a) e b) sotto la DGISSEG e la CIRM sezione c) sotto la DGAECE. In ultimo, per tenere conto dell'ultima riorganizzazione del MiSE intervenuta nel 2020, con Decreto Ministeriale 20 gennaio 2021 sono state ricostituite le Sezioni a) e b) della CIRM e con DM 6 agosto 2021 ne è stata ulteriormente aggiornata la composizione e l'incarico dei relativi componenti andrà a scadenza il 20 gennaio 2024. La Sezione c) sarà costituita con separato provvedimento.

2.1.3. La zonazione delle aree marine aperte per la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi e i divieti ambientali

Fin dal 1957 la zonazione delle aree aperte all'attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi ha seguito un approccio differenziato tra mare e terra.

La terraferma è stata aperta nella sua interezza alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi dalla legge 11 gennaio 1957, n.6. Per il mare si è optato invece per un approccio di macro zonazione aprendo le Zone marine con la Legge n. 613/1967, che ha aperto direttamente alle ricerche le aree marine caratterizzate dalle lettere da A ad E, dando la possibilità con successivi decreti ministeriali di aprire ulteriori zone, cosa effettivamente attuata con i decreti ministeriali di apertura di due nuove zone (zona F e G). A queste pianificazioni generali, nell'ambito delle quali possono essere svolte nuove attività minerarie, sono seguite nel tempo correzioni a seguito di divieti, di negoziati sulla piattaforma continentale, etc., e ulteriori limitazioni alle aree ai fini della salvaguardia delle coste e della tutela ambientale.

Al riguardo, nella definizione dell'ambito territoriale di riferimento per la VAS, per quanto riguarda il mare, in considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, dell'obiettivo d'ampliare almeno al 30% della superficie a mare la rete delle aree marine protette (e almeno al 10% quelle protette in modo rigoroso) stabilito dalla nuova Strategia Europea sulla Biodiversità per il 2030 e dei traguardi ambientali previsti dalla Direttiva quadro 2008/56/CE sulla strategia per l'ambiente marino, **non appare attuabile, come condiviso anche dalle risultanze della consultazione in sede di VAS, lo scenario di apertura di nuove zone minerarie marine oltre alle attuali**, dato che, se per esse si partisse ora con il ciclo di prospezioni preliminari, conferimento di nuovi permessi di ricerca a seguito di VIA, perforazione di pozzi esplorativi, eventuali ritrovamenti di idrocarburi, conferimento di concessioni di coltivazione a seguito di ulteriore VIA, installazione di piattaforme in mare, si giungerebbe alla eventuale messa in produzione di giacimenti con orizzonti di entrata in coltivazione ben dopo il 2030, con loro durata anche oltre il 2050, e quindi con ottica non coerente rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione sopra citati.

Le ragioni di tale scelta sono ulteriormente rafforzate dalle disposizioni del Regolamento Europeo sulla Tassonomia e dal principio Do Not Significant Harm - DNSH recentemente introdotti nella normativa in ambito comunitario, in funzione degli obiettivi di lotta al cambiamento climatico, adottati anche per la selezione delle misure attuabili nell'ambito del PNRR.

Si ritiene pertanto che il presente Piano adotti la previsione sia di escludere per il futuro la apertura alle attività upstream di nuove zone marine che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi, sia di giungere a chiudere a nuove attività le aree ricadenti nelle zone marine già aperte ove non è stata mai presentata alcuna istanza relativa alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi o dove questo non è più avvenuto nell'arco degli ultimi 30 anni, adottando pertanto un criterio di "riperimetrazione" delle attuali zone marine sulla base del criterio amministrativo (cartografia dei titoli minerari vigenti e non vigenti in Italia negli anni 1990-2021); tale determinazione sarà definita con specifico Decreto del Ministro della Transizione Ecologica a seguito della adozione del PiTESAI.

Di seguito sono pertanto indicate le zone marine esistenti che saranno quindi oggetto, con appositi decreti attuativi del MITE, in esito alla adozione del PiTESAI, di ripermetrazione in riduzione, al fine di escludere nelle stesse per il futuro qualunque nuova attività di prospezione e di ricerca (e conseguentemente di coltivazione).

In totale, verranno chiusi definitivamente (come mostrato nei successivi paragrafi) alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi 540.414 km² di mare, su un totale di 568.976 km² sottoposti a giurisdizione italiana.

Zone marine aperte con la Legge n. 613/1967: ZONA A – Mare Adriatico settentrionale e centrale

Si estende nel mare Adriatico settentrionale fino al parallelo 44°00'; è delimitata a ovest dalla linea di costa delle regioni Friuli Venezia Giulia, Veneto e Emilia Romagna; a est dalle linee di delimitazione Italia-Slovenia e Italia-Croazia. La competenza territoriale è dell'UNMIG di Bologna della DGISSEG.

Divieti ambientali già esistenti relativi alla zona A:

Con l'articolo 4 della Legge 9 gennaio 1991 n. 9 *“Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale”*, così come modificato dall'art. 26, comma 2, della Legge 21 luglio 2002, n. 179, è stata vietata la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi nelle acque del Golfo di Venezia, nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento ed il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po.

Successivamente con il Decreto Legge 25 giugno 2008 n. 112 *“Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria”*, è stato stabilito che tale divieto *“si applica fino a quando il Consiglio dei Ministri, d'intesa con la Regione Veneto, su proposta del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, non abbia definitivamente accertato la non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza sulle coste, sulla base di nuovi e aggiornati studi, che dovranno essere presentati dai titolari di permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione, utilizzando i metodi di valutazione più conservativi e prevedendo l'uso delle migliori tecnologie disponibili per la coltivazione”*.

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 *“Norme in materia ambientale”*, e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali, nonché nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina A è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alla presentazione di nuove istanze. Pertanto la zona A, che come istituita si estendeva per circa km² 13.300, è stata ridotta di circa il 70% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 4.016 (il 30% dell'area della zona marina).

Zone marine aperte con la Legge n. 613/1967: ZONA B – Mare Adriatico centrale e meridionale

Si estende nel mare Adriatico centrale dal parallelo 44°00' al parallelo 42°00'; è delimitata a ovest dalla linea di costa delle regioni Marche, Abruzzo e parte del Molise; a est dalla linea di delimitazione Italia-Croazia. La competenza territoriale è delle Sezioni UNMIG di Bologna e di Roma.

Divieti ambientali già esistenti relativi alla zona B:

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 *“Norme in materia ambientale”*, e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali, nonché nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina B è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alle nuove istanze. Pertanto la zona B, che come istituita si estendeva per circa km² 23.000, è stata ridotta di circa il 44% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 12.980 (il 56% dell'area della zona marina).

Zone marine aperte con la Legge n. 613/1967: ZONA C – Mare Tirreno meridionale, Canale di Sicilia, Mar Ionio meridionale

Si estende a nord nel mare Tirreno meridionale, tra la linea di costa siciliana e la linea isobata dei 200 metri; a ovest nel Canale di Sicilia tra la linea di costa siciliana, la linea isobata dei 200 metri e un tratto della linea di delimitazione ITALIA-TUNISIA; a sud nel Canale di Sicilia tra la linea di costa siciliana, la linea isobata dei 200 metri e il "Modus vivendi" ITALIA-MALTA (linea provvisoria di rispetto tra le piattaforme continentali di Italia e Malta); a est nel Mare Ionio meridionale tra la linea di costa siciliana e la linea isobata dei 200 metri. Fa parte della zona C anche il sottofondo marino adiacente l'isola di Lampedusa tra l'isobata dei 200 metri e la linea di delimitazione ITALIA-TUNISIA.

Con Decreto ministeriale del 27 dicembre 2012 la zona C è stata ampliata a sud est in una parte della piattaforma continentale italiana del Mare Ionio meridionale tra il meridiano 15°10' (limite definito dalla sentenza della Corte Internazionale di Giustizia del 3/06/85) e da archi di meridiano e parallelo internamente alla linea di delimitazione marina ITALIA-GRECIA.

La competenza territoriale è della Sezione UNMIG di Napoli.

Divieti ambientali già esistenti relativi alla zona C:

Con la Legge 9 gennaio 1991 n. 9 "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale" è stata vietata la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi nelle acque delle isole Egadi.

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "Norme in materia ambientale", e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali, nonché nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina C è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alle nuove istanze. Pertanto la zona C, che come istituita si estendeva per circa km² 46.390, è stata ridotta di circa il 30% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 32.720.

Nella zona C sono comprese anche due aree isolate delimitate dalla batimetrica dei 200 metri. Tali aree non sono state eliminate in applicazione dell'art. 19 della L.613/1967, in modo analogo a quanto fatto per altre zone, in quanto le stesse, essendo confinanti con la contigua zona G, erano utilmente utilizzabili ai fini della presentazione di nuove istanze.

Zone marine aperte con la Legge n. 613/1967: ZONA D – Mare Adriatico meridionale e Mare Ionio

Si estende nel mare Adriatico meridionale e nel mare Ionio; è delimitata ad ovest dalla linea di costa delle regioni Puglia, Basilicata e Calabria, fino allo stretto di Messina; a est dalla isobata dei 200 metri. La competenza territoriale è dell'UNMIG di Napoli.

Divieti ambientali già esistenti relativi alla zona D:

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "Norme in materia ambientale", e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali, nonché nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina D è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alle nuove istanze. Pertanto la zona D, che come istituita si estendeva per circa km² 18.470, è stata ridotta di circa il 80% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 3.570 (il 19% dell'area della zona marina).

Nella zona D sono comprese anche quattro aree isolate, delimitate dalla linea delle 12 miglia marine dalla linea di costa e dalle aree protette marine e costiere e dalla batimetrica dei 200 metri. Tali aree non sono state eliminate in applicazione dell'art. 19 della L. 613/1967, in modo analogo a quanto fatto per altre zone, in quanto le stesse, essendo confinanti con la contigua zona F, sono utilmente utilizzabili ai fini della presentazione di nuove istanze.

Zone marine aperte con la Legge n. 613/1967: ZONA E – Mar Ligure, Mare Tirreno, Mare di Sardegna

Si estende nel mare Ligure, nel mare Tirreno e nel mare di Sardegna; è delimitata da un lato dalla linea di costa delle regioni Liguria, Toscana, Lazio, Campania, Basilicata e Calabria, fino allo stretto di Messina, per la parte continentale e dalla linea di costa della Regione Sardegna nella parte insulare; dall'altro lato è delimitata dalla isobata dei 200 metri. A nord delle coste sarde, nell'area marina delle Bocche di Bonifacio, è delimitata dalla linea di delimitazione ITALIA-FRANCIA. La competenza territoriale è degli uffici UNMIG di Bologna, Roma e Napoli.

Divieti ambientali già esistenti relativi alla zona E:

Con la Legge 9 gennaio 1991 n. 9 "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale" – è stata vietata la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi nelle acque del Golfo di Napoli e di Salerno.

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "Norme in materia ambientale", e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali, nonché nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina E è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alle nuove istanze. Essendo interferente per il 99% con la fascia vietata e considerato che le aree residue non potevano essere utilizzabili perché non conformi all'art. 19 della L. 613/1967, la zona marina E è stata rimodulata e contestualmente aperta una zona nel Mare di Sardegna a una distanza di circa 75 km dalle coste sarde, delimitata a ovest dalla linea di delimitazione Italia-Spagna e a nord da archi di meridiano e parallelo internamente alla linea mediana Italia-Francia.

Pertanto la zona E, che come istituita si estendeva per circa km² 39.260, è stata ridotta di circa il 53% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 20.890 (il 35% dell'area della zona marina).

Si evidenzia che la necessità di effettuare una rimodulazione della zona E nel mare di Sardegna con riduzione dell'area da 20.890 km² a 20.170 km², per tener conto della fascia delle 12 miglia marine dal Santuario dei mammiferi marini (al tempo non era disponibile la cartografia esatta) sarà superata dalla chiusura totale di

tale area circostante la Sardegna, in quanto priva di istanze, e quindi ricadente appieno nel criterio di ripermimetrazione in riduzione sopra menzionato.

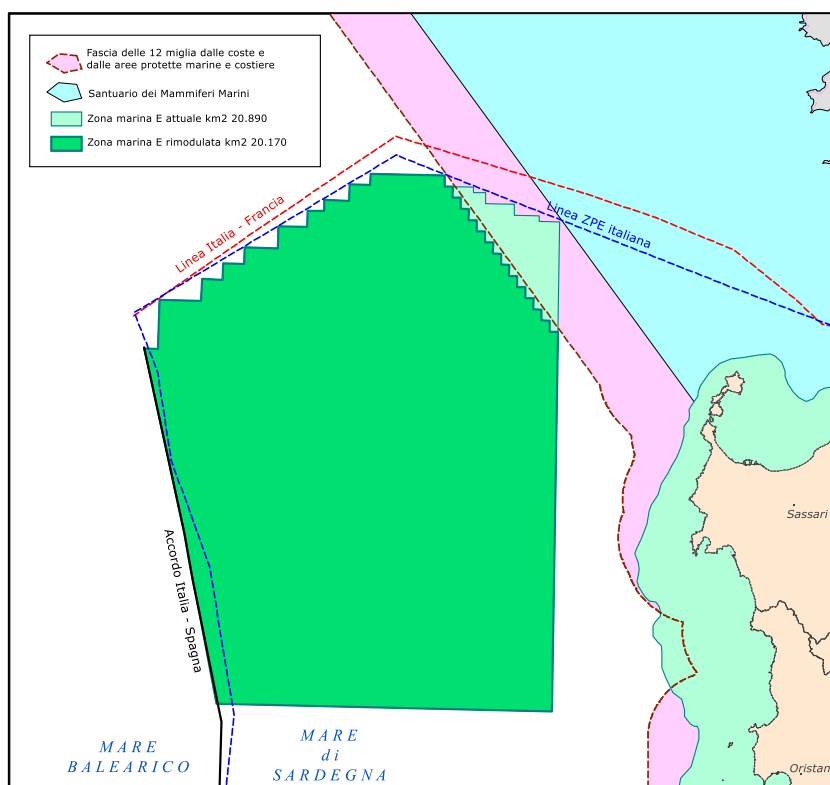


Figura 2.1-1: Particolare sulla rimodulazione della zona E. [Elaborazione Ufficio Cartografico UNMIG, 2019]

Zone marine aperte con decreti ministeriali: ZONA F – Mare Adriatico meridionale e Mare Ionio

Aperta con Decreto interministeriale del 13 giugno 1975.

Si estende nel mare Adriatico meridionale e nel mare Ionio fino allo stretto di Messina; è delimitata ad ovest dalla isobata dei 200 metri; ad est dalle linee di delimitazione ITALIA-CROAZIA, ITALIA-ALBANIA e ITALIA-GRECIA; a sud da archi di meridiano e parallelo.

La zona F, essendo stata aperta precedentemente agli accordi con Grecia e Albania, era inizialmente delimitata da archi di meridiano e parallelo internamente alla linea mediana. Per adeguarla ai citati accordi, con il Decreto ministeriale del 30 ottobre 2008, è stata ripermimetrata e ampliata sul lato sud, anche in considerazione delle nuove tecnologie che consentono attività minerarie in acque profonde.

Divieti ambientali già esistenti relativi alla zona F:

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "Norme in materia ambientale", e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali, nonché nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina F è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alle nuove istanze. Pertanto la zona F, che come istituita si estendeva per circa km² 50.520, è stata ridotta di circa il 20% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 39.960 (il 79% dell'area della zona marina). La competenza territoriale è della Sezione UNMIG di Napoli.

Zone marine aperte con decreti ministeriali: ZONA G – Mare Tirreno meridionale e Canale di Sicilia

La Zona G, istituita con Decreto Interministeriale 26 giugno 1981, è stata successivamente ampliata con Decreto Ministeriale 30 ottobre 2008 e con Decreto Ministeriale 29 marzo 2010. E' divisa in due settori: il settore nord, che si estende nel mare Tirreno meridionale e nel Canale di Sicilia, è delimitato a nord da archi di meridiano e parallelo, a sud ovest dalla linea di delimitazione ITALIA-TUNISIA e a est dalla isobata dei 200 metri. Il settore sud, che si estende nel Canale di Sicilia, è stato successivamente ampliato con D.M. 29/03/2010 ed è delimitato a nord dalla isobata dei 200 metri, a ovest dalla linea di delimitazione ITALIA-TUNISIA e a est da archi di meridiano e parallelo internamente alla linea mediana ITALIA-MALTA.

Divieti ambientali già esistenti relativi alla zona G:

Con la Legge 9 gennaio 1991 n. 9 *“Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale”* è stata vietata la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi nelle acque delle isole Egadi.

In base all'art. 6, comma 17, del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 *“Norme in materia ambientale”*, e s.m.i. sono vietate le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali, nonché nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette.

Con il Decreto ministeriale del 9 agosto 2013, la zona marina G è stata rimodulata, ai sensi del D.lgs. 152/2006 e s.m.i., stralciando la fascia di divieto alle nuove istanze. La zona G comprende comunque anche tre aree isolate delimitate dalla batimetrica dei 200 metri. Tali aree non sono state eliminate in applicazione dell'art. 19 della Legge 21 luglio 1967, n. 613, in quanto le stesse, essendo confinanti con la contigua zona C, sono utilmente utilizzabili ai fini della presentazione di nuove istanze. Pertanto la zona G, che come istituita si estendeva per circa km² 36.220, è stata ridotta di circa il 30% e la superficie in cui è possibile presentare nuove istanze è di km² 25.520 (il 70% dell'area della zona marina). Competenza territoriale: UNMIG di Napoli.

La piattaforma continentale italiana

Attualmente la superficie totale delle zone marine aperte alle attività minerarie, come rimodulate dal D.M. 9/08/2013 con lo stralcio delle aree vietate e della fascia delle 12 miglia nautiche dalle coste e dalle aree marine e costiere protette, è di circa km² 139.656 e costituisce circa il 25% della superficie totale della piattaforma continentale italiana, la quale, come delimitata da accordi internazionale bilaterali con Stati frontisti (Croazia, Albania, Grecia, Tunisia, Spagna), o, in loro assenza, mediante convenzioni (Francia), linea cosiddetta del *“modus vivendi”* (Malta) e linee mediane matematicamente calcolate in base al principio dell'equidistanza dalle linee base di costa (Algeria, Libia), ha una superficie di circa km² 568.976³.

³ Dalla Carta dell'Istituto Idrografico Militare n. 1813 Ed. 2018, che indica l'area di competenza IIM per i rilievi idrografici, si ottiene un'ampiezza di mare pari a 568.976 km² con un'accuratezza di +/- 1000 km² dovuta all'errore connesso con la scala della carta e con l'esattezza del profilo di costa.

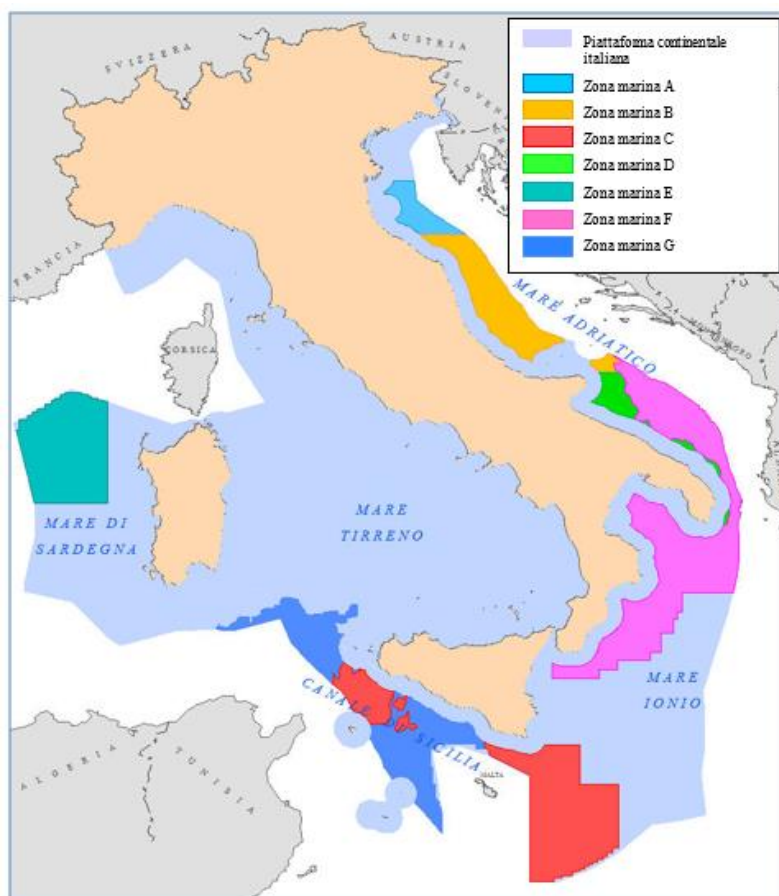


Figura 2.1-2: Carta delle zone marine minerarie attualmente aperte alla prospezione, alla ricerca ed alla coltivazione al 31.12.2019 [Elaborazione Ufficio Cartografico UNMIG, 2019] e limes della piattaforma continentale italiana⁴ (indicativo – si rimanda alla cartografia ufficiale IIM per i riferimenti esatti in base agli accordi esistenti o modus operandi con Grecia, Albania, Croazia, Montenegro, Slovenia, Tunisia; non esistono limes definiti con Malta con cui vige un contenzioso dagli anni '70 ed un modus operandi in una parte; con la Francia salvo per le bocche di Bonifacio; con l'Algeria con la quale esiste un contenzioso per la recente definizione unilaterale sulla ZEE Algerina; non esistono accordi con la Libia)

Zona Economica Esclusiva – ZEE

Con Legge 14 giugno 2021 n. 91 "Istituzione di una zona economica esclusiva oltre il limite esterno del mare territoriale", è stata autorizzata l'istituzione di una zona economica esclusiva a partire dal limite esterno del mare territoriale italiano.

La ZEE, che comprende tutte le acque circostanti il mare territoriale o parte di esse, sarà istituita con Decreto del Presidente della Repubblica, previa deliberazione del CdM su proposta del Ministro degli Esteri da

⁴ Il limite della piattaforma continentale italiana è definito dall'art. 1 della L. 613/97, per come sostituito dall'art. 76 della Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare – Montego bay 10/12/1982, e precisamente secondo l'art. 76 (Definizione della piattaforma continentale) c.1: "La piattaforma continentale di uno Stato costiero comprende il fondo e il sottosuolo delle aree sottomarine che si estendono al di là del suo mare territoriale attraverso il prolungamento naturale del suo territorio terrestre fino all'orlo esterno del margine continentale, o fino a una distanza di 200 miglia marine dalle linee di base dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale, nel caso che l'orlo esterno del margine continentale si trovi a una distanza inferiore."

notificare agli Stati il cui territorio è adiacente al territorio dell'Italia o lo fronteggia. Pertanto, in questa fase ci sarà una lunga negoziazione con gli Stati limitrofi. Nelle more del perfezionamento degli accordi, la nuova Legge prevede l'applicazione di soluzioni provvisorie, stabilendo che i limiti esterni della zona economica esclusiva siano definiti in modo da non compromettere od ostacolare l'accordo finale.

La ZEE è definita in base alle Convenzioni del 1982 delle Nazioni Unite sul Diritto internazionale del mare – UNCLOS come la zona di mare che comprende la colonna d'acqua sovrastante il fondo del mare. Si estende al di là del mare territoriale non oltre le 200 miglia marine dalle linee di base.

Nella ZEE lo stato costiero gode di diritti sovrani ai fini dell'esplorazione, dello sfruttamento, della conservazione e della gestione delle risorse naturali, biologiche e/o non biologiche, che si trovano nelle acque soprastanti il fondo del mare, sul fondo del mare e nel relativo sottosuolo, sia ai fini di altre attività connesse con l'esplorazione e lo sfruttamento economico della zona, quali la produzione di energia derivata dall'acqua, dalle correnti e dai venti.

In pratica, i diritti esclusivi di gestione e sfruttamento delle risorse economiche, ittiche e minerarie potranno essere estesi fino a 200 miglia dalla costa e si avrà la possibilità di migliorare anche il controllo e la gestione dei giacimenti delle concessioni di idrocarburi attualmente rinvenuti, che si trovano a cavallo della ZEE, e di valorizzare altresì la possibilità di sfruttamento di forme di energia rinnovabili, come l'eolico e il fotovoltaico offshore e la forza delle maree e delle correnti.

Dato che il presente Piano prevede la decisione di non aprire più in futuro nuove zone marine alle ricerche di idrocarburi e di chiudere quelle attualmente aperte alle ricerche per le quali non vi siano istanze, come sopra indicato, ne risulta che la dichiarazione di giurisdizione sulla ZEE non comporterà effetti su tale previsione, stante la non reversibilità dei principi di transizione verso la decarbonizzazione alla base di tale decisione.

Proprio in tale ottica non si ritiene percorribile l'indicazione della Commissione VIA/VAS di lasciare aperte alle eventuali nuove attività di prospezione e di ricerca in acque italiane un'area di alcune miglia lungo i confini esterni della istituenda linea della ZEE, che sono sinora prive di istanze di permesso e di titoli minerari, indicata dalla Commissione VIA/VAS a tutela della ipotesi - invero residuale - di un rinvenimento da parte di uno Stato frontista di un giacimento a cavallo di tale linea di delimitazione della ZEE, con la motivazione che questo darebbe allo Stato italiano la possibilità di conferire una concessione dalla propria parte di linea di demarcazione marina.

Si ritiene che non sia necessario e opportuno seguire tale indicazione per le seguenti motivazioni:

1) L'ipotesi che in acque marine così profonde, quali sono in genere quelle a cavallo delle future linee di delimitazione della ZEE, si possano rinvenire giacimenti coltivabili in termini tecnici ed economici, appare caso alquanto di scuola e verosimilmente improbabile. Nei casi dove tali linee si verranno a trovare in acque poco profonde, e cioè in Adriatico, tale situazione è già specificatamente trattata con accordi bilaterali con gli Stati frontisti che tutelano ampiamente in tale evenienza i diritti dello Stato italiano;

2) tale ipotesi costituirebbe una condizione non necessaria per salvaguardare la gestione degli eventuali giacimenti esistenti a cavallo di tale linea, dato che secondo il diritto internazionale (Convenzione UNCLOS) e in base agli accordi bilaterali che l'Italia ha già sottoscritto con gli stati frontisti è già previsto che in caso di rinvenimento di un giacimento di idrocarburi a cavallo della linea di delimitazione della piattaforma continentale, ciascuno Stato resta titolare della parte di riserve che ricadono nella sua area di competenza e qualora l'attività di coltivazione dovesse avvenire mediante pozzi situati nella zona di giurisdizione dello stato frontista, quest'ultimo deve comunque corrispondere allo Stato italiano la quota parte delle risorse di sua spettanza. Si tratta di un caso già noto e verificatosi per lo sviluppo del giacimento ANNAMARIA, che è a

cavallo della delimitazione nel mar Adriatico tra l'Italia e Croazia (regolato da accordi internazionali dettagliati);

3) nel caso ipotetico di nuovi giacimenti scoperti a cavallo della futura ZEE, anche senza conferire un titolo minerario nella zona di confine marino, lo Stato italiano potrebbe comunque in quel momento far condurre indagini geofisiche a società individuate mediante una procedura pubblica per verificare la quota parte di giacimento ricadente nella zona italiana al fine di pretendere dallo Stato frontista la corresponsione in controvalore degli idrocarburi di spettanza italiana eventualmente prodotti da pozzi perforati nella zona di mare appartenente a tale Stato;

4) il PiTESAI non è un piano per lo sviluppo ed espansione del ricorso per l'Italia agli idrocarburi, come già indicato dalla DGISSEG in fase di VAS per motivare l'assenza di possibili impatti transfrontalieri derivanti dall'adozione del Piano stesso⁵, e, come già detto, per quanto riguarda il mare, in considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, dell'obiettivo d'ampliare almeno al 30% della superficie a mare la rete delle aree marine protette (e almeno al 10% quelle protette in modo rigoroso) stabilito dalla nuova Strategia Europea sulla Biodiversità per il 2030 e dei traguardi ambientali previsti dalla Direttiva quadro 2008/56/CE sulla strategia per l'ambiente marino, non appare infatti attuabile lo scenario di apertura di nuove zone minerarie marine oltre alle attuali, e si ritiene invece percorribile la previsione nell'ambito del PiTESAI sia di escludere per il futuro l'apertura alle attività upstream di nuove zone marine che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi, sia di giungere a chiudere alle ricerche le aree ricadenti nelle zone marine già aperte ove non è stata mai presentata alcuna istanza relativa alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi quale "riperimetrazione" delle attuali zone marine sulla base del criterio amministrativo. Sarebbe pertanto paradossale adottare, per motivi di tutela ambientale, decisioni verso la chiusura delle aree marine a piena giurisdizione italiana più vicine alle coste italiane lasciando aperte invece alla coltivazione solo quelle lungo il confine marino con altri Stati, soluzione che potrebbe pregiudicare una politica che andrebbe invece rivolta a indurre tali Stati frontisti a non fare attività in quelle aree in quanto potenzialmente suscettibili di impatti transfrontalieri verso i mari italiani.

Il PiTESAI pertanto, nell'attuale formulazione, prevede per il mare che le aree idonee siano ridotte rispetto alle attuali non in virtù di particolari vincoli assoluti ma in considerazione degli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione e di potenziamento della salvaguardia dell'ambiente marino; quanto previsto dal PiTESAI non pregiudica e non altera tuttavia i diritti e gli obblighi che lo Stato costiero vanta in base al diritto internazionale nella zona economica esclusiva e/o sulla piattaforma continentale, allo scopo di esplorarla e sfruttarne le risorse naturali. Pertanto rimane valido che *"Nella zona economica esclusiva lo Stato costiero gode di diritti sovrani sia ai fini dell'esplorazione, dello sfruttamento, della conservazione e della gestione"*

⁵ La presenza di alcune istanze di permesso di ricerca in prossimità della linea di delimitazione della piattaforma continentale italiana in Adriatico non contraddice la valutazione del proponente che il PiTESAI debba essere sottoposto a consultazione transfrontaliera. Come infatti indicato, le aree marine oggi aperte alle ricerche non interessate da titoli minerari saranno chiuse tramite il PiTESAI, evidentemente riducendo e non ampliando i potenziali impatti transfrontalieri. Inoltre si osserva che tali istanze, come previsto dalle norme italiane, ove proseguano il loro iter di conferimento, saranno comunque assoggettate a VIA, e pertanto in quella specifica occasione, ove ritenga, lo Stato frontista potrebbe inviare osservazioni durante la fase di consultazione. Anche nel caso di permessi di ricerca già conferiti al confine con la linea di delimitazione della piattaforma continentale in Adriatico, e addirittura nel caso di concessioni di coltivazione attive lungo tale linea, si è solo effettuata una VIA specifica per il loro conferimento, né è mai stata effettuata preliminarmente una VAS quando furono, anche recentemente, aperte nuove zone marine. Stante quanto sopra, si verificheranno le consultazioni transfrontaliere che dovessero essere avviate nell'ambito dei procedimenti di VIA derivanti dall'adozione e, quindi, le azioni che scaturiranno dall'approvazione del PiTESAI ai sensi della L. 12/2019 art. 11-ter, comma 8, come ad esempio i provvedimenti di ripermetrazione delle concessioni o i progetti in siti specifici.

delle risorse naturali, biologiche o non biologiche, che si trovano nelle acque soprastanti il fondo del mare, sul fondo del mare e nel relativo sottosuolo, sia ai fini di altre attività connesse con l'esplorazione e lo sfruttamento economico della zona, quali la produzione di energia derivata dall'acqua, dalle correnti e dai venti" nonché di giurisdizione in materia, tra l'altro, di "ricerca scientifica marina" e di "protezione e preservazione dell'ambiente marino", tenendo conto di diritti e doveri degli altri Stati (art. 56 UNCLOS); tali diritti sono inoltre esclusivi, nel senso che, se lo Stato costiero non esplora la piattaforma continentale o non ne sfrutta le risorse, nessun altro può intraprendere tali attività senza il suo espresso consenso (art. 77 UNCLOS).

Ne deriva che, ferma restando la pianificazione in essere, nulla toglie che qualora si verificasse in futuro l'ipotetico caso specifico di un rinvenimento di un giacimento a cavallo della linea di delimitazione della piattaforma continentale o della ZEE con Stati frontisti con i quali l'Italia non ha già un accordo bilaterale, i relativi rapporti potrebbero comunque essere disciplinati e risolti con nuovi accordi bilaterali, anche con riferimento alle quote di risorse da corrispondere. Per le stesse ragioni, si ritiene che anche i contenuti degli accordi bilaterali in essere tra l'Italia e gli Stati frontisti non entrino in conflitto con il contenuto del PITESAI.

2.1.4. Coerenza del Piano con l'applicazione della Pianificazione dello Spazio Marittimo – MSP

La Direttiva dell'Unione Europea 2014/89/UE stabilisce l'adozione da parte degli Stati membri di una "pianificazione dello spazio marittimo" che preveda l'elaborazione di uno o più piani di gestione per l'organizzazione delle attività antropiche nelle zone marittime, stabilendo la distribuzione spaziale e temporale delle attività e degli usi attuali e futuri.

Tale Direttiva è stata recepita dall'Italia con il D.lgs. 17 ottobre 2016 n. 201.

Il citato decreto legislativo oltre a ribadire gli obiettivi della pianificazione, detta norme di principio per una strategia integrata di pianificazione dell'impiego delle risorse marine. Tale strategia investe ambiti diversi, ivi compresi la produzione di energia e l'estrazione di materie prime, e prende in considerazione le attività esistenti oltre che quelle future, affinché esse siano gestite in modo efficace attraverso un impiego sostenibile dei beni e dei servizi marini, in previsione di un'economia più attenta all'utilizzo efficiente delle risorse e perciò più competitiva. Il decreto prevede, in particolare, lo sviluppo sostenibile dei settori energetici del mare, dei trasporti marittimi, della pesca e dell'acquacoltura, sulla base di un approccio ecosistemico, allo scopo di garantire che la pressione collettiva di tutte le attività umane in mare sia mantenuta entro livelli compatibili con il conseguimento di un buono stato ecologico del mare e delle zone costiere. La programmazione delle attività si traduce nell'elaborazione di piani di gestione dello spazio marittimo, che tengano conto delle caratteristiche specifiche delle regioni marine interessate, degli aspetti economici, sociali e ambientali e delle interazioni terra-mare, promuovendo la collaborazione tra gli Stati membri. Detti piani definiscono la distribuzione spaziale e temporale delle attività che si svolgono nelle aree marine, ivi compresa la gestione di impianti e infrastrutture per la prospezione, la ricerca e la coltivazione di petrolio, gas naturale e altre risorse energetiche, di minerali e la produzione di energia da fonti rinnovabili.

In questo periodo il MITE sta lavorando in sinergia con le altre Amministrazioni competenti, presso il Tavolo Tecnico Interministeriale istituito presso il MIMS (capofila dei lavori del Comitato Tecnico e Autorità competente), per l'attuazione della Direttiva e la redazione dei piani.

Pertanto, in qualità di partecipante ai lavori del Comitato Tecnico Ministeriale per la redazione della Pianificazione Spaziale Marittima, oltre a dividerne gli obiettivi ambientali e di sviluppo sostenibile, il MITE, in qualità di proponente, continuerà a lavorare in sinergia con la MSP per assicurare la coerenza del

PITESAI con la definizione degli obiettivi della pianificazione dello spazio marittimo più generali di coesistenza e sviluppo armonico e sostenibile degli usi del mare e della costa.

In particolare, per quanto riguarda gli obiettivi del settore energia nell'ambito della MSP saranno considerate le iniziative volte ad assicurare la transizione energetica e la produzione di energie da fonti rinnovabili dal mare. I piani del mare continueranno a dialogare con il PiTESAI, e con i suoi possibili futuri aggiornamenti/revisioni, ai fini del perseguimento di una efficace "transizione energetica" entro i tempi previsti - con primi, sfidanti obiettivi al 2030 -, e anche con il Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), adottato dal Governo alla fine del 2019 ed attualmente in corso di aggiornamento, con l'intento sinergico ed integrato, di contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'Unione Europea di decarbonizzazione totale al 2050 (Green New Deal, SNSS) e di Neutralità climatica entro il 2050 (COM(2018) 773).

In relazione, comunque, agli aspetti di carattere giuridico di applicabilità della Pianificazione Spaziale Marittima, occorre considerare il relativo ruolo di «strumento di primo livello, sovraordinato, cioè, agli ulteriori e previgenti atti di pianificazione della gestione del "territorio marino", il cui contenuto deve necessariamente confluirci» (Consiglio di Stato, sez. IV, 2 marzo 2020, n. 1486), e che lo stesso rientra nella tipologia dei "superpiani" (insieme al Piano di bacino, di cui all'art. 65 del d.lgs. n. 152/2006, e al Piano paesaggistico, di cui all'art. 145 del d.lgs. n. 42/2004). A maggior ragione, considerate le tempistiche della MSP e del PiTESAI, si riscontra la necessità di armonizzare in futuro quanto previsto nel presente Piano, con quanto potrà risultare dalla futura adozione della MSP. In ogni caso, l'adozione del PITESAI non pregiudica in alcun modo la futura MSP in quanto, come sopra indicato, per quanto riguarda le aree marine aperte alle ricerche e alla produzione di idrocarburi, il PITESAI prevede solo una loro chiusura e/o riduzione e in nessun caso un loro ampliamento.

Per quanto riguarda la possibilità di intersezione tra il PITESAI e la possibile programmazione di infrastrutture marine per l'utilizzo delle energie rinnovabili marine, la MSP potrà tenere in conto le piattaforme esistenti, e dato che non si prevede una significativa installazione di nuove piattaforme, le aree marine rimanenti potranno essere utilizzate anche per la produzione di rinnovabili. In ogni caso, essendo le piattaforme concentrate nel mare Adriatico, non vi è sovrapposizione con le aree a maggiore potenziale eolico ubicate secondo i vari studi pubblicati nei mari di Sardegna e nel Canale di Sicilia (come mostra anche la Figura 2.1-3). In ogni caso, è stato già istituito presso il MITE un gruppo di lavoro che esaminerà le diverse potenzialità e progettualità dell'eolico offshore, in vista di possibili aggiornamenti del PITESAI.

In questo periodo la MSP, in Italia, è infatti in fase di redazione e non è ancora disponibile la versione definitiva della stessa, per come consolidata a valle del processo di VAS.

Si ritiene, quindi, che la MSP dovrà considerare quanto prodotto dal presente Piano, che potrà essere comunque oggetto di opportune future verifiche e armonizzazioni successive con la MSP, nel caso di una revisione del PiTESAI (per esempio con frequenza quinquennale).⁶

⁶ Al riguardo, si richiama che: con Sentenza 2 marzo 2020, n. 1486, il Consiglio di Stato si è espresso sul ricorso proposto da una Società contro la Presidenza del Consiglio dei Ministri, il MATTM (ora MITE) e il MIBACT (ora MIC), per la riforma della sentenza del TAR Puglia (del 2018) concernente la sospensione del procedimento di VIA su progetto di centrale eolica offshore; il Consiglio di Stato, accogliendo così l'appello del ricorrente, ha concluso affermando che "La disciplina del D.lgs. n. 201/2016... si limita ad individuare nei Piani di gestione lo strumento di coordinamento e concreta realizzazione degli obiettivi europei di un approccio integrato, coordinato e transfrontaliero della pianificazione marittima, senza tuttavia imporre la totale paralisi del settore nelle more della sua attuazione, ma se mai suggerendo una lettura euro-unitariamente orientata della disciplina pianificatoria previgente applicabile ai singoli casi di specie".

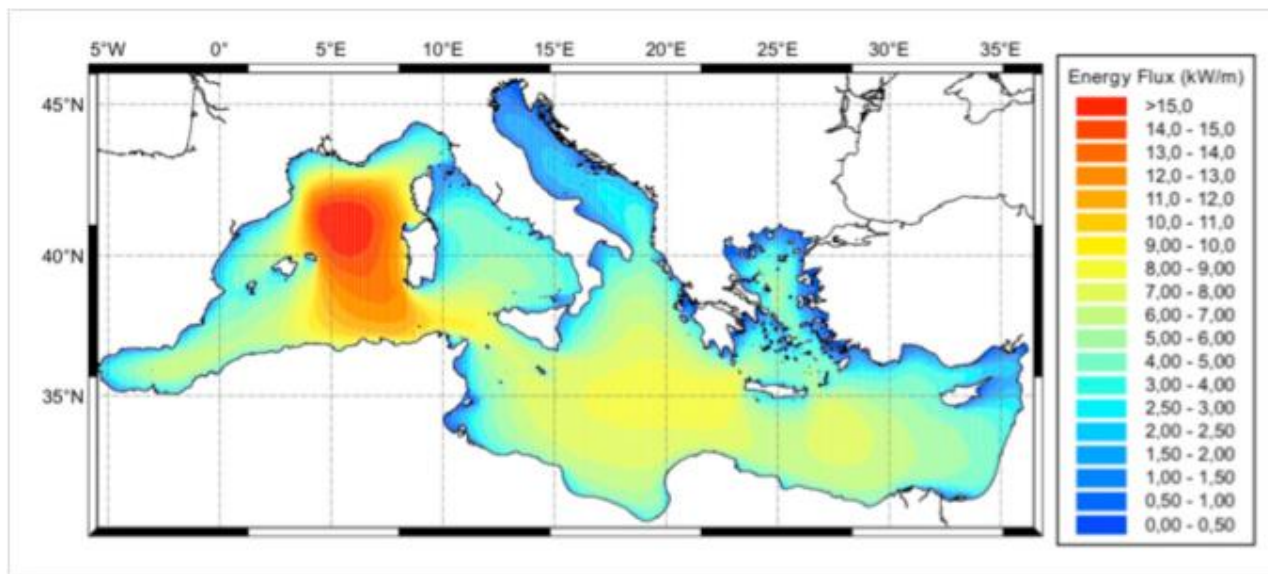


Figura 2.1-3: Mappa dell'energia che può essere ricavata dal mare. In arancione le zone più ricche: spicca l'area a nord ovest della Sardegna (Fonte: Enea).

2.2. Il Piano: genesi e indirizzi preliminari

2.2.1. La scala internazionale ed europea della nuova politica energetica per la transizione alla sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale al 2050

I punti di partenza dello scenario di medio-lungo termine per una transizione energetica sostenibile delle aree idonee sono riferibili alle situazioni del quadro internazionale ed europeo avvenute nel 2015, che hanno creato gli indirizzi per un pianeta più prospero, pulito e centrato sulle persone.

La transizione energetica sostenibile anche a scala territoriale è di vitale importanza per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità che l'Italia ha adottato aderendo sia alla Risoluzione dell'Assemblea Generale delle Nazioni Unite "Trasformare il nostro mondo: l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile", Agenda 2030 ed ai relativi Obiettivi di Sostenibilità (SDGs), che alle decisioni della Conferenza sul clima di Parigi (COP21) del dicembre 2015, dove 195 Paesi, tra cui l'Italia, hanno adottato un nuovo accordo universale e legalmente vincolante per la lotta ai cambiamenti climatici.

Assume pertanto particolare importanza il rispetto, anche per l'Italia, dell'obiettivo di sostenibilità - 'Obiettivo 7' di:

- garantire entro il 2030 accesso a servizi energetici che siano convenienti, affidabili e moderni;
- aumentare considerevolmente entro il 2030 la quota di energie rinnovabili nel consumo totale di energia;
- raddoppiare entro il 2030 il tasso globale di miglioramento dell'efficienza energetica;
- accrescere entro il 2030 la cooperazione internazionale per facilitare l'accesso alla ricerca e alle tecnologie legate all'energia pulita - comprese le risorse rinnovabili, l'efficienza energetica e le tecnologie di combustibili fossili più avanzate e pulite;
- promuovere gli investimenti nelle infrastrutture energetiche e nelle tecnologie dell'energia pulita, implementare entro il 2030 le infrastrutture e migliorare le tecnologie per fornire servizi energetici moderni e sostenibili, specialmente nei paesi meno sviluppati, nei piccoli stati insulari e negli stati in via di sviluppo senza sbocco sul mare, conformemente ai loro rispettivi programmi di sostegno.

L'Italia, con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (*in seguito SNSvS*), approvata dal CIPE il 22 dicembre 2017, con Delibera n. 108/2017 e pubblicata in Gazzetta Ufficiale il 15 maggio 2018, ha adottato e programmato l'attuazione dell'Agenda 2030, declinando gli obiettivi energetici in un processo di decarbonizzazione.

Un altro punto di riferimento è l'Accordo di Parigi, che mira a mantenere l'aumento medio della temperatura mondiale al di sotto di 2°C, possibilmente a 1,5°C, rispetto ai livelli preindustriali. Tale Accordo riconosce l'imprescindibilità dell'azione e la responsabilità di tutti i Paesi che, a partire dalle politiche nazionali già in essere, devono assicurare contributi di intensità gradualmente crescenti nel tempo in una prospettiva di lungo termine in vista dell'obiettivo della neutralità carbonica a fine secolo. In tale contesto, è stata resa esplicita la priorità di puntare sulla transizione del sistema energetico globale dalle tecnologie fossili ad un mix di tecnologie più sostenibili, in cui assumono un ruolo di primo piano le fonti rinnovabili.

L'Unione europea, nel quadro dell'Accordo di Parigi, è stata la prima tra le maggiori economie globali a indicare il proprio contributo, grazie all'approvazione nel marzo 2015 da parte del Consiglio Ambiente dell'obiettivo di ridurre del 40% le emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030. Il 28 novembre 2018, inoltre, la Commissione ha presentato la sua visione strategica a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e neutrale rispetto al clima entro il 2050: "un pianeta pulito per tutti". Lo scopo è quello di orientare i Paesi membri verso scelte di policy che favoriscano il raggiungimento della neutralità carbonica dell'Unione al 2050, responsabilizzando i cittadini e allineando le azioni in settori chiave come la politica industriale, la finanza o la ricerca. Al tempo stesso la strategia intende garantire l'equità sociale per una transizione giusta che accresca la competitività dell'economia e dell'industria dell'UE sui mercati globali, garantendo posti di lavoro di qualità e crescita sostenibile.

Il percorso europeo verso un'economia a impatto climatico neutro prevede azioni congiunte in sette direttrici strategiche:

- la completa decarbonizzazione del sistema energetico dell'Unione mediante l'elettrificazione su vasta scala unita allo sviluppo delle fonti rinnovabili, riducendo significativamente la dipendenza dai paesi terzi;
- una mobilità pulita, sicura e connessa mediante l'utilizzo di mezzi di trasporto alternativi, sistemi di guida connessi e automatizzati uniti alla diffusione sul mercato di veicoli elettrici o alimentati dai carburanti alternativi;
- la massimizzazione dei benefici derivanti dall'efficienza energetica mediante la riduzione dei consumi energetici al 2050 di circa il 50% rispetto ai livelli del 2005;
- la modernizzazione dell'industria nell'ambito di un'economia completamente circolare attraverso investimenti in nuove tecnologie e sistemi compatibili con l'obiettivo di neutralità carbonica e il recupero e il riutilizzo delle risorse;
- lo sviluppo delle infrastrutture di interconnessione e delle reti smart come pietra angolare del sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia del domani, passando anche attraverso il rafforzamento della cooperazione regionale;
- il pieno sfruttamento dei benefici della bioeconomia e dei sistemi naturali di assorbimento del carbonio mediante un uso più sostenibile del territorio e del settore agricolo;
- lo sviluppo di tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio per affrontare le emissioni di CO₂ che non riescono ad essere assorbite dai sistemi naturali, in modo da compensare le emissioni residue di gas serra e creare emissioni negative.

Un pilastro della strategia predetta è costituito dal nuovo quadro di politica energetica al 2030, che dispiega i suoi effetti in continuità con il pacchetto clima energia 2020 che sta per giungere a conclusione e per il quale l'Italia e l'Europa dovranno a breve dimostrare di aver raggiunto i traguardi assegnati. Per quanto riguarda il

nostro Paese, ad esempio, nel 2018 il contributo delle fonti rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali ha già raggiunto il 18%, valore più alto dell'obiettivo del 17% previsto per il 2020. Dal 1990 al 2007 si osserva un costante incremento della quota di fonti rinnovabili, da 4,4% a 9%. Successivamente si osserva una crescita considerevole della quota fino a superare il 20% del consumo interno lordo nel 2020.

I buoni risultati fin qui conseguiti sono, tuttavia, da considerarsi solo un punto di partenza, poiché gli obiettivi da raggiungere nel prossimo futuro sono ancora più sfidanti. La Commissione europea, infatti, alla fine del 2016 ha predisposto il cosiddetto "Clean Energy for all Europeans Package", un corpus di proposte legislative pensate per favorire la transizione dai combustibili fossili alle fonti di energia pulite, rinnovabili e sostenibili e per rispettare gli impegni assunti a Parigi in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. L'obiettivo è la creazione e la regolamentazione di un'Unione europea dell'energia declinata in cinque dimensioni:

- decarbonizzazione: a sua volta declinata nelle sotto dimensioni relative alle emissioni e agli assorbimenti di gas a effetto serra e all'energia rinnovabile;
- efficienza energetica;
- sicurezza energetica;
- mercato interno dell'energia a sua volta declinato nelle sotto dimensioni relative all'interconnettività elettrica, all'infrastruttura di trasmissione dell'energia, all'integrazione del mercato e alla povertà energetica;
- ricerca innovazione e competitività.

L'adozione del corpus di norme, conclusasi il 22 maggio 2019 dopo una lunga fase negoziale, intende facilitare il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione su energia e clima al 2030, ossia:

- una riduzione complessiva delle emissioni di gas serra del 40% rispetto ai livelli del 1990,
- una riduzione dei consumi di energia primaria del 32,5% rispetto ad uno scenario tendenziale,
- una quota dei consumi finali lordi coperta da fonti rinnovabili pari ad almeno il 32%.

Nel quadro delle norme incluse nel "Clean Energy for all Europeans Package" un ruolo centrale e innovativo spetta al nuovo Regolamento sulla Governance dell'Unione dell'energia (1999/2018/UE), che ha imposto agli Stati Membri di presentare entro il 31 dicembre 2018 una proposta di Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), in cui formalizzare i contributi che ciascun Paese si impegna a fornire per il raggiungimento dei target europei al 2030, nonché le traiettorie e le misure messe in campo a tal scopo.

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato a gennaio 2020 il testo del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Con la pubblicazione del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, l'Italia ha inteso dare attuazione a una visione di ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per un'economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente.

L'obiettivo del PNIEC è pertanto quello di realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione. Gli obiettivi generali perseguiti dallo stesso sono:

- accelerare il percorso di decarbonizzazione;

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

- mettere il cittadino e le imprese al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica;
- favorire l'evoluzione del sistema energetico da un assetto centralizzato a uno distribuito;
- promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori;
- promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti;
- accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda;
- adottare misure che riducano i potenziali impatti negativi sull'ambiente ed il paesaggio;
- continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'UE.

La proposta italiana prevede al 2030 obiettivi ambiziosi e misure per il loro raggiungimento in ciascuna delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia. L'attuazione del Piano sarà assicurata dai decreti legislativi di recepimento delle direttive europee in materia di efficienza energetica, di fonti rinnovabili e di mercati dell'elettricità e del gas.

Per quanto riguarda le emissioni, nei settori non ETS (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti) il Regolamento (UE) 2018/842 (Regolamento Effort Sharing, ESR) ha fissato un obiettivo vincolante di riduzione per l'Italia pari al -33% rispetto al 2005. In questo ambito, un contributo significativo sarà fornito dal settore trasporti grazie alla riduzione dei consumi, alla diffusione della mobilità elettrica e al ruolo crescente del biometano e dei biocarburanti, in particolare avanzati, ossia derivanti da rifiuti e residui, come alternativa ai derivati del petrolio e in ottica di economia circolare. Anche dal settore civile (residenziale e terziario) il contributo atteso è elevato, grazie alla combinazione di misure per l'efficienza energetica e l'impiego delle rinnovabili. È infatti previsto l'incremento della quota di consumi soddisfatti dalle rinnovabili fino al 30% al 2030, la riduzione dei consumi energetici primari del 43% rispetto allo scenario PRIMES 2007 e la riduzione dei consumi finali, con politiche attive, di 9,3 Mtep nel periodo 2020-2030.

L'elettrificazione dei consumi, la forte penetrazione delle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica consentiranno, secondo le previsioni del Piano, una notevole decrescita dei consumi finali da fonti fossili. Nello scenario di attuazione delle politiche e misure proposte nel PNIEC essi, infatti, passeranno dai 44 Mtep registrati nel 2016 a 32 Mtep nel 2030 con riferimento ai prodotti petroliferi, e da 34 Mtep nel 2016 a 29 Mtep nel 2030 per quanto riguarda il gas naturale. Nel percorso verso il modello di sviluppo sostenibile delineato nel PNIEC, anche il settore della raffinazione dovrà contribuire positivamente alla transizione verso un'economia a minor contenuto di carbonio. In particolare il Piano prevede:

- interventi di riconversione di impianti esistenti in bioraffinerie, in coerenza con l'aumento della domanda interna di biocarburanti avanzati in modo da creare una filiera produttiva nazionale e dare impulso all'economia circolare;
- il riutilizzo dei siti industriali mediante conversione a deposito o ad altri investimenti produttivi, anche al fine di salvaguardare i livelli occupazionali;
- investimenti per aumentare la conversione dei prodotti pesanti delle lavorazioni delle raffinerie e ridurre la produzione di olio combustibile.

Il Piano, inoltre, fornisce le basi per la predisposizione, ai sensi dell'art. 15 del Regolamento Governance, di una Strategia a lungo termine per la decarbonizzazione, che è stata predisposta dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ed è stata trasmessa alla Commissione europea nel 2021. La strategia fornisce una visione al 2050, stabilendo il contributo nazionale al conseguimento degli obiettivi europei e al rispetto degli impegni assunti da parte dell'Unione nel quadro della convenzione ONU sui cambiamenti climatici (UNFCCC) e dell'Accordo di Parigi, puntando all'azzeramento

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

delle emissioni nette dei gas a effetto serra entro il 2050 e a realizzare un sistema energetico altamente efficiente e basato sulle fonti rinnovabili.

Tabella 2.2-1: Obiettivi europei e italiani fissati per il 2020 e proposti per il 2030 nel PNIEC

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo	+1,3% annuo
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5%	-43%
Risparmi nei consumi finali tramite politiche attive	-1,5% annuo (senza i trasporti)	-1,5% annuo (senza i trasporti)	-0,8% annuo (con i trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

Tali obiettivi andranno comunque rivisti in aumento in conseguenza dell'innalzamento del target di riduzione della CO₂ al 2030, rispetto all'originale 40% su cui si era basato il PNIEC. Il programma dei lavori della Commissione europea per il 2021 prevede infatti una ampia revisione della legislazione in materia di clima ed energia, al fine di allinearla al nuovo obiettivo di ridurre le emissioni di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. Il cosiddetto "Fit for 55 package" includerà una lunga serie di proposte legislative su: Emissions Trading System (ETS); Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM); Effort Sharing Regulation (ESR); Renewable Energy Directive (RED), Energy Efficiency Directive (EED), Regulation on the inclusion of greenhouse gas emissions and removals from land use, land use change and forestry (LULUCF); Energy Tax Directive; Directive on deployment of alternative fuels infrastructure; Regulation setting CO₂ emission performance standards for new passenger cars and for new light commercial vehicles; Energy performance of Buildings Directive (EPBD); Reducing methane emissions in the energy sector; Third Energy Package per il gas per regolare i mercati dei gas a basso contenuto di carbonio.

Si tratta quindi di una revisione e aggiornamento dell'intero sistema normativo comunitario sull'energia, che avrà profondi riflessi sui sistemi energetici, di cui occorrerà seguire attentamente gli esiti anche in relazione alle specificità del sistema italiano e tenendo conto degli sforzi verso la decarbonizzazione già compiuti. Inoltre i nuovi orientamenti comunitari dovranno guidare l'aggiornamento del PNIEC italiano, che già è in

corso mediante la predisposizione di scenari che individuano i diversi percorsi e misure per raggiungere i nuovi target che l'Italia dovrà assumere per il 2030 su ulteriore riduzione delle emissioni CO₂, aumento di quota rinnovabili, impegni su efficienza energetica, e trasformazione dei sistemi energetici verso forme più intelligenti e decentrate.

Occorre a tale proposito chiarire, anche a seguito di alcune osservazioni pervenute in sede di VAS da parte di alcune Regioni e della Commissione VIA/VAS, che il permanere nel breve - medio periodo di attività di coltivazione in corso fino al completamento della loro produzione (è molto improbabile che a seguito della adozione del PITESAI ne partiranno di nuove), ove questo non pregiudichi interessi ambientali assoluti, non è incongruente con gli obiettivi di decarbonizzazione sopra indicati per le seguenti ragioni:

- 1) tutti gli obiettivi di riduzione della CO₂ vanno perseguiti mediante la riduzione delle emissioni di CO₂ derivanti dal consumo di combustibili fossili, da cui non discende direttamente una conseguente riduzione della produzione nazionale, che è comunque già molto ridotta rispetto alla domanda; anche se per ipotesi si decidesse di sospendere con effetto immediato ogni produzione nazionale di petrolio e gas, questo non ridurrebbe in alcun modo le emissioni derivanti dal consumo, ma si tradurrebbe semplicemente in un aumento delle importazioni di gas e di prodotti petroliferi dall'estero, con un effetto negativo sull'ambiente e sulle emissioni stesse, in quanto per la quota di idrocarburi non prodotta in Italia ma importata, andrebbero prese in considerazione anche le emissioni di CO₂ dovute al trasporto dall'estero (vedere gli studi sulle emissioni di metano, che è gas con effetto climalterante superiore alla CO₂, dovute al trasporto del gas in condotte, pubblicate dalla IEA – Methane Tracker 2021);
- 2) un secondo effetto negativo di una chiusura anticipata rispetto alle previsioni e del conseguente aumento delle importazioni dall'estero, avrebbe l'effetto di privare il sistema del gas italiano di una parte della sua liquidità sul mercato, con conseguente ulteriore aumento dei prezzi rispetto a quello che si sta in questo periodo verificando per le riduzioni di arrivo del GNL dall'estero per l'aumento della domanda di gas asiatica, la riduzione delle flessibilità di import dalla Russia e la tensione generata sui prezzi dalla ritardata fase di riempimento stoccaggi, effetti che sono solo in parte congiunturali, presentando anche aspetti strutturali;
- 3) i giacimenti di idrocarburi attualmente in coltivazione in Italia sono in gran parte in fase di declino naturale, per cui la loro produzione finirà in gran parte in ogni caso nel prossimo decennio, esaurendosi ben prima del 2040, come indicato nell'apposito paragrafo 6.2 *"Scenario previsionale delle attività upstream in Italia in assenza del PITESAI"* del Rapporto Ambientale al presente Piano;
- 4) l'ipotesi di riutilizzare le aree minerarie che si verrebbero a liberare con una chiusura anticipata delle attività estrattive, rispetto al loro ordinario esaurimento, per riutilizzarle ai fini di interventi per la riduzione della CO₂, quali ad esempio l'installazione di impianti a rinnovabili, è comunque limitata a pochissimi casi, e comunque esistono già vaste aree industriali dismesse che possono essere riutilizzate a tal fine.

2.2.2. Finalità, obiettivi e orizzonte temporale del PITESAI

Nel dicembre 2018 il Governo ha emanato il D.L. n. 135/2018, convertito dal Parlamento in L. 12/2019, recante *"Disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione"*, noto come Decreto Semplificazioni, in cui è stato inserito, in sede di conversione, l'art. 11-ter che prevede l'adozione del PITESAI (Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee), uno strumento di pianificazione generale delle attività minerarie sul territorio nazionale, volto ad individuare

le aree dove sarà potenzialmente possibile svolgere o continuare a svolgere le attività di ricerca, prospezione e coltivazione degli idrocarburi in modo sostenibile.

La predisposizione del PITESA parte infatti dalla finalità espressa dalla normativa predetta “... di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse”. L’intento è pertanto di offrire un quadro territoriale di riferimento, definito e pienamente condiviso (Stato-Conferenza unificata), rispetto al quale pianificare sul territorio nazionale lo svolgimento di tali attività, ispirato a valorizzare fortemente la sostenibilità ambientale, sociale ed economica, e con l’obiettivo di accompagnare la transizione del sistema energetico nazionale alla decarbonizzazione. L’adozione del Piano consentirà inoltre agli operatori una maggior semplificazione circa l’individuazione delle aree nelle quali poter effettuare le attività di prospezione, ricerca e coltivazione.

A tal riguardo, si richiama che il sistema energetico mondiale sta vivendo una nuova fase di trasformazione complessa e dinamica sulla spinta, tra gli altri, dei seguenti fattori principali:

- l’aumento della popolazione e dell’industrializzazione, soprattutto dei paesi emergenti, che si trasforma direttamente in nuova domanda anche di materie prime energetiche fossili, ma anche di maggiore rischio di aumento di emissioni climalteranti;
- la ricerca e innovazione che permettono di rendere disponibili nuove tecnologie che portano a maggiore efficientamento e/o a riduzioni dei rischi geo-ambientali o azzeramento di emissioni climalteranti o dannose per l’ambiente o la salute umana (“carbon free”; “zero emission”; “climate neutral”);
- gli investimenti in energie rinnovabili e in aumento della elettrificazione dei consumi, con un andamento di sostanziale aumento negli ultimi anni, denotano spazi di superamento delle dinamiche di carbon lock-in con potenziali effetti trasformativi e positivi del sistema economico ed industriale;
- l’aumento della generazione da rinnovabili e dell’elettrificazione farà aumentare la domanda di nuovi minerali quali cobalto, nickel, litio e grafite prevalentemente in paesi extra-UE;
- i cambiamenti negli equilibri della geografia politica mondiale che creano gradi di incertezza e quindi di rischio di approvvigionamento dall’estero;
- la crescente consapevolezza della società degli effetti sull’ambiente, sulla salute e sul clima che derivano dai processi di produzione e consumo, nonché dalla diffusione di situazioni di conflitto d’uso del suolo per fini energetici (sia per risorse convenzionali che rinnovabili);
- nuove metodologie legate alla responsabilità sociale di impresa, nel campo del “Social Awareness”, “Social Licence to Operate Schemes”, etc.;
- l’analisi delle macro-strategie delle grandi imprese, così come delle PMI innovative, nonché i trend della ricerca e dell’innovazione che segnalano un’evoluzione in corso verso una diversificazione che valorizzi e ricombini la conoscenza del settore energetico ed estrattivo in altri ambiti verso un’economia più verde (green economy), digitale, sostenibile, responsabile (corporate social responsibility) e circolare.

Come osservano le maggiori organizzazioni internazionali che si occupano di politiche energetiche (OCSE, IEA, IRENA,...) e la comunità scientifica internazionale, i trend positivi significativi della transizione non sono e non saranno distribuiti in modo uguale. La transizione presenta e presenterà effetti differenti nei territori ed in alcuni potrà rivelarsi un complesso mix che include anche impatti negativi, soprattutto in quelle aree dove è presente un significativo sistema socio-economico dipendente dalle attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Si pone quindi, in termini di sostenibilità, anche la questione sociale di una giusta transizione (*just/fair transition*) e del *reskilling*, volti ad una diversificazione intelligente che non comporti shock nel sistema del lavoro e perdite di competenze, soprattutto in quelle aree dove è presente un significativo

sistema socio-economico e tecnologico basato sulla filiera dei combustibili tradizionali e dal sistema estrattivo di materie prime energetiche.

Pertanto, con lo strumento del PiTESAI si affronterà la transizione energetica con un approccio strategico territoriale per garantire la sicurezza e la migliore sostenibilità, intra ed intergenerazionale, sia a scala nazionale sia a scala locale, contribuendo ad armonizzare e rendere equilibrato il percorso verso la decarbonizzazione della società italiana, tutelando contemporaneamente l'ambiente, l'economia e la società, tenendo in considerazione l'importanza di questi processi a scala territoriale.

Con orizzonte temporale al 2050, con step intermedi decennali, il PiTESAI è uno degli strumenti che compongono il quadro strategico nazionale per lo sviluppo sostenibile nel campo energetico e per la sicurezza degli approvvigionamenti, caratterizzato da una specifica attenzione al territorio nel suo complesso. Come mostrato precedentemente, per il processo di costruzione del PiTESAI e della relativa valutazione ambientale, si prendono a riferimento gli obiettivi energetici internazionali, comunitari, e di conseguenza nazionali (Agenda 2030, Accordo di Parigi, Clean Energy for all Europeans Package, Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile, PNIEC, nuova strategia energetica LRT...).

Il PiTESAI è/sarà anche una roadmap, data based, per affrontare la complessità della transizione che richiede un'azione coordinata di politiche ed istituzioni che agiscano sul fronte economico, tecnologico e sociale considerando con estrema attenzione gli aspetti della tutela ambientale e della salute umana come vincolo ed opportunità per uno sviluppo più prospero dell'attuale e delle future generazioni.

Il PiTESAI si pone anche come possibile strumento di indirizzo per le Amministrazioni Centrali e per le Regioni per la programmazione dei fondi europei Strutturali e di innovazione (2021-2027), al fine di garantire anche un ulteriore sostegno alla migliore transizione nelle aree non idonee, qualora vi fossero impianti da dismettere prima della fine della vita del giacimento. Risulta fondamentale per tutti i settori coinvolti in questo percorso globale di decarbonizzazione dell'economia verificare la fattibilità di possibili interventi di riconversione dei propri siti, anche ricorrendo all'installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Al riguardo, si evidenzia che lo strumento del Just Transition Fund (JTF)⁷ non risulta applicabile nello specifico per le attività upstream e secondo le finalità del Piano, poiché tra l'altro in Italia è destinato dalla Commissione europea in via praticamente esclusiva per l'area del Sulcis e di Taranto.

A seguito della adozione del PiTESAI saranno considerati dal MITE, in coordinamento con il Ministero dello sviluppo economico e con le Regioni, opportuni percorsi di reskilling e di creazione di nuove attività lavorative, anche in settori non energetici, che reimpieghino la manodopera locale, anche per le aree che risulteranno idonee ma per le quali comunque verrà in prospettiva a mancare l'occupazione per l'esaurimento naturale dei giacimenti, promuovendo l'utilizzo delle royalties da parte delle Regioni, in particolare quelle del Mezzogiorno, per la realizzazione di progetti locali che nel corso del tempo riassorbano l'occupazione.

Inoltre, è pragmaticamente rilevante evidenziare come lo strumento del PiTESAI contribuirà a realizzare, la finalità primaria della razionalizzazione dell'intero settore dell'upstream italiano, in termini di maggior efficientamento delle aree e delle risorse economiche degli operatori impiegate per tali finalità, evitando anche l'eccessivo allungamento dei tempi amministrativi connessi e conseguenti a tali attività.

Come evidenziato nei capitoli successivi, la produzione di idrocarburi nazionali è concentrata solo in una ridotta percentuale delle concessioni attive. Si richiama infatti che gran parte della produzione complessiva di gas nazionale registrata nel 2020 è ascrivibile alle 17 concessioni più produttive che hanno realizzato

⁷ JTF, fondo varato dall'UE per gestire la transizione e gli effetti sociali e occupazionali dei territori da essa interessati.

complessivamente 3.566 milioni di m³, pari all'81% della produzione nazionale; circa il 9% delle concessioni attive fornisce oltre l'80% della produzione nazionale. La produzione complessiva di olio greggio dell'anno 2020 è principalmente ascrivibile alle 4 concessioni più produttive (circa il 2% delle concessioni vigenti) che hanno realizzato complessivamente 4.893 milioni di tonnellate, pari a oltre il 90% della produzione nazionale.

Conseguentemente, la razionalizzazione prevista – attraverso l'adozione del PiTESAI – delle concessioni presenti in Italia, non risulterà in antitesi con le necessità di salvaguardare la produzione nazionale e i livelli occupazionali, atteso che le concessioni di coltivazione, allo stato, non solo non sono oggetto di sospensione, ma possono altresì essere prorogate.

Proprio dal punto di vista del perseguimento degli obiettivi di razionalizzazione, si inquadra la disposizione della norma del PiTESAI che ridetermina in aumento di 25 volte dal 1° giugno 2019 i canoni annui dovuti dai titolari delle concessioni di coltivazione di idrocarburi in base alle superfici dei titoli minerari detenuti. Tali canoni erano rimasti invariati da oltre venti anni dalla precedente normativa regolatrice e venivano adeguati solo in base agli indici Istat. Il legislatore ha comunque previsto, nella medesima norma del PiTESAI che aumenta i canoni concessori, la possibilità per concessionari, una volta verificata la convenienza della concessione alla luce dell'importo dei nuovi canoni, di dismettere quelle non più redditizie, ovvero di ridurre l'estensione al fine di commisurarla alla produttività e di continuarne a ritrarre un profitto e delle utilità⁸. Ne discende che anche l'aumento dei canoni è stato funzionale all'attività volta alla valorizzazione della sostenibilità ambientale e socio-economica delle diverse aree, all'annullamento degli impatti derivanti dalle attività upstream e al sostegno del processo di decarbonizzazione.

Tale rideterminazione in aumento di 25 volte dei canoni concessori si inquadra nell'ottica della valorizzazione dei beni pubblici, che mira ad una loro maggiore redditività per lo Stato, finalizzata ad una transizione energetica che appare valore fondamentale da perseguire nell'interesse della generalità dei cittadini e che deve ritenersi idonea a giustificare la diminuzione proporzionale dei vantaggi dei soggetti che assumono la veste di concessionari (cfr. Sentenza TAR Lazio del 17/09/2020).

Il legislatore, valutando tale equo bilanciamento fra le attività di coltivazione di idrocarburi da un lato, e la maggiore valorizzazione della sostenibilità ambientale dall'altro, ha emanato la normativa del PiTESAI in argomento da intendersi come misura di razionalizzazione delle attività minerarie, atteso che la predisposizione del Piano di transizione energetica dovrà temperare il raggiungimento delle esigenze ambientali richieste, tenendo conto tra l'altro degli aspetti socio economici coinvolti anche nel comparto produttivo nazionale, a garanzia di tutti i lavoratori interessati (clausola di salvaguardia preliminarmente possibile anche in considerazione delle previsioni normative di cui all'art. 62-ter della Legge 11 settembre 2020, n. 120, che ha introdotto una soglia per i canoni annui complessivi che ciascun titolare deve versare per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi⁹).

⁸ Il legislatore all'art. 11-ter comma 4 della legge in parola, proprio nella consapevolezza che l'aumento dei canoni avrebbe potuto far ritenere non conveniente mantenere la concessione, ha previsto che non siano sospesi i procedimenti di: "... b. rinuncia a titoli minerari vigenti o alle relative proroghe;..omissis.. d. riduzione dell'area, variazione dei programmi lavori e delle quote di titolarità."

⁹ L'art. 62-ter della Legge 11 settembre 2020, n. 120 ha introdotto dopo il comma 9 dell'art. 11-ter della L. 12/19 il seguente: «9 -bis. Al fine di garantire la prosecuzione in condizioni di economicità della gestione delle concessioni di coltivazione di idrocarburi, l'ammontare annuo complessivo del canone di superficie dovuto per tutte le concessioni in titolo al singolo concessionario non può superare il 3 per cento della valorizzazione della produzione da esse ottenuta nell'anno precedente»

2.3. Linee strategiche e principi del Piano

Come richiamato nel paragrafo precedente, il PiTESAI, è stato pensato quale strumento per adottare nel settore dell'*upstream* un approccio strategico territoriale, volto alla valorizzazione della sostenibilità ambientale nello sviluppo socio-economico su scala nazionale e locale. Il PiTESAI è considerato uno degli strumenti che vanno a comporre il quadro strategico nazionale per lo sviluppo sostenibile, la ricerca e l'innovazione in ambito energetico, mostrando attenzione al territorio nel suo complesso. Il Piano, incentrato sulla sostenibilità ambientale e socio-economica delle scelte in termini di politica energetica, effettuate nelle differenti aree del Paese, intende ridurre gli impatti ambientali che derivano dalle attività upstream, ovvero dall'esplorazione, perforazione ed estrazione connesse alle attività di produzione degli idrocarburi, e avviare il processo di decarbonizzazione.

Secondo quanto stabilito dall'art. 11-ter della Legge 12/2019, e ai sensi del D.L. 22/2021, il PiTESAI è approvato con decreto del Ministro della Transizione Ecologica, previa acquisizione dell'intesa tra Stato e Conferenza unificata (Regioni, Province, Enti locali), richiesta dal comma 3 dell'art. 11-ter della Legge 12/19, e necessaria per l'adozione del Piano nelle aree su terraferma.

In base a quanto stabilito nella normativa vigente, i permessi di prospezione o di ricerca di idrocarburi, sia liquidi che gassosi, in mare e su terraferma, e anche i relativi procedimenti amministrativi, sono momentaneamente sospesi ("moratoria") fino al 30 settembre 2021, e dall'adozione del Piano saranno soggetti a verifica per determinare le aree dove queste operazioni risulteranno essere compatibili con i principi previsti dal PiTESAI. Altresì, non è prevista alcuna sospensione delle attività di stoccaggio di gas naturale in quanto il PiTESAI non riguarda dette attività¹⁰ e né dei procedimenti relativi al conferimento di nuove concessioni di coltivazione di idrocarburi.

Per quanto riguarda le attività in permessi di ricerca che potrebbero riprendere e i pozzi esplorativi che potrebbero essere perforati una volta scaduto il termine del 30 settembre 2021, nelle more dell'adozione del PiTESAI, si rileva che per ciascuno dei permessi in essere, di competenza statale, dopo il 30 settembre 2021 non ci sarebbe comunque alcuna ripresa diretta e immediata delle attività in quanto precedentemente al 13 febbraio 2019 non sono stati autorizzati dalle Sezioni UNMIG competenti della DIGISSEG né nuovi pozzi né nuove indagini geofisiche in situ; in ogni caso si specifica che il decorso temporale di gran parte dei permessi di ricerca in essere era già stato sospeso su richiesta delle stesse società, prima dell'entrata in vigore della norma sul PiTESAI (prima del 13 febbraio 2019). Pertanto, al 30 settembre, con la ripresa di efficacia dei permessi di prospezione e ricerca, potranno dunque ripartire soltanto le attività amministrative, ma non è evidentemente possibile che sia avviata nei mesi successivi alcuna nuova attività operativa di ricerca sul territorio, dato che per effettuare una nuova perforazione di ricerca sarà comunque necessaria secondo le norme vigenti specifica autorizzazione, con l'effettuazione di una preventiva VIA, la cui emanazione dovrà comunque tenere conto delle previsioni del presente Piano.

Le istanze o le attività di ricerca in essere, attualmente sospese fino al 30/09/2021, proseguiranno le prime nell'iter procedimentale e le seconde nelle "attività" (**soltanto dal punto di vista amministrativo per quanto sopra evidenziato**), fino alla scadenza del titolo e potranno essere eventualmente prorogate, una o più volte,

¹⁰ Si precisa inoltre che le concessioni di acque minerali e termali, che il Regio Decreto n. 1443 del 1927 riconduce nell'ambito delle "miniere", oggi di competenza regionale, e i permessi e le concessioni geotermiche di cui al D.lgs. 22/2010, nonché le concessioni di stoccaggio di cui alla L. 170/1974, e quant'altro non ulteriormente specificato, non sono oggetto del PiTESAI, che ha lo scopo specifico sopra definito.

per tre anni ai sensi dell'art. 7 D.lgs. 625/1996, qualora in base alle risultanze del piano si troveranno a insistere - anche parzialmente - in aree definite come potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di ricerca in quanto attività che rispettano i criteri ambientali di cui al PiTESAI; gli altri permessi di ricerca saranno dichiarati non compatibili ai sensi dell'art. 11-ter, comma 8, del D.L. 135/2018 e quindi revocati in base alle procedure previste dal medesimo art. 11-ter, comma 8.

Si rammenta che ai sensi dell'art. 34, comma 19, D.L. 18 ottobre 2012, n. 17, convertito con modificazioni dalla L. 17 dicembre 2012, n. 221 "Per la piena attuazione dei piani e dei programmi relativi allo sviluppo e alla sicurezza dei sistemi energetici di cui al decreto legislativo 1º giugno 2011, n. 93, gli impianti attualmente in funzione (...) di cui agli articoli 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, continuano ad essere eserciti fino al completamento delle procedure autorizzative in corso previste sulla base dell'originario titolo abilitativo, la cui scadenza deve intendersi a tal fine automaticamente prorogata fino all'anzidetto completamento". I titoli per i quali sia stata presentata istanza di proroga si intendono pertanto automaticamente prorogati fino al conferimento del D.M. di proroga, rilasciato al termine delle procedure autorizzative in corso.

In base alle previsioni dell'art. 11-ter, comma 4, lettera a) le concessioni di coltivazione possono essere inoltre prorogate anche nelle more dell'adozione del PiTESAI, ragione per cui i procedimenti di proroga in corso dovranno essere finalizzati; la data di scadenza delle concessioni di cui all'art. 11-ter, comma 8, ultimo periodo, in base alle diverse casistiche riportate dal PiTESAI, sarà pertanto da considerare come data di scadenza del titolo o della relativa proroga già concessa o in fase di rilascio. La durata delle concessioni così come anche dei permessi, e delle relative proroghe, che saranno compatibili secondo il PiTESAI, rimarrà comunque conforme alle attuali previsioni normative di settore.

Nella formulazione del PiTESAI, la parte principale dell'attività è stata rivolta all'individuazione dei criteri ambientali, sociali ed economici, in base ai quali stabilire se una determinata area sia potenzialmente o meno idonea all'effettuazione delle attività di ricerca e di successiva coltivazione di giacimenti di idrocarburi e/o compatibile alla prosecuzione delle attività minerarie già in essere.

L'applicazione dei criteri ambientali, sociali ed economici avrà pertanto ad oggetto da un lato le nuove istanze per lo svolgimento potenziale delle attività upstream e dall'altro la prosecuzione dei procedimenti amministrativi e delle attività minerarie che sono già in essere.

Le nuove istanze (successive all'approvazione del PiTESAI) dei permessi di prospezione e dei permessi di ricerca di idrocarburi che, sulla base dell'applicazione dei criteri, saranno presentate in futuro e risulteranno in aree potenzialmente idonee, seguiranno l'iter amministrativo di autorizzazione previsto dalla normativa attuale (di cui al capitolo 2.1.2 "La Scala Nazionale: Quadro Legislativo, Regolamentare e Organizzativo per la prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi").

La valutazione invece della compatibilità, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività minerarie già in essere, dei titoli minerari esistenti e delle istanze già presentate alla data di entrata in vigore della L. n. 12/19, sarà condotta secondo le seguenti casistiche:

- a. prosecuzione dei procedimenti per le istanze:
 - i. dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca già presentate,
 - ii. delle concessioni di coltivazione di idrocarburi già presentate ed in corso di valutazione,
- b. prosecuzione delle attività di esplorazione o coltivazione già in essere:
 - i. nei permessi di ricerca vigenti (o in fase di proroga),
 - ii. nelle concessioni di coltivazione vigenti (o in fase di proroga).

2.3.1. Individuazione/definizione dei criteri ambientali e socio-economici

L'integrazione delle considerazioni ambientali nel processo decisionale che rappresenta una delle finalità cui è rivolta la VAS trova applicazione nel presente Piano con la definizione di criteri di natura ambientale, economica e sociale, la cui applicazione consentirà la gestione delle nuove istanze, di quelle già presentate nonché delle attività già in essere.

Per l'individuazione delle categorie ambientali e dei relativi vincoli da considerare applicabili per le stesse, si richiama che il PiTESAI è un atto di pianificazione la cui finalità consiste nell'individuare un *“quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse”*, ovvero fornire un quadro territoriale condiviso con le Regioni tramite la Conferenza unificata, rispetto al quale pianificare lo svolgimento di tali attività, valorizzando la sostenibilità ambientale, sociale ed economica, e con l'obiettivo di accompagnare la transizione del sistema energetico nazionale alla decarbonizzazione; deve tener conto delle caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche e morfologiche, con particolare riferimento all'assetto idrogeologico e alle vigenti pianificazioni (anche interregionali e regionali) e, per quanto riguarda le aree marine, principalmente considerare i possibili effetti sull'ecosistema, nonché tenere conto dell'analisi delle rotte marittime, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste.

I criteri ambientali sono pertanto stati definiti sulla base delle caratteristiche territoriali e ambientali delle aree di studio individuate in base alla presenza di vincoli normativi, regimi di protezione e di tutela a vario titolo e di particolari sensibilità/vulnerabilità alle attività oggetto del PiTESAI.¹¹

Per le analisi ambientali del Piano sono state prese in considerazione le categorie ambientali riportate di seguito, da suddividere nei due ambiti, terrestre e marino, al fine di classificarle secondo i seguenti vincoli ambientali:

- **vincoli assoluti:** vincoli normativi già in atto nella terraferma e nelle zone marine (criterio dei divieti o delle riduzioni delle attività già in vigore), per i quali sono previste restrizioni di vario tipo correlate alle attività;
- **vincoli aggiuntivi di esclusione:** elementi che, ai fini della richiesta salvaguardia, tutela e valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale, territoriale ed economico presente, seguendo logiche di prevalenza delle finalità coinvolte e degli obiettivi da conseguire, comportano l'esclusione delle specifiche attività operative di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree interessate;
- **vincoli di attenzione/approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche:** elementi che non determinano a priori la non idoneità dell'area, ma che per le loro caratteristiche ambientali, in quanto possono presentare particolari sensibilità alle attività operative di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, dovranno essere adeguatamente considerati nelle successive fasi valutative sito-

¹¹ I dati e le informazioni a supporto del processo di redazione del PiTESAI e delle analisi e valutazioni ambientali sono stati raccolti, catalogati ed elaborati attraverso la predisposizione di un Sistema informativo (Web GIS sinacloud) sviluppato e gestito da ISPRA. Ciascuno strato informativo fornito dalle Amministrazioni competenti è stato acquisito e armonizzato all'interno di un GeoDataBase. Tali informazioni e strati informativi sono accessibili con un applicativo Web GIS, per il tramite di un GIS Service Layer, per la consultazione e interrogazione, al seguente link: <https://sinacloud.isprambiente.it/portal/apps/webappviewer/index.html?id=44b6c75b5e994703b9bd6adf51561a7d>. Le fonti degli strati informativi inseriti sono indicate in tale Sistema informativo. La piattaforma mette a disposizione i dati forniti e quelli derivanti dalle elaborazioni finalizzate alla definizione e valutazione ambientale del presente Piano.

specifiche (tra cui le VINCA e le VIA **del progetto nel sito specifico**) che si renderanno necessarie prima di approvare l'effettuazione delle specifiche attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi.

In merito alla classificazione dei vincoli proposti è in particolare rilevante sottolineare che i "vincoli assoluti" e i "vincoli aggiuntivi di esclusione" non sono connotati da un peso/significatività differente ma hanno lo stesso potere escludente per le finalità del piano. Semplicemente le due definizioni sono state distinte in quanto i vincoli assoluti riguardano vincoli di carattere normativo già esistenti prima dell'adozione del piano, i "vincoli aggiuntivi di esclusione" sono vincoli ulteriori, identificati sulla base dei criteri ambientali appositamente definiti per l'applicazione delle finalità del piano.

Sulla base delle analisi già effettuate per l'elaborazione del Rapporto Preliminare e dei nuovi elementi acquisiti dal parere di scoping e dai successivi confronti effettuati anche con l'Amministrazione competente e la Commissione Vas, e degli esiti della consultazione pubblica nella procedura di VAS, si riporta di seguito nella Tabella 2.3-1 l'elenco delle categorie ambientali e dei criteri ambientali (costituiti da vincoli assoluti, vincoli aggiuntivi di esclusione e vincoli di approfondimento) individuati per l'elaborazione del PiTESAI.

Tale elenco tiene conto di alcune osservazioni e suggerimenti pervenuti nella fase di VAS.

Al riguardo, si evidenzia che il PiTESAI costituisce quadro di riferimento per l'approvazione, l'autorizzazione, l'area di localizzazione e la realizzazione dei progetti di prospezione, ricerca e coltivazione e attraverso la VAS del PiTESAI possono essere fornite indicazioni di carattere generale di cui tenere conto nell'ambito delle valutazioni ambientali dei progetti stessi.

A seguito della approvazione del PiTESAI, gli studi di impatto ambientale relativi a progetti di ricerca e coltivazione seguono inoltre come quadro di riferimento valutativo: - il sistema di obiettivi ambientali definiti dal PiTESAI; - il sistema di criteri ambientali costituito da Criteri E – vincoli assoluti, Criteri F – vincoli relativi di esclusione, Vincoli relativi di attenzione/approfondimento - specificatamente definiti nei capitoli seguenti e nel Rapporto Ambientale.

Fatto salvo il principio per cui la VAS del PiTESAI costituisce quadro di riferimento per tutte le valutazioni ambientali relative ai progetti di prospezione, ricerca e coltivazione, le procedure di VIA e di VAS hanno finalità differenti e che una valutazione svolta ai fini VAS non può essere sostitutiva di quella svolta ai fini VIA, anche in relazione alla scala territoriale di riferimento e, conseguentemente, al livello delle analisi condotte, non potendosi assolvere in fase di pianificazione l'onere di una valutazione completa degli impatti complessivi.

In particolare, per quanto riguarda alcune specifiche osservazioni pervenute in sede di VAS sulla opportunità di definire già in fase di VAS le zone di rispetto per determinare le aree idonee, in particolare in riferimento ai vincoli di attenzione e approfondimento, si considera difficilmente possibile prestabilire a priori tali zone di rispetto, in quanto sarà evidentemente necessario considerare le loro caratteristiche (ad esempio, nel caso di una zona SIC, gli habitat prioritari) e gli obiettivi sito-specifici dei siti, e confrontarli con le diverse tipologie di opere (una indagine geofisica, una perforazione esplorativa temporanea, o una infrastruttura permanente di coltivazione) e con le relative tecniche di realizzazione, al fine di poter valutare le eventuali interferenze¹².

¹² Le "Linee Guida Nazionali per la Valutazione di Incidenza" sono state predisposte dal MiTE (già MATTM) nel 2019 per ottemperare agli impegni assunti dall'Italia nell'ambito del contenzioso comunitario avviato in data 10 luglio 2014 con l'EU (Pilot 6730/14) in merito alla necessità di produrre un atto di indirizzo per la corretta attuazione dell'art. 6, commi 2, 3, e 4, della Direttiva 92/43/CEE Habitat, anche alla luce dei sopravvenuti pronunciamenti della Corte di Giustizia dell'Unione Europea. Da tali documenti emerge che "...la Valutazione di Incidenza costituisce una procedura, preventiva, vincolante, di verifica caso per caso, che non può prevedere soglie di assoggettabilità, elenchi di semplici esclusioni, né tantomeno è possibile introdurre zone buffer, in assenza di opportune verifiche preliminari".

Quindi si ritiene più logico, a meno che non ci siano invece specifiche indicazioni, anche di indirizzo, fornite dalle stesse Regioni e Enti territoriali (ad esempio linee guida regionali su distanze minime, aree buffer, in relazione a tipologie di opere specifiche), che le aree buffer siano valutate specificatamente in relazione a ciascun intervento e sito nell'ambito di una procedura di VIA, dato che essa è prevista per legge per ogni singola opera da realizzare per la ricerca e coltivazione di idrocarburi. D'altra parte, la fase di VAS non può tenere luogo delle procedure di VINCA e VIA, anche per la diversa scala territoriale di riferimento alla quale è condotta.

Si ritiene infine, come emerso nella fase di VAS, che i **criteri ambientali** dovranno essere considerati, ove applicabile, **dinamici e adattativi**.

Al fine di consentire la dinamicità e adattività dei criteri ambientali di cui al presente Piano, il Mite aggiornerà tali categorie sulla base delle comunicazioni di aggiornamento che le Regioni/Enti/Ministeri saranno tenuti ad effettuare all'ufficio competente della DGISSEG. Il Mite effettuerà comunque annualmente una richiesta in tal senso alle predette amministrazioni al fine di richiamare tale adempimento per le finalità di aggiornamento del Piano. In merito alla necessità di una revisione del Piano sulla base delle modifiche e integrazioni da apportare alle categorie ambientali e alle scelte di Piano, in conseguenza anche dei risultati derivanti dall'applicazione del Piano di monitoraggio, si ritiene che tale operazione possa avere una frequenza minima di 5 anni, salvo eventuali modifiche sostanziali intervenute a seguito dell'applicazione di altri strumenti che richiedono di essere adeguatamente considerati.

Tabella 2.3-1: Elenco delle Categorie ambientali e dei vincoli individuati per l'elaborazione del PiTESAI¹³**Legenda:**

Categoria: categoria ambientale che definisce la tipologia normativa, ambientale, naturale, di rischio o altro vincolo considerato;

Cartografabile: definibile se la categoria associata è disponibile georeferenziata e in formato shapfile per qualsiasi sistema di GIS, se in formato di database cartografico o se non è disponibile al momento o in assoluto;

Vincolo Assoluto: vincoli normativi già in atto nella terraferma e nelle zone marine per i quali sono previste restrizioni di vario tipo correlate alle attività;

Vincolo Aggiuntivo di Esclusione: elementi che, ai fini della richiesta salvaguardia, tutela e valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale, territoriale ed economico presente, comportano l'esclusione delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree interessate;

Buffer già previsti o valutabili a priori: aree di rispetto relative al vincolo associato in cui si estende la validità del vincolo;

Vincolo di Attenzione/Approfondimento: elementi che non determinano a priori la non idoneità dell'area, ma che per le loro caratteristiche ambientali in quanto possono presentare particolari sensibilità alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, dovranno essere adeguatamente considerati nelle successive fasi valutative sito-specifiche;

Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI: vengono descritte i motivi della scelta di queste categorie correlate alla tipologia di vincolo.

	Categoria	Cartografabile	Vincoli assoluti	Vincoli aggiuntivi di esclusione	Buffer già previsti o valutabili a priori	Vincoli di attenzione/ approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI
VINCOLI ASSOLUTI (Cat. 1-7)							
1	Aree di cui al D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., art. 6: Aree ricadenti all'interno del perimetro e poste entro le 12 miglia	SI	SI		ove previsti		D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., art. 6 Comma 17: Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi

¹³ PER INFORMAZIONI SULL'ACQUISIZIONE DEGLI STRATI INFORMATIVI / DATI REGIONALI MINISTERIALI PER LE CATEGORIE AMBIENTALI DEL PITESAI IMPLEMENTATI NEL SINACLOUD GESTITO DA ISPRA SI VEDA L'ALLEGATO 2 AL PIANO.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

<p>dal perimetro esterno di: Aree Marine Protette, Parchi sommersi, Santuario dei Mammiferi Marini, Oasi Blu, Riserve naturali con parti a mare, Parchi Nazionali con parti a mare (La Maddalena, Arcipelago Toscano), Siti della Rete Natura 2000 nazionali e regionali (SIC/ZSC e ZPS, istituiti e da istituire); Aree ricadenti all'interno della fascia di mare entro le 12 miglia dalla linea di costa e dai limiti esterni delle aree marine protette già istituite (Siti Natura 2000, AMP, Santuario Pelagos, ecc.);</p>					<p>nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione Europea e internazionali sono vietate attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare di cui agli articoli 4,6 e 9 della legge n.9 del 1991, n.9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro le 12 miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette, fatti salvi i procedimenti concessori di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge n.9 del 1991.</p> <p>L'art. 6, comma 17, del D.Lgs. 152/2006, da leggere in combinato con gli articoli 2 e 3 dell'UNCLOS, ratificata dall'Italia con la legge 2 dicembre 1994 n. 689, specifica che le 12 miglia marine siano da intendersi come comprensive anche del fondo marino e del relativo sottosuolo.</p>
---	--	--	--	--	--

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

2	Divieto di prospezione, ricerca e coltivazione nel Golfo di Venezia, nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po (art. 8 del Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112)	SI	SI (in attesa dell'accertamento, da parte del Ministero dell'Ambiente - ISPRA, sulla base di specifici studi in corso, dell'assenza di rischi di subsidenza sulle coste.				Con l'articolo 4 della Legge 9 gennaio 1991 n. 9 "Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale", così come modificato dall'art. 26, comma 2, della Legge 21 luglio 2002, n. 179, è stata vietata la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi nelle acque del Golfo di Venezia, nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento ed il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po. Successivamente con il Decreto Legge 25 giugno 2008 n. 112 "Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria", è stato stabilito che tale divieto "si applica fino a quando il Consiglio dei Ministri, d'intesa con la regione Veneto, su proposta del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, non abbia definitivamente accertato la non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza sulle coste, sulla base di nuovi e aggiornati studi, che dovranno essere presentati dai
---	--	----	---	--	--	--	---

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							titolari di permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione, utilizzando i metodi di valutazione più conservativi e prevedendo l'uso delle migliori tecnologie disponibili per la coltivazione".
3	Aree di cui al D.lgs. 49/2010, DPCM 29.09.1998, D.lgs. 152/2006 e correlate Norme Tecniche di Attuazione delle Autorità di Bacino/Distretto Idrografico Aree classificate a pericolosità idraulica o a rischio idraulico (alluvione)	SI	SI Aree classificate a pericolosità idraulica "elevata" o a rischio idraulico (alluvione) "molto elevato" o "elevato"			SI Aree classificate a pericolosità idraulica "media" o "bassa" o a rischio idraulico (alluvione) "medio" o "basso"	La norma ha la duplice finalità di salvaguardare l'incolumità delle persone ed il valore dei beni rispetto al rischio naturale specifico da un lato, nonché di evitare che attività non congruenti con il precario contesto ambientale possano produrre un ulteriore aggravamento del rischio.
4	Aree di cui al D.lgs. 49/2010, DPCM 29.09.1998, Aree di cui al D.lgs. 152/2006 e correlate Norme Tecniche di Attuazione delle Autorità di Bacino/Distretto Idrografico Aree classificate a pericolosità o a	SI	SI Aree classificate a pericolosità o a rischio geomorfologico (frana) "molto elevato" o "elevato"			SI L'inventario IFFI rappresenta una raccolta dei fenomeni franosi segnalati dalle regioni. I suoi contenuti non possono di per sé costituire un vincolo di esclusione al pari della cartografia ufficiale sulla pericolosità. Poiché tale inventario costituisce un significativo quadro	La norma ha la duplice finalità di salvaguardare l'incolumità delle persone ed il valore dei beni rispetto al rischio naturale specifico da un lato, nonché di evitare che attività non congruenti con il precario contesto ambientale possano produrre un ulteriore aggravamento del rischio.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	rischio geomorfologico (frana) “molto elevato” o “elevato”					conoscitivo di base sulle frane in Italia, può essere inserito come vincolo relativo di approfondimento.	
5	Aree designate per l'estrazione di acque destinate al consumo umano (art. 94 del D.lgs. 152/06 e s.m.i.)	Parzialmente secondo i dati sinora a disposizione. Dati inseriti nel sinacloud se forniti dalle Regioni o dalle Autorità di Bacino competenti Per una copertura completa dei dati su tutto il territorio nazionale si rimanda alle Regioni coinvolte	SI - rientrano le zone di tutela assoluta e le zone di rispetto ove adottate		Per le zone di tutela assoluta il buffer è di 10 m dal punto di captazione, mentre per le zone di rispetto è di 200 m, ma la Regione può indicare diversament e.	Zone di protezione	Per conservare le caratteristiche qualitative delle acque destinate al consumo umano, il decreto legislativo 152/2006 (art. 94) stabilisce che le Regioni individuino le aree di salvaguardia distinte in zone di tutela assoluta e zone di rispetto, nonché, all'interno dei bacini imbriferi e delle aree di ricarica della falda, le zone di protezione.
6	Aree Protette istituite in base alla legge 979/1982 e alla legge n. 394/91 e alla leggi di recepimento regionale (parchi nazionali, aree	SI	SI		Non valutabili a priori	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Tutela di specie animali o vegetali, di associazioni vegetali o forestali, di singolarità geologiche, di formazioni paleontologiche, di comunità biologiche, di biotopi, di valori scenici e panoramici, di processi naturali, di equilibri idraulici e idrogeologici, di equilibri

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

<p>marine protette, riserve naturali statali, parchi e riserve naturali regionali, parchi locali di interesse sovracomunale e altri stati naturali e aree regionali), con le tipologie di aree protette di cui all'EUAP, compresa l'Area Naturale Marina di Interesse Internazionale rappresentata dal "Santuario per i Mammiferi marini"</p>						<p>ecologici. L'art. 6 della L 394/91 "Misure di salvaguardia" che, al comma 3, vieta "...qualsiasi mutamento dell'utilizzazione dei terreni con destinazione diversa da quella agricola e quant'altro possa incidere sulla morfologia del territorio, sugli equilibri ecologici, idraulici ed idrogeotermici e sulle finalità istitutive dell'area protetta."; l' art. 11 della L 394/91 Il "Regolamento del Parco" disciplina le attività consentite entro il territorio protetto, al comma 3 specifica che "...nei parchi sono vietate le attività e le opere che possono compromettere la salvaguardia del paesaggio e degli ambienti naturali tutelati con particolare riguardo alla flora e alla fauna protette e ai rispettivi habitat. In particolare sono vietate.... c) la modificazione del regime delle acque;l'introduzione e l'impiego di qualsiasi mezzo di distruzione o di alterazione dei cicli biogeochimici..."; art. 12 il Piano del Parco è lo strumento attraverso il quale viene perseguita la tutela dei valori naturali, ambientali, storici, culturali, antropologici dall'ente gestore; il</p>
---	--	--	--	--	--	---

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							Piano suddivide il territorio in base al diverso grado di protezione, compatibilmente con le finalità istitutive del parco
7	Aree marine di reperimento, individuate dalle leggi 394/91, art. 36, e 979/82, art. 31, e per quelle di futuro reperimento	SI	SI		Come previsti dalla normativa al momento della istituzione dell'AMP		Le aree marine di reperimento, individuate dalle leggi 394/91, art. 36, e 979/82, art. 31, costituiscono aree la cui conservazione attraverso l'istituzione di aree protette è considerata prioritaria. 1. ARCIPELAGO DELLA MADDALENA (L. 394/91) 2. ARCIPELAGO TOSCANO (L. 979/82) 3. BANCHI GRAHAM, TERRIBILE, PANTELLERIA E AVVENTURA (L. 394/91) 4. CAPO D'OTRANTO - GROTTI ZINZULUSA E ROMANELLI - CAPO DI LEUCA (L. 394/91) 5. COSTA DEL MONTE CONERO (L. 394/91) 6. COSTA DEL PICENO (L. 394/91) 7. COSTA DI MARATEA (L. 394/91) 8. CAPO PASSERO (L. 394/91) 9. CAPO SPARTIVENTO (L. 394/91) 10. GOLFO DI OROSEI - CAPO MONTE SANTU (L. 979/82) 11. GROTTI DI ACICASTELLO (L. 394/91) 12. ISOLE CHERADI E MAR PICCOLO (L. 394/91) 13. ISOLA DI CAPRI (L. 394/91)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

						<p>14. ISOLA DI GALLINARA (L. 394/91)</p> <p>15. ISOLA DI PANTELLERIA (L. 394/91)</p> <p>16. ISOLA DI SAN PIETRO (L. 394/91)</p> <p>17. ISOLE EOLIE (L. 979/82)</p> <p>18. ISOLE PONTINE (L. 979/82)</p> <p>19. MONTE DI SCAURI (L. 394/91)</p> <p>20. MONTI DELL'UCCELLINA - FORMICHE DI GROSSETO - FOCE DELL'OMBRONE TALAMONE (L. 394/91)</p> <p>21. PANTANI DI VINDICARI (L. 394/91)</p> <p>22. PROMONTORIO MONTE COFANO - GOLFO DI CUSTONACI (L. 394/91)</p> <p>23. AREA MARINA PROTETTA STAGNONE DI MARSALA</p> <p>Alla data di redazione del presente Piano e relativo RA risultano in fase conclusiva o molto avanzata i procedimenti amministrativi per l'istituzione delle seguenti nuove aree marine protette, le cui superfici non sono ancora formalizzate:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Isola di Capri, 2. Capo d'Otranto-Grotte Zinzulusa e Romanelli-Capo di Leuca, 3. Costa di Maratea, 4. Costa del Monte Conero,
--	--	--	--	--	--	---

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							5. Isole Eolie, 6. Banchi Graham-Terribile-Pantelleria-Aventura, 7. Isola Gallinara, 8. Golfo di Orosei – Capo Monte, Santu 9. Isola di San Pietro, 10. Isole Cheradi.
VINCOLI AGGIUNTIVI DI ESCLUSIONE (Cat. 8-33.a)							
8	67 aree della CNAPI con gli opportuni buffer	SI		SI	Buffer stimato a priori in 200 m intorno le 67 aree come richiesto a pag. 57 e 117 del parere di scoping -“ <i>le aree CNAPI, con un opportuno buffer, determinano la non idoneità per usi estrattivi e devono essere escluse dal PiTESAI</i> ”		Ai sensi degli articoli 25, 26 e 27 del D.lgs. 31/2010, la SOGIN S.p.A. ha avviato la consultazione pubblica sulla proposta di Carta Nazionale delle Aree Potenzialmente Idonee a ospitare il Deposito Nazionale e Parco Tecnologico (Aree CNAPI); tra i siti potenzialmente idonei alla realizzazione del Deposito Nazionale, individuati nella carta, verrà scelto quello nel quale sarà realizzato il suddetto Deposito; nelle more dell’individuazione del sito del Deposito Nazionale, considerando l’incompatibilità di tale uso con gli usi estrattivi, le 67 aree della CNAPI, con un opportuno buffer, determinano la non idoneità per usi estrattivi e devono essere escluse dal PiTESAI, da ritenersi temporanea sino alla scelta del sito del Deposito. <u>Il buffer che si ritiene opportuno definire è</u>

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							<p>un buffer di 200 m intorno le 67 aree. Tale buffer tiene conto dall'effetto del risentimento massimo delle vibrazioni che possono essere prodotte dalle attività di acquisizione geofisica o delle attività di ricerca e coltivazione e di quelle ad esse concernenti, avendo analizzato la letteratura specifica sui progetti presentati negli ultimi anni (documentazione a corredo delle VIA) e le informazioni raccolte dagli Uffici competenti. Gli effetti massimi secondo la predetta analisi ricadono al di sotto della soglia di 100 m, che applicando il principio di precauzione si ritiene di assumere pari a 200 m, quale buffer di esclusione. A questo scopo si ricorda che il Deposito Nazionale di rifiuti radioattivi sarà realizzato in una sola delle 67 aree individuate nella CNAPI. Dopo che avverrà la scelta dell'area del Deposito, le restanti 66 aree, con i loro relativi buffer, non saranno più considerati come vincoli di esclusione ad eccezione di quella individuata per la localizzazione del Deposito.</p>
9	siti della rete Natura 2000 (SIC/ZSC + ZPS) istituiti a norma	SI		SI	SI ove previsti per ciascun	Zona di rispetto specifica oltre eventuali buffer da valutare nelle	L'esclusione dell'attività di prospezione ed estrazione di idrocarburi in aree ricadenti e

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	della Direttiva 92/43/CEE (Direttiva Habitat) e della Direttiva 79/409/CEE (Direttiva Uccelli) (ora Direttiva 2009/147/CE)				Sito della Rete Natura 2000 da atti/provvedimenti regionali adottati nel rispetto delle indicazioni di cui alle "Linee Guida Nazionali per la Valutazione di Incidenza" del MITE (già MATTM) del 2019 in materia di DIRETTIVA 92/43/CEE "HABITAT" art. 6, paragrafi 3 e 4 (pagina 35 e 36). Nel resto non valutabili a priori.	successive fasi valutative sito-specifiche	limitrofe rispetto a quelle della Rete Natura 2000 potrebbe garantire il raggiungimento dell'obbligo di risultato previsto dalla Direttiva Habitat e della Direttiva Uccelli in merito al mantenimento e alla conservazione di habitat, specie ed habitat di specie, tutelati a livello unionale. Inoltre considerare i siti Natura 2000, aree quali vincoli aggiuntivi di esclusione alla stessa stregua dei vincoli assoluti garantisce così, alla luce del principio di precauzione, il mantenimento in uno stato di conservazione soddisfacente dei siti, evitando fenomeni di degrado diretti, anche potenziali, in piena ottemperanza a quanto previsto dall'art. 6, paragrafo 2, della Direttiva Habitat. L'Italia a seguito della dichiarazione della Zona di Protezione Ecologica per le acque dei bacini occidentali (Mari Ligure, Mar Tirreno e Mar di Sardegna) ha in atto il processo per l'istituzione di nuovi siti NATURA 2000 oltre le 12 mn. Questi siti, già identificati saranno soggetti alla vincolistica propria del sistema europeo NATURA 2000.
9.a	Natura 2000 – altri nuovi siti che	SI		SI	SI - 3 MN (vedere pag.		

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	includono habitat di particolare interesse naturalistico (montagne sottomarine, aree di canyon, aree di oasi idrotermali)				94 del parere di scoping)		
10	Zone umide della Convenzione di Ramsar	SI		SI	Non valutabili a priori	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Zone umide riconosciute di importanza internazionale (o in via di riconoscimento) tutelate. Conservazione e utilizzo razionale di tutte le zone umide di importanza internazionale. Per tali Zone vengono elaborati e applicati piani regolatori in modo da favorire la conservazione delle zone umide e, per quanto possibile, un uso razionale del loro territorio.
11	Aree ZTB (aree con misure di pianificazione: zone di tutela biologica o di particolare interesse per la pesca - aree designate per la protezione di specie acquatiche significative dal punto di vista economico)	SI		SI	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Le zone di tutela biologica vengono istituite dal MiPAAF e sono zone in cui la pesca ha alcune limitazioni che vengono implementate al fine di salvaguardare e ripopolare le risorse marine.
12	Aree FRA (Aree di interesse per la	SI		SI	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare	Le Fisheries Restricted Areas (FRAs) rappresentano uno strumento

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	pesca GFCM-FAO: Fisheries restricted areas)					nelle successive fasi valutative sito-specifiche	GFCM FAO che permette la limitazione di attività di pesca al fine di proteggere siti con elevata valenza conservazionistica (e.g. Vulnerable Marine Ecosystems, Sensitive Habitats) e/o habitat elettivi per specie commerciali (Essential Fish Habitats). Non applicabile nelle aree adibite alle attività di coltivazione in essere.
13	invasi/dighe/laghi	SI		SI Ove previsti da atti/provvedimenti regionali	Non valutabili a priori	Zona di rispetto specifica oltre il buffer da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Nel territorio nazionale esistono anche tipologie di infrastrutture o specifiche tipologie di ecosistemi acquatici particolarmente sensibili alle attività estrattive. La presenza di invasi/dighe/laghi in territori interessati da impianti estrattivi costituisce motivo di potenziale alto rischio per la qualità delle acque, sia per la flora, fauna ed ecosistemi acquatici, sia per le acque destinate al consumo umano. Il rilascio di nutrienti organici e inorganici può causare l'eutrofizzazione delle acque, con conseguenti fioriture algali e danni per l'ecosistema acquatico. Le acque degli invasi possono essere contaminate da eventuali e incidentali sversamenti di idrocarburi e altre sostanze sia direttamente nel corpo d'acqua, sia nel sottosuolo e nelle falde

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							acquifere che defluiscono verso l'invaso. La presenza di invasi/dighe/laghi rende non idonee le aree ubicate a breve distanza, sottovento e sottoflusso idrico. In termini di distanza minima, il problema va valutato caso per caso sulla base delle specifiche condizioni ambientali ed ecologiche.
14	Siti Unesco (compresi siti Unesco relativi alla Biosfera)** inclusi i buffer delle zone e candidature presentate all'entrata in vigore del PiTESAI	SI dati inseriti nel sinacloud forniti da MIC e DG PNA(MITE)		SI	Qualora previsti		E' necessario, per come disposto dall'art. 11- ter della L. 12/2019, tener conto di tutte le caratteristiche del territorio, considerato che vi insistono aree e contesti di unicità, rarità e pregio ambientale, culturale, paesaggistico e architettonico, di elevata attrattività/vocazione turistica, comprese anche nel Patrimonio UNESCO. I siti del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO sono beni culturali o naturali (o misti, se comprendono entrambe le categorie) identificati da una perimetrazione, ed inseriti nella Lista del Patrimonio Mondiale al fine di garantirne la protezione, conservazione, valorizzazione e trasmissione alle generazioni future.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

15	Subsidenza	ove esistente a livello regionale - dati inseriti nel sinacloud se forniti dalle Regioni o ARPA	Area del Parco del Delta del Po, nei siti Rete Natura 2000 anche a mare gestiti dall'Ente Parco e nell'area della Riserva di Biosfera	Aree con intensità/velocità del movimento verticale del suolo molto elevato, <u>presumibile superiore a 20 mm/anno per le zone a terra ove censite a livello regionale e 10 mm/anno in aree con quota topografica uguale a zero o sotto il livello del mare</u>	non applicabile	Sì, tutte le restanti aree non escluse ove è presente il fenomeno	Consiste in un lento processo di abbassamento del terreno, generalmente causato da fattori geologici e negli ultimi decenni localmente aggravato dall'azione dell'uomo (estrazione di fluidi dal sottosuolo o bonifiche idrauliche), determinando localmente la compromissione di opere e attività umane. La subsidenza è un importante fattore di rischio ambientale, specie nelle aree intensamente urbanizzate e nelle aree costiere. Il fenomeno coinvolge circa il 14% dei Comuni italiani (1.093 Comuni), prevalentemente situati nelle regioni del Nord, in particolare nell'area della Pianura Padana. Nell'Italia centrale e meridionale il fenomeno interessa prevalentemente le pianure costiere. Le Regioni più esposte sono il Veneto e l'Emilia-Romagna, con circa il 50% dei Comuni interessati (rispettivamente 307 e 179 Comuni), seguite dalla Toscana (28%, 79 Comuni), Campania (19%, 103 Comuni), Lombardia (17%, 257 Comuni) e Friuli-Venezia-Giulia (11%, 24 Comuni) (Annuario dei Dati Ambientali, ISPRA. Ed. 2019).
----	------------	---	---	---	-----------------	---	--

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							È interessata da questo vincolo anche la proiezione dello stesso nel sottosuolo, per tanto le deviazioni direzionate orizzontali sottostanti a queste aree vincolate non saranno permesse.
16	aree suscettibili ai Sinkhole naturali o aree interessate dal processo morfogenetico carsico	SI disponibile come servizio WMS (presso Ispra) e dati inseriti nel sinacloud se forniti dalle Regioni o ARPA		Si, quelli censiti	ove previsti	Si, quelle individuate a rischio sprofondamento naturale, ed le zone di rispetto specifiche ove non previste	Si tratta di fenomeni di sprofondamento improvviso del terreno, con diametro e profondità fino a centinaia di metri, di origine naturale legati al contesto geologico-idrogeologico, e antropico. Le aree suscettibili ai sinkhole naturali sono concentrate sul medio versante tirrenico e in particolare nel Lazio, in Abruzzo, in Campania e in Toscana. Il versante adriatico, a esclusione del Friuli-Venezia Giulia, non è interessato da questo tipo di sinkhole, così come l'arco alpino e le Dolomiti. I sinkhole naturali sinora censiti nelle aree di pianura sono più di 1.500 e sono state individuate circa 200 aree a rischio sprofondamento naturale. È interessata da questo vincolo anche la proiezione dello stesso nel sottosuolo, per tanto le deviazioni direzionate orizzontali sottostanti a queste aree vincolate non saranno permesse.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

17	Zone Vulcaniche attive e quiescenti	SI		SI	Non applicabile a priori	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	L'attività vulcanica produce una serie di fenomeni che possono rappresentare un serio pericolo per l'uomo, le sue attività e l'ambiente. Tali fenomeni sono direttamente (colate di lava, flussi piroclastici, eiezione di materiali) o indirettamente (colate di fango, terremoti, tsunami) legati alle eruzioni.
18	Foreste (D.lgs. 34/2018)	Ove esistente a livello nazionale ¹⁴ e regionale - dati inseriti se forniti dalle Regioni o MIPAAF		SI	Ove già previsti	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche ove non già prevista	Numerosi SCA richiamano la necessità di considerare tali aree tra i criteri ambientali per la definizione della idoneità delle aree a fini estrattivi, stante il ruolo rilevante che assicurano al capitale naturale nazionale
19	Siti di Interesse Nazionale - Siti di Interesse Regionale*	Si per i SIN e per i SIR, il dato è in fase di controllo e acquisizione da parte di ISPRA*		Si, per SIN e SIR attuali e futuri. Si, per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione.		Buffer: secondo le indicazioni di pag. 58 del parere di scoping, tali aree sono identificate come aree non compatibili per le finalità del PiTESAI, il cui dimensionamento deve essere valutato in base alle condizioni geologico/geomorfologiche sito-specifiche, al	SIN/SIR: esclusi dalle aree idonee per la coltivazione di idrocarburi, come vincolo temporaneo per il tempo di validità della classificazione.

¹⁴verificare il Rapporto Annuale Forestale e gli Inventari forestali nazionali - Inventario Nazionale delle Foreste e dei serbatoi forestali di Carbonio – INFC

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

						fine di evitare che eventuali attività di upstream effettuate in prossimità dei SIN/SIR possano determinare rischi per la salute umana e incrementi della contaminazione accertata	
20	Aree deputate a esercitazioni di forza armata, aree utilizzate per esercitazioni militari e tratti di mare interessati dalla presenza cospicua di residuati di origine militare (es. "fondi sporchi" sulle carte dell'Istituto Idrografico della Marina Militare).	SI		SI per i tratti di mare interessati dalla presenza cospicua di residuati di origine militare (es. "fondi sporchi" sulle carte dell'Istituto Idrografico della Marina Militare).		Zone di esercitazione (aree deputate a esercitazioni di forza armata, aree utilizzate per esercitazioni militari)	Nei tratti di mare interessati dalla presenza di residuati di origine militare, e nelle aree destinate a esercitazioni militari, le attività di ricerca e coltivazione possono interferire con i fondali o eventualmente con le esercitazioni e costituire un rischio per personale, mezzi ed installazioni.
21	le aree presenti e future (se già approvate/autorizzate) per lo sviluppo di impianti di acquacoltura (maricoltura)	SI		SI	ove previsti	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Per quanto riguarda l'acquacoltura, gli obiettivi europei di crescita e sviluppo sostenibile sono fissati dalla nuova Politica Comune della Pesca (Reg. 1380/2013/UE) e mirano a promuovere la crescita e ad aumentare le produzioni dell'acquacoltura negli Stati membri. E' atteso al 2025 un aumento delle produzioni per un

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

						<p>volume di 190.441 tonnellate (+35,2 % rispetto al 2013) e un valore corrispettivo di 580 milioni di euro (+47,6 % rispetto al 2013). La crescita delle produzioni è attesa grazie a una diversificazione dei processi di produzione e dei prodotti, la modernizzazione e l'ampliamento degli impianti esistenti e la realizzazione di nuovi insediamenti produttivi grazie a un miglioramento dell'utilizzo dello spazio marino e costiero e l'identificazione di nuove zone allocate per l'acquacoltura. Per questi motivi anche le aree presenti e future per lo sviluppo di impianti di acquacoltura devono prevedere la totale assenza di fonti anche potenziali di impatto che pregiudicherebbero la salubrità del prodotto allevato.</p>
22	<p>Aree marine con Depositi di sabbie marine relitte (sono generalmente ubicati lungo la piattaforma continentale tra 30 e 130 m di profondità)</p>	<p>Si, Dati nelle disponibilità delle Regioni (che le hanno prese in carico per la propria pianificazione) -dati inseriti nel sinacloud se forniti dalla Regioni</p>		SI	<p>Si - 3 MN (vedere pag. 95 del parere di scoping)</p>	<p>I depositi di sabbie marine relitte (riferibili a paleospiagge), presenti al largo della piattaforma continentale, rispondono alla necessità di approvvigionamento di materiale da destinare al ripascimento al fine di contrastare i fenomeni erosivi lungo le coste italiane. L'impiego di sabbie relitte da destinare al ripascimento dei</p>

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							litorali, rispetto allo sfruttamento di materiale emerso, comporta infatti alcuni vantaggi come: disponibilità di elevate quantità di sedimenti (milioni di m ³), composizione potenzialmente molto simile alla sabbia dei nostri litorali, limitati effetti sull'ambiente e, per ripascimenti che implicano grandi volumi di materiali, costi contenuti.
23	Aree per il potenziamento della selvicoltura o silvicoltura ¹⁵ (aree presenti previste da atti o che in futuro verranno adibite a tale attività/destinazione).	Si, dati inseriti nel sinacloud se forniti dalla Regioni		SI	ove previsti	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Al fine di potenziare la silvicoltura, utile allo sviluppo di infrastrutture verdi e promuovere il sequestro dell'anidride carbonica, le aree boscate, unitamente a eventuali buffer, vengano ritenute non idonee alla coltivazione di idrocarburi
24	Aree che vedono la presenza di relitti anche di interesse archeologico o con carichi potenzialmente tossici o pericolosi	SI		SI	Si - 3 MN (vedere pag. 95 del parere di scoping)		Tali aree possono determinare interferenze, impatti diretti e cumulativi con altre attività.

¹⁵ Si precisa che il termine "aree per il potenziamento della selvicoltura" non è un termine di comune utilizzo e non compare in nessun atto normativo, nazionale o regionale. La selvicoltura è uno strumento di attuazione di scelte gestionali codificate in un piano di gestione, che deve rispettare in primo luogo le norme regionali di prescrizione (regolamenti forestali regionali) e poi sottostare ai limiti previsti dalle eventuali misure di conservazione di aree a vincolo ambientale (PARCHI, RISERVE, NATURA 2000) o paesaggistico (ex art 136 e art 149 del codice urbani).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

25	Insedimenti e attività umane ¹⁶	SI		Per insediamenti ad alto tasso di urbanizzazione	ove previsto	Per gli altri insediamenti	Al fine di evitare potenziali e ulteriori effetti cumulativi in aree ad alto tasso di urbanizzazione si ritiene percorribile l'esclusione di tali aree alle attività upstream
26	Impianti a rischio di incidente rilevante ex D.lgs. 2015 n. 105	SI		SI	come previsto dalla normativa Seveso		Tra le aree non idonee si ritiene di considerare anche le aree sulle quali ricadono gli effetti prodotti dagli stabilimenti soggetti alla disciplina di cui al D. Lgs. 334/99 ove, per normativa, sono previste limitazioni all'edificazione e all'utilizzo, anche al fine di evitare potenziali e ulteriori effetti cumulativi. Tra questi impianti saranno considerati anche quelli appartenenti a particolari categorie (come ad esempio Area CISAM). Come previsto dalla normativa Seveso, inteso come disciplinato dall'art. 22, D.Lgs. 105/2015 e, nelle more dell'emanazione del Decreto di cui al comma 3, art. 22 di cui sopra, dal D.M. LL.PP. 9/5/2001 (G.U. n. 138 del 16/6/2001).

¹⁶ Si specifica la fonte e metodologia adottata per produrre il layer carografico relativo a tale categoria: I dati vettoriali del vincolo "Insedimenti e attività umane (aree urbane)" sono prodotti utilizzando la metodologia descritta in Munafò (2021) per il calcolo della densità delle superfici artificiali all'interno delle aree urbanizzate. Il dato di input è il raster del suolo consumato (dato ISPRA, risoluzione spaziale 10 metri), da cui è stata calcolata la densità media di suolo consumato tramite un'elaborazione a finestra mobile in un raggio di 300 metri. La densità media di suolo consumato è stata quindi classificata utilizzando le soglie di densità delle superfici artificiali definite nell'ambito dell'Agenda Globale per lo sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite e nei relativi Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (obiettivo 11). In particolare, il vincolo "Insedimenti e attività umane (aree urbane)" sono i pixel la cui densità media è maggiore del 50%. (Bibliografia Munafò, M., 2021. Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici. Edizione 2021. Report SNPA 22/21. ISPRA, Roma).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

27	Aree di cui al D.lgs. 152/2006, art. 76: Siti di riferimento per i corpi idrici superficiali	SI		SI	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	I siti di riferimento sono individuati, per ciascuna tipologia fluviale, al fine di stabilire lo stato ecologico e la conseguente classificazione. I siti, collocati in corpi idrici caratterizzati da condizioni di pregio ecologico e lieve alterazione antropica, consentono di definire condizioni chimico-fisiche, idromorfologiche e biologiche corrispondenti allo stato elevato così da poter procedere alla classificazione dei corpi idrici della stessa tipologia tramite valutazione del loro scostamento da questa situazione pressoché indisturbata, considerata quindi di riferimento.
28	Aree vincolate ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio (art. 136 e 142 del D.lgs. 42/2004) (tra cui sono ricompresi gli insediamenti urbani storici di minor valore di cui all'art. 136 lett. C del d.lgs. 42/2004) e i beni tutelati dai piani paesaggistici regionali (ex art. 143 del D.lgs. 42/2004) e gli ambiti spaziali	SI Dati inseriti nel sinacloud se trasmessi.		SI	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	Lo Stato e le Regioni assicurano che tutto il territorio nazionale sia adeguatamente conosciuto, salvaguardato, pianificato e gestito al fine di un uso consapevole del territorio e di salvaguardia delle caratteristiche paesaggistiche e di realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati e coerenti. A tale fine le Regioni sottopongono a specifica normativa d'uso il territorio mediante Piani paesaggistici, di cui all'art. 143, attraverso la definizione di indirizzi e criteri riguardanti l'attività di pianificazione territoriale, nonché la gestione dei conseguenti

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

<p>(aree) e i beni/immobili oggetto di tutela ai sensi della Parte II del D.Lgs 42/04 e nello specifico i beni tutelati e definiti ai sensi dei seguenti artt. 10, 11, 12, 13 e 45 del Codice dei Beni Culturali</p>						<p>interventi, al fine di assicurare la conservazione, il recupero e la valorizzazione degli aspetti e caratteri del paesaggio. Nel rispetto delle esigenze della tutela, i detti indirizzi e criteri considerano anche finalità di sviluppo territoriale sostenibile.</p> <p>Per quanto attiene a immobili e aree di notevole interesse pubblico (art. 136) i Piani paesaggistici prevedono una schedatura che detta indirizzi, direttive e prescrizioni d'uso nonché eventuali misure di salvaguardia ed utilizzazione.</p> <p>Con riferimento alle aree tutelate per legge (art.142), i Piani paesaggistici, attraverso le loro Norme di attuazione, oltre che dettare indirizzi, direttive e precise prescrizioni d'uso possono distinguere fra interventi non ammissibili, ammissibili previa autorizzazione paesaggistica e ammessi senza previa autorizzazione paesaggistica.</p> <p>Si precisa che i parchi, seppur ricompresi nell'elenco delle tutele paesaggistiche, non costituiscono vincoli aggiuntivi di esclusione poiché, quando inclusi, risultano già individuati come vincoli assoluti.</p>
--	--	--	--	--	--	---

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

29	Aree di distribuzione di ulteriori habitat e specie di interesse conservazionistico ai sensi della Convenzione di Barcellona e Politica Comune della Pesca	Si poiché ricompresi in altre categorie (es. aree marine protette, siti Natura 2000...)		SI	ove previsto	Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche	La Convenzione di Barcellona richiede la protezione di specie ed habitat riportati negli annessi II e III del Protocollo ASPIM. Alcune di queste specie, come tutti i cetacei e la tartaruga Caretta caretta, sono specie che presentano ampia distribuzione pelagica anche in ambiti spaziali siti oltre le 12 M dalla costa (ambito spaziale "protetto" dal D.L. 22/06/2012 n.83)
29.a	Acque dolci che richiedono protezione e miglioramento per essere idonee alla vita dei pesci	da verificare - dati forniti dalle Regioni		SI			Per le acque indicate all'art. 79 c. 1, lett. c) del D. Lgs. 152/2006 è perseguito l'obiettivo di qualità per specifica destinazione stabilito nell'Allegato 2 alla parte terza
30	Geositi - Emergenze oromorfologiche/geomorfologiche	Dati disponibili come servizio WMS per quelli censiti a livello nazionale (Inventario Nazionale dei Geositi) e regionale - dati inseriti nel sinacloud se forniti dalla Regioni		SI			sia a terra che a mare e in aree costiere. Un geosito è un bene naturale non rinnovabile. Secondo la definizione comunemente accettata "un geosito può essere definito come località area o territorio in cui è possibile individuare un interesse geologico o geomorfologico per la conservazione (W.A. Wimbledon, 1996)". Si tratta in genere di architetture naturali, o singolarità del paesaggio, che testimoniano i processi che hanno formato e modellato il nostro pianeta.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							Forniscono un contributo indispensabile alla comprensione della storia geologica di una regione e rappresentano valenze di eccezionale importanza per gli aspetti paesaggistici e di richiamo culturale, didattico – ricreativo.
30.a	Aree con presenza di rocce naturali contenenti amianto	SI Dati da inserire nel sinacloud se forniti dalle Regioni.		SI			Nelle zone ove sono presenti tali rocce naturali contenenti amianto è sconsigliabile lo svolgimento di nuove attività movimentazione del suolo, attesa la elevatissima pericolosità delle fibre di amianto per la salute umana.
31	Aree interessate da fenomeni di fagliazione superficiale - le Faglie attive e capaci.	Dati cartografati e disponibili come servizi WMS, considerando per il loro utilizzo la scala di acquisizione del dato		Nelle zone in cui sono presenti faglie superficiali è esclusa ogni forma di sovrappressione (ad esempio nella fase di re-iniezione dell'acqua di strato).		Tutte le restanti zone (con la relativa Zona di rispetto specifica) sono da attenzionare	Nelle zone in cui sono presenti faglie potenzialmente attive, e faglie attive e capaci, si esclude ogni forma di sovrappressione nei livelli che vadano a interferire, o vicini, con le suddette faglie (in caso di lineamenti dettagliatamente localizzati e definiti spazialmente). Questo aspetto è relativo alla estrazione e produzione di idrocarburi in quanto il presente Piano non è relativo agli stoccaggi e alla geotermia. Si ritiene inoltre di escludere qualsiasi tipo di operazione di perforazione o realizzazioni di centrali di trattamento in corrispondenza di faglie attive con evidenza superficiale, e quindi facilmente

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							identificabili. In questo caso il vincolo di esclusione riguarda le attività da condurre nei titoli concessori. Nel caso di faglie attive e/o capaci a ridosso di giacimenti attualmente in produzione si applicheranno gli ILG istituiti dal MiSE e in fase di aggiornamento, laddove non fossero già in corso. In merito alle "restanti zone" (con la relative Zone di rispetto specifiche), così come definite nel RA, che non sono interessate da fenomeni di fagliazione superficiale e che sono da attenzionare in aree sismiche, sarà prevista - all'interno degli ILG in fase di aggiornamento l'implementazione di protocolli di studio del sottosuolo e monitoraggi con enti scientifici pubblici e terzi.
32	Aree ricadenti all'interno di Bacini idro-minerari, nelle aree interessate da coltivazioni specifiche agricole di pregio certificate (D.O.C., D.O.C.G., D.O.P, I.G.T., I.G.P.) e da altre specificità individuate dalle Regioni.	Si, dati inseriti nel sinacloud se forniti dalla Regioni	Aree nei Bacini idro-minerari	Aree interessate da coltivazioni agricole di pregio certificate e di altre specificità di cui al Piano Regionale di Sviluppo Rurale approvato in attuazione del Regolamento CE n. 1698/05	SI ove previsti da atti/provvedimenti regionali. Nel resto non valutabili a priori.		Le Aree ricadenti all'interno di Bacini idro-minerari individuati e disciplinati con leggi regionali saranno da preservare al fine di assicurare la protezione delle sorgenti di acque minerali e termali. Altresì si ritiene di privilegiare per esigenze di protezione e valorizzazione della produzione agricola imposte dalla normativa comunitaria, le aree agricole destinate alle coltivazioni e alle produzioni vitivinicole,

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							olivicole, frutticole di pregio, di origine controllata garantita, di origine controllata, di indicazione geografica tipica, di origine protetta, di indicazione geografica protetta e ad altre specificità di cui al Piano Regionale di Sviluppo Rurale approvato in attuazione del Regolamento CE n. 1698/05.
33	Corpi idrici intesi a scopo ricreativo, comprese le aree designate come acque di balneazione a norma della Direttiva 76/160/CEE.	SI		SI			Aree protette del registro aree protette D.lgs. 152/06 Allegato 9 alla parte Terza.
33.a	Aree agricole servite da reticoli e grandi impianti irrigui.	SI Dati da inserire nel sinacloud se forniti dalle Regioni.		SI			Le attività di bonifica e irrigazione condotte attraverso tali impianti costituiscono un mezzo permanente finalizzato allo sviluppo, tutela e valorizzazione delle produzioni agricole con particolare riguardo alla qualità, alla difesa e conservazione del suolo, alla regolazione delle acque ed alla salvaguardia dell'ambiente e delle risorse naturali.
VINCOLI DI ATTENZIONE/APPROFONDIMENTO (cat. 34-48)							
34	Aree marine di particolare pregio: Canale di Sicilia -	NO - Dati di perimetrazione				SI	Il Canale di Sicilia rappresenta un ampio tratto di mare di grande interesse per la pesca e per la

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	area dello Stretto di Sicilia, - area del Mediterraneo centrale, -le "Important Marine Mammal Areas IMMAs" (OIUCB).	ufficiale non disponibili					conservazione degli habitat, delle specie protette e del capitale naturale del Paese, nel quale insistono aree marine a vario titolo protette, già istituite o oggetto di istruttoria ai fini dell'eventuale istituzione. In particolare, in questo tratto di mare insistono numerosi "banchi", ovvero bassifondi che partendo dalla piattaforma o dalla scarpata continentale si spingono a pochi metri dalla superficie. Tali strutture, geologicamente eterogenee, caratterizzate anche dalla presenza di complessi vulcanici, costituiscono un ecosistema di grande rilevanza ecologica per la presenza di numerosi habitat e specie marine protette, quali ad esempio il corallo rosso. Tra le aree marine di particolare pregio, sono da includere anche le "Important Marine Mammal Areas IMMAs" (OIUCB), "porzioni discrete di habitat, importanti per le specie di mammiferi marini ...".
35	Aree sismiche secondo la mappa di pericolosità sismica a scala nazionale.	disponibile come servizio WMS INGV/DPC				Si. Ove previsto (Cfr. 2.1.4) considerare anche lo strumento degli ILG del MiSE del 2014 (in corso di aggiornamento)	Nelle aree dove sussistono le condizioni per la loro applicazione (Capitolo 2.1.4), sarà valutata l'applicazione del monitoraggio ai sensi degli "ILG" istituiti dal MiSE (in fase di aggiornamento) mirato ad

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							acquisire un campo di dati sufficiente in merito alle relazioni con le attività petrolifere. In merito alle "restanti zone" (con la relative Zone di rispetto specifiche), così come definite nel RA che non sono interessate da fenomeni di fagliazione superficiale e che sono da attenzionare in aree sismiche, sarà prevista - all'interno degli ILG in fase di aggiornamento - l'implementazione di protocolli di studio del sottosuolo e monitoraggi con enti scientifici pubblici e terzi.
36	Aree di cui al D.lgs. 152/2006, art. 76: stato ecologico e chimico delle acque superficiali; stato chimico e quantitativo delle acque sotterranee	SI				SI	La classe di qualità dei corpi idrici non deve essere declassata; non solo per i corpi idrici in stato elevato e buono ma anche per quelli a rischio di non raggiungere lo stato buono.
37	Altre aree di interesse conservazionistico: Reti ecologiche regionali; zone umide regionali; aree individuate per iniziative nazionali nell'ambito dell'attuazione della Strategia Nazionale	Si, dati inseriti nel sinacloud se forniti dalle Regioni e PNA (MiTE).			Non applicabile a priori	Si, con Zona di rispetto specifica da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche.	Aree al cui interno sono stati individuati valori di naturalità meritevoli di tutela nell'ambito di attività di pianificazione regionale (Reti ecologiche regionali, zone umide regionali) o per iniziative nazionali nell'ambito dell'attuazione della Strategia Nazionale per la Biodiversità Piani di gestione nazionali per la Fauna, progetto Important Plant Areas –

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	per la Biodiversità; Piani di gestione nazionali per la Fauna; progetto Important Plant Areas – IPA, IBA Important Bird Areas – IBA; Aree di Rilevanza Erpetologica Nazionale (AREN); Aree di Interesse per la Fauna (IFA)						IPA, IBA – Important Bird Areas, ecc). Per i sistemi di rete ecologica riconosciuti a livello regionale (RER), provinciale (REP) e a carattere sovracomunale saranno da verificare gli impatti sulla biodiversità, valutando gli impatti sulla Rete Ecologica (a scala regionale e/o provinciale), data la rilevanza come sistema interconnesso di habitat. Le Aree di Rilevanza Erpetologica Nazionale (A.R.E.N) ospitano specie o popolazione autoctone di anfibi e rettili (fauna erpetologica) con una distribuzione relativamente omogenea all'interno del suo territorio. Le IFA rappresentano le aree prioritarie per la tutela della fauna a invertebrati e vertebrati minori del nostro paese (invertebrati, pesci, anfibi, rettili e micromammiferi, chiroterteri inclusi).
38	Aree terrestri di distribuzione di specie e habitat inclusi in Liste Rosse (IUCN, Red List of European Habitats, ecc)	NO, dati non cartografati.				SI	Entità o ambienti di rilevante interesse conservazionistico (ad. Es. Key Biodiversity Areas individuate dall'IUCN) sottoposte all'attenzione della comunità scientifica internazionale per la loro rarefazione o vulnerabilità, di cui tener conto in ambito pianificatorio al fine di non degradarne lo stato di conservazione, anche ai sensi della

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							Convenzione di Berna e della Diversità Biologica (CBD).
39	Aree terrestri di distribuzione di specie e habitat di interesse comunitario, fuori dalla Rete Natura 2000.	E' disponibile il dato su griglia 10 km x 10 km, come da reporting direttiva Habitat.				SI	Mentre all'interno della Rete Natura2000 ogni piano o progetto è sottoposto a specifica azione di valutazione per gli eventuali impatti su specie o habitat di interesse Comunitario, fuori dalla Rete va comunque garantita la stabilità delle popolazioni di tali specie e le superfici di tali habitat, numeri che vanno rendicontati nell'ambito dell'attuazione della Direttiva Habitat secondo l'art 17 della Direttiva stessa, che prevede la rendicontazione sullo stato di conservazione di specie e habitat di interesse Comunitario dentro e fuori dalla Rete Natura 2000. http://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/art17/ .
40	Aree terrestri e marine di distribuzione di specie di cui alla Direttiva Uccelli	E' disponibile il dato su griglia 10 km x 10 km, come da reporting direttiva Uccelli.				SI	Per la terraferma: mantenimento e conservazione di habitat importante per le esigenze ecologiche di tutte le specie di uccelli, anche fuori le ZPS (art. 1 e 3 DU). La rendicontazione sullo stato di conservazione delle specie tutelate dalla DU viene effettuata in base all'art. 12 su tutto il territorio nazionale. Per il Mare: aree protette nel quadro di quanto previsto dall'applicazione della

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							Direttiva europea Uccelli. La prima Direttiva comunitaria in materia di conservazione della natura è stata proprio la Direttiva 79/409/CEE "Uccelli" concernente la conservazione degli uccelli selvatici, che rimane in vigore e si integra all'interno delle disposizioni della Direttiva Habitat. La Direttiva chiede agli Stati membri di adottare un regime generale di protezione delle specie, che includa una serie di divieti relativi a specifiche attività di minaccia diretta o disturbo.
41	Aree marine di distribuzione di specie e habitat protetti di cui alla Direttiva Habitat	E' disponibile il dato su griglia 10 km x 10 km, come da reporting direttiva habitat.				SI	La Direttiva Habitat ha lo scopo di contribuire a salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione degli habitat naturali. L'obiettivo è quello di garantire il mantenimento e, ove necessario, il ripristino, di uno stato di conservazione soddisfacente dei tipi di habitat naturali e degli habitat delle specie di interesse. Alcune di queste specie, come il tursiopo <i>Tursiops truncatus</i> e tutte le specie di cetacei e la tartaruga <i>Caretta caretta</i> , sono specie che presentano ampia distribuzione pelagica anche in ambiti spaziali siti oltre le 12 M dalla costa (ambito spaziale "protetto" dal D.L. 22/06/2012 n.83). Il dato così

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

							riportato da luogo ad una distribuzione data da estrapolazione, quindi non reale ma per algoritmo, considerando la maglia troppo larga per gli oggetti considerati dal piano. La griglia di 10km x 10km ha una risoluzione troppo bassa ad esempio per concessioni inferiori ai 100 km ² , che rischierebbero di non essere considerate per un nodo di valore reale.
42	Aree marine sensibili a causa di particolari caratteristiche oceanografiche, tratti di mare interessati da un intenso traffico navale in entrata e in uscita da porti pescherecci e commerciali e le aree marine con particolare intensità dello sforzo di pesca.	parzialmente				SI	Saranno da verificare nelle valutazioni di approfondimento gli impatti cumulativi esercitati dalle attività portuali nei porti principali, incluse le attività di pesca, considerando i traffici di navigazione attuali e futuri previsti dal Piano dei Porti e dalle attività portuali.
43	Aree agricole ad alto valore naturale (AVN).	SI, dati inseriti nel sinacloud se forniti dalle Regioni				SI	Aree sensibili per la conservazione di una particolare biodiversità strettamente connessa alla presenza di un habitat agricolo.
44	Aree di ricarica delle falde acquifere di grande estensione	SI Dati inseribili nel Sinacloud				SI	Da considerare nelle successive fasi valutative sito specifiche con studi specifici e progettazione delle aree

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

		se forniti dalle Regioni					di rispetto relative al punto dell'area dei pozzi.
45	Siti di interesse archeologico	Dati presso le Soprintendenze				SI	si richiama che alle aree archeologiche note va aggiunto un numero considerevole di aree potenzialmente a rischio, e pertanto si richiede di porre particolare attenzione nel riconoscimento di queste ultime, anche perché tutte le fasi connesse alla ricerca e alla estrazione degli idrocarburi presentano criticità per le quali vanno predisposte adeguate misure di verifica preventiva ed eventualmente di mitigazione. Gli interventi dovranno essere preventivamente sottoposti alle procedure previste in sede di legislazione sull'archeologia preventiva (VPIA), per cui sarà necessario procedere, già in fase di progetto di fattibilità, alla redazione della documentazione richiesta ai sensi dell'art. 25 del D.lgs. n. 50/2016 e s.m.i. segnalando altresì l'opportunità di interlocuzione con gli Istituti territoriali di tutela e i Parchi Archeologici
46	Zone di pianura costiera di minima elevazione (<3,5 m s.l.m.	SI Da verificare con le Regioni la disponibilità				SI	Zone di minima elevazione sul livello del mare e quindi potenzialmente esposte al rischio di inondazione dal mare

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

		del dato al dettaglio richiesto.					(considerando tale ogni altimetria minore di 3,5 m s.l.m.m.), e per le zone intermedie o comprese tra queste e tra queste e la costa. [3,5 m s.l.m.m. quale quota di minima sicurezza rispetto ai valori limite di alta marea di +2,5 m e di eustatismo di +1 m atteso per gli anni 2100 e 2150 [Previsioni di eustatismo globale medio IPCC 2021, sulla base dell'andamento 1995-2014, per gli anni 2100 e 2150: rispettivamente +0,57 m e +0,94 m come valore mediano dell'intervallo di previsione di confidenza media nello scenario climatico IPCC 'medio' SSP2-4,5; e rispettivamente +0,63 e +1,00 m valore limite superiore dell'intervallo di previsione di confidenza media nello scenario climatico IPCC 'ottimistico' SSP1-2,6 ([Box TS.4, Figure 1, TS-121, Technical Summary IPCC AR6 WGI]).
47	Zone depresse (a drenaggio meccanico)	SI Da verificare con le Autorità di Bacino e Regioni la disponibilità del dato al				SI	Zone di bassura e zone depresse nelle quali il drenaggio delle acque meteoriche è garantito meccanicamente (da idrovore), qualunque sia la loro collocazione altimetrica.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

		dettaglio richiesto.					
48	Aree interessate da attività zootecnica riconosciuta di pregio.	SI Da verificare con le Regioni la disponibilità /reperibilità dei dati concernenti tali attività				SI	Aree agricole interessate da attività zootecnica riconosciuta di pregio.

**per questo vincolo il dato è in fase di controllo e acquisizione da parte di Ispra*

***per questo vincolo i dati richiesti durante la fase di consultazione sono parziali o mancanti in quanto ancora non pervenuti dalle Amministrazioni a cui sono stati richiesti*

PER INFORMAZIONI SULL'ACQUISIZIONE DEGLI STRATI INFORMATIVI / DATI REGIONALI MINISTERIALI PER LE CATEGORIE AMBIENTALI DEL PITESAI IMPLEMENTATI NEL SINACLOUD GESTITO DA ISPRA SI VEDA L'ALLEGATO 2 AL PIANO.

In considerazione di quanto rappresentato nel Piano, **l'elaborazione stessa del PITESAI determina l'individuazione di due livelli di analisi differenti delle aree idonee per la valorizzazione della sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività di ricerca o coltivazione ancora da avviare e di quelle già in essere**, chiamate per mere finalità esplicative rispettivamente c.d. situazione "ante operam" e c.d. situazione "post operam", come di seguito spiegato.

Precisamente, dall'applicazione dei criteri del Piano, si avranno le seguenti due tipologie di aree idonee alle attività in specie (e di converso non idonee o non compatibili con il Piano):

- 1) **aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca (c.d. 'aree idonee nella situazione ante operam');**
- 2) **aree idonee alla prosecuzione:**
 - a. **dei procedimenti di conferimento per le istanze:**
 - i. **dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca già presentate¹⁷,**
 - ii. **delle concessioni di coltivazione di idrocarburi già presentate¹⁷ ed attualmente in corso d'istruttoria;**
 - b. **delle attività di ricerca o di coltivazione già in essere:**
 - i. **nei permessi di ricerca vigenti (o in fase di proroga),**
 - ii. **e nelle concessioni di coltivazione vigenti (o in fase di proroga).**

L'attività tipica di **pianificazione vera e propria di cui al punto 1, tramite l'applicazione dei criteri ambientali individuati nella Tabella 2.3-1**, sarà volta a definire le aree - già aperte alle ricerche ma oggi prive di titoli minerari - dove, dopo il PITESAI, potranno essere presentate nuove istanze per lo svolgimento potenziale delle attività di prospezione e ricerca - **c.d. 'aree idonee nella situazione ante operam'**. In tali aree non insiste alcun tipo di attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi, né sono presenti infrastrutture, e per tale motivo il criterio ambientale costituisce il criterio prevalente per la valutazione della loro potenziale attuazione.

L'attività di **valutazione di cui al punto 2, tramite l'analisi integrata dei criteri ambientali e socio-economici**, determinerà invece le **aree che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere (c.d. 'aree idonee nella situazione post operam')**, la cui individuazione relativa ai punti 2.a e 2.b. predetti, discende dalle impostazioni decisionali che sono illustrate di seguito nel presente Piano.

Detta **seconda analisi è volta a determinare la compatibilità delle attività di cui all'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività di ricerca o di coltivazione già in essere, dei titoli minerari esistenti e delle istanze già presentate alla data di entrata in vigore della L. n. 12/19.**

I criteri socio-economici individuati per l'elaborazione del Piano, secondo le finalità espresse dall'art. 11-ter della Legge 12/2019, saranno definiti:

¹⁷ alla data del 13/02/2021 di entrata in vigore dell'art. 11-ter della L. 12/19.

- ✓ da un lato in considerazione dell'obiettivo del PNIEC di prevedere ancora un importante utilizzo del gas per la transizione energetica verso la decarbonizzazione al 2050, tenendo altresì presente che nella Comunicazione della Commissione n. C(2021) 1054 del 12/02/2021 *“Orientamenti tecnici sull'applicazione del principio “non arrecare un danno significativo” a norma del regolamento sul dispositivo per la ripresa e la resilienza”* si asserisce che *“le misure di produzione di energia elettrica e/o di calore a partire da combustibili fossili, e le relative infrastrutture di trasmissione/trasporto e distribuzione, in generale non si dovrebbero considerare conformi al principio DNSH ai fini dell'RRF, data l'esistenza di alternative a basse emissioni di carbonio. Dal punto di vista della mitigazione dei cambiamenti climatici, è possibile fare, caso per caso, eccezioni limitate a questa norma generale per le misure di produzione di energia elettrica e/o di calore a partire dal gas naturale e alle relative infrastrutture di trasmissione/trasporto e distribuzione. Questo è in particolare importante per gli Stati membri che si trovano di fronte a considerevoli sfide nell'abbandono delle fonti energetiche a maggiore intensità di carbonio, quali carbone, lignite o petrolio, e dove una misura o una combinazione di misure può quindi comportare una riduzione particolarmente grande e rapida delle emissioni di gas a effetto serra. Onde evitare effetti di dipendenza («lock-in») ad alta intensità di carbonio e per essere in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione dell'UE per il 2030 e il 2050, tali eccezioni dovranno conformarsi a varie condizioni di cui all'allegato III. Gli Stati membri dovranno inoltre dimostrare la conformità al principio DNSH di tali misure per gli altri cinque obiettivi ambientali”*;
- ✓ come riportato al paragrafo 2.2.1 in merito alla congruenza del permanere nel breve – medio termine delle attività di produzione di idrocarburi in corso rispetto agli obiettivi di decarbonizzazione a lungo termine, anche negli scenari di ulteriore decarbonizzazione verso la neutralità climatica al 2050, il gas sarà ancora utilizzato nel medio periodo per consentire il phase out dalla generazione elettrica da carbone e per fornire al sistema elettrico i livelli di adeguatezza e flessibilità crescenti richiesti proprio dalla sempre crescente quota di rinnovabili variabili nel mix di generazione elettrica; almeno fino a che non sarà presente nel sistema elettrico italiano una notevole capacità di accumulo di energia prodotta da rinnovabili, attualmente scarsamente significativa; occorre inoltre considerare che le politiche di decarbonizzazione devono essere rivolte alla riduzione delle emissioni derivanti dalla produzione e consumo di energia, e quindi, nel caso degli idrocarburi liquidi e gassosi, alla riduzione del loro consumo primario, piuttosto che alla riduzione della loro produzione sul territorio nazionale, essendo evidente che gli idrocarburi non prodotti in Italia verrebbero, a consumo costante, importati dall'estero, addirittura con un impatto di emissioni maggiori dovuto al loro trasporto via mare o via gasdotto e al fatto che la loro produzione avverrebbe in stati spesso con minori vincoli ambientali nella fase di produzione degli stessi;
- ✓ dall'altro dell'indirizzo generale che si pone il PiTESAI di valorizzare le concessioni in stato di produttività, rispetto a quelle che invece versano in situazioni di cronica improduttività, agendo tempestivamente sulle concessioni che non hanno mai prodotto per un periodo ampio e sulle concessioni diventate improduttive di fatto (per es. per un periodo maggiore di 5- 7 anni). Si ritiene pertanto, in virtù del “diritto-dovere” del concessionario di produrre, di indurre tale percorso tramite la previsione di un preciso criterio socio-economico relativo alla descritta valorizzazione delle concessioni in stato di produttività, rispetto a quelle che invece versano in situazioni di cronica improduttività (vedi par. 3.3.5 per ulteriori dettagli);
- ✓ considerando altresì applicabile la metodologia di analisi Costi-Benefici per il settore onshore che consente di valutare la convenienza che un titolo vigente, una volta giunto a scadenza, venga prorogato oppure che ne venga dichiarata conclusa l'attività estrattiva (senza ulteriore possibilità di prorogabilità) onde procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale. Sulla adozione di tale analisi vi sono state sia richieste di chiarimenti che varie osservazioni in sede di VAS, ritenendola in parte

incompleta o non del tutto applicabile a tutte le situazioni. Di tali osservazioni si tiene conto nella sua formulazione aggiornata presente nel capitolo specifico. L'applicazione del funzionamento di tale metodologia è riportata al paragrafo seguente 2.3.2., a cui si rimanda.

Gli elementi che saranno pertanto presi in considerazione per l'applicazione del criterio socio-economico riguarderanno a titolo esemplificativo:

- l'esistenza di potenziale minerario di gas accertato (quantitativo di riserva), nel caso delle istanze di concessioni già presentate (casistica 2.a.ii) attraverso l'individuazione di un quantitativo di riserva certa superiore ad una soglia di 150 MSmc ritenuta orientativamente, dal punto di vista economico, di pubblico interesse, per la prosecuzione dell'iter istruttorio finalizzato allo sviluppo del giacimento, comunque previo espletamento del procedimento di VIA qualora ancora non espletato. Tale criterio è in linea con l'obiettivo del PNIEC (di considerare ancora possibile nel breve-medio termine un utilizzo del gas), ritenendo che lo sviluppo di giacimenti di minori dimensioni non superi il bilanciamento dell'interesse pubblico con quello del soggetto privato¹⁸;
- la produttività o meno delle attività minerarie già in essere (casistica 2.b.ii) con riferimento a soglie temporali di improduttività, definite in funzione anche delle risultanze dell'applicazione del criterio ambientale (a seconda dei casi, per un periodo maggiore di 5- 7 anni);
- la metodologia di analisi Costi-Benefici (con le modifiche conseguenti alle osservazioni ricevute in sede di VAS) quale strumento di supporto alle decisioni, al fine di individuare caso per caso, sulla base di dati aggiornati forniti dal concessionario e delle migliori stime disponibili del valore della produzione (tenendo altresì conto delle possibili sinergie economiche tra impianti di produzione gestiti in comune con concessioni adiacenti nel territorio, come indicato in alcuni commenti giunti in sede di VAS), le concessioni vigenti in terraferma che a scadenza del titolo minerario risulta di interesse pubblico prorogare in virtù del loro impatto complessivo sostenibile in termini ambientali e socio-economici sul territorio, oppure per le quali dichiarare conclusa l'attività estrattiva e procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale dei luoghi.

2.3.2. Ulteriori criteri ambientali e socio-economici

Per approfondire ed aggiornare nel tempo la definizione dei criteri ambientali e socio-economici, nella stesura del Piano è stato tenuto conto di raccogliere ed analizzare gli esiti di attività di studio e ricerca volte alla valutazione delle implicazioni ambientali e socio-economiche dell'eventuale dismissione anticipata di impianti e concessioni a terra.

Al riguardo, per le finalità del presente Piano sono stati presi in considerazione gli esiti dei lavori di studio e ricerca svolti dalla società Ricerca sul Sistema Energetico R.S.E. S.p.A, nell'ambito del precedente accordo stipulato con il Ministero dello Sviluppo Economico e successivamente rinnovato dal MiTE in data 01/04/2021 (registrato all'UCB ai sensi del D.lgs. n. 123 del 30/06/2011 al n. 174 in data 12/04/2021) (riferimento **Appendice A**).

¹⁸ A riscontro di specifica richiesta ricevuta in fase di VAS, si chiarisce che l'Amministrazione non dispone dell'indicazione del numero di pozzi con quantitativi di riserva >150 MSmc; il dato che l'operatore fornisce (facilmente reperibile dalla documentazione pubblicata sul sito MITE per il procedimento di VIA) e che rileva per l'analisi di che trattasi (dato che la compatibilità con il PiTESAI viene stabilita per titoli e non per i singoli pozzi) riguarda le riserve accertate relative all'intero giacimento richiesto in concessione, e non al singolo pozzo. Qualora tuttavia il giacimento ricada in aree di vincoli di esclusione, fermo restando la prosecuzione del procedimento per le ragioni anzidette, si ritiene comunque di poter valutare la ripermetrazione delle aree non necessarie ai fini delle attività di produzione.

Lo studio che è preso come esempio di riferimento nel Piano, riguarda la predisposizione di un approccio metodologico basato sull'analisi costi-benefici (CBA), quale strumento di supporto alle decisioni, al fine di individuare le concessioni che a scadenza del titolo minerario risultano di interesse prorogare in virtù del loro impatto ambientale e socio-economico sul territorio, oppure dichiarare conclusa l'attività estrattiva e procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale dei luoghi.

Gli impatti negativi considerati dalla metodologia sono quelli dovuti all'eventuale mancata estrazione di idrocarburi e del mancato versamento dei contributi a titolo compensativo per le attività estrattive eventualmente concordate fra gli operatori economici e la Regione di riferimento, mentre per gli impatti positivi si valutano quelli generati dall'anticipata esecuzione delle attività di decommissioning, dalla mancata emissione in atmosfera di sostanze inquinanti, dal ripristino anticipato dei servizi ecosistemici e dalla variazione del valore del paesaggio. Gli impatti vengono valorizzati in euro ed attualizzati all'anno di riferimento.

Nel PITESAI la previsione di una CBA è indicata come metodo per valutare il rapporto costi/benefici nel caso di concessioni in terraferma (onshore); il metodo, di cui è riportata una spiegazione in Appendice A, aggiornata e integrata con gli esiti della consultazione in fase di VAS, consente infatti di valutare, nel caso in cui infrastrutture di coltivazione esistenti (attive o improduttive) si trovino ora in qualche modo a ricadere in aree non idonee, l'impatto economico e sociale per valutare l'opportunità che esse proseguano o meno. Nel caso di infrastrutture ubicate in mare si è per ora ritenuto di non adottare in prima applicazione tale criterio, preferendo metodologie più semplificate, in funzione dello stato attuale della coltivazione e delle sue potenzialità residue. Infatti, in mare molti dei parametri da introdurre sarebbero di difficile valutazione: ad esempio, mentre in terraferma è sempre possibile considerare di riutilizzare le aree dei pozzi di produzione e delle relative centrali di trattamento degli idrocarburi estratti per la installazione di pannelli fotovoltaici (attività che può essere realizzata praticamente su qualunque superficie e zona, fatti salvi i problemi autorizzativi), in mare non ha senso pensare di rioccupare la specifica area marina interessata da una piattaforma di coltivazione con una installazione di pannelli fotovoltaici galleggianti o con una singola pala eolica che potrebbe occupare la superficie ad essa equivalente, per la evidente diseconomicità di tale singola installazione. Già oggi, tra l'altro, la presenza di piattaforme offshore non preclude, salvo le zone di rispetto di 500 m generalmente stabilite intorno ad esse dalle norme di sicurezza, il traffico marittimo, o altri usi, anche energetici delle risorse marine rinnovabili circostanti. Anche gli aspetti di qualità del paesaggio e la perdita di valore del territorio sarebbero difficilmente qualificabili, data la distanza dalla costa che le rende invisibili.

La metodologia di analisi Costi-Benefici per il settore onshore consente di valutare la convenienza che un titolo vigente, una volta giunto a scadenza¹⁹, sia prorogato oppure che ne sia dichiarata conclusa l'attività

¹⁹ Si rammenta che ai sensi dell'art. 34, comma 19, D.L. 18 ottobre 2012, n. 17, convertito con modificazioni dalla L. 17 dicembre 2012, n. 221 "Per la piena attuazione dei piani e dei programmi relativi allo sviluppo e alla sicurezza dei sistemi energetici di cui al decreto legislativo 1º giugno 2011, n. 93, gli impianti attualmente in funzione (...) di cui agli articoli 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, continuano ad essere eserciti fino al completamento delle procedure autorizzative in corso previste sulla base dell'originario titolo abilitativo, la cui scadenza deve intendersi a tal fine automaticamente prorogata fino all'anzidetto completamento". I titoli per i quali sia stata presentata istanza di proroga si intendono pertanto automaticamente prorogati fino al conferimento del D.M. di proroga, rilasciato al termine delle procedure autorizzative in corso. In base alle previsioni dell'art. 11-ter, comma 4, lettera a), le concessioni di coltivazione possono essere inoltre prorogate anche nelle more dell'adozione del PITESAI, ragione per cui i procedimenti di proroga in corso dovranno essere finalizzati; la data di scadenza delle concessioni di cui all'art. 11-ter, comma 8, ultimo periodo, in base alle diverse casistiche riportate dal PITESAI, sarà pertanto da considerare come data di scadenza del titolo o della relativa proroga già concessa o in fase di rilascio. La durata delle concessioni così come anche dei permessi, e delle relative proroghe, che risulteranno compatibili con il PITESAI, rimarrà comunque conforme alle attuali previsioni normative di settore.

estrattiva onde procedere con la dismissione anticipata degli impianti ed il ripristino ambientale. L'approccio adottato, basato sull'analisi CBA, consiste in una metodologia applicabile in linea generale a tutte le Regioni italiane interessate dall'attività estrattiva di idrocarburi; a questo scopo, viene prevista l'individuazione di 3 moltiplicatori d'impatto a scala regionale, necessari per poter valutare l'effetto delle attività di decommissioning e della mancata produzione sul Valore Aggiunto regionale e nazionale.

La metodologia consentirà altresì di stimare l'impatto economico (sempre in termini di impatto sul Valore Aggiunto regionale e nazionale) di una ipotetica nuova attività di produzione fotovoltaica a sostituzione dell'attuale attività di coltivazione mineraria.

In particolare, la CBA quantifica il surplus (i benefici al netto dei costi) per l'intera collettività, ivi inclusa la valutazione delle esternalità ambientali (correzione per i costi e benefici ambientali). La mancata proroga di un titolo minerario comporta degli **svantaggi** (costi) e dei **vantaggi** (benefici) per la collettività. I costi includono le perdite per l'economia dovute al venir meno della produzione nazionale di un certo quantitativo di idrocarburi e alla mancata realizzazione delle misure compensative definite negli eventuali accordi tra enti regionali ed operatori. I benefici considerati riguardano:

- operazioni anticipate di dismissione degli impianti e di ripristino dei luoghi (avvio di nuove attività economiche);
- riattivazione anticipata dei servizi ecosistemici danneggiati o soppressi dalle attività estrattive (quali ad esempio l'approvvigionamento di materia prima agricola o la ricreazione naturalistica);
- variazione del valore paesaggistico di un territorio a seguito dello smantellamento anticipato degli impianti;
- esternalità evitate della mancata emissione di inquinanti in atmosfera associate alle attività di estrazione e trattamento degli idrocarburi;
- eventuale nuova destinazione dell'area occupata ad altra attività produttiva energetica quale ad esempio generazione di energia elettrica da tecnologia fotovoltaica.

Le voci di costo e di beneficio sopra elencate vengono quantificate in euro attualizzati all'anno corrente dell'analisi. Gli impatti economici generati dalla mancata proroga di un titolo minerario sono quantificati come perdita di Valore Aggiunto nazionale. L'elemento considerato dalla CBA non è quindi il mancato ricavo della vendita di idrocarburo non estratto, ma l'impatto economico che la mancata attività di produzione di idrocarburi nelle Regioni di estrazione ha sull'economia italiana nel suo complesso.

Saranno comunque necessari modelli di analisi specifici per talune attività di coltivazione che presentano a loro volta caratteristiche peculiari: nel caso delle coltivazioni nell'appennino tosco-emiliano nella formazione delle argille scagliose, come segnalato in sede di VAS dalla Regione Emilia Romagna, trattandosi di piccole realtà locali di giacimenti minori storici che prelevano gas a bassa pressione con pozzi a piccole profondità che garantiscono un approvvigionamento locale di gas per uso riscaldamento a comunità locali non connesse alla rete del gas italiana, potrà essere decisa, di intesa con la Regione interessata, un metodo semplificato per tenere conto delle loro specificità e del basso impatto locale.

Per quanto riguarda i dati sulle produzioni future ottenibili dal giacimento, saranno utilizzati i dati aggiornati sulle previsioni di produzione e riserve residue che ogni anno i concessionari sono tenuti a inviare all'Amministrazione.

Si evidenzia altresì che l'attuale CBA è stata impostata per valutare la convenienza sociale della chiusura delle attività estrattive tramite la non prorogabilità delle stesse alla relativa scadenza; sono stati considerati quindi gli aspetti ambientali e le opportunità economiche associate alle attività di smantellamento e quelle che si potrebbero generare promuovendo la produzione di energia rinnovabile quale il fotovoltaico. È stata considerata la tecnologia del fotovoltaico per tener conto del concetto di transizione energetica e perché quella con maggiore diffusione della risorsa sul territorio italiano, e più facile da applicare al contesto di aree che non si presterebbero per la loro estensione limitata, alla installazione di parchi eolici. Tale ipotesi sarà comunque valutata in affiancamento alla semplice ipotesi di ripristino dell'area per usi agricoli. Si precisa comunque che lo sviluppo nelle aree ripristinate di scenari alternativi di riutilizzo trascende dal mandato del presente Piano.

A livello concettuale, per le attività di coltivazione già in essere nelle concessioni vigenti si possono prospettare due ipotetici scenari futuri:

- l'attività di coltivazione di idrocarburi prosegue fino all'esaurimento delle riserve (**scenario di baseline**);
- l'attività di coltivazione di idrocarburi si conclude alla data di scadenza del relativo titolo minerario (**scenario denominato di decommissioning**).

Nel metodo proposto non si è valutata singolarmente ogni scenario, bensì la differenza tra i due, in quanto lo scenario di baseline e lo scenario di decommissioning corrispondono fino all'anno di scadenza della concessione e differiscono solo per il periodo successivo, compreso tra la data di scadenza del titolo e la data di esaurimento delle riserve. La scelta degli scenari da esaminare deriva dal fatto che, come recita l'art. 11 dalla Legge 11 febbraio 2019, "nelle aree in cui le attività di coltivazione esistenti risultassero incompatibili con le previsioni del PiTESAI, le concessioni di coltivazione (anche in regime di proroga) vigenti alla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, mantengono la loro efficacia sino alla scadenza".

Infine, è importante precisare che i risultati ottenibili dall'analisi CBA, per via della sua formulazione riportata in Appendice A, dipendono in modo rilevante:

- dal profilo di produzione associabile ad ogni singola concessione, che si baserà sui dati aggiornati forniti dal concessionario annualmente al MITE e delle migliori stime disponibili dall'Amministrazione del valore della produzione;
- dalla definizione dell'arco temporale in cui gli scenari di baseline e di decommissioning si differenziano (dunque dall'anno assunto per il fine riserve e di scadenza del titolo minerario[1]).

La metodologia CBA proposta, seppur applicabile per la stima dell'impatto nazionale e regionale, è stata concepita secondo gli scopi del Piano, per poter essere applicata in modo agevole e speditivo nella valutazione della convenienza a proseguire le attività di coltivazione già in essere in una moltitudine di concessioni vigenti sul territorio nazionale. Per questa ragione, non tiene conto di realtà sito-specifiche (come per esempio quelle della realtà dell'Appennino Tosco-Emiliano, vedi descrizione Capitolo 3.3.1 d), che richiederebbero uno studio CBA ad hoc (e con tempistiche ben diverse). Un eventuale esito incerto dell'analisi CBA in un determinato caso studio, vale a dire nel caso in cui il valore monetario dei benefici e dei costi risulti del tutto simile, potrebbe suggerire la necessità di un ulteriore approfondimento dell'analisi.

[1] Il titolo minerario di svariate concessioni risulta essere già scaduto. Il D.lgs. n.179/2012 (Decreto Monti) articolo 34, comma 19, prevede che gli operatori anche in assenza della proroga della concessione possano continuare "...ad esercitare fino al completamento delle procedure autorizzative in corso previste sulla base

dell'originario titolo abilitativo, la cui scadenza deve intendersi a tal fine automaticamente prorogata fino all'anzidetto completamento".

La valutazione di scenari alternativi di sviluppo economico del territorio, che potrebbero anche discostarsi dal settore energetico, è infatti un obiettivo molto più ampio rispetto a quello perseguito per mandato di legge dal PiTESAI; detta valutazione, richiederebbe di mettere in campo attività valutative più complesse e dettagliate. Volendo delineare un percorso metodologico, in prima analisi andrebbero individuate le principali vocazioni economiche del territorio, e quindi occorrerebbe individuare quali investimenti sia opportuno fare in questi settori e quali sono effettuabili in prossimità delle aree dismesse. Successivamente andrebbero quantificati tali investimenti e quindi valutato il loro effetto in termini di impatto ambientale e socioeconomico.

Per quanto riguarda una prima valutazione degli impatti ambientali e territoriali del decommissioning, al fine di valutare i benefici del ripristino ambientale dei siti di estrazione, si evidenzia che possono essere presi in considerazione gli esiti delle attività di valutazione condotte da R.S.E. relativamente agli effetti sui servizi ecosistemici a seguito del ripristino ambientale dei luoghi interessati dall'attività estrattiva (riattivazione dei servizi ecosistemici danneggiati o soppressi dalle attività estrattive), alla variazione del valore paesaggistico generata dalla dismissione delle centrali e ai quantitativi delle emissioni evitate di inquinanti in atmosfera. Per maggiori approfondimenti sull'analisi/metodologia CBA proposta si rimanda dettagliatamente all'**Appendice A**.

Per l'analisi e valutazione delle diverse opzioni di dismissione degli impianti a mare si rileva la disponibilità, quale possibile riferimento, dello studio condotto da R.S.E. denominato "*Safe and Sustainable decommissioning*", che ha individuato nell'analisi MCA uno strumento di valutazione delle possibili alternative di dismissione, considerando simultaneamente gli aspetti ambientali, economici, sociali e tecnici. L'approccio basato sull'analisi MCA, strumento di supporto alle decisioni, favorisce l'individuazione e, quindi, l'attuazione di scelte che siano razionali, condivise e trasparenti.

Inoltre, in considerazione della previsione normativa di cui al comma 2 dell'art. 11-ter della L. n. 12/19, secondo la quale nel PiTESAI devono altresì essere indicati tempi e modi di dismissione e rimessa in pristino dei luoghi da parte delle relative installazioni che abbiano cessato la loro attività, il presente Piano valuta l'introduzione di specifici interventi volti ad accelerare il processo della dismissione delle piattaforme marine a fine vita utile, ed in generale di tutti gli impianti minerari (in ambito idrocarburi) onshore ed offshore che si trovano in tale situazione, anche nella logica di ragionevole strumento capace di introdurre un nuovo impulso all'economia locale mediante l'apertura nel medio periodo di nuovi cantieri, con la creazione di nuovi posti di lavoro, sia per la dismissione delle strutture minerarie a fine vita che per la valorizzazione delle stesse in chiave non estrattiva. Al riguardo, il Piano presenta gli strumenti che si intendono utilizzare per detta finalità, tra cui quello del già preannunciato intervento di aggiornamento e semplificazione delle Linee Guida per la dismissione delle infrastrutture di coltivazione in mare di cui al DM 15 febbraio 2019, onde accelerare tale processo.

Infine, nel Piano sono forniti elementi informativi utili riguardo alla valorizzazione delle strutture minerarie in chiave non estrattiva, considerando gli studi e le informazioni disponibili in materia di possibile riutilizzo delle piattaforme dismesse dalle attività di upstream petrolifero, quali ad esempio lo Studio per l'Ottimizzazione energetica degli impianti offshore realizzato su iniziativa della ex DGS-UNMIG del MiSE (ora DGISSEG del MITE) nell'ambito del progetto per il "*Monitoraggio e innovazione tecnologica*" e lo studio effettuato dalla Start-up SEALINE che ha portato all'ideazione di un hub di ricerca per la sperimentazione di un sistema integrato di produzione di energia basato sul riutilizzo di una piattaforma offshore in dismissione nel mar Adriatico. Per ulteriori approfondimenti sugli studi citati si rimanda all'appendice A.

L'effettuazione della CBA, in funzione del numero dei casi da esaminare, potrà essere eseguita dal MITE anche con il supporto di soggetti terzi qualificati, secondo il modello sviluppato che abbiano le necessarie competenze. La valutazione dei tempi e delle modalità di incarico al possibile soggetto, saranno stabiliti entro due mesi a seguito dell'adozione del presente Piano. La valutazione dei risultati sarà condotta dalla DGISSEG del MITE (in quanto competente ad adottare i provvedimenti di proroga o di rigetto).

3. ELEMENTI CONOSCITIVI A SUPPORTO DELLE SCELTE

Il presente capitolo descrive alcuni elementi utilizzati come supporto alle attività di analisi e valutazione ambientale oggetto del Rapporto Ambientale:

- la descrizione delle tipologie di attività correlate alla estrazione di idrocarburi,
- la descrizione dei possibili impatti ambientali di tali attività,
- un inquadramento dello stato attuale delle istanze e dei titoli minerari,
- una ricognizione e prima analisi dei provvedimenti VIA di competenza statale già emanati relativi ai progetti connessi alle attività di estrazione

3.1. Le attività di prospezione, ricerca, coltivazione di idrocarburi e dismissione delle infrastrutture minerarie: caratteristiche e modalità operative

Le attività di esplorazione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, disciplinate dalla Legge 11 gennaio 1957, n. 6 e successive modifiche ed integrazioni, prevedono tre tipologie di titoli minerari che rispecchiano le principali tradizionali fasi del settore upstream: l'analisi e la ricerca iniziale (esplorazione) e il ciclo di vita di appraisal, sviluppo e coltivazione del giacimento (Figura 3.1-1).

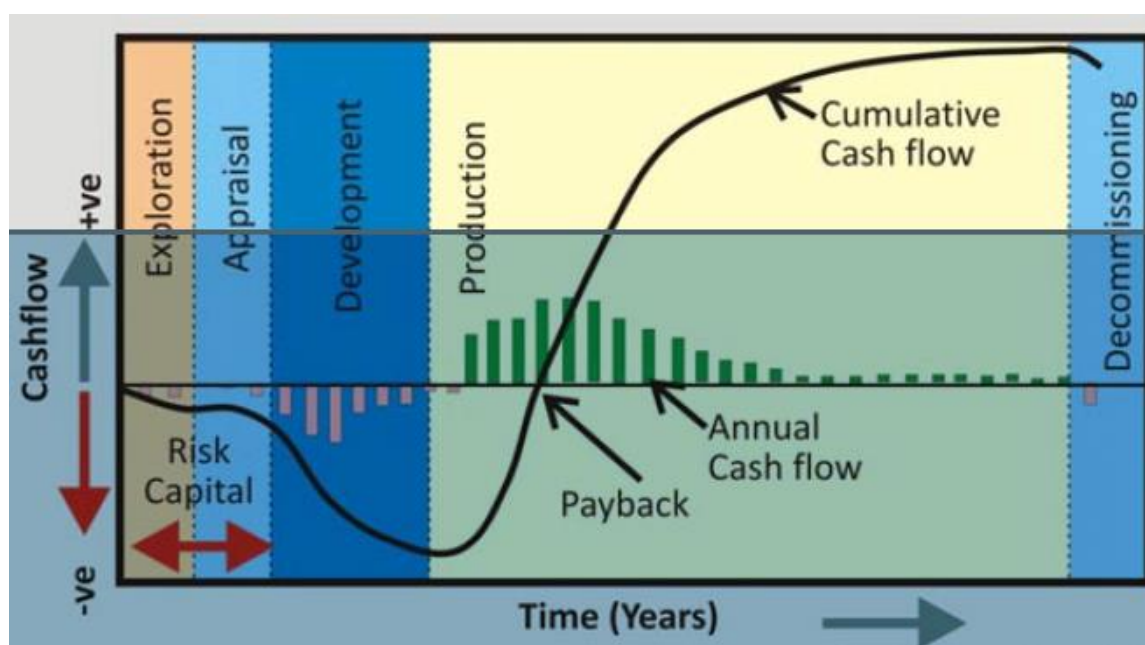


Figura 3.1-1: Schema del ciclo di vita di un progetto medio-grande nel settore upstream

In particolare, l'attività mineraria in base alla normativa italiana si attua nelle seguenti fasi/tipi di titoli minerari:

- **Prospezione mineraria:** consiste in rilievi geografici, geologici, geochimici e geofisici eseguiti con qualunque metodo e mezzo, escluse le perforazioni meccaniche di ogni specie, ad eccezione dei sondaggi geotecnici e geognostici, intese ad accertare la natura del sottosuolo e del sottofondo marino, cui corrisponde il titolo non esclusivo denominato "Permesso di prospezione";
- **Ricerca mineraria:** consiste nelle operazioni finalizzate all'accertamento dell'esistenza di idrocarburi liquidi e gassosi, comprendenti le attività di indagini geologiche, geotecniche, geognostiche, geochimiche e geofisiche, eseguite con qualunque metodo e mezzo, nonché le attività di perforazione meccanica, previa acquisizione dell'autorizzazione, cui corrisponde il titolo esclusivo denominato "Permesso di ricerca";
- **Concessione di coltivazione mineraria:** consiste nelle operazioni necessarie per la produzione e il relativo primo trattamento degli idrocarburi liquidi e gassosi estratti per consentirne il trasporto verso il luogo di trattamento, cui corrisponde il titolo esclusivo denominato "Concessione di coltivazione".

Nelle seguenti pagine sono sintetizzati gli elementi principali di queste attività (*upstream*) volti ad evidenziare le componenti che possono avere impatti ambientali. Per approfondimenti tecnici si rimanda al sito <http://unmig.mise.gov.it> ed alla specifica letteratura tecnica. Non sono invece descritte le fasi di lavorazione del petrolio in quanto tali attività (*downstream*) non rientrano nelle attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi, e pertanto non sono oggetto di trattazione del presente Piano.

Si evidenzia che nelle attività di ricerca o di coltivazione di idrocarburi, la superficie del terreno occupata dagli impianti e opere connesse (*pertinenze/facilities*) è molto ridotta rispetto alla proiezione superficiale del giacimento. Come in precedenza evidenziato, la superficie delle aree conferite in concessione di coltivazione è in genere estremamente superiore a quella occupata fisicamente *in situ* dai relativi impianti di coltivazione. L'area della concessione è infatti disegnata (all'interno di quella del permesso di ricerca da cui deriva) per corrispondere alla proiezione virtuale in superficie del giacimento scoperto, al fine di garantire al concessionario il diritto esclusivo alla sua coltivazione, e impedire che altri soggetti possano perforare pozzi di coltivazione sullo stesso giacimento.

Pertanto in superficie coesistono con la concessione di coltivazione altre attività antropiche (ad esempio attività agricole, industriali urbane, etc.) senza risentire degli effetti dell'attività nel sottosuolo. Questo a scala di giacimento e, a maggior ragione, rispetto all'area del permesso di ricerca o della concessione di coltivazione. Le macro fasi della prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi, sono caratterizzate da un programma dei lavori più o meno complesso, seguendo gli obiettivi ivi posti e la complessità/grandezza del giacimento, schematizzati nella tabella seguente.

Tabella 3.1-1: Schema di sintesi delle principali fasi di attività corrispondenti ai titoli minerari

Tipologia di titolo	Elementi principali	Principali attività del programma lavori
PERMESSI DI PROSPEZIONE	Prospezione mineraria: consiste in rilievi geografici, geologici, geochimici e geofisici eseguiti con qualunque metodo e mezzo, escluse le perforazioni meccaniche di ogni specie, ad eccezione dei sondaggi geotecnici e geognostici, intese ad accertare la natura del sottosuolo e del	<ol style="list-style-type: none"> 1. Studi geologici e geofisici, studi ambientali desk 2. Acquisizione sismica 2D/3D e/o Acquisizione geofisica (metodi gravimetrici e/o elettromagnetici)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

(Titolo II, art. 3 L 9/1991)	<p>sottofondo marino, cui corrisponde il titolo non esclusivo denominato "Permesso di prospezione".</p> <p>Titoli minerari non esclusivi finalizzati allo studio generale di vaste aree di territorio; non è previsto un limite di estensione dell'area interessata dalla prospezione; il titolo ha un periodo di vigenza di un anno non prorogabile e consente esclusivamente l'acquisizione di dati geologici e geofisici.</p>	
<p>PERMESSI DI RICERCA</p> <p>(Titolo II, art. 5 e 6 L 9/1991)</p>	<p>Ricerca mineraria: consiste nelle operazioni finalizzate all'accertamento dell'esistenza di idrocarburi liquidi e gassosi, comprendenti le attività di indagini geologiche, geotecniche, geognostiche, geochemiche e geofisiche, eseguite con qualunque metodo e mezzo, nonché le attività di perforazione meccanica, previa acquisizione dell'autorizzazione, cui corrisponde il titolo esclusivo denominato "Permesso di ricerca".</p> <p>Titoli minerari esclusivi che possono essere richiesti su aree con un'estensione massima di 750 km²; la stessa area può essere richiesta da più operatori petroliferi in regime di concorrenza. Oltre al primo periodo di vigenza della durata di 6 anni sono previsti due possibili ulteriori periodi di proroga della durata di 3 anni ciascuno; è anche prevista, per motivate ragioni, la sospensione del decorso temporale. Nel permesso di ricerca, oltre all'acquisizione di dati geofisici, è possibile effettuare uno o più pozzi esplorativi; nel caso il pozzo esplorativo dia esito positivo, e venga quindi individuato un nuovo giacimento, l'operatore può presentare un'istanza di concessione di coltivazione che, una volta conferita, consente la messa in produzione del giacimento stesso.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Studi geologici e geofisici, studi ambientali desk 2. Acquisto/Reprocessing sismica esistente 2D/3D 3. Acquisizione sismica 2D/3D e/o Acquisizione geofisica (metodi gravimetrici e/o elettromagnetici) 4. Perforazione di almeno un pozzo esplorativo (pozzo d'obbligo ed eventuali chiusure minerarie)
<p>CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE</p> <p>(Titolo II, art. 9 L 9/1991)</p>	<p>Concessione di coltivazione mineraria: consiste nelle operazioni necessarie per la produzione di idrocarburi liquidi e gassosi, cui corrisponde il titolo esclusivo denominato "Concessione di coltivazione". Al termine della coltivazione sono previste le chiusure minerarie e ripristino ambientale dei luoghi.</p> <p>Titoli minerari esclusivi, richiesti su una porzione di area del permesso di ricerca in cui è stato rinvenuto un nuovo giacimento, dell'estensione massima di 300 km². Oltre al primo periodo di vigenza di 20 o 30 anni sono previsti ulteriori periodi di proroga di</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Perforazione pozzi di appraisal/sviluppo 2. Studi di giacimento 3. Piano di sviluppo 4. Completamenti 5. Costruzione di facilities di superficie e infrastrutture 6. Gestione della produzione 7. Reservoir modeling

	10 e 5 anni. Nell'ambito di una concessione di coltivazione possono essere svolte tutte le attività inerenti la produzione di idrocarburi come ad esempio la realizzazione di pozzi di sviluppo e di centrali di raccolta e trattamento.	8. Interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria di vario tipo sui pozzi (lavaggi, workover, ...) e sulle facilities di superficie 9. Chiusura mineraria e ripristini
--	--	---

3.1.1. Attività di studio e di esplorazione

Prima di partire con investimenti relativi alla parte di esplorazione, in particolare la realizzazione di uno o più pozzi esplorativi, le società interessate svolgono studi geologici e geofisici e studi ambientali di tipo desk, valorizzando conoscenze geologiche tratte dalle seguenti fonti:

- Sistemi informativi e conoscenze pregresse *in house*;
- Dati pubblici (molti dati storici sono disponibili in modo gratuito e liberamente scaricabili (opendata) nel sito del progetto VIDEPI (www.videpi.com) gestito dal Ministero dello Sviluppo Economico, ora MiTE);
- Acquisto/Reprocessing sismica esistente 2D/3D, tipicamente attraverso il cosiddetto "dataroom" ossia la consultazione dei dati esistenti precedentemente acquisiti da altre società.

I dati e le informazioni geofisiche sono quindi rielaborati (solitamente attraverso software specialistici) dal titolare del permesso di ricerca che svolge nei suoi uffici o attraverso società di consulenza specializzate. Le metodologie di acquisizione dati utilizzate, soprattutto nelle fasi iniziali dell'esplorazione, in genere prima della perforazione dei pozzi, spaziano dal rilevamento di manifestazioni superficiali di olio e/o di gas naturali, al telerilevamento, sistemi cartografici digitali, carte tematiche, rilevamento geologico di superficie, rilievi gravimetrici e magnetometrici, rilievi magnetotellurici e rilievi sismici.

Si segnala poi che la definizione di un giacimento è estremamente complessa e richiede continue revisioni, aggiornamenti e verifiche dei modelli di calcolo realizzati, pertanto le attività di studio e di prospezione possono essere effettuate anche in fase di coltivazione per migliorare la conoscenza del giacimento (ad esempio con ripetizione di sismica 3D).

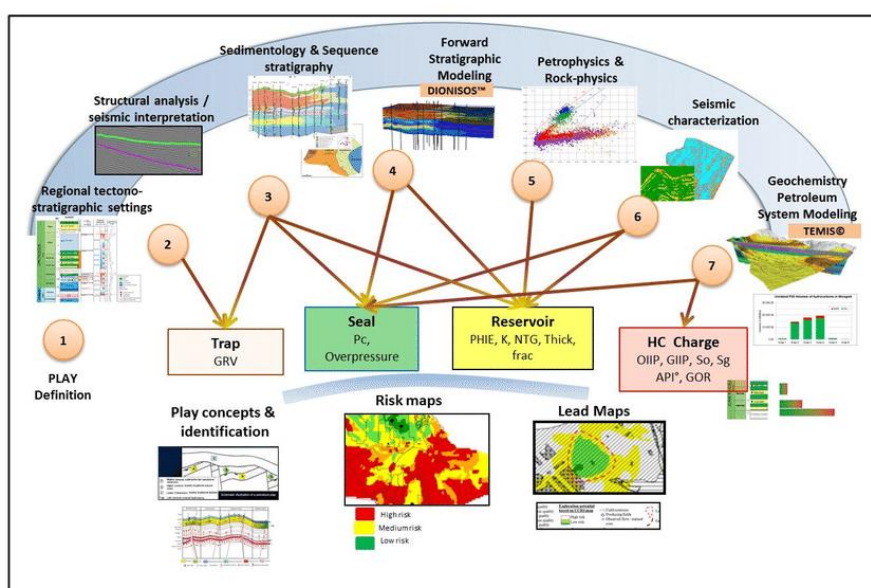


Figura 3.1-2: Schema generale della fase di studio e analisi geofisica

L'attività di prospezione è volta allo studio generale di vaste aree di territorio e non è previsto un limite di estensione dell'area interessata. Il permesso di prospezione ha un periodo di validità di un anno e consente esclusivamente l'acquisizione di dati geologici e geofisici, mentre non prevede il carattere di esclusività. Nella successiva fase di ricerca, invece, le medesime metodologie di studio possono essere applicate ma in maniera più puntuale, quindi su aree più ridotte, dove gli studi desk hanno evidenziato maggiori probabilità di trovare giacimenti. Le acquisizioni sismiche che caratterizzano le prospezioni geofisiche sono utilizzate per la caratterizzazione della struttura del sottosuolo e a mare del fondale per uno spessore anche di chilometri. In particolare con la geofisica si cercano le strutture (trappole) in cui potrebbero esserci accumuli di idrocarburi. In caso di successo, si continuano gli studi per verificare la presenza degli idrocarburi nella trappola, e se anche questa fase ha avuto esito positivo, si procede valutando se la scoperta è economicamente conveniente (giacimento da coltivare) o non è conveniente (fine attività con chiusura mineraria pozzi esplorativi e ripristino ambientale). La geofisica permette la realizzazione di immagini indirette del sottosuolo, che una volta interpretate forniscono un'immagine bidimensionale e/o tridimensionale delle zone possibili sedi di giacimenti di idrocarburi fossili (gas naturale o petrolio). La geofisica è il metodo principale per la ricerca di idrocarburi, ma è comunque utilizzata anche per la ricerca di altri fluidi come ad es. nel caso della ricerca di acquiferi.

Semplificando al massimo, la geofisica consiste nella registrazione mediante sensori e successiva analisi tramite complessi sistemi di calcolo, e l'esperienza degli operatori, delle piccole vibrazioni superficiali indotte dalle onde che hanno attraversato il volume di terreno che si vuole indagare e che sono state riflesse/rifratte dalle discontinuità incontrate nel loro percorso. Tali onde sono, solitamente, generate appositamente mediante vari tipi di sorgenti artificiali.

Le registrazioni effettuate dai sensori sono elaborate sotto forma di onde cui sono applicati via via vari filtri per evidenziare le caratteristiche ricercate; si passa poi alle sezioni sismiche, prima in tempi poi in profondità, che sono analizzate alla ricerca delle trappole.

Per l'acquisizione sismica 2D/3D le sorgenti più utilizzate sono articolate nella seguente tabella in cui sono riportati anche altri metodi geofisici.

Tabella 3.1-2: Schema di sintesi delle tecnologie per le caratterizzazioni geofisiche del sottosuolo per la prospezione e ricerca di idrocarburi

Principio fisico di base	Tecnologia	MARE	TERRA	Frequenza di utilizzo * = raro ** = frequente
Sismica	Water-gun (frequenza utilizzata 20 ÷ 1500 Hz), costituito da un cannone ad aria compressa che espelle ad alta velocità un getto d'acqua che per inerzia crea una cavità che implode e genera un segnale acustico	X		*
Sismica	Airgun (frequenza utilizzata 100 ÷ 1500 Hz), costituito da due camere cilindriche, chiuse da due pistoni (pistone di innesco e di scoppio) rigidamente connessi ad un cilindro provvisto di orificio assiale che libera in mare, a profondità da 3 a 10 m,	X		**

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	istantaneamente, aria ad una pressione elevata, compresa tra 150 e 400 atmosfere (ad oggi il sistema maggiormente utilizzato)			
Sismica	Marine vibroseis (frequenza utilizzata 10 ÷ 250 Hz), in cui alcuni dischi metallici vibranti immettono energia azionati secondo una forma d'onda prefissata, senza dar luogo all'effetto bolla (sistema complesso non ancora pienamente sviluppato)	X		*
Sismica	Vibroseis : vibratori a funzionamento idraulico, che trasmettono al terreno una sollecitazione a carattere ondulatorio con un'energia limitata ma con una durata di alcuni secondi, potendo variare l'intensità del segnale sorgente nel tempo, utilizzando un range di frequenze compreso tra circa 1 Hz e 80 Hz		X	**
Sismica	Sparker (frequenza utilizzata 50 ÷ 4000 Hz) e boomer (frequenza utilizzata 300 ÷ 3000 Hz), dove un piatto metallico con avvolgimento in rame viene fatto allontanare da una piastra a seguito di un impulso elettrico; l'acqua che irrompe genera un segnale acustico ad alta frequenza con scarsa penetrazione (adatto per rilievi ad alte definizioni)	X		**
Sismica	Esplosivo : utilizzo di cariche o microcariche di esplosivo, inserite in pozzetti di poca profondità con generazione di onda d'urto elastica		X	*
Sismica	Massa battente/hydrapulse : massa in caduta libera o accelerata di tipo impulsivo		X	**
Non sismico	Magnetometria : strumento atto a misurare i valori dell'intensità del Campo Magnetico Terrestre (C.M.T.) (o le sue componenti vettoriali) e successivamente analizzarne le variazioni o anomalie	X	X	*
Non sismico	Gravimetria : rilevamento delle cosiddette anomalie della gravità, cioè delle divergenze locali dell'accelerazione di gravità dai corrispondenti valori 'normali', permettendo di rilevare eventuali deficienze o eventuali eccessi di massa.	X	X	*
Non sismico	Correnti telluriche : Sfrutta le variazioni temporali del campo elettro-magnetico terrestre come sorgente naturale. Le variazioni del campo magnetico inducono correnti elettriche nei terreni, dette correnti parassite o correnti telluriche, che consentono di mettere in evidenza la distribuzione di resistività nelle rocce sedimentarie porose e di ricostruire le geometrie del sottosuolo su scala regionale.	X	X	*

In particolare, il sistema più comunemente usato **in mare** allo stato attuale utilizza come sorgente artificiale dispositivi di tipo **airgun** e si basa sui principi della sismica a riflessione. Gli elementi principali che compongono il sistema di rilevamento sono:

- nave: mezzo dotato di tutte le attrezzature necessarie (seismic survey vessel);
- sorgente artificiale: più airgun a costituire la batteria (array) energizzante (sound wave source);
- sistema di ricezione: cavo sismico con sensori (acoustic receivers - streamer).



Figura 3.1-3: Schema dell'assetto in mare durante una campagna di raccolta dati geofisici con airgun

Gli *airgun* sono serbatoi a pressione rimorchiati dalla nave (Figura 3.1-3), in cui l'aria una volta raggiunta la pressione voluta, è scaricata di colpo, producendo delle grosse bolle d'aria subacquee la cui improvvisa espansione genera un'onda di compressione che si propaga nell'acqua, poi nel fondale marino e infine tornano, in parte, verso la superficie dove sono registrate dagli streamers e successivamente analizzate.

Secondo un intervallo temporale predefinito un colpo di aria compressa viene trasmesso in mare, per intervalli di tempo prolungati. Una campagna di acquisizione sismica 2D/3D tramite airgun può durare da qualche giorno a diversi mesi, a seconda dell'estensione dell'area da investigare e sono, di solito, a frequenze basse e bassissime.

Airgun, opportunamente sincronizzati, sono disposti in una batteria dalla geometria variabile a seconda del tipo di onda che si vuole generare. Attraverso la geometria, infatti, si è in grado di direzionare l'onda elastica verso l'obiettivo prescelto e attenuare gli effetti di onde secondarie. Le batterie (*array*) in genere sono composte da più airgun, solitamente sino a 48, disposti su una o più file (*sub-array*) posizionate ad una profondità di 5 - 10 metri.

Ogni rilascio di un singolo volume d'aria contenuto in un airgun produce una bolla d'aria che si espande creando un fronte di pressione nell'acqua circostante, che a sua volta si propaga seguendo le leggi della propagazione sferica. Il volume tipico di aria espulso da un airgun varia da circa 500 cm³ a circa 13000 cm³.

Nelle prospezioni geofisiche l'impulso sonoro che interessa è diretto verso il fondale e quindi limitato nella sua diffusione in mare ma gli schemi di trasmissione sonora nel mare dipendono da una molteplicità di fattori.

Per quanto riguarda le **campagne di geofisica condotte in terraferma** i metodi per l'energizzazione sono principalmente l'esplosivo e le vibroseis; in alcuni casi si utilizza l'urto di masse su piastre poste a contatto del terreno. La scelta dipende da molteplici fattori, oggi si va sempre più diffondendo il vibroseis anche perché desta minore apprensione nella popolazione rispetto all'esplosivo che comunque continua a mantenere una sua valenza.

L'uso dell'**esplosivo** consiste nello scoppio di una microcarica esplosiva all'interno di un pozzo appositamente perforato che genera un'onda d'urto, originata dalla rapidissima espansione dei gas che si liberano dell'esplosione stessa. L'esplosione può determinare effetti deformativi (fratturazione,

deformazione, rottura dell'equilibrio intergranulare) nell'immediata vicinanza del punto di scoppio, sotterraneo indicativamente entro un raggio di 1 metro.

La velocità di propagazione dell'onda dipende dal mezzo che attraversa; l'onda d'urto generata dall'esplosione è di tipo impulsivo (aperiodica), si trasforma in un'onda, periodica, che si propaga nel mezzo ed è utilizzata nella prospezione geosismica.

L'uso dell'esplosivo, come la vendita delle cariche esplosive e degli accessori, deve essere autorizzato. Nell'autorizzarne l'uso, le cariche sono confezionate solitamente in confezioni rigide di plastica antistatica in dimensioni standard, cui corrispondono quantità di esplosivo in peso stabile e di riferimento costante. Le singole cariche, complete di tappo porta detonatore, sono avvitabili tra loro, consentendo quindi la formazione di colonne rigide di esplosivo. La quantità di esplosivo utilizzata per singolo scoppio è variabile in funzione della "risposta" sismica delle formazioni da investigare, oltre che dei vincoli di quantità richiesti ad ogni singola prospezione.

Oggi, quando utilizzate, si usano microcariche anche dell'ordine di 1-2 Kg di esplosivo costituite in genere da una o due cartucce, rispetto ai 5-10 kg utilizzati in passato, collocate solitamente in un foro appositamente realizzato ed a profondità medie contenute generalmente nei primi 10 metri dal piano campagna. Le cariche vengono detonate attraverso l'uso di detonatori elettrici, a loro volta innescati mediante correnti di intensità opportuna o mediante detonatori Nonex. La sequenza di operazioni previste per le procedure di scoppio è di seguito descritta:

1. Realizzazione del foro per l'allocazione delle cariche esplosive
2. Posizionamento della carica
3. Borraggio del foro
4. Scoppio della carica
5. Chiusura del foro in superficie e ripristino area pozzetto

Il metodo **vibroscis**, a differenza dell'esplosivo che attiva grande energia in una durata breve del tempo, trasmette al terreno una sollecitazione a carattere ondulatorio con un'energia limitata ma con una durata di alcuni secondi, potendo variare l'intensità/frequenza del segnale sorgente nel tempo. Il metodo con vibroscis si è sviluppato più recentemente rispetto all'esplosivo perché richiede un'attrezzatura molto più complessa per l'energizzazione, per la raccolta dati e, soprattutto, per l'elaborazione resa possibile dalla recente disponibilità di potenti sistemi informatici. I vibratorii utilizzati sono composti da un pistone idraulico che imprime oscillazioni, con la frequenza ed energia voluta, ad una piattaforma poggiata sul terreno. Tutto questo dispositivo è installato su di un apposito veicolo, il vibroscis. Tutti i vibratorii prevedono un sistema di controreazione costituito dalla massa del mezzo stesso che garantisce che il sistema immetta nel terreno vibrazioni con idonee caratteristiche di ampiezza e di frequenza, in maniera da rispettare tutte le norme vigenti relative alla sicurezza per i lavoratori e per l'ambiente. Un sistema elettronico programmabile gestisce il tipo di vibrazione da realizzare. Nella pratica, solitamente vengono utilizzati simultaneamente più vibratorii, generalmente 3, 4 o 5 (Figura 3.1-4), ma in caso di operazioni di rilievo geofisico più limitato sono utilizzati mini-vibroscis (Figura 3.1-5).

Il segnale sismico viene prodotto lungo le linee per le quali è prevista l'indagine: esse possono essere generalmente poste lungo traiettorie rettilinee o curve, lungo strade o aree rurali.

Il progetto della campagna di geofisica deve essere autorizzato e l'area richiesta nella domanda di autorizzazione comprende una zona di indagine all'interno della superficie del titolo minerario, in cui sono presenti altre attività antropiche.



Figura 3.1-4: Vibroseis - Mezzi in attesa, arrivati nella posazione di energizzazione prdefinita, la ruote posteriori alzate permettono una migliore coesione a terra della piastra che sarà poi messa in vibrazione da un sistema elettro-idraulico. [Foto DGSUNMIG].



Figura 3.1-5: Mini-Vibroseis usato singolarmente per operazioni geofiche più limitate. La piastra vibrante è alla base della campana premuta a terra dal braccio del mezzo. Il cilindro sopra la piastra ed interno alla gabbia è il dispositivo elettro-idraulico che imprime la vibrazione alla piastra [Foto DGSUNMIG].

3.1.2. La ricerca: perforazione del pozzo esplorativo

La **perforazione del pozzo esplorativo** avviene nei casi di permessi di ricerca, a valle di una serie di valutazioni che hanno tenuto conto dell'individuazione di un'area di interesse minerario post interpretazione sismica. Premessa di tale attività è l'acquisizione della valutazione di impatto ambientale positiva, a cui segue, secondo le modalità previste dalle società che richiedono l'opera, l'individuazione e successiva gara dei contrattisti coinvolti (perforatori, service company, fanghisti, analisi di laboratorio, specialisti in sicurezza e ambiente, wirelines e logging, ecc.), l'organizzazione logistica e le autorizzazioni relative alla perforazione di un pozzo. Come tutte le operazioni del settore upstream, anche queste sono autorizzate preventivamente dagli uffici UNMIG del MiTE, previa intesa con la Regione interessata ai sensi dell'Accordo procedimentale Stato-Regioni del 24/04/2001, e soggette alle norme di polizia mineraria di sicurezza sul lavoro e ambientali.

Durante la perforazione di un pozzo per la ricerca di idrocarburi vengono eseguite una serie di operazioni (carotaggi, logs, analisi dei cuttings ecc.); al raggiungimento della profondità prevista vengono valutati i dati raccolti durante la perforazione e vengono effettuate prove di produzione, che consentono di stabilire se il pozzo sia mineralizzato a idrocarburi, ed economicamente sfruttabile, oppure sterile. Nel caso in cui il pozzo

risulti sterile oppure non economicamente sfruttabile si procede immediatamente alla sua chiusura mineraria (utilizzando l'impianto di perforazione ancora in loco), mentre nel caso in cui il pozzo risulti mineralizzato ad idrocarburi ed economicamente sfruttabile si procede al completamento del pozzo.

Per completamento si intende l'attività di sistemazione di un pozzo già perforato per la sua messa in produzione; segue all'attività di perforazione e consiste nell'apertura dei livelli produttivi, nella discesa in pozzo della batteria di produzione (tubi di piccolo diametro per la messa in produzione del livello o dei livelli produttivi) corredata delle valvole per il controllo dell'erogazione e di sicurezza e nella installazione sulla testa pozzo della croce di produzione (sistema di valvole di sicurezza per permettere l'erogazione controllata degli idrocarburi). Quindi un pozzo è classificato produttivo al termine dell'attività di perforazione, se ha avuto esito positivo e se sono state effettuate le attività di completamento indipendentemente dalla sua messa in produzione.

Pertanto, schematizzando, successivamente alla perforazione del pozzo esplorativo, alle prove di produzione, ai carotaggi elettronici (*logging*), campionamenti, ecc. viene valutato l'esito dell'esplorazione. Il risultato può essere sintetizzato in pozzo sterile o con scoperta:

- se **sterile**, l'operatore provvede subito alla chiusura mineraria del pozzo e alle fasi di ripristino ambientale dell'area pozzo, con operazioni con durata dell'ordine di qualche settimana;
- se **non sterile**, con scoperta di un giacimento, il pozzo viene messo in sicurezza in attesa del suo potenziale utilizzo per la coltivazione, nel frattempo vengono eseguite ulteriori analisi geofisiche, petrografiche e di laboratorio e si inoltra istanza di concessione al MITE.

Tabella 3.1-3: Schema di sintesi delle principali attività relative alla perforazione di un pozzo esplorativo

Perforazione Pozzo Esplorativo	Terra	Mare
Durata (dipende dalla profondità da raggiungere)	2-12 mesi	4-18 mesi
Organizzazione	<ul style="list-style-type: none"> • Permitting area pozzo; • Contratti con proprietari terreni; • Autorizzazioni • Gare con contrattisti (rig, fanghi, logging, service,...) 	<ul style="list-style-type: none"> • Autorizzazioni • Gare con contrattisti (rig, fanghi, logging, service,...) • Well Site Survey
Area Perforazione/Rig	Piazzola – area pozzo	Impianto Jack-up
Acquisizione log di pozzo	Sì	Sì
Carotaggi – Campionamenti	Possibili	Possibili
Prove di produzione	Per testare il giacimento (24-48 h)	Per testare il giacimento (24-48 h)

L'elemento caratterizzante la fase di perforazione è il cosiddetto impianto di perforazione, solitamente di proprietà di società specializzate italiane o straniere. Gli impianti sono distinti in due grandi tipologie: strutture che operano a terra, *rig*, (Figura 3.1-6 (a)) e a mare, *jack-up rig*, (Figura 3.1-6 (b)). Tipicamente in Italia il diametro del foro varia da 30'' a 7'', con profondità che variano da poche centinaia di metri (giacimenti storici in argille scagliose o pozzi nelle formazioni dell'Appennino Tosco-Emiliano) a valori fino ai 6000 m in verticale. Dagli anni '80 le capacità tecniche sviluppate hanno permesso la realizzazione sempre maggiore di pozzi direzionati o orizzontali; in questi, la profondità in verticale raggiunta è minore della lunghezza della perforazione proprio a causa della deviazione. Questa tecnica consente pertanto di raggiungere, iniziando la perforazione da un'area accessibile, obiettivi profondi e distanti anche alcuni km.

Questa caratteristica ha molto rilievo nella classificazione delle aree ai fini della loro compatibilità secondo i criteri del PITESA: infatti, è oggi possibile perforare pozzi con deviazione in orizzontale per raggiungere

giacimenti anche ubicati al di sotto della maggior parte delle aree vincolate, con piazzole di perforazione ubicate ad alcuni km di distanza.

Pertanto, anche tutte le considerazioni presenti nel Piano a proposito dei vincoli ambientali di esclusione, e alle conseguenti distanze di rispetto, sono da tenere presenti in relazione alla ubicazione fisica in situ della postazione di perforazione o del pozzo produttivo stesso, e non rispetto alla posizione del fondo pozzo, che potrebbe invece ricadere a vari km di profondità anche al di sotto dell'area vincolata, senza che ad essa possa derivare alcun pregiudizio dalla esplorazione o dalla coltivazione. La posizione del fondo pozzo, rispetto ai vincoli di superficie, va pertanto considerata nel caso di vincoli per motivazioni legate alla subsidenza, o ai sinkhole, per pozzi di coltivazione.



Figura 3.1-6: Esempi di impianto di perforazione a terra (a) e a mare (b) operanti in Italia [Foto DGSUNMIG]. Si osservi che il Jack Up è l'impianto al centro (giallo) e sarà rimosso terminata l'attività; la piattaforma vera e propria è la struttura molto più piccola a sinistra (rossa) sotto la torre di perforazione.

L'impianto di perforazione vero e proprio è integrato con un sistema di gestione dei fanghi a ciclo chiuso. I fanghi di perforazione servono principalmente a lubrificare e raffreddare la batteria di perforazione che altrimenti riscaldandosi, per l'attrito con la roccia, arriverebbe velocemente a rottura. Inoltre, convogliano in superficie i frammenti di roccia prodotti dall'azione dello scalpello. In particolare, i fanghi esercitano una contropressione idrostatica al fondo foro e lungo le sue pareti scoperte (ossia non tubate) per contenere la fuoriuscita dei fluidi di strato. Al momento in cui la circolazione nel pozzo si interrompe, il fango da fluido gelifica tenendo imprigionati in sospensione i *cutting* (frammenti rocciosi) derivanti dalla perforazione. In caso contrario questi detriti, fermandosi la circolazione del fluido, cadrebbero a fondo foro imprigionando lo scalpello e la parte terminale della "batteria" di perforazione. Nel caso di sovrappressioni, la densità del fango viene aumentata aggiungendovi polveri composte da sostanze ad elevato peso specifico, come barite o ematite. I fanghi possono essere ad acqua o ad olio (quest'ultima situazione ormai desueta in Italia).

Si utilizzano poi polimeri o bentonite per evitare separazione della parte fluida da quella solida del fango; infine si utilizzano battericidi per evitare il proliferare di batteri e microalghe che possono innescare processi di occlusione. I prodotti utilizzati devono rispettare le normative vigenti in ambito di sicurezza sul lavoro e ambientale.

Ogni impianto di perforazione a terra, o jackup a mare, necessita di un consumo di carburante per permettere il funzionamento dell'impianto stesso e di tutta la catena delle operazioni ad esso collegate. Il consumo giornaliero di carburante dipende dalla potenza dell'impianto. Uno standard base di consumi giornalieri può essere stimato tra i 1000 e i 3500 litri/giorno di carburante.

Durante le prove di produzione è previsto un impianto che raccoglie gli scarichi dalle varie apparecchiature di processo (vapori di idrocarburi e gas naturale) e che possa consentirne lo smaltimento. Durante le prove di produzione, il gas da eliminare viene convogliato a un bruciatore posto all'estremità di un traliccio metallico, detto torcia o fiaccola, la cui lunghezza è funzione delle massime portate di gas che possono essere bruciate. L'orientamento viene definito in modo che la torcia venga a trovarsi sottovento rispetto alla direzione dei venti prevalenti, nonché negli ultimi anni è previsto l'uso di fiaccole a bassissime emissioni.

Durante l'attività di perforazione, come nel resto delle attività di *upstream*, è presente uno sviluppato sistema di sicurezza anche automatico, per evitare o limitare al massimo eventuali situazioni non conformi. Tali sistemi sono articolati in maniera ridondante per rafforzare la sicurezza contro eventi accidentali e, comunque, per graduare l'intervento in funzione dell'evento potenziale. Anche tali sistemi sono sottoposti ad autorizzazione preventiva dell'UNMIG e ai controlli da parte dell'organo di polizia mineraria.

3.1.3. La coltivazione: perforazione dei pozzi di sviluppo, facilities (centrale + metanodotti e oleodotti a servizio di pozzi e centrale sino al collegamento con la rete di distribuzione a valle dell'attività mineraria (upstream)), coltivazione e "chiusura mineraria" dei pozzi.

Il ciclo di vita di un campo di coltivazione di idrocarburi e la sua produttività sono legati alle caratteristiche del giacimento e alle modalità di coltivazione.

Il giacimento si caratterizza in base alla tipologia di roccia serbatoio, ai fluidi presenti etc .

In generale, i fluidi che si possono ritrovare sono: gas, olio e acqua e nel caso coesistano tutti e tre, essi sono disposti in giacimento in maniera stratificata secondo la loro densità. Pertanto, l'acqua si accumula nella parte più bassa della formazione, il gas – meno denso – occupa la parte superiore, mentre l'olio si trova compreso tra il gas e l'acqua. Il passaggio tra fluidi diversi può essere rappresentato da una linea di separazione, detta 'contatto' e possono esistere solo i seguenti tipi di contatto: olio-acqua, gas-olio e, in caso di mancanza della mineralizzazione a olio, sussiste solo il contatto gas-acqua. L'informazione quantitativa sui contatti tra i fluidi può essere ricavata dai dati di pressione che, anche se non precisa, risulta tuttavia qualitativamente molto utile in quanto, in mancanza di informazioni geologiche o geofisiche, può confermare la presenza di gas cap o l'esistenza di un acquifero.

L'andamento di produzione di un campo non è lineare (Figura 3.1-7), ma ha un andamento tendenzialmente log-normale, con un picco ed un plateau che si esaurisce in pochi anni in genere se non vengono fatti lavori di manutenzione e di sviluppo essenzialmente, lavaggi, side-track, nuovi pozzi, workover, attività di recupero facilitato (IOR) e migliorato (EOR), tecniche queste ultime generalmente mai utilizzate nei giacimenti italiani, etc.

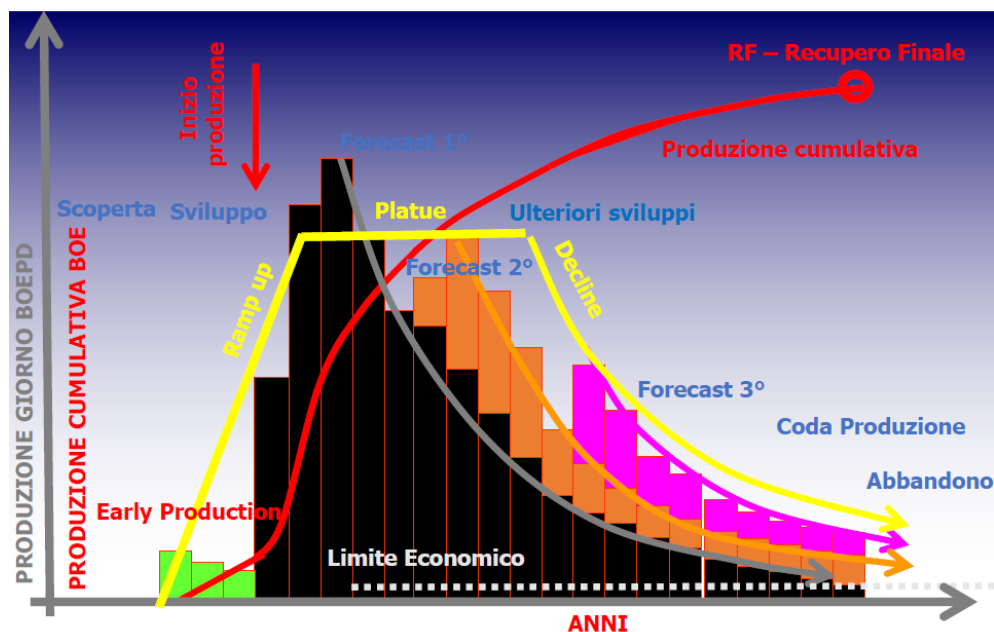


Figura 3.1-7: Andamento schematico del ciclo di produzione di un campo di coltivazione di idrocarburi di medio-grande dimensione [Fonte: Strata, 2018]

I programmi lavoro delle concessioni di coltivazioni di idrocarburi consistono in primis nei pozzi di appraisal o nella messa in produzione dell'idrocarburo scoperto in fase di permesso di ricerca, nei piani di sviluppo, in ulteriori pozzi di sviluppo a seconda della vastità del giacimento, nella costruzione di facilities di superficie e di infrastrutture (pipeline, allacci, compressori, centrali, ...). A fine vita del giacimento è compito dell'operatore la chiusura mineraria dei pozzi, la dismissione degli impianti e il ripristino ambientale nei tempi più rapidi possibili (si veda paragrafo successivo).

Per la stima della quantità di idrocarburi che può essere recuperata rispetto a quella inizialmente presente in giacimento, e quindi del fattore di recupero, occorre considerare le caratteristiche del giacimento, compresa la sua mineralizzazione e le modalità di governo della coltivazione, che per norma deve essere tale da ottimizzare il tasso di recupero nel tempo, minimizzando, tra l'altro l'innalzamento della tavola d'acqua, ove presente, all'interno del giacimento.

In dettaglio, il recupero dipende da una serie di fattori, quali: il meccanismo di produzione del giacimento, il rapporto di mobilità fluido spiazzante/olio, l'eterogeneità della roccia serbatoio, il numero e la distribuzione dei pozzi, l'andamento nel tempo delle portate imposte ai singoli pozzi, l'eventuale impiego di processi di recupero migliorato.

I meccanismi di spinta consentono la produzione dell'idrocarburo per energia naturale (recupero primario), pertanto in base al tipo di giacimento e a tali meccanismi, la strategia di recupero e quindi di coltivazione sarà differente.

A titolo esemplificativo, si riportano solo alcune tipologie di spinta, rimandando alla letteratura specifica per gli approfondimenti.²⁰

Nel caso di **spinta per semplice espansione** (natural depletion drive) il meccanismo principale di produzione primaria è rappresentato dall'espansione degli idrocarburi all'interno del giacimento completamente chiuso

²⁰ Enciclopedia degli Idrocarburi, Treccani

per la presenza di faglie e/o di formazioni impermeabili ai bordi esterni (comportamento volumetrico). Nel caso in cui la formazione è mineralizzata a gas, poiché la compressibilità del gas è assai elevata, il meccanismo di espansione degli idrocarburi risulta molto efficace e si possono conseguire recuperi molto elevati, pari all'80-90% del gas originariamente in posto.

Nei giacimenti a gas di tipo volumetrico il valore del recupero finale dipende dalla pressione iniziale del giacimento, dalla pressione di abbandono del giacimento e dalla composizione della miscela gassosa contenuta nel giacimento stesso, ma è indipendente dal tempo, ovvero dalla strategia produttiva adottata.

Qualora la formazione sia mineralizzata a olio in condizione di sottosaturazione, a causa della compressibilità piuttosto ridotta dell'olio, pur tenendo conto del contributo fornito dalla riduzione del volume poroso e dall'espansione dell'acqua connata, il meccanismo di semplice espansione porta a recuperi molto bassi, di solito compresi tra il 2 e il 5% dell'olio originariamente in posto.

Avviene la produzione di idrocarburi per **spinta da gas cap**, quando al di sopra di una zona mineralizzata a olio è presente un accumulo di gas, detto anche gas di cappa (gas cap), il quale può essere di tipo primario o secondario.

Un gas di cappa si dice primario se si è formato durante la migrazione degli idrocarburi nella roccia serbatoio, ossia se è presente prima della messa in produzione del giacimento; si dice, invece, secondario se si forma durante la coltivazione. Due sono le eventualità in cui si può formare un gas di cappa secondario: per liberazione di gas dall'olio, una volta che la pressione scende al di sotto della pressione di saturazione, o per iniezione di gas dall'esterno (gas injection). Comunemente, se esiste un gas di cappa primario, l'olio di giacimento si trova molto prossimo alle condizioni di saturazione. Pertanto, non appena viene avviata la produzione e la pressione tende a declinare, si verificano liberazione di nuovo gas e conseguente espansione di tale gas insieme a quello di cappa. L'espansione del gas di cappa tende a spiazzare l'olio e a compensare, almeno in parte, la caduta di pressione dovuta alla produzione. La capacità del gas di cappa di sostenere la pressione del giacimento dipende dal volume del gas presente in tale zona e dalla strategia produttiva adottata. La strategia di coltivazione del giacimento dovrebbe essere adeguatamente mirata ad evitare l'arrivo precoce di gas ai pozzi, per questo occorre che essi vengano disposti in modo che gli intervalli aperti alla produzione si trovino quanto più possibile distanti dal contatto gas-olio originario. Inoltre è buona norma imporre un regime di produzione sufficientemente lento, tale da favorire il movimento verticale del gas di soluzione liberato verso la cappa piuttosto che verso i pozzi produttori. Il recupero finale di olio che si ottiene per effetto della spinta del gas di cappa è di circa il 25-30%.

Nel caso in cui il giacimento sia delimitato inferiormente o lateralmente da acquiferi, si assiste al recupero per **spinta da parte dell'acquifero (water drive)**.

L'acquifero può essere 'limitato' se, indipendentemente dal volume di acqua che racchiude, risulta delimitato da rocce impermeabili, così da costituire con la formazione mineralizzata un unico sistema idraulicamente chiuso. Viene invece detto 'infinito' se la sua estensione è molto grande oppure se si trova a contatto o con formazioni porose affioranti in superficie, con possibilità di ricarica da parte di acque piovane o superficiali, o con il fondo marino. Inoltre, gli acquiferi in funzione del comportamento dinamico che mostrano in fase di coltivazione, possono essere classificati come più o meno attivi. Tale comportamento dipende dalle dimensioni dell'acquifero stesso, dalla permeabilità delle formazioni porose che lo costituiscono e dal regime di produzione imposto al giacimento.

Nel caso dei giacimenti a olio il meccanismo di produzione per spinta dell'acquifero permette generalmente di ottenere recuperi più elevati rispetto a qualsiasi altro meccanismo di produzione primaria; il recupero finale dipende dalle caratteristiche dell'acquifero, dalla viscosità dell'olio e dall'efficienza dello spiazzamento dell'olio da parte dell'acqua.

Mediamente il fattore di recupero raggiungibile in presenza di acquifero attivo può oscillare tra il 30 e il 50%. Nelle situazioni più favorevoli, per giacimenti a olio medi o leggeri a contatto con acquiferi molto attivi, il recupero può arrivare a superare il 50-60%. Quando l'acquifero parzialmente attivo, o è del tutto assente, si può ricorrere all'iniezione di acqua dall'esterno, con l'obiettivo di riprodurre artificialmente l'azione naturale di spinta operata da un acquifero attivo. La presenza di un acquifero attivo, o parzialmente attivo, comporta tuttavia una produzione di acqua precoce e non trascurabile, specialmente nel caso di oli molto densi e viscosi. Pertanto, allo scopo di limitare la produzione di acqua i pozzi vengono allocati nelle zone strutturalmente più alte del giacimento, ossia più distanti dal contatto acqua-olio originario ed è auspicabile mantenere un livello di produzione che sia il più basso possibile, compatibilmente con le esigenze economiche. Nel caso di giacimenti a gas, la presenza di un acquifero molto attivo tende generalmente a penalizzare il recupero finale di idrocarburi, con valori che potrebbero non superare il 60-65% del volume di gas inizialmente in posto, rispetto al meccanismo di semplice espansione.

Al fine di incrementare il fattore di recupero globale ottenuto per semplice estrazione, si può ricorrere ai processi di "recupero secondario" e a quelli di "recupero terziario", tecniche utilizzate all'estero in genere su grandi giacimenti, ma praticamente non utilizzate in Italia. I processi di recupero secondario consistono nell'iniezione di un fluido in giacimento. Questi fluidi (acqua o gas naturale non miscibile) rimpiazzando volumetricamente l'idrocarburo prodotto, garantiscono il mantenimento della pressione in giacimento ad un livello tale da mantenere la portata dei pozzi entro limiti economici. Nella maggior parte dei casi, l'iniezione d'acqua avviene con tecnica di tipo "disperso" e cioè mediante pozzi distribuiti all'interno del giacimento con geometria (pattern) regolare che vede l'alternarsi di pozzi iniettori e produttori.

Il pattern scelto viene ripetuto su tutta l'area che si intende flussare, in modo da coprirlo completamente. L'impiego di pattern con piccola spaziatura presenta, rispetto all'iniezione periferica di acqua, il vantaggio di ottenere una risposta rapida nei pozzi produttori e di realizzare alte portate d'iniezione.

Parte dell'olio, anche dopo tali tecniche di spiazzamento con acqua o gas, continua a rimanere intrappolato nei pori della roccia serbatoio come saturazione di olio residuo e parte rimane nelle "isole" di roccia serbatoio nelle quali il fluido spiazzante non è riuscito ad entrare, a causa della loro permeabilità, molto inferiore rispetto a quella della roccia circostante. Per recuperare questa ulteriore aliquota di idrocarburo, allora si può optare per i processi di recupero assistito (o recupero terziario) che agiscono al fine di migliorare uno o entrambi i parametri seguenti:

- l'efficienza di spiazzamento dell'olio a scala di poro;
- l'efficienza volumetrica di invasione della roccia-serbatoio.

I processi di EOR si dividono tradizionalmente in tre grandi gruppi: processi termici (iniezione di vapore, iniezione di solventi caldi, combustione in situ, ecc.); processi con iniezione di gas (gas naturale, azoto, biossido di carbonio, ecc.); processi chimici (iniezione di tensioattivi, polimeri, soluzioni alcaline, ecc.); poi ci sono altre tecnologie ancora in fase di sperimentazione.

A titolo esemplificativo si descrivono solo alcuni processi di recupero assistito, rimandando alla letteratura specifica per gli approfondimenti.

I processi termici legati all'iniezione di vapore sono utilizzati per i giacimenti scoperti e saturati da oli pesanti ad alta viscosità che si trovavano a profondità di poche centinaia di metri. L'obiettivo principale di tali processi è di migliorare la mobilità dell'olio, riducendone la viscosità per scambio termico. Il vapore può essere iniettato nello stesso pozzo (cyclic steam stimulation), che fungerà anche da produttore, oppure in un pozzo dedicato, mentre un secondo pozzo avrà il ruolo di produttore (steamdrive).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

I processi di EOR che impiegano prodotti chimici sono caratterizzati, invece, da una gestione più complessa rispetto ai processi termici, per quanto riguarda sia la scelta dei prodotti sia la valutazione della reale performance delle applicazioni di campo. I prodotti chimici che vengono utilizzati possono agire aumentando semplicemente la viscosità dell'acqua usata per lo spiazzamento dell'olio, in modo che la mobilità (ossia il rapporto tra la permeabilità all'acqua con il polimero e la viscosità della soluzione) dell'acqua diminuisca e il fronte di spiazzamento risulti più omogeneo (polymer flooding). Per questa funzione vengono utilizzati idonei polimeri ad alto peso molecolare (intorno al milione) che possono essere sia di origine naturale sia sintetici. Dovendo resistere alle condizioni di giacimento (per esempio, alte temperature, mineralogie che possono favorire l'adsorbimento del polimero sulla superficie dei grani di roccia e alte salinità delle acque di formazione), i polimeri possono essere sintetizzati in modo mirato e, inevitabilmente, costoso. Per ridurre i costi elevati, la concentrazione di polimero nell'acqua non viene mantenuta costante per tutta la fase dell'iniezione, ma diminuisce dal fronte di contatto con l'olio, dove raggiunge il suo valore massimo, fino ad azzerarsi.

Le infrastrutture in regime di concessione di coltivazione possono essere differenti a seconda del tipo di giacimento che si sta trattando, dei volumi di idrocarburi in gioco e del tipo di allaccio alle strutture esistenti o meno presenti sul territorio. Essenzialmente possono essere riassunte come segue (Tabella 3.1-4):

Tabella 3.1-4

Infrastruttura	MARE	TERRA	FREQUENZA DI UTILIZZO
			* non in ogni concessione ** in ogni concessione (mare o terra)
Pozzi con relative valvole, sensori e sistemi di sicurezza	X	X	**
Area Pozzo		X	**
Piattaforma o Testa pozzo sottomarina	X		**
Impianti di compressione	X	X	*
Centrale di trattamento	X	X	*
Condotte esterne	X	X	**
Condotte interrato		X	*
Condotte sottomarine	X		**
Sistemi di sicurezza e di controllo ambientale	X	X	**
Altre facilities (centri di ricerca e laboratori, alloggi, uffici, magazzini, solitamente locati nell'area pozzo o sulla piattaforma)	X	X	*



Figura 3.1-8: Esempi di centrale di raccolta di gas naturale di media dimensione in pianura Padana (area ravennate)

Sulla base di quanto sopra esposto, si riassumono di seguito le operazioni in regime di concessione di coltivazione (Tabella 3.1 5): manutenzioni varie di tipo civile-industriale ed impiantistico di superficie; work-over; pozzo di Side Track; nuovo pozzo di appraisal/sviluppo; attività volte ad incrementare il recupero finale degli idrocarburi (Improved Oil Recovery/Enhanced Oil Recovery).

Tabella 3.1-5: Schema di sintesi delle principali attività durante la coltivazione

Operazioni in Concessione	Tipologia	Frequenza * Non sempre ** Sempre
Manutenzioni varie di tipo civile-industriale di superficie	Manutenzioni impianti (compressori, valvole, sistemi di sicurezza pressostati, separatori, impianto elettrico, apparecchi sollevamento, etc.). Manutenzioni tubazioni e recipienti a pressione e non Manutenzione piazzola e area pozzi Manutenzione uffici ed aree magazzino	**
Work-over	Manutenzione ordinaria e straordinaria del pozzo Lavaggi/acidificazione in pozzo (Chemicals) Introduzione ESP (pompa elettrica sommersa) in pozzo Cambio del sistema di sollevamento artificiale Apertura/cambio livelli produttivi Sostituzione/manutenzione completamento altro	**
Pozzo di Side Track	Perforazione di un nuovo tratto di foro partendo da un pozzo già esistente utilizzando tecniche tipiche della perforazione direzionata. Si opera un pozzo di side-track quando	*

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	<ul style="list-style-type: none"> - un tratto di foro diventa impraticabile per incastro o rottura della batteria di perforazione - a perforazione iniziata si cambia obiettivo, viene effettuata una deviazione a partire dalla massima profondità alla quale il pozzo risulta libero per poi riprendere la perforazione in una direzione compatibile con la nuova traiettoria programmata - studi successivi evidenziano la possibilità di miglioramento della produzione <p>I pozzi di side-track prevedono l'utilizzo di un impianto (lo stesso o uno simile a quello utilizzato per la perforazione del pozzo originario).</p> <p>I pozzi di side-track vengono effettuati su un pozzo già esistente, senza la necessità di creare una nuova postazione/piazzola/area pozzo</p>	
Nuovo pozzo di appraisal/sviluppo	<p>Stesse considerazioni per il pozzo esplorativo</p> <ul style="list-style-type: none"> - fase di completamento del pozzo: - apertura dei livelli produttivi, - discesa in pozzo della batteria di produzione (tubi di piccolo diametro per la messa in produzione del livello o dei livelli produttivi), - valvole per il controllo dell'erogazione e di sicurezza - installazione sulla testa pozzo della croce di produzione (sistema di valvole di sicurezza per permettere l'erogazione controllata degli idrocarburi) - allaccio al sistema di sicurezza e a quello di produzione 	*
Tecniche di recupero facilitato del petrolio: Improved Oil Recovery (IOR)	<p>L'iniezione dei fluidi in giacimento, rimpiazzando in termini di volumi l'idrocarburo prodotto, mantiene la pressione in giacimento a un livello tale da permettere un incremento del fattore di recupero, al di sopra di quello che si otterrebbe per semplice estrazione. Questi processi, definiti inizialmente 'secondari', perché in passato impiegati a seguito della prima fase di produzione primaria, oggi in base alle opportune valutazioni tecniche possono essere applicati fin dall'inizio della coltivazione, mantenendo alta la produttività dei pozzi.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Iniezione di acqua in acquifero (e quindi lungo la parte periferica del giacimento) oppure all'interno del giacimento con pozzi di iniezione alternati a quelli di produzione con distribuzione geometrica prefissata - Gas naturale, non miscibile nell'olio, iniettato nella parte alta del giacimento per sfruttare l'azione della gravità sul meccanismo dello spiazzamento 	
Tecniche di recupero migliorato del petrolio: Enhanced Oil Recovery (EOR)	<p>Per aumentare il fattore di recupero finale, al termine delle coltivazioni primaria (sfruttamento dell'energia naturale) e secondaria (iniezione d'acqua o gas, si fa ricorso ai processi di recupero assistito di olio (EOR, Enhanced Oil Recovery), che sono chiamati anche 'terziari' perché in passato venivano applicati nella terza fase della vita produttiva del campo.</p>	

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	<ol style="list-style-type: none"> 1. <u>Processi termici: si basano sul miglioramento del rapporto di mobilità acqua/olio conseguente ad un aumento della temperatura di giacimento:</u> <ul style="list-style-type: none"> - <u>Iniezione di vapore,</u> - <u>Stimolazione ciclica con il vapore.</u> - <u>Combustione in situ</u> 2. <u>Processi miscibili: si basano sull'iniezione in giacimento di un gas che, attraverso scambi di massa successivi con l'olio diventa miscibile con l'olio stesso. In tal modo la saturazione in olio residuo nelle zone contattate dal gas iniettato si riduce a zero:</u> <ul style="list-style-type: none"> - <u>Idrocarburi miscibili e vicini alla miscibilità,</u> - <u>Azoto,</u> - <u>Biossido di carbonio,</u> - <u>Gas di combustione,</u> - <u>Acqua alternata a gas,</u> - <u>Segregazione geologica delle emissioni gassose (CO2)</u> 3. <u>Processi chimici: si basa sull'iniezione di acqua additivata con opportuni prodotti chimici.</u> <ul style="list-style-type: none"> - <u>Iniezioni di polimeri</u> - <u>Soluzioni alcaline/polimeri/tensioattivi</u> - <u>Schiuma</u> - <u>Tensioattivo</u> 4. <u>Altri processi in fase di sperimentazione</u> 	
--	--	--

In Italia, ad oggi non sono autorizzate attività di tipo terziario né di tipo secondario (risulta autorizzata l'attività di reiniezione di acqua di strato mediante l'impiego di alcuni pozzi destinati ad ottimizzare la produzione del campo di Trecate).

Infatti, ciò si può constatare non solo dai riscontri effettuati da questa Amministrazione relativamente allo status attuale (si veda la *Tabella 3.1-6: Status pozzi di reiniezione nelle concessioni in essere*), ma anche da quanto riportato in letteratura, dove viene chiarito che *"per i giacimenti italiani di petrolio l'iniezione di acqua non si è resa necessaria, data la presenza di una spinta d'acqua naturale sufficiente a realizzare il waterflood come processo primario di coltivazione"*²¹.

Nel corso degli anni '80, per un breve periodo di tempo, è stato sviluppato in Sicilia un progetto pilota di recupero terziario che ha interessato il campo Ponte Dirillo. Il progetto ha previsto l'iniezione di gas metano in giacimento ad olio attraverso i pozzi Ponte Dirillo 8 e Ponte Dirillo 9.

Tale attività è citata anche in letteratura (Chierici, 1978²²): l'iniezione crestale di gas naturale ad alto tenore di CO₂, ottenuto per separazione dall'olio del vicino giacimento di Gela, ha permesso di aumentare la portata

²¹ Chierici, G.L. (1978). Processi di recupero secondario e terziario nei giacimenti petroliferi, esame critico dello stato attuale della tecnica. <http://www.pionierieni.it/wp/wpcontent/uploads/GIAC-153-Recupero-secondario-e-terziario.-G.-L.-Chierici-1978-primaparte.pdf> (Pag.26)

²² Chierici, G.L. (1978). Principi di ingegneria dei giacimenti petroliferi, volume 2, pag.432

di olio fino a quasi triplicarla, riducendo nel medesimo tempo l'ingresso d'acqua dall'acquifero di fondo, che aveva provocato problemi di water coning.

Infine, si ricorda che in Italia è vietata la tecnica del fracking (fratturazione idraulica) come stabilito dall'art. 144, comma 4-bis, del Decreto Legislativo n. 152/2006 e s.m.i. Ai fini della tutela delle acque sotterranee dall'inquinamento e per promuovere un razionale utilizzo del patrimonio idrico nazionale, tenuto anche conto del principio di precauzione per quanto attiene al rischio sismico e alla prevenzione di incidenti rilevanti, nelle attività di ricerca o coltivazione di idrocarburi rilasciate dallo Stato sono vietati la ricerca e l'estrazione di shale gas e di shale oil e il rilascio dei relativi titoli minerari. A tal fine è vietata qualunque tecnica di iniezione in pressione nel sottosuolo di fluidi liquidi o gassosi, compresi eventuali additivi, finalizzata a produrre o favorire la fratturazione delle formazioni rocciose in cui sono intrappolati lo shale gas e lo shale oil.

Per quanto riguarda gli aspetti prettamente ingegneristici, il pozzo si compone di due parti: il rivestimento ed il completamento. Il rivestimento (casing) è composto dalla colonna di produzione, dalla colonna intermedia, dalla colonna di ancoraggio e dal tubo guida. Il casing inizia in superficie e finisce a fondo foro, è cementato alle formazioni che attraversa ed ha la funzione principale di isolare idraulicamente le formazioni evitando il passaggio di fluidi tra le diverse formazioni e assicurare la stabilità del pozzo. Una volta realizzato il casing, al suo interno si cala il completamento che è composto da tubazioni, valvole, testa pozzo ecc, entro cui scorrerà l'idrocarburo estratto sino alla croce di produzione posta all'esterno del pozzo. Nella Figura 3.1-9 sono indicate le valvole di sicurezza presenti, quella di fondo e quelle automatiche sulla croce di produzione, che costituiscono le prime barriere di sicurezza, integrate poi dalle altre presenti nell'impianto.

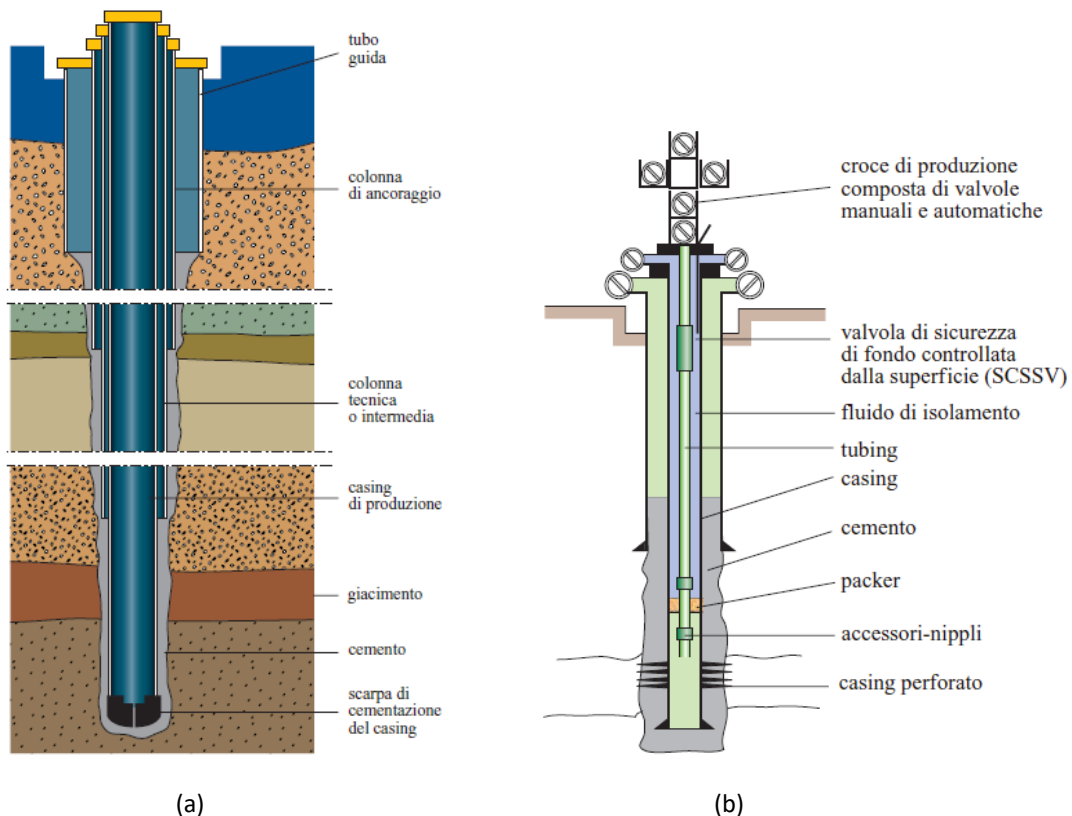


Figura 3.1-9: Sezione schematica di (a) un pozzo con rivestimento (casing) e (b) pozzo con rivestimento (casing) e completamento (tubing) [Fonte: Enciclopedia Idrocarburi Treccani]



(a)

(b)

Figura 3.1-10: Esempi di (a) Testa pozzo di impianto tradizionale a terra [Foto UNMIG, 2018] – b) Piattaforma monotubolare a destra

Durante il suo periodo di vita un pozzo produttivo può passare più volte dallo stato di pozzo erogante a quello di pozzo non erogante e viceversa.

Dopo le fasi di perforazione e completamento, per essere messo in produzione il pozzo deve prima essere allacciato alla centrale di raccolta e trattamento per mezzo di flowlines (a terra) o sealines o tramite unità galleggianti di produzione e/o stoccaggio FSO o FPSO (a mare); in questa fase il pozzo è da considerarsi produttivo non erogante.

Una volta messo in produzione un pozzo eroga idrocarburi in quantità decrescenti fino al punto di cessare la produzione. Inoltre può succedere che sorgano problemi di produttività (danneggiamento del completamento per venuta di sabbia, scarsa erogabilità ecc.). In questi casi è possibile recuperare il pozzo alla produzione eseguendo interventi di workover. Gli interventi di workover prevedono quasi sempre l'utilizzo di un impianto (lo stesso o uno simile a quello utilizzato per la perforazione del pozzo). Spesso, soprattutto a mare, vengono effettuati interventi di workover su gruppi di pozzi al fine di minimizzare i costi dell'impianto. Le campagne e/o i singoli interventi di workover devono essere inoltre programmati e autorizzati per cui può trascorrere un periodo di tempo, a volte abbastanza lungo, durante il quale il pozzo resta nello stato di pozzo produttivo non erogante. Un pozzo produttivo può essere nello stato di pozzo non erogante anche quando le flowlines o le sealines che lo collegano alla centrale di produzione sono oggetto di manutenzione.

Soprattutto in giacimenti maturi, capita che oltre al gas e/o all'olio vi sia una significativa produzione di acqua di strato. L'acqua di strato che viene estratta dal giacimento con gli idrocarburi è l'acqua naturalmente presente nella roccia serbatoio. La sua presenza è dovuta al fatto che la roccia serbatoio è sedimentata in ambiente acquoso e il suo spiazzamento da parte degli idrocarburi durante il processo di migrazione non è mai totale a seguito della tensione interfacciale esistente fra acqua e idrocarburi.

La composizione delle acque di strato prodotte è molto variabile. I componenti più importanti sono: idrocarburi e composti organici, gas, sali disciolti (cloruri, solfati, solfuri, bicarbonati, di sodio, calcio, magnesio, ecc.), solidi (argilla, sabbia, ecc.), radionuclidi. I metalli tipicamente presenti sono: piombo, bario, ferro, manganese, zinco; possono essere presenti anche boro, stronzio, cadmio, rame, nichel, mercurio, litio, alluminio, arsenico, ecc.

Per quel che concerne l'attività di radionuclidi naturali, si segnala che qualora la presenza di sorgenti di radiazioni ionizzanti di origine naturale sia tale da determinare un livello di esposizione dei lavoratori o degli

individui della popolazione che non può essere trascurato, verranno applicate le disposizioni previste dal Decreto Legislativo 101/2020 (recante *“Attuazione della direttiva 2013/59/Euratom, che stabilisce norme fondamentali di sicurezza relative alla protezione contro i pericoli derivanti dall'esposizione alle radiazioni ionizzanti e abroga le direttive 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom e 2003/122/Euratom con il riordino della normativa di settore in attuazione dell'articolo 20, comma 1, lettera a), della legge 4 ottobre 2019, n. 117.*

Per lo smaltimento dell'acqua prodotta, la normativa (art. 104 del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.) stabilisce che:

al comma 3): *“In deroga a quanto previsto al comma 1, per i giacimenti a mare, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con il Ministero dello sviluppo economico e, per i giacimenti a terra, ferme restando le competenze del Ministero dello sviluppo economico in materia di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, le Regioni possono autorizzare lo scarico di acque risultanti dall'estrazione di idrocarburi nelle unità geologiche profonde da cui gli stessi idrocarburi sono stati estratti ovvero in unità dotate delle stesse caratteristiche che contengano, o abbiano contenuto, idrocarburi, indicando le modalità dello scarico. Lo scarico non deve contenere altre acque di scarico o altre sostanze pericolose diverse, per qualità e quantità, da quelle derivanti dalla separazione degli idrocarburi. Le relative autorizzazioni sono rilasciate con la prescrizione delle precauzioni tecniche necessarie a garantire che le acque di scarico non possano raggiungere altri sistemi idrici o nuocere ad altri ecosistemi.”*

al comma 5): *“Per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi o gassosi in mare, lo scarico delle acque diretto in mare avviene secondo le modalità previste dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare con proprio decreto, purché la concentrazione di olii minerali sia inferiore a 40 mg/l. Lo scarico diretto a mare è progressivamente sostituito dalla iniezione o reiniezione in unità geologiche profonde, non appena disponibili pozzi non più produttivi ed idonei all'iniezione o reiniezione, e deve avvenire comunque nel rispetto di quanto previsto dai commi 2 e 3”.*

A titolo esemplificativo, si riporta quanto previsto nel caso di giacimenti a gas in mare con produzione di acqua associata, dove è necessario disporre di un sistema di trattamento delle acque di strato sulla piattaforma in grado di gestire i fluidi provenienti dal processo di separazione del gas. Tale separazione avviene attraverso i separatori che sfruttano il processo fisico di decantazione dei liquidi, per la conseguente diminuzione di velocità dovuta all'aumento della sezione del separatore rispetto alla condotta di arrivo del gas. Il diverso peso specifico dei liquidi, rispetto al gas, completa il processo di separazione. La separazione avviene meccanicamente senza l'impiego di prodotti chimici. Nel caso in cui le acque di strato vengano scaricate in mare, il sistema di trattamento prevede:

- degaser: ha la funzione di separare le frazioni di gas ancora presenti nella fase liquida;
- serbatoio di calma: dotato di paratie interne, ha la funzione di favorire la sedimentazione di eventuali solidi e separare per gravità eventuali idrocarburi liquidi presenti;
- filtri a carbone attivo: hanno la funzione di trattenere per assorbimento eventuali frazioni residue di idrocarburi disciolti (il carbone attivo è un filtro selettivo nei confronti degli oli minerali);
- tubo separatore o *“casing morto”*: è costituito da un tratto di tubo con l'estremità superiore chiusa sulla piattaforma e l'estremità inferiore aperta al di sotto del livello del mare.

Inoltre, solo l'acqua di strato, come già precedentemente anticipato con il richiamato comma 3, art.104 del D.Lgs 152 del 2006 e s.m.i., può essere anche reiniettata in giacimento e prima di essere reimessa in pozzo si procede alla valutazione di compatibilità per lo scarico delle acque nell'unità geologica profonda, al fine di verificare se vi siano o meno formazioni di depositi insolubili e disporre di trattamenti di prevenzione nel caso in cui si verifichi la prima ipotesi.

Già in superficie, l'acqua, mediante filtrazione spinta, viene sottoposta alla rimozione di particelle in sospensione che, accumulandosi in strato al fondo del pozzo, potrebbero formare un pannello impermeabile e ridurre o annullare la iniettività. Per la stessa ragione dovranno essere previsti trattamenti a base di anticorrosivi, per prevenire la corrosione da ossigeno sulle linee e sulle strutture del pozzo iniettore, e di biocidi, per controllare l'attività batterica e prevenire la corrosione microbiologica indotta (MIC) e il fouling nelle linee e nell'unità geologica profonda ricevente.²³

Lo schema di trattamento, nel caso in cui le acque prodotte vengano reiniettate in giacimento prevede:

- Serbatoio di raccolta: propedeutico alla raccolta delle acque e funzionale a mantenere costante il battente a monte della centrifuga;
- Centrifuga: ha lo scopo di rimuovere le particelle di maggiori dimensioni di solidi sospesi contenuti nelle acque da iniettare (di solito una in funzione ed una in back up);
- Skid filtri rimozione solidi sospesi (filtri a disco e a cartuccia) per una ulteriore filtrazione delle acque pre-filtrate dalla centrifuga;
- Skid di decantazione e rilancio quale serbatoio per la raccolta delle acque di risulta dalla centrifuga e dallo skid di filtrazione;
- Skid di reiniezione, costituito da un polmone di accumulo e da pompe (di solito una in funzione e una in back up) per la reiniezione nel pozzo destinato alla reiniezione.

A valle del polmone di accumulo dello *skid* di reiniezione, immediatamente prima delle pompe di reiniezione è previsto un sistema di iniezione di anticorrosivo, inibitore di ossigeno, *antiscale*, biocidi e disperdente. Tali additivi, il cui uso è previsto in quantitativi ridotti, hanno lo scopo di preservare la condotta dalle corrosioni ed evitare occlusioni per la crescita di cariche batteriche o di microrganismi nella formazione geologica.

Si precisa nuovamente, che la normativa italiana prevede la reiniezione in giacimento solo dell'acqua di strato (D.Lgs. 152 del 2006, art. 104 comma 3).

Anche la legge n. 239/2004 fa riferimento alla sola reiniezione delle acque di strato. L'articolo 82 sexies della citata legge stabilisce che: "Le attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione di idrocarburi, compresa la perforazione e la reiniezione delle acque di strato o della frazione gassosa estratta in giacimento, se effettuate a partire da opere esistenti e nell'ambito dei limiti di produzione ed emissione dei programmi di lavoro già approvati, sono soggette ad autorizzazione rilasciata dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia. Le autorizzazioni relative alla reiniezione delle acque di strato o della frazione gassosa estratta in giacimento sono rilasciate con la prescrizione delle precauzioni tecniche necessarie a garantire che esse non possano raggiungere altri sistemi idrici o nuocere ad altri ecosistemi." Si segnala che non è stata rilasciata finora alcuna autorizzazione in tal senso.

Infine, per le attività estrattive che comportano la reiniezione dei fluidi, si riporta per completezza quanto suggerito dagli "Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche, 2014": *al fine di ridurre al minimo il potenziale impatto, per queste attività si raccomanda di:*

²³ Questi trattamenti sono previsti nell'Allegato 5, punto 3 - Deliberazione del Comitato Interministeriale 4 febbraio 1977 relativo alla tutela delle acque dall'inquinamento.

Come stabilito dal Consiglio di Stato, sezione V, con sentenza del 15 ottobre 2015, n. 4770, la Delibera del 4 febbraio 1977 contiene requisiti generali per lo scarico nel sottosuolo limitatamente alla immissione in unità geologiche profonde, occorre però precisare che essa era stata adottata per le ipotesi di smaltimento di effluenti industriali nel sottosuolo. Pertanto, tenuto conto che, in base alla normativa vigente il fluido reiniettato in giacimento non è un effluente industriale, ma è l'acqua che una volta estratta dal giacimento viene reimessa in formazione previo processo di separazione meccanica dagli idrocarburi, si ritiene opportuno verificare quali disposizioni contenute nella Delibera possano trovare effettiva applicazione.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

1. preservare il carico naturale originale, mantenendo il bilancio di fluidi estratti e reiniettati il più vicino possibile allo zero;
2. mantenere la pressione di reiniezione il più possibile vicina a quella originale naturale, comunque da valutare in base ai test di iniettività.

I pozzi destinati alla reiniezione possono essere perforati intenzionalmente per tale scopo (pozzi dedicati) o possono essere ripristinati dal loro scopo originale (pozzi convertiti).

Essi devono essere realizzati in modo da garantirne la perfetta tenuta nell'attraversamento degli strati soprastanti e della roccia di copertura, escludendo ogni discontinuità che possa permettere il riflusso degli effluenti iniettati verso gli orizzonti più elevati e verso la superficie. Per controllare poi l'evoluzione dell'intasamento è necessario procedere con:

- la misura continua della pressione di iniezione;
- le misure periodiche di ricadute di pressione (fall-off tests) che permettano di calcolare la trasmissibilità della roccia serbatoio ed il coefficiente di effetto parietale.

Ulteriori controlli per il monitoraggio del pozzo sono riportati di seguito:

- l'eventuale corrosione del tubo di iniezione;
- l'eventuale presenza dei batteri solfato-riduttori;
- gli eventuali effetti idraulici e tettonici di iniezioni a lunga durata;
- l'eventuale insorgere di fughe.

Si riporta di seguito lo status attuale dei pozzi destinati alla reiniezione delle acque di strato nelle concessioni in essere:

Tabella 3.1-6: Status pozzi di reiniezione nelle concessioni in essere

NOME POZZO	FINALITA'	STATUS POZZI	AUTORITA' COMPETENTE PER L'AUTORIZZAZIONE	STATO DELL'AUTORIZZAZIONE (in corso/scaduta/in attesa di autorizzazione/in attesa di rinnovo)
AGOSTINO 021 DIR	Scarico nel sottosuolo	Aperto e in esercizio (in prorogatio)	MITE - DG CreSS	Istanza di rinnovo n. 763 del 2013
AMELIA 003 DIR	Scarico nel sottosuolo	Aperti in prorogatio, attualmente non utilizzati per reiniezione sospesa	MITE - DG CreSS	Istanza di rinnovo n. 579 del 2014
AMELIA 006 DIR				
AMELIA 010 DIR				
AMELIA 012 DIR				
ANGELINA 001 APPR A	Scarico nel sottosuolo	Aperto - in esercizio	Regione Emilia Romagna	Autorizzazione in corso - DET-AMB-

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

				2021-455 del 01/02/2021
BARBARA 052 DIR	Scarico nel sottosuolo	Aperto - in esercizio	MITE - DG CreSS	Autorizzazione in corso: PNM.n.20719.28-09- 2017
BARBARA 059 DIR C	Scarico nel sottosuolo	Non allacciato, in attesa di autorizzazio ne	MITE - DG CreSS	Istanza di autorizzazione n.993 del 06/08/2019
BARBARA NORD 006 DIR	Scarico nel sottosuolo	Aperti - in esercizio (in prorogatio)	MITE - DG CreSS	Istanza di rinnovo n. 791 del 24/06/2019
BARBARA NORD 013 DIR				
CAVIAGA 057	Scarico nel sottosuolo	Chiuso - in attesa di chiusura mineraria	Regione Lombardia	Autorizzazione: decreto n. 14988 del 5 agosto 2002. Nessun rinnovo. Reiniezione interrotta definitivamente a Settembre 2005
CAVONE 014	Scarico nel sottosuolo	Aperto - in esercizio	Provincia di Modena	Rinnovo autorizzazione dal 18/12/2015 (prot. GP09-2016E0025 del 19/01/2016)
COSTA MOLINA 002	Scarico nel sottosuolo	In esercizio	Regione Basilicata	Autorizzazione 75/A/2001/D1010 del 05/09/2001 e successive proroghe - in esercizio
GAGGIANO A	Scarico nel sottosuolo	Chiuso - in attesa di chiusura mineraria		Produzione ferma dal 2003. Ritirate istanze di proroga sia del 2005 che del 2014. Oggi Eni è custode, concessione scaduta
GAGLIANO 026	Scarico nel sottosuolo	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	Istanza di autorizzazione (1465 del 14/11/2016)
GELA 018	Scarico nel sottosuolo	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	DDG 727 del 19/08/2019
GELA 025	Scarico nel sottosuolo	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	DDG 227 del 03/04/2019

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

MARIA A TERRA 007	Scarico nel sottosuolo	Aperti - in esercizio	Città di Fermo	Autorizzazione in corso (provvedimento unico n. 137/2021; provvedimento unico n. 140/2021)
MARIA A TERRA 011				
PALINO 007	Scarico nel sottosuolo	Chiuso	Provincia Foggia	Autorizzazione 3848 del 06/12/2010 - scaduta non rinnovata - dal 2016 non in esercizio - scollegato
PALINO 015	Scarico nel sottosuolo	Chiuso	Provincia Foggia	Autorizzazione 3827 del 02/12/2010 per 4 anni - scaduta non rinnovata - dal 2016 non in esercizio - scollegato
PISTICCI 009	Scarico nel sottosuolo	Chiuso	Regione Basilicata	Autorizzazione 2504 del 17/05/1985 - non rinnovata dal 2000 - non in esercizio scollegato
PORTO CORSINI M E 034 DIR	Scarico nel sottosuolo	Chiuso - in attesa di chiusura mineraria	MITE - DG CreSS	Nessun rinnovo. Piattaforma non più attiva. Interruzione reiniezione nel 2001.
PORTO CORSINI MARE W 023 DIR	Scarico nel sottosuolo	Aperti in esercizio	MITE - DG CreSS	Autorizzazione in corso: n. 14000 del 25/06/2018
PORTO CORSINI MARE W 029 DIR				
PORTO GARIBALDI 018 DIR	Scarico nel sottosuolo	Aperto e in esercizio (in prorogatio)	MITE - DG CreSS	Istanza di rinnovo 581 del 27/06/2014
RAGUSA 008	Scarico nel sottosuolo	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	Istanza di autorizzazione (546 del 26/03/2018)
RAGUSA 015	Scarico nel sottosuolo	Aperto	ARTA - DRA - Servizio 1	Istanza di autorizzazione (545 del 26/03/2018)
ROSETO 002	Scarico nel sottosuolo	Chiuso	Provincia Foggia	Autorizzazione 901 del 30/03/2011 per 4 anni, scaduta non rinnovata - non in esercizio - scollegato

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

SPILAMBERTO 009	Scarico nel sottosuolo	Chiuso	Provincia di Modena	Non in esercizio - Determina 133 del 2011
TORRENTE TONA 001 DIR	Scarico nel sottosuolo	Aperto	Regione Molise	Autorizzazione in corso. Determinazione Dirigenziale n. 1871 in data 08/05/2019
TRECATE 002*	Scarico nel sottosuolo (recupero secondario)	Aperto attualmente non utilizzato; attività iniziata nel 2005 e sospesa a febbraio 2012	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
TRECATE 012*	Scarico nel sottosuolo (recupero secondario)	Aperto attualmente non utilizzato; attività iniziata nel 1996 e sospesa a dicembre 2014	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
TRECATE 013 DIR*	Scarico nel sottosuolo (recupero secondario)	Aperto attualmente non utilizzato; attività iniziata nel 1997 e sospesa a giugno 2016	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
TRECATE 023*	Scarico nel sottosuolo (recupero secondario)	Chiuso; attività iniziata nel 2002 e sospesa ad aprile 2008	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
TRECATE B	Scarico nel sottosuolo	Aperto attualmente non utilizzato	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot. n. 7882 del 04-03-2016
TRECATE C	Scarico nel sottosuolo	Aperto - In esercizio	Provincia di Novara	Rinnovo autorizzazione: prot.

				n. 7882 del 04-03-2016
--	--	--	--	------------------------

* Questi pozzi inizialmente produttori dalla Dolomia Conchodon (Reservoir superiore) del giacimento Villafortuna - Trecate sono stati successivamente riconvertiti a Water Injection per smaltimento delle acque di giacimento e recupero secondario. I pozzi utilizzati per l'iniezione, a partire dal 1996, sono il Trecate 12, 13, 22 e 23 cui si è aggiunto a partire dal 2005 anche il pozzo Trecate 2. Tutti i pozzi, tranne il 22, sono attualmente autorizzati dalla Provincia di Novara con Decreto AUA rilasciato nel 2016. L'operatore asserisce di non prevedere in futuro l'utilizzo dei pozzi che reiniettano nella formazione Dolomia Conchodon, ma di stare valutando la possibilità di convertire questi pozzi per altri scopi (nell'ambito degli studi finalizzati ad utilizzare il giacimento eventualmente ai fini dello sfruttamento della risorsa geotermica).

La **verifica dello stato di integrità dei pozzi (Well Integrity)** viene effettuata dai singoli operatori, ognuno dei quali segue un proprio sistema di gestione, in accordo con quanto previsto dalle ISO/TS 16530 (Well integrity for the operational phase) e NORSOK D-010 (Well integrity in drilling and well operations).

In generale, si procede con il costante monitoraggio dei pozzi mediante la raccolta e l'analisi dei dati (intervalli perforati/open hole, dati di completamento, caratteristiche delle safety valve, wellhead e Xmas Tree, livelli produttivi, gradienti di fratturazione, dati storici di pressione). Una volta preparato lo schema per ciascun pozzo, si accerta che gli elementi che costituiscono le barriere di sicurezza primaria e secondaria (WBE) svolgano la loro funzione:

- Barriera Primaria: primo insieme di WBE che impediscono il flusso da una sorgente;
- Barriera Secondaria: secondo insieme di WBE che impediscono il flusso da una sorgente (nel caso in cui fallisca la barriera primaria).

In dettaglio, si procede con l'esecuzione dei test di scarico e risalita della pressione negli anulari (Bleed-Off/Build-Up) e relativa analisi.

Si definisce quindi il **livello di criticità preliminare**, mediante il calcolo di alcuni parametri quali:

- Maximum Allowable Annular Surface Pressure (MAASP): "pressione massima misurata a testa pozzo che un'intercapedine può contenere senza compromettere l'integrità di qualsiasi elemento di tale intercapedine, comprese eventuali formazioni esposte";
- Maximum Allowable Wellhead Operating Pressure (MAWOP): "pressione massima stabilita per ciascun anulare per fornire un margine di sicurezza operativo rispetto al limite ultimo di integrità, indicato dalla relativa MAASP, e garantire un tempo sufficiente per attivare azioni correttive.

Viene quindi individuato il livello di criticità preliminare determinato dal confronto tra la Surface Casing Pressure (SCP) misurata in ciascun anulare e la relativa MAWOP, dall'analisi dei risultati dei BO/BU test e dalle caratteristiche costruttive del pozzo.

Una volta eseguita l'analisi dei rischi per i pozzi con criticità preliminare da media ad alta, viene poi definito il **livello di criticità finale dei pozzi**, dato dal più alto livello di rischio degli scenari associati.

A questo punto l'operatore, per ciascun pozzo con livello di criticità finale da medio ad alto, propone azioni di rimedio finalizzate a ridurre il livello di rischio.

Segue poi la fase di Manutenzione e Monitoraggio con la proposta di specifici programmi e relativa gestione operativa.

Infine, quando si esaurisce l'interesse minerario per un pozzo produttivo, quando cioè non esiste possibilità di intervento per il recupero alla produzione, il pozzo viene chiuso minerariamente. Questo si verifica in concomitanza di diverse situazioni:

- esaurimento del giacimento (comporta l'abbandono di tutti i pozzi e la bonifica totale del sito);
- termine della fase di produzione e conversione allo stoccaggio (abbandono dei pozzi non idonei allo stoccaggio perché marginali o non sufficientemente prestazionali);
- pozzi danneggiati il cui recupero non è economicamente giustificato;
- pozzi poco prestazionali per superamento della loro vita utile (mediamente pari a 50 anni).

Il pozzo viene abbandonato dal punto di vista minerario dopo la conclusione di procedure ed operazioni che ne comportano la chiusura mineraria. Per chiusura mineraria s'intende l'attività di ripristino delle condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione del foro al fine di isolare i livelli dai quali si sono prodotti gli idrocarburi.

Anche le chiusure minerarie sono eseguite utilizzando impianti (gli stessi o simili a quelli utilizzati per la perforazione o per i workover), per cui valgono le stesse considerazioni espresse in precedenza riguardo all'economicità di esecuzione di campagne per la chiusura mineraria di più pozzi. Anche le campagne e/o le singole chiusure minerarie devono essere programmate e autorizzate per cui può trascorrere un periodo di tempo, a volte abbastanza lungo, durante il quale il pozzo resta nello stato di pozzo produttivo non erogante fino alla sua chiusura mineraria.

La chiusura mineraria deve ripristinare le stesse condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione del foro, al fine di:

- evitare l'inquinamento delle acque dolci superficiali;
- evitare la fuoriuscita in superficie di fluidi di strato;
- isolare i fluidi di diversi strati ripristinando le chiusure di ciascuna formazione.

Questi obiettivi si raggiungono con l'uso combinato di:

- tappi di cemento: tappi di malta cementizia eseguiti in pozzo per sigillare il foro in più tratti a diverse profondità;
- squeeze di cemento: iniezione di cemento nei punti di comunicazione con il giacimento per chiudere definitivamente gli strati precedentemente perforati.

Al termine dei predetti lavori il pozzo viene posto sotto controllo per verificare la perfetta tenuta delle cementazioni e delle flange e l'assenza di pressioni dalle intercapedini tra le diverse tubazioni, viene quindi eseguito dalle Sezioni UNMIG un sopralluogo finale a seguito del quale viene redatto apposito verbale, e quindi l'area pozzo viene destinata alle operazioni di ripristino superficiale.

Dopo l'esecuzione dei tappi di chiusura mineraria, la testa del pozzo viene smontata. Lo spezzone di tubazione che fuoriesce dal terreno viene tagliato fino a 1.60/1.80 metri al di sotto del piano campagna originario e sul tubo viene saldata una apposita piastra di protezione chiamata "flangia di chiusura mineraria".

Dall'area precedentemente occupata dal pozzo, vengono rimosse tutte le attrezzature che possono provocare un impatto sull'ambiente circostante. Il sito, così dismesso, è soggetto al ripristino ambientale, procedura che consiste nella caratterizzazione ambientale (analisi del terreno per verificare eventuali contaminazioni e/o inquinamenti), e nell'eventuale bonifica della zona. Al termine della bonifica, l'area viene completamente rilasciata, non lasciando evidenza della precedente occupazione.

3.1.4. La gestione degli impianti

Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)

L'autorizzazione integrata ambientale (art. 29-sexies del D.lgs 152/06) prevede misure intese a evitare, ove possibile, o a ridurre le emissioni nell'aria, nell'acqua e nel suolo, comprese le misure relative ai rifiuti, per conseguire un livello elevato di protezione dell'ambiente salve le disposizioni sulla valutazione di impatto ambientale. Essa ha per oggetto la prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento proveniente dalle attività di cui all'allegato VIII della Parte Seconda del D.lgs. 152/06.

Attraverso tale procedura, l'esercizio delle installazioni per l'estrazione/trattamento di idrocarburi è autorizzato dal MITE per le attività offshore e dalle Regioni per le attività onshore, secondo quanto richiamato alla parte seconda del D.lgs. 152/2006. Al riguardo, si rileva che secondo l'art. 29-octies, c. 1, del D.lgs. 152/06, sul rinnovo e riesame di tale tipologia di autorizzazione, l'autorità competente riesamina periodicamente l'autorizzazione integrata ambientale, confermando o aggiornando le relative condizioni. Il comma 3 del medesimo articolo prevede che *“Il riesame con valenza, anche in termini tariffari, di rinnovo dell'autorizzazione è disposto sull'installazione nel suo complesso: a) entro quattro anni dalla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea delle decisioni relative alle conclusioni sulle BAT riferite all'attività principale di un'installazione; b) quando sono trascorsi 10 anni dal rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale o dall'ultimo riesame effettuato sull'intera installazione. 4. Il riesame è inoltre disposto, sull'intera installazione o su parti di essa, dall'autorità competente, anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale, comunque quando: a) a giudizio dell'autorità competente ovvero, in caso di installazioni di competenza statale, a giudizio dell'amministrazione competente in materia di qualità della specifica matrice ambientale interessata, l'inquinamento provocato dall'installazione è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento in quest'ultima di nuovi valori limite, in particolare quando è accertato che le prescrizioni stabilite nell'autorizzazione non garantiscono il conseguimento degli obiettivi di qualità ambientale stabiliti dagli strumenti di pianificazione e programmazione di settore; b) le migliori tecniche disponibili hanno subito modifiche sostanziali, che consentono una notevole riduzione delle emissioni; c) a giudizio di una amministrazione competente in materia di igiene e sicurezza del lavoro, ovvero in materia di sicurezza o di tutela dal rischio di incidente rilevante, la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche; d) sviluppi delle norme di qualità ambientali o nuove disposizioni legislative comunitarie, nazionali o regionali lo esigono; e) una verifica di cui all'articolo 29-sexies, comma 4-bis, lettera b), ha dato esito negativo senza evidenziare violazioni delle prescrizioni autorizzative, indicando conseguentemente la necessità di aggiornare l'autorizzazione per garantire che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni corrispondano ai “livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili”.*

Il rispetto delle condizioni espresse attraverso l'Autorizzazione Integrata Ambientale (art. 29-decies del D.lgs. 152/06) costituisce certamente la massima garanzia affinché i potenziali impatti connessi non si verifichino; è essenziale che il controllo da parte delle Autorità preposte, volto ad accertare il rispetto delle condizioni definite attraverso l'AIA, sia pienamente e compiutamente condotto, a garanzia del rispetto dell'ambiente e della salute pubblica. Si richiama che secondo il comma 10 dell'art. 29-decies del D.lgs. 152/06 *“in caso di inosservanza delle prescrizioni autorizzatorie, l'autorità competente, **ove si manifestino situazioni di pericolo o di danno per la salute, ne dà comunicazione al sindaco ai fini dell'assunzione delle eventuali misure ai sensi dell'articolo 217 del regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265**”.* Inoltre, ai sensi di quanto previsto dall'art 29-decies comma 11-ter, *“**Il periodo tra due visite in loco non supera un anno per le installazioni che presentano i rischi più elevati, tre anni per le installazioni che presentano i rischi meno elevati, sei mesi per installazioni per le quali la precedente ispezione ha evidenziato una grave inosservanza delle condizioni di autorizzazione. Tale periodo è determinato, tenendo conto delle procedure di cui al comma 11-bis, lettera***

d), sulla base di una valutazione sistematica effettuata dalla Regione o dalla Provincia autonoma sui rischi ambientali delle installazioni interessate, che considera almeno: a) gli impatti potenziali e reali delle installazioni interessate sulla salute umana e sull'ambiente, tenendo conto dei livelli e dei tipi di emissioni, della sensibilità dell'ambiente locale e del rischio di incidenti; b) il livello di osservanza delle condizioni di autorizzazione; c) la partecipazione del gestore al sistema dell'Unione di ecogestione e audit (EMAS) (a norma del regolamento (CE) n. 1221/2009)."

Stante quanto sopra, si evidenzia che il PiTESAI e la relativa VAS, costituiranno quadro di riferimento per i progetti e le relative VIA.

Gestione dei rifiuti

I rifiuti che derivano dalle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, compresi quelli conseguenti la dismissione delle installazioni dopo la cessata attività, sono assoggettati alle specifiche previsioni di cui al Piano di gestione dei rifiuti vigente nella Regione o Provincia Autonoma competente in cui insiste il titolo concessorio.

Al riguardo, la gestione dei rifiuti nel singolo impianto viene disciplinata dalla specifica autorizzazione ambientale prevista dal Piano predetto, secondo la quale sarà presumibilmente richiesto di condurre la stessa facendo utilizzo, ai fini del recupero e dello smaltimento delle tipologie di rifiuti prodotti, degli impianti individuati tramite l'applicazione della preferenza secondo il principio della prossimità dal luogo di produzione del rifiuto stesso.

Si richiama inoltre che in generale secondo quanto previsto dalla normativa ambientale di settore vigente, durante la gestione del sito autorizzato (in cui potranno essere presenti anche più installazioni e/o impianti per lo svolgimento dell'attività), i concessionari sono tenuti ad adottare tutte le precauzioni necessarie riguardo alla consegna e alla ricezione dei rifiuti per evitare o limitare per quanto praticabile gli effetti negativi sull'ambiente; in particolare l'inquinamento dell'aria, del suolo, delle acque superficiali e sotterranee, nonché odori, rumori e rischi diretti per la salute umana.

I rifiuti derivanti dalla gestione dell'attività e quelli autoprodotti sono prioritariamente da inviare a recupero ovvero da gestire secondo le specifiche indicazioni previste dalla parte IV Titolo I del D.lgs. n. 152/2006.

I rifiuti prodotti durante la gestione possono essere speciali, di tipo pericoloso o non pericoloso, e derivare prevalentemente da operazioni di pulizia dell'impianto e/o manutenzione delle apparecchiature, a cui si aggiungono i rifiuti urbani, qualora siano presenti attività civili (uffici, mensa, servizi igienici).

A titolo esemplificativo e non esaustivo, si riportano di seguito in tabella (Tabella 3.1-7: - *Tipologia di rifiuto e codice CER*) i rifiuti che possono essere prodotti dallo svolgimento dell'attività di coltivazione di idrocarburi, a cui è associato il corrispondente codice CER (ulteriori tipologie di rifiuti pericolosi e non pericolosi possono sussistere in base alla localizzazione, tipologia e modalità di gestione del giacimento in coltivazione).

Tabella 3.1-7: - Tipologia di rifiuto e codice CER

Tipologia di rifiuto	Codice CER
Fanghi e rifiuti di perforazione contenenti cloruri, diversi da quelli menzionati in 01 05 05 e 01 05 06	01 05 08

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Morchie da fondi di serbatoi	05 01 03*
Perdite di olio	05 01 05*
Fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature	05 01 06*
Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, contenenti sostanze pericolose	05 01 09*
Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, diversi da quelli di cui al punto 050109	05 01 10
Altri residui di filtrazione e assorbenti esauriti	07 01 10*
Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri olio non altrimenti specificati), stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose	15 02 02*
Rifiuti inorganici diversi da 16 03 03	16 03 04
Batterie al piombo	16 06 01*
Batterie al nichel cadmio	16 06 02*
Rifiuti liquidi acquosi diversi da quelli di cui alla voce 161001	16 10 02
Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	17 06 03*
Imballaggi in carta e cartone	15 01 01
Imballaggi in plastica	15 01 02
Imballaggi in legno	15 01 03
Imballaggi in materiali misti	15 01 06
Rifiuti urbani non differenziati	20 03 01
Materiale abrasivo di scarto contenente sostanze pericolose	12 01 16*
Oli per circuiti idraulici contenenti PCB	13 01 01*
Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione	13 02 08*

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Apparecchiature fuori uso, contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alle voci 160209 e 160212	16 02 13*
Sostanze chimiche organiche di scarto contenenti o costituite da sostanze pericolose	16 05 08*
Rifiuti ingombranti	20 03 07

Oltre a quanto sopra menzionato, si precisa che i residui o gli effluenti derivanti anche dalla gestione delle attività upstream, qualora contenenti radionuclidi di origine naturale (tra quali per es. acque di strato, acque di produzione, fanghi e fluidi di perforazione, incrostazioni in tubazioni e contenitori, ecc.) sono da gestire anche in coerenza con quanto previsto dal D.lgs. 101/2020.

Inoltre, anche gli eventuali rifiuti radioattivi prodotti nelle predette attività (es. radiotraccianti, sorgenti sigillate, ecc.) devono essere gestiti in coerenza con quanto previsto nel *Programma nazionale per la gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi*, definito con il DPCM del 30.10.2019 ai sensi dell'art. 7 del D.lgs. 45/2014, secondo le disposizioni per i rifiuti radioattivi di cui al D.lgs. 101/2020, nonché tenendo conto delle indicazioni della IAEA riportate nel Safety Report SRS-34 (2003) "*Radiation Protection and the Management of Radioactive Waste in the Oil and Gas Industry*".

Scarichi idrici

In generale, le acque prodotte durante l'esercizio degli impianti del settore *upstream*, gestite separatamente per tipologia, sono le seguenti:

- acque semioleose e potenzialmente oleose;
- acque bianche;
- acque di processo;
- acque nere.

Le acque semioleose sono le acque piovane, accidentalmente inquinate da prodotti oleosi, derivanti dalle aree cordolate e dai bacini di contenimento degli impianti e vengono convogliate, assieme alle acque di prima pioggia derivanti da strade, piazzali ed aree pavimentate, all'Unità "Impianto di recupero olio" (c.d. "disoleatore"). Successivamente, nel caso di impianto a terra queste acque vengono inviate (come acque reflue industriali), tramite apposita rete fognaria, all'impianto di depurazione consortile, oppure presso i corpi idrici ricettori previa specifica autorizzazione ambientale rilasciata dalla Provincia o dal Comune competente.

In dettaglio, l'acqua trattata nell'Unità, è stoccata in serbatoio e sottoposta ad analisi per verificare il rispetto dei limiti definiti dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. Parte III, Allegato 5, tabella III. Se i valori dei parametri rispettano i limiti, l'acqua viene periodicamente scaricata, con frequenza circa giornaliera, nella rete fognaria consortile (o in fognatura) o nel corpo idrico recettore. Se i valori dei parametri superano i limiti di legge, l'acqua presente nel serbatoio di stoccaggio è inviata nuovamente alla vasca di accumulo per essere sottoposta nuovamente a trattamento, oppure viene inviata allo smaltimento come rifiuto.

Nel caso di produzione dei fluidi a mare, le acque meteoriche potenzialmente inquinate e i reflui oleosi derivanti dagli spurghi degli impianti, vengono raccolti mediante un sistema di drenaggi presente sulla piattaforma, stoccati in un serbatoio e periodicamente trasportati a terra via supply vessel per lo smaltimento.

Le acque bianche (acque chiare), per gli impianti a terra, vengono raccolte in apposita rete dedicata ed in corrispondenza della vasca di raccolta, prima dello scarico nella fogna consortile (o in fognatura) o nel corpo recettore, viene analizzato il loro contenuto d'olio ed eventualmente inviate all'unità di trattamento acque semioleose.

Sulla piattaforma, le acque meteoriche che ricadono in aree non contaminate, vanno a dispersione in mare.

Le acque di processo sono costituite da:

- acque di strato, associate agli idrocarburi liquidi e provenienti da opportuni trattamenti;
- acque separate come condensati e provenienti dagli impianti di trattamento degli idrocarburi gassosi.

Per gli impianti a terra, le acque di processo sono trattate nell'apposita "Unità" per poter essere reiniettate in unità geologiche profonde ove possibile, oppure inviate allo smaltimento tramite camion-cisterne, o nel caso in cui rispettino i limiti, scaricate nel corpo idrico ricettore o in fognatura.

Per gli impianti a mare, le acque di processo seguono il trattamento per poter essere reiniettate in unità geologiche profonde o scaricate in mare, se rispettano i limiti previsti dalla legge, oppure portate mediante condotta a terra assieme al fluido prodotto per poter essere poi opportunamente smaltite come rifiuti.

Per le acque nere (acque sanitarie) provenienti dagli edifici civili presenti in impianto, provenienti esclusivamente dai servizi igienici e tenuti rigorosamente separati da effluenti di altra natura, sono convogliati in vasche di sedimentazione tipo Imhoff. I fanghi prodotti nella vasca settica sono smaltiti come rifiuto mentre la frazione liquida surnatante viene smaltita nella fognatura consortile oppure in fognatura o in corpo idrico recettore rispettando i limiti previsti dalla normativa.

Inoltre, sulla piattaforma sono utilizzate anche le acque di raffreddamento che hanno uno scarico dedicato. L'acqua utilizzata per il raffreddamento è acqua di mare, prelevata, filtrata ed inviata agli scambiatori per il raffreddamento del gas compresso. Il sistema di raffreddamento a fine ciclo scarica in mare la stessa quantità di acqua prelevata. Tali acque rispetto al punto di prelievo, possono subire un incremento di temperatura che non deve in genere superare i 35°C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3°C oltre i 1000 m di distanza dal punto di immissione.

Si precisa che le acque di raffreddamento non vengono in alcun modo in contatto con gli idrocarburi prodotti.

Per completezza, si riporta di seguito anche quanto previsto dalla normativa (Decreto Ministeriale 28 luglio 1994 - Ministero dell'ambiente – "Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti idrocarburi liquidi e gassosi"), in merito agli scarichi consentiti e quelli non autorizzabili nelle acque del mare.

In dettaglio, sono consentiti gli scarichi:

- a) detriti e fanghi derivanti da perforazioni effettuate mediante l'impiego di fanghi a base acquosa;
- b) detriti derivanti da perforazioni effettuate mediante l'impiego, dimostrato necessario per motivi tecnici e di sicurezza, di fanghi come definiti al precedente punto 3, lettera b), nonché dei detriti derivanti dalla perforazione di strati mineralizzati ad olio, purché in entrambi i casi il contenuto in

olio minerale, all'atto dello scarico, non risulti superiore al 10% in peso, come valore medio calcolato su base secca, rispetto al peso dei detriti contaminati dagli olii;

- c) delle acque di formazione e/o di processo con un contenuto massimo in olii minerali non superiore a 40 mg/l, determinato con metodo spettrofotometrico I.R. (infrarosso) o con altro metodo ad esso calibrato;
- d) acque provenienti dal trattamento e lavaggio dei detriti di cui al punto 3, lettera c), purché aventi un contenuto medio di olii minerali non superiore a 10 mg/l ed un contenuto massimo non superiore a 15 mg/l, determinato con i metodi di cui alla precedente lettera c).

Invece, fermi restando i divieti di scarico in mare dei rifiuti indicati dall'art. 62, primo e terzo comma del decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 e della delibera del Comitato interministeriale per la tutela delle acque dall'inquinamento del 7 gennaio 1986, è vietato lo scarico in mare di:

- a) detriti e relative acque di trattamento e/o lavaggio derivanti da perforazioni effettuate mediante l'impiego di fanghi a base di olii diesel o comunque o di pari o superiore tossicità;
- b) detriti derivanti dalla perforazione di strati mineralizzati ad olio nonché di detriti derivanti da perforazioni effettuate con fanghi a base oleosa diversi da quelli definiti alla precedente lettera a) ed aventi un contenuto in olii minerali superiore ai limiti indicati al punto 4, lettera b);
- c) acque di trattamento e lavaggio di detriti di cui alla precedente lettera b) aventi un contenuto in olii minerali superiore ai limiti di cui al punto 4, lettera d);
- d) acque di formazione o di processo aventi contenuti in olii minerali superiori ai limiti indicati al punto 4, lettera c);
- e) liquami oleosi ed acque di sentina prodotti e raccolti sulla piattaforma;
- f) componenti di fanghi di perforazione non utilizzati o non più utilizzabili e di ogni altro materiale d'uso nelle operazioni di perforazione o di produzione il cui scarico non sia espressamente consentito nei casi previsti al punto 4.

Nel caso in cui si verificano scarichi non autorizzati o si rilevi il superamento dei limiti tabellari previsti dal Decreto Legislativo 152/2006 e s.m.i. in merito al tema in oggetto, è prevista l'applicazione di specifiche sanzioni amministrative (artt. 133 -136) e sanzioni penali (artt. 137 – 140).

Monitoraggi ambientali

In tema di monitoraggi ambientali volti a valutare l'impatto ambientale derivante dallo scarico/reiniezione in mare delle acque di produzione delle piattaforme offshore si rimanda alla specifica sezione di cui al paragrafo 5.3.18 Qualità dell'ambiente marino-costiero del Rapporto Ambientale.

Contestualmente alle attività predette svolte da ISPRA e dalle ARPA, la DGISSEG del MiTE, attraverso la Sezione Laboratori chimici, mineralogici e servizi tecnici della DIV VII, ricomprende tra le proprie competenze anche quella dell'effettuazione di:

- controlli sperimentali sui parametri riguardanti la prevenzione e la sicurezza nelle attività del settore energetico e minerario;
- campagne di ispezione, prelievo di campioni e analisi chimico-fisiche, effettuando sperimentazioni, ricerche e studi su campioni di sostanze minerali e materiali geologici provenienti dal settore estrattivo, inclusi i relativi materiali di recupero e rifiuti finalizzati anche al riuso;

- valutazioni e analisi sui progressi della tecnologia mineraria e sui nuovi campi di applicazione delle materie prime minerarie e sostanze derivate.

I Laboratori, inoltre, curano sia le istruttorie tecniche per il riconoscimento dell'idoneità all'impiego nelle attività estrattive di esplosivi e accessori detonanti, che le analisi riguardanti la classificazione mineraria di materiali solidi.

La DGISSEG si occupa anche di eseguire campagne per verificare la qualità del gas naturale prodotto e/o stoccato in Italia. I controlli, svolti dai funzionari della Divisione VII, consistono nel campionamento e nell'analisi del gas naturale prodotto presso le piattaforme offshore o presso le centrali di raccolta e trattamento prima dell'immissione nelle reti di distribuzione.

Le attività di verifica sugli impianti effettuate dalla DIV. VII in questi ultimi anni sono disponibili al seguente link <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/sicurezza/attivita-delle-sezioni-unmig-e-dei-laboratori-chimici-e-mineralogici>. Altre informazioni sono disponibili sui Rapporti Annuali pubblicati dalla Direzione.

Proposta di nuove attività di monitoraggio/controllo ambientale a seguito del Piano

Nell'ambito della applicazione del PITESAI e delle attività ad esso conseguenti, anche nell'ottica del previsto piano di monitoraggio dello stesso, oltre alle attività di monitoraggio già in essere, il MITE in qualità di Amministrazione proponente si farà promotore di protocolli di intesa e accordi di collaborazione istituzionale al fine di rafforzare e implementare le attività di monitoraggio necessarie per le finalità del PITESAI.

A tal proposito si richiama la disponibilità degli importi versati dalle società ai sensi dell'art. 6, comma 17, D.lgs. n. 152/2006, come da ultimo modificato dalla Legge 28/12/2015 n. 221. In particolare, il comma predetto prevede agli ultimi due periodi che *“A decorrere dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, i titolari delle concessioni di coltivazione in mare sono tenuti a corrispondere annualmente l'aliquota di prodotto di cui all'articolo 19, comma 1 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, elevata dal 7% al 10% per il gas e dal 4% al 7% per l'olio. Il titolare unico o contitolare di ciascuna concessione è tenuto a versare le somme corrispondenti al valore dell'incremento dell'aliquota ad apposito capitolo dell'entrata del bilancio dello Stato, per essere interamente riassegnate, in parti uguali, ad appositi capitoli istituiti nello stato di previsione, rispettivamente, del Ministero dello sviluppo economico, per lo svolgimento delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare, e del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per assicurare il pieno svolgimento delle azioni di monitoraggio, ivi compresi gli adempimenti connessi alle valutazioni ambientali in ambito costiero e marino, anche mediante l'impiego dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), delle Agenzie regionali per l'ambiente e delle strutture tecniche dei corpi dello Stato preposti alla vigilanza ambientale, e di contrasto dell'inquinamento marino.”*

Ad oggi i due Ministeri sono confluiti nel Ministero della Transizione Ecologica – MITE e gli importi sono distribuiti in parte alla Direzione generale per il clima, l'energia e l'aria (DG CLEA) e in parte alla DGISSEG che ha finanziato accordi di collaborazione con Enti di Ricerca, Istituti e Corpi dello Stato, con l'obiettivo di promuovere le attività di vigilanza e controllo per la sicurezza degli impianti a mare, e che destinerà alle finalità del monitoraggio ambientale conseguente al PITESAI anche le risorse umane e strumentali della Sezione dei Laboratori chimici, mineralogici e servizi tecnici della DGISSEG.

La promozione da parte del MITE di proposte per la realizzazione ed il rafforzamento di tali possibili protocolli di collaborazione, nell'ottica della necessaria transizione ecologica da implementare, saranno attuate anche in chiave di intervento sinergico al fine di potenziare anche le attività di controllo ambientale afferenti al sistema SNPA.

Il MiTE implementerà le dovute verifiche in merito alle valutazioni degli effetti derivanti dall'attuazione del presente Piano, e potrà valutare la possibilità di sensibilizzare la tematica della integrazione dei dati derivanti dalle attività di monitoraggio ambientale-sanitario tramite la promozione di collaborazioni inter-istituzionali con le Regioni e le autorità di controllo territoriali, stante che la creazione di sinergie tra politiche sanitarie e ambientali sembrerebbe essere al di fuori delle competenze del PiTESAI, per cui non attuabile.. Il MiTE potrà promuovere tramite specifici protocolli lo sviluppo di metodi condivisi di comunicazione delle informazioni, definendo le modalità e gli strumenti di scambio dei dati tra le Pubbliche Amministrazioni competenti nel rilascio delle autorizzazioni VIA e AIA (Ministero della Transizione Ecologica e Regioni) e le Autorità di Controllo competenti in campo ambientale (ISPRA e ARPA) e sanitario (SSN).

La DGISSEG del MiTE, quale autorità proponente il Presente Piano, verificherà altresì la praticabilità della richiesta derivante dalla procedura di VAS di farsi promotore presso le Regioni (Autorità competenti) di protocolli d'intesa e accordi di collaborazione istituzionale volti a consentire la rapida messa in atto delle operazioni di caratterizzazione -ed eventuale successiva bonifica secondo quanto disciplinato al Titolo V parte IV del D. Lgs. 152/2006- e di ripristino dello stato dei luoghi, nei casi riguardanti i pozzi che saranno oggetto di chiusure minerarie a seguito dell'attuazione del Piano. Risulta infatti che la stessa DGISSEG ad inizio settembre 2021 ha presentato, per la prossima legge di bilancio, specifica proposta di norma primaria, che potrà essere proposta al Parlamento, con la quale si conferma l'obbligo e le responsabilità dell'operatore di chiudere e dismettere le infrastrutture una volta cessato il loro uso, anche qualora venisse nominato custode, una volta cessato il titolo minerario; essa inoltre specifica che il rilascio di nuove autorizzazioni sarà condizionato alla presentazione di idonee fidejussioni a garanzia dei recuperi e ripristini ambientali, imponendo tale obbligo anche ai titoli in corso di vigenza, per i quali non sono previste nuove autorizzazioni. Essa propone anche un riordino delle fasi del procedimento di chiusura mineraria, separando le fasi procedurali caratterizzate da aspetti puramente tecnici, che restano preliminari e di competenza Statale, **dalle fasi di ripristino ambientale e restituzione dei luoghi, che sono e restano di competenza regionale.** In sostanza tale riordino da un lato anticipa l'atto di cancellazione mineraria, anticipazione di rilevante importanza nell'ottica di attuazione del Piano per la Transizione; dall'altro viene data piena autonomia alle Regioni per gli aspetti di ripristino ambientale, senza più la necessità della formalizzazione dell'intesa e dei tempi per questa necessari. Infine, aspetto di rilevante importanza, restano confermati gli obblighi e le responsabilità del titolare in qualità di custode, ai sensi nella normativa mineraria fino alla completa restituzione dei luoghi senza vincoli derivanti dalla pregressa attività.

Monitoraggio della Subsidenza e Sismicità svolte nell'ambito MiTE

In caso di rilascio dei nuovi titoli e nei casi riscontrati di proroga, il Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016 art. 13 prevede che siano applicati gli indirizzi e le linee guida (ILG) alle concessioni individuate secondo i criteri degli ILG stessi. Come riportato al comma 2 del sopracitato articolo *“Gli «Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche» predisposto dal Gruppo di lavoro istituito con delibera 27 febbraio 2014 del Presidente della CIRM e pubblicato sul sito internet della DGS-UNMIG sono considerati specifiche tecniche avanzate.”*

Gli ILG nascono con l'esigenza di rispondere alla raccomandazione della Commissione ICHESE, in data 27 febbraio 2014, quando è stato istituito nell'ambito della Commissione tecnica consultiva del MISE (CIRM) un Gruppo di lavoro (GdL) con il compito di fornire indicazioni e linee guida operative utili all'Amministrazione per il monitoraggio delle attività di sottosuolo. Il 24 novembre dello stesso anno il GdL ha presentato la prima versione completa del documento ILG per l'avvio di una prima fase sperimentale su campi pilota rappresentativi delle diverse casistiche riguardanti la produzione di olio con reiniezione di acqua, lo stoccaggio di gas naturale e la produzione geotermica. Il documento definisce le caratteristiche delle reti di

monitoraggio da realizzare e le prestazioni che queste devono garantire. (<https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/sicurezza/geomonitoraggi/linee-guida>), ed in particolare raccomanda in via generale per le attività estrattive che comportano la reiniezione dei fluidi, di preservare il carico naturale originale, mantenendo il bilancio di fluidi estratti e reiniettati il più vicino possibile allo zero e mantenere la pressione di reiniezione il più possibile vicina a quella originale naturale, comunque da valutare in base ai test di iniettività (per dettagli sulla reiniezione si rimanda al paragrafo precedente).

Il documento rappresenta gli indirizzi e i criteri generali per la formulazione di buone pratiche, da applicare alle singole concessioni in funzione delle caratteristiche del sito e del progetto di reiniezione, estrazione o stoccaggio (https://unmig.mise.gov.it/images/docs/85_238.pdf).

In particolare, il documento raccomanda l'applicazione con questa modalità: il *“MISE valuterà, caso per caso, tenuto conto della variabilità della situazione geologico-strutturale e della sismicità naturale del territorio, ove applicarle con particolare riferimento all'applicazione in via sperimentale prioritariamente (i) alle attività antropiche, nuove e in corso, che prevedono la reiniezione in sottoterraneo dei fluidi di strato separati dagli idrocarburi prodotti; (ii) allo stoccaggio di gas naturale in sottoterraneo”* (rif. Cap.1 e 2). Inoltre, gli stessi ILG, riportano che *“si ritiene che le indicazioni delle presenti Linee Guida non si debbano applicare, in via generale, nei casi di produzioni marginali di gas anidro e olio a profondità minori di 2 km, in quanto le attività svolte nell'ambito di tali specifiche condizioni non risultano sufficienti a determinare variazioni significative nei parametri monitorati. Per produzioni marginali si intendono quelle in giacimenti con riserve originarie inferiori a 300 milioni di m³ standard di gas o a 30 milioni di barili di olio. Per queste produzioni rimangono comunque opportuni i monitoraggi delle deformazioni del suolo”*.

Quindi, successivamente alla pubblicazione del documento, è stata avviata una fase di sperimentazione per la quale sono stati indicati alcuni siti pilota relativi a diverse attività di tipo antropico: 1) il campo di CASAGLIA - Concessione di coltivazione di risorse geotermiche FERRARA di competenza regionale; 2) il campo di CAVONE - Concessione di coltivazione di idrocarburi con reiniezione di acqua di stato – MIRANDOLA; e 3) il campo di MINERBIO - Concessione di stoccaggio di gas naturale MINERBIO STOCCAGGIO. Per l'avvio delle sperimentazioni nei siti di Minerbio e di Cavone sono stati siglati due protocolli operativi rispettivamente il 5 maggio e il 16 novembre 2016. Per quanto riguarda Casaglia, poiché l'avvio della sperimentazione degli ILG era richiesto nell'ambito della riassegnazione della concessione, ha subito dei ritardi dovuti al contestuale procedimento. La società ha presentato, quindi, un programma di monitoraggi che ha ricevuto un parere positivo della Commissione giudicatrice. ARPAE ha rinnovato quindi la concessione FERRARA con Det-Amb ARPAE n. 5446 del 22/10/2018 e il progetto di monitoraggi, presentato da ENEL Green Power SpA per il procedimento di VIA, ha avuto parere positivo in data 23/10/2018 (Deliberazione di Giunta della Regione Emilia-Romagna n. 1861 del 05/11/2018). Attualmente, è in via di definizione la firma dell'Accordo Quadro per l'applicazione del monitoraggio ai sensi della sperimentazione degli ILG.

Un altro sito sottoposto alle attività di sperimentazione è quello della concessione di Gorgoglione (campo Tempa Rossa), vicina alla concessione di Val D'Agri. Per questa concessione di coltivazione di idrocarburi senza reiniezione, la cui coltivazione è appena iniziata, è stato siglato un Accordo di sperimentazione in data 30/11/2018 da MISE, Regione Basilicata, INGV, Total E&P Italia. L'Accordo di durata due anni, ha subito dei ritardi e quindi durante la sua vigenza ha permesso l'insediamento del Comitato e una prima riunione di presentazione delle attività avvenuta ad ottobre 2020. Non sono stati ancora siglati i documenti relativi al *“Regolamento di funzionamento del Comitato”* al *“Protocollo di Trasmissione”* e al Documento Tecnico dei monitoraggi con relativa valutazione di congruità che dovrà essere effettuata dal MISE sentito il parere della CIRM. Tale Accordo è in corso di preparazione per il rinnovo con la Regione Basilicata e permetterà pertanto di svolgere di intesa con la Regione le attività di monitoraggio per le attività di coltivazione presenti nel suo territorio.

I suddetti accordi di sperimentazione per il loro avvio hanno portato all'istituzione di un Comitato formato da rappresentanti della DGISSEG, da un rappresentante della Regione, da un rappresentante del Centro di Monitoraggio delle attività di Sottosuolo dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia designato come Società preposta al Monitoraggio (SPM) e da un rappresentante del titolare della concessione.

Nell'ambito dei lavori dei Comitati sono stati prodotti i seguenti documenti:

- il Regolamento di funzionamento;
- il protocollo di trasmissione dati;
- il documento tecnico relativo all'implementazione della rete redatto dalla SPM.

Inoltre al fine di avere un quadro più chiaro relativo allo stato dei monitoraggi delle concessioni in Italia e valutare un possibile costo dell'implementazione delle reti ai sensi degli ILG, il MISE ha avviato un lavoro di ricerca con OGS nel 2016, nell'ambito degli accordi del programma CLYPEA, riguardante un censimento sui monitoraggi esistenti e l'individuazione di gap di implementazione rispetto ai requisiti previsti dagli ILG. In particolare, è stato redatto un primo censimento sulle caratteristiche tecniche dei monitoraggi che attualmente vengono effettuati, una valutazione rispetto a quanto indicato dagli ILG, una definizione degli upgrade da effettuare ed infine una valutazione indicativa dei costi di adeguamento del monitoraggio sismico agli ILG (vedi tabella 1). Essa fornisce una prima utile indicazione circa il potenziale impatto economico dell'applicazione degli ILG.

Ad avvaloramento delle sperimentazioni in corso, nel 2017, è stato siglato l'Accordo Quadro per la sperimentazione dei monitoraggi della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro alla concessione Val D'Agri; l'INGV è stato designato come SPM anche per i monitoraggi della concessione Val D'Agri.

Tabella 3.1-8: Stato delle reti di monitoraggio sismico, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro delle concessioni di coltivazione di idrocarburi e di stoccaggio al 2016 (risultato del censimento del monitoraggio già effettuato dagli Operatori - ricerca condotta da OGS nell'ambito di CLYPEA "Network per la sicurezza offshore", 2016).

Concessioni	Reti di monitoraggio					
	Sismico	Deformazione del suolo			Pressioni di poro	Attività
		Geodetico GNSS	InSAR	Livellazioni geodetiche di precisione		
CELLINO STOCCAGGIO	X	X	X		X	Stoccaggio di gas naturale
COLLALTO STOCCAGGIO	X			X	X	Stoccaggio di gas naturale
SAN POTITO E COTIGNOLA STOCCAGGIO		X	X	X	X	Stoccaggio di gas naturale
MIRANDOLA	X				X	Coltivazione di idrocarburi

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

VAL D'AGRI	X	X	X		X	Coltivazione di idrocarburi
CAPO COLONNE	X	X	X	X	X	Coltivazione di idrocarburi
BORDOLANO STOCCAGGIO	X	X	X		X	Stoccaggio di gas naturale
BRUGHERIO STOCCAGGIO			X		X	Stoccaggio di gas naturale
CORTEMAGGIORE STOCCAGGIO	X	X	X	X	X	Stoccaggio di gas naturale
FIUME TRESTE STOCCAGGIO	X	X	X		X	Stoccaggio di gas naturale
MINERBIO STOCCAGGIO	X	X	X		X	Stoccaggio di gas naturale
RIPALTA STOCCAGGIO	X		X		X	Stoccaggio di gas naturale
SABBIONCELLO STOCCAGGIO	X		X		X	Stoccaggio di gas naturale
SETTALA STOCCAGGIO	X	X	X		X	Stoccaggio di gas naturale e coltivazione di idrocarburi
SERGNANO STOCCAGGIO	X	X	X		X	Stoccaggio di gas naturale
SILLARO				X	X	Coltivazione di idrocarburi

Nonostante l'avvio della sperimentazione sui 4 siti indicati abbia permesso di ampliare notevolmente lo stato di conoscenze e controllo sul tema del monitoraggio della sismicità indotta, gli accordi siglati sinora sono stati avviati tuttavia in via transitoria²⁴ individuando di volta in volta con accordo tra le parti, la Struttura Preposta al Monitoraggio (SPM) che per questi siti è in capo a INGV, con l'eccezione della sola concessione geotermica di Ferrara, utilizzando un fondo regionale/comunale.

La possibilità di operare in regime transitorio così come riportato al Cap. 2 e al Cap 9 par. 9.1 degli Indirizzi e Linee Guida ha contribuito in modo lungimirante a poter sviluppare la prima fase di sperimentazione.

²⁴ **Cap. 2 - Indirizzi e Linee Guida** "... Nella fase transitoria che precede l'auspicata istituzione di un fondo presso il Mise e al fine di non posticipare sine die l'attuazione del monitoraggio delle concessioni, nell'interesse pubblico generale, al Cap. 9.2 è indicata una possibile modalità per garantire la maggiore separazione possibile tra il Concessionario e il soggetto che effettua il monitoraggio".

Cap. 9 par. 9.1 - Indirizzi e Linee Guida "... nelle more dell'istituzione di un fondo finalizzato all'affidamento diretto dei monitoraggi da parte del Mise, si propone di seguire in via transitoria seguenti Indirizzi per l'individuazione di tale struttura".

Tuttavia, per poter applicare in modo lineare ed esaustivo quanto auspicato dalle linee guida nonché previsto dal D.M. 7 dicembre 2016 art. 13, permane l'urgenza di applicare quanto previsto al Cap. 2 degli Indirizzi e Linee Guida ove si riporta che: “per meglio garantire l'indipendenza del soggetto preposto al monitoraggio rispetto al titolare della concessione di coltivazione e stoccaggio, si suggerisce di prevedere, se del caso anche attraverso un opportuno strumento normativo, l'istituzione presso il Mise di un apposito fondo, alimentato dai Concessionari, con cui il Mise stesso potrà curare direttamente l'affidamento dei monitoraggi mediante procedure pubbliche”.

Al fine di avviare in modo significativo tali azioni per il monitoraggio delle attività minerarie, in accordo con gli elevati standard degli Indirizzi e Linee Guida e per dare risposta all'urgente richiesta di Amministrazioni locali (comunali e regionali) e degli operatori salvaguardando la sicurezza, l'efficacia e l'efficienza nell'ambito dell'iter procedurale per il rilascio dei titoli minerari come auspicato, **si ritiene improrogabile l'istituzione di un fondo per l'affidamento diretto dei monitoraggi presso il Ministero della Transizione Ecologica – MITE, mediante apposito intervento normativo. A tal riguardo è stata presentata più volte, in fase di stesura della legge di bilancio, la relativa proposta normativa senza tuttavia esiti positivi; la proposta è stata reiterata anche per la legge di bilancio attualmente in fase di predisposizione, considerando la necessità per il Ministero di dare puntuale attuazione, in un'ottica di potenziamento delle attività esistenti, a quanto previsto dagli ILG.**

Ad ogni buon fine, si riporta anche che sarà ripresa a breve dalla DGISSEG l'attività di aggiornamento degli Indirizzi e linee guida, così come previsto dagli ILG stessi che prevedevano un aggiornamento a valle di:

- **Esperienza acquisita** nella prima fase sperimentale di applicazione delle ILG **sui campi pilota**, rappresentativi delle diverse casistiche (Cavone: estrazione di idrocarburi e iniezione delle acque di strato; Casaglia: estrazione e iniezione di fluidi geotermici; Minerbio: stoccaggio di gas naturale).
- Di uno **studio di fattibilità, comprensivo dei costi di realizzazione e di gestione a regime**, per tutti i campi produttivi in cui è realizzata la reiniezione e per gli altri casi che si suggerisce di considerare in prima istanza, ovvero concessioni per l'estrazione in cui siano presenti reiniezione (Cavone) e concessioni per lo stoccaggio di gas naturale (Minerbio).

Si sottolinea, inoltre, che per quanto riguarda l'impatto delle attività di coltivazione di idrocarburi e di stoccaggio, la subsidenza è un parametro già monitorato da diversi anni dagli operatori e dalle Amministrazioni ai sensi delle prescrizioni rilasciate in ambito di VIA (ex MISE e MATTM). In particolare, per quanto riguarda le concessioni a terra, molte concessioni di stoccaggio di gas naturale e alcune di produzione di idrocarburi svolgono il monitoraggio della subsidenza attraverso l'utilizzo di una rete di livellazione, di GPS e attraverso analisi INSAR. In aggiunta, in alcune di queste è stata avviata la sperimentazione ai sensi degli ILG (es. Minerbio, Casaglia, Mirandola). Per quanto riguarda le concessioni di produzione a mare, per ottemperare alle prescrizioni di VIA, viene svolto uno specifico monitoraggio: le società, oltre a fornire annualmente i dati di misura della subsidenza sulla piattaforma, confrontano i dati registrati con un modello previsionale fornito alle Amministrazioni e costantemente aggiornato al fine di verificare che non vi siano significativi scostamenti del tasso di velocità di subsidenza registrato. Infine, considerata la difficoltà di poter stimare il contributo della subsidenza dovuta alle attività minerarie rispetto alla subsidenza totale (generata da diversi fattori sia naturali che antropici), sono stati avviati già da alcuni anni, nell'ambito del programma di ricerca CLYPEA promosso dalla DGISSEG, diversi progetti di studio con università e centri di ricerca, volti a migliorare l'approccio metodologico e stabilire dei criteri tecnici per poter discriminare i diversi contributi. Allo stato attuale delle conoscenze, non è possibile, infatti, dare un riscontro unico e definitivo sul contributo delle attività di coltivazione alla subsidenza totale registrata in un'area, in quanto sono anche necessari studi di carattere sito-specifico (ad es. attraverso modellazioni geomeccaniche del giacimento).

3.1.5. La dismissione delle infrastrutture minerarie

In base alla normativa vigente di rango primario, a fine vita del giacimento, o comunque alla “fine” per qualunque motivo (scadenza, decadenza, rinuncia, etc.) di un titolo minerario, è prevista la fase di dismissione, che consiste nella chiusura mineraria dei pozzi, nello smantellamento di impianti, infrastrutture (anche piattaforme, se in ambito marino) e nel successivo ripristino ambientale, di modo che si riporti la situazione *ante operam*.

Tabella 3.1-9: Principali attività di dismissione delle diverse infrastrutture presenti nei giacimenti

Infrastruttura	MARE	TERRA	FREQUENZA DI UTILIZZO * non in ogni concessione ** in ogni concessione (mare o terra)	Attività principali per la dismissione
Pozzi	X	X	**	Chiusura mineraria rimozione testa pozzo
Area Pozzo		X	**	Smantellamento delle infrastrutture, Ripristino ambientale e/o rifunzionalizzazione dell'area
Piattaforma o Testa pozzo sottomarina	X		**	Chiusura mineraria e rimozione della testa pozzo
Impianti di compressione	X	X	*	Rimozione (ed eventuale ricondizionamento)
Centrale di trattamento	X	X	*	Rimozione o rifunzionalizzazione dell'area
Condotte esterne	X	X	**	Rimozione e riciclo dei materiali
Condotte interrato		X	*	Inertizzazione, rimozione e riciclo dei materiali o rifunzionalizzazione
Condotte sottomarine	X		**	Inertizzazione, rimozione e riciclo dei materiali o rifunzionalizzazione
Altre facilities (centri di ricerca e laboratori, alloggi, uffici, magazzini, ...)	X	X	*	Variabile in base alla destinazione successiva dell'area

La **dismissione delle infrastrutture a terra** è disciplinata dalla normativa mineraria e prevede la chiusura mineraria del pozzo, lo smantellamento delle infrastrutture (centrale, impianti, condotte, altre infrastrutture, moduli alloggi e uffici) che potranno essere riutilizzati, previo ricondizionamento o riciclati come materiali. La chiusura mineraria comporta l'isolamento degli intervalli produttivi, la messa in sicurezza del pozzo tramite opportuni tappi di cemento all'interno del casing, il recupero della parte più

superficiale dei casing e la cementazione a giorno del foro. Infine, segue il ripristino delle aree pozzo (ad esempio con rimozione di cemento, asfalto delle piazzole, etc.) associata alla verifica della necessità di eventuali bonifiche.

La **chiusura mineraria dei pozzi** è regolata dalle norme minerarie, a partire dal Regio Decreto 1443/1927, ed è autorizzata dalla sezione UNMIG territorialmente competente su istanza dell'operatore. A conclusione delle operazioni è redatto verbale di chiusura mineraria. Le successive operazioni di ripristino dei luoghi sono sempre autorizzate dalle Sezioni previa intesa con la Regione interessata ai sensi dell'accordo procedimentale Stato-Regioni del 24/04/2001. A conclusione delle operazioni di ripristino si procede alla restituzione del suolo ai proprietari ed alla cancellazione del titolo minerario dall'elenco dei titoli vigenti.

Regio Decreto 1443/1927

23. Sono **pertinenze della miniera** gli edifici, **gli impianti fissi interni o esterni**, i pozzi, le gallerie, nonché i macchinari, gli apparecchi e utensili **destinati alla coltivazione della miniera**, le opere e gli impianti destinati all'arricchimento del minerale. Sono considerati come mobili i materiali estratti, le provviste, gli arredi.
35. Se la concessione non sia rinnovata, il concessionario deve, alla scadenza del termine, fare consegna della miniera e delle sue pertinenze all'Amministrazione. **Il concessionario ha diritto soltanto di ritenere con le cautele all'uopo stabilite dall'ingegnere capo del distretto minerario, gli oggetti destinati alla coltivazione che possano essere separati senza pregiudizio della miniera.**
38. Il concessionario che intenda rinunciare alla concessione deve farne dichiarazione al Ministro per l'economia nazionale, senza apporvi condizione alcuna. Dal giorno in cui è stata presentata la dichiarazione di rinuncia, **il concessionario è costituito custode della miniera ed è tenuto a non fare più lavori di coltivazione mineraria, né a variarne in qualsiasi modo lo stato. L'ingegnere capo del distretto minerario verifica lo stato della miniera e prescrive i provvedimenti di sicurezza e di conservazione che crede necessari. In caso di inosservanza ne ordina l'esecuzione d'ufficio, a spese del concessionario**
-

DPR 886/1979

63. Chiusura mineraria dei pozzi.

La chiusura mineraria di un pozzo deve essere autorizzata dall'ingegnere capo della sezione idrocarburi.

Salvo eccezione autorizzata da quest'ultimo, sentiti i Ministeri della marina mercantile e della difesa-Marina, la parte della tubazione di rivestimento o altra installazione che emerge dal fondo marino deve essere totalmente rimossa.

Per quanto riguarda la **dismissione delle infrastrutture a mare**, ai giacimenti di idrocarburi esauriti o comunque non utilizzabili si applica il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministro per i Beni e le Attività Culturali 15 febbraio 2019, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 57 dell'8 marzo 2019, recante "*Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse*".

Tali Linee Guida stabiliscono le procedure, comprensive dei tempi e delle modalità da seguire, per la dismissione mineraria delle piattaforme e delle infrastrutture connesse già utilizzate per la coltivazione da giacimenti di idrocarburi esauriti o comunque non utilizzabili, o non suscettibili di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale nell'ambito delle concessioni minerarie disciplinate dal decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, al fine di assicurare la qualità e la completezza della valutazione dei relativi impatti ambientali e nel rispetto degli obiettivi della Strategia marina, di cui al decreto legislativo 13 ottobre 2010, n. 190.

In particolare, si applicano alla dismissione mineraria delle piattaforme di produzione, piattaforme di compressione, piattaforme di transito ed infrastrutture connesse a servizio di impianti minerari nell'ambito di concessioni minerarie per la coltivazione di giacimenti di idrocarburi situate nel mare territoriale e nella piattaforma continentale.

L'art. 5 delle Linee Guida prevede che "*le società titolari di concessioni minerarie comunicano entro il 31 marzo di ogni anno al Ministero dello sviluppo economico DGS-UNMIG, alla Sezione UNMIG competente e alla DGSAIE l'elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati autorizzati alla chiusura mineraria e che non intendono utilizzare ulteriormente per attività minerarie [...]*".

Il MiTE - DGISSEG, previo parere tecnico rilasciato dalla Sezione UNMIG competente, valuta se nell'elenco ricevuto sono inserite piattaforme e infrastrutture connesse con condizioni strutturali ed impiantistiche tali da consentirne il riutilizzo, e, acquisiti i pareri degli altri uffici del MiTE e del Ministero dei beni e delle attività culturali per gli aspetti di competenza, pubblica sul BUIG e sul proprio sito web, entro il 30 giugno di ogni anno, l'elenco delle piattaforme e infrastrutture connesse in dismissione mineraria che devono essere rimosse secondo le procedure previste dalle stesse linee guida. Nell'elenco predetto, sono altresì indicate, ferme le valutazioni di competenza del MiTE e del Ministero dei beni e delle attività culturali, le piattaforme e le infrastrutture connesse che, a seguito della verifica prevista, possono essere riutilizzate.

In deroga a quanto sopra, può essere autorizzato da parte dell'amministrazione competente (che potrebbe non essere il MITE, ma ad esempio il MIMS per un utilizzo legato al traffico navale, o il MIPAAF nel caso di un utilizzo per acquacoltura) un riutilizzo alternativo, quando siano accertati determinati requisiti e garanzie (art. 8, comma 2 e all'art. 11, commi 4, 5 e 6 delle L.G.), o una rimozione parziale delle piattaforme o delle infrastrutture connesse.

Secondo l'art. 8 delle Linee Guida, le società o gli enti interessati al riutilizzo di una piattaforma e/o della infrastruttura connessa in dismissione mineraria di cui all'elenco predetto pubblicato dal MiTE entro il 30 giugno, presentano entro dodici mesi dalla pubblicazione stessa dell'elenco, al MITE-DGAECE e DGISSEG, alla Capitaneria di porto, all'Amministrazione competente e ove previsto agli enti territoriali interessati, una istanza completa del progetto di riutilizzo. Tale istanza è pubblicata sul BUIG del mese successivo alla data di presentazione dell'istanza medesima. In particolare si evidenzia che i tempi ed i modi della rimozione della piattaforma e/o della infrastruttura connessa in dismissione mineraria di cui all'elenco predetto sono regolati dalle disposizioni dell'art. 13 delle Linee Guida, secondo il quale la società titolare della concessione presenta, alla Sezione UNMIG competente per territorio, l'istanza per l'autorizzazione alla rimozione, allegando il progetto di rimozione entro dieci mesi:

- dalla pubblicazione dell'elenco delle piattaforme od infrastrutture connesse in dismissione che devono essere rimosse e non possono essere riutilizzate (art. 5, commi 3 e 4, delle L.G.);
- dal termine di cui all'art. 8, comma 1, delle L.G. in assenza di istanze per il riutilizzo;
- dalla notifica della determinazione di conclusione negativa del procedimento di autorizzazione unica del progetto di riutilizzo.

Il progetto di rimozione di una piattaforma e delle infrastrutture connesse in dismissione è predisposto dalla società titolare della concessione secondo le indicazioni ed i contenuti di cui all'allegato 2 delle Linee guida.

Al fine di assicurare la qualità e la completezza della valutazione dei relativi impatti ambientali, sia nei casi di dismissione mineraria, sia in quelli di riutilizzo, sono previsti opportuni meccanismi finalizzati a valutare la necessità di sottoporre i progetti alle procedure di verifica di assoggettabilità a VIA ovvero di VIA, a norma del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, o a nessuna procedura.

Il titolare che ottiene l'autorizzazione alla rimozione delle piattaforme e delle infrastrutture connesse trasmette alla Sezione UNMIG competente ed all'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente territorialmente competente una relazione trimestrale durante l'esecuzione dei lavori di rimozione ed una relazione finale nel termine di sei mesi dagli stessi, comprensiva dei risultati dei monitoraggi effettuati in attuazione del progetto di monitoraggio ambientale predisposto in precedenza.

Al termine dei lavori di dismissione è fatto obbligo, laddove necessario, sulla base degli esiti dei monitoraggi ambientali predetti, procedere al ripristino ambientale dello stato dei luoghi interessati dai lavori di rimozione della piattaforma e delle infrastrutture connesse.

L'art. 18 delle Linee Guida introduce infine la procedura del ripristino dell'area, che prevede che la Sezione UNMIG competente, previo sopralluogo congiunto con la Capitaneria di porto competente, verifica la rimozione della piattaforma e delle infrastrutture in dismissione, così come prevista dal progetto di rimozione autorizzato, accertando la messa in sicurezza di tutta l'area, e redige l'**attestazione di cessazione dell'attività mineraria**.

Constata, tuttavia, in fase di prima applicazione, l'eccessiva lunghezza dell'iter di dismissione delle piattaforme, come attualmente regolamentato dalle Linee Guida di cui al D.M. 15/02/2019, sono allo studio presso la DGISSEG proposte di modifica, per semplificare e ridimensionare i tempi del processo di decommissioning a quanto strettamente necessario per la predisposizione delle relative istanze di dismissione e/o riutilizzo.

In particolare si prevede che possa essere presentata dal concessionario istanza di dismissione:

- 1) senza dover "costituire" l'elenco delle piattaforme da comunicare entro il 31 marzo di ogni anno, ma tutte le volte ove ne ricorrano le condizioni;
- 2) senza dover acquisire preventivamente l'autorizzazione alla chiusura mineraria dei pozzi per poter avviare il procedimento di dismissione, prevedendo piuttosto che la richiesta di tale autorizzazione sia presentata contestualmente alla istanza di dismissione in modo da attivare simultaneamente il relativo iter che consenta di effettuare valutazioni parallelamente tenendo presente anche le peculiarità di ogni specifico progetto di dismissione o di potenziale riutilizzo alternativo.
- 3) Inoltre, sarà da prevedere che dalla pubblicazione/comunicazione da parte del MISE (ora MITE) delle piattaforme e infrastrutture connesse da dismettere, segnalate come passibili di riutilizzo, decorreranno i 5 mesi (e non più 12 mesi) per la presentazione di eventuali istanze di riutilizzo, scaduti i quali la società titolare delle infrastrutture da dismettere dovrà presentare entro 5 mesi (e non più 10 mesi) istanza di rimozione.

L'intento è quindi quello sostanzialmente di accelerare il decommissioning delle piattaforme tramite la razionalizzazione dei tempi di conclusione dell'iter amministrativo per la dismissione mineraria, riducendoli a quanto effettivamente necessario per la predisposizione delle relative istanze/progetti.

Sarà in ogni caso consentito il termine finale di massimo 5 anni per la conclusione delle attività di dismissione e di massimo 10 anni per il completamento delle attività di ripristino dei luoghi.

Il contenuto di tali aggiornamenti sarà inserito in un decreto ministeriale di modifica delle Linee Guida che sarà emanato entro tre mesi dalla adozione del PITESAI.

Ricorre altresì la necessità di chiarire che l'art. 4 delle Linee Guida precisa che la "Chiusura mineraria dei pozzi" si applica ad un pozzo sterile, o esaurito o comunque non utilizzabile, o non suscettibile di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale, che deve essere chiuso secondo la procedura prevista dal decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886, e dalle indicazioni del Ministero dello sviluppo economico (ora MiTE). Nell'ambito delle operazioni predette di chiusura mineraria, la colonna di rivestimento, le colonne intermedie e la colonna di produzione devono essere rimosse al di sotto del fondo marino mediante taglio e recupero.

Quanto sopra evidenzia che la dismissione non è pertanto legata alla fine della concessione, ma deve essere realizzata man mano che le infrastrutture diventano inutilizzabili e l'attività mineraria si avvia alla cessazione; tuttavia i tempi di finalizzazione del decommissioning non sono mai celeri spesso a causa di lungaggini procedurali, problematiche tecniche varie o anche per inerzia del titolare.

Inoltre, in base all'attuale procedura autorizzativa, alla cessazione del titolo minerario (scadenza, rinuncia, decadenza, etc.) il programma di ripristino dell'area impegnata dalla precedente attività mineraria è autorizzato dai competenti Uffici del Ministero, previa intesa, per la terraferma, con la Regione territorialmente interessata; nell'ambito di tale programma, ai sensi del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., viene fatto quanto previsto, quindi rimozione impianti e facilities minerarie, caratterizzazione ed eventuale bonifica.

Anche l'autorizzazione alla perforazione viene rilasciata d'intesa con la Regione, per le attività in terraferma, e previa VIA; pertanto nell'ambito dei "singoli" procedimenti possono, già oggi, essere indicate eventuali previsioni di "monitoraggi ambientali" ad hoc ove si ritenessero necessari e con le opportune motivazioni; per contro, inserire una previsione generalizzata in tal senso, in sede di PITESAI, sembra eccessivo e comporterebbe un aggravio procedimentale, tra l'altro di difficile applicazione per la parte offshore; alcune "sperimentazioni" di monitoraggio ambientale già in essere non risultano essersi rivelate del tutto efficienti e funzionali allo scopo.

In ogni caso, sussistono attualmente specifiche competenze istituzionali per i controlli ambientali in capo alla Regione, e per quelli minerari in capo alle Sezioni UNMIG del MITE²⁵, che già consentono di "monitorare" le varie fasi delle attività.

Si rappresenta che sia per le attività già in essere che in sede di richiesta delle autorizzazioni per lo svolgimento di nuove attività previste nel programma dei lavori approvato, riguardo i permessi di prospezione, di ricerca e concessioni di coltivazione le società (in base a specifiche disposizioni normative di rango secondario che tuttavia sono state proposte per l'inserimento come norma primaria nella legge di bilancio 2022 in modo da rendere le prescrizioni più cogenti) devono presentare idonee fidejussioni bancarie

²⁵ La verifica degli impianti rientra tra le attività di controllo delle condizioni di sicurezza degli stessi effettuate dalle Sezioni UNMIG oltre che dall'operatore. Oltre ai controlli svolti durante le attività usuali, le Sezioni UNMIG possono intervenire anche su indicazione dell'Operatore o di terzi, qualora si riscontrino o si potrebbero riscontrare dei malfunzionamenti. Le Sezioni UNMIG possono intervenire analizzando la situazione e nel caso, qualora necessario, intervengono emanando gli opportuni provvedimenti, secondo quanto previsto dalla normativa di polizia mineraria.

o assicurative commisurate al valore delle opere di recupero ambientale, salvo che dette società, o eventualmente le relative società controllanti, abbiano un patrimonio netto superiore a 10 milioni di euro.

Si specifica a tal proposito che la normativa di settore prevede che già nel programma dei lavori legato al titolo minerario, e approvato in sede di conferimento del titolo medesimo, deve essere incluso il programma di ripristino dei luoghi, ponendo in capo alla Società che detiene il titolo minerario l'obbligo di dismissione/ripristino e restituzione dei siti, in qualità di titolare o, cessato il titolo minerario, come custode; è inoltre previsto, come detto, un meccanismo di fidejussioni/garanzie che l'operatore deve rilasciare al fine di "garantire" appunto lo Stato in merito alla realizzazione di tali attività di dismissione e ripristino ambientale ed è infine prassi dell'Amministrazione prescrivere alle Società, nei decreti di conferimento dei titoli minerari e in quelli di proroga, soprattutto in quelli di più recente emanazione, di provvedere ad un'adeguata programmazione delle chiusure minerarie dei pozzi, da effettuarsi alla fine della vita produttiva degli stessi, e al ripristino delle aree, ad attività lavorativa cessata. Si richiama infine che l'abbandono delle piattaforme e delle infrastrutture connesse è vietato.

L'Amministrazione sta comunque lavorando nel senso di rendere quanto più coercitivi gli obblighi degli operatori in materia di decommissioning, anche mediante proposte normative, tra cui quella già presentata in fase di conversione in legge del D.L. 71/2021, finalizzata a semplificare e ridurre i tempi di chiusura e dismissione delle attività minerarie.

Inoltre, si specifica a tal proposito che la DGISSEG ha già trasmesso all'Ufficio Legislativo del MITE ad inizio settembre 2021, per l'inserimento nella legge di bilancio 2022, una specifica proposta di norma primaria, che potrà essere proposta al Parlamento, con la quale si conferma l'obbligo e le responsabilità dell'operatore di chiudere e dismettere le infrastrutture una volta cessato il loro uso, anche qualora venisse nominato custode, una volta cessato il titolo minerario; essa inoltre specifica che il rilascio di nuove autorizzazioni sarà condizionato alla presentazione di idonee fidejussioni a garanzia dei recuperi e ripristini ambientali, imponendo tale obbligo anche ai titoli in corso di vigenza, per i quali non sono previste nuove autorizzazioni. Essa propone anche un riordino delle fasi del procedimento di chiusura mineraria, separando le fasi procedurali caratterizzate da aspetti puramente tecnici, che restano preliminari e di competenza Statale, dalle fasi di ripristino ambientale e restituzione dei luoghi, che sono e restano di competenza regionale. In sostanza tale riordino da un lato anticipa l'atto di cancellazione mineraria, anticipazione di rilevante importanza nell'ottica di attuazione del Piano per la Transizione; dall'altro viene data piena autonomia alle Regioni per gli aspetti di ripristino ambientale, senza più la necessità della formalizzazione dell'intesa e dei tempi per questa necessari. Infine, aspetto di rilevante importanza, restano confermati gli obblighi e le responsabilità del titolare in qualità di custode, ai sensi nella normativa mineraria fino alla completa restituzione dei luoghi senza vincoli derivanti dalla pregressa attività.

In ogni caso, non si ritiene opportuno, o meglio risolutivo, applicare il concetto generalizzato di considerare prioritaria la dismissione delle piattaforme la cui ubicazione geografica risulti interdotta alle attività upstream (ovvero strutture entro le 12 miglia marine, nelle aree protette, etc...) al fine di minimizzare possibili interferenze derivanti dal decommissioning, stante che il processo normato che conduce alla dismissione delle infrastrutture minerarie delle concessioni di coltivazione di idrocarburi in essere, non segue logiche di "assembramenti" di piattaforme che si trovano in condizioni simili quali l'insistenza in aree con il medesimo vincolo ambientale, piuttosto si ritiene che sia da verificare, come specificatamente descritto nel Piano, se le infrastrutture minerarie trovandosi tutte, o alcune di esse, all'interno di aree definite, nella c.d. situazione "ante operam", come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, sono riferite a concessioni in stato di improduttività continuativa da più di 5 anni (quale soglia temporale di improduttività, definita in funzione anche delle risultanze dell'applicazione del criterio ambientale). In quanto le eventuali concessioni di coltivazione vigenti in mare

che, alla data di adozione del PiTESAI, sono nella predetta situazione di improduttività continuativa, secondo i contenuti del Piano stesso, restano in vigore fino alla scadenza, senza alcuna possibilità di ottenere eventuali ulteriori proroghe, in quanto non rispettano i criteri ambientali, economici e sociali di cui al PiTESAI, e sono dichiarate non compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, dovendo quindi procedere alle operazioni di dismissione e ripristino dei luoghi.

Si sottolinea inoltre che le piattaforme attualmente in disamina di possibile dismissione secondo le linee guida DM febbraio 2019 sono ancora poche per attribuire alle stesse un criterio di priorità di dismissione, ma qualora praticabile all'interno dei previsti interventi di modifica al DM di febbraio 2019, si potrà comunque approfondire la possibilità di conferire prevalenza alla dismissione delle piattaforme insistenti o vicino alle aree protette, verificando attentamente l'introduzione di meccanismi valutativi riguardo il rapporto costi/benefici in termini di opzioni. Anche la considerazione emersa in sede di VAS circa l'introduzione di una sorta di "numero chiuso" di piattaforme presenti nell'offshore italiano, quale "criterio di invarianza" tra strutture che saranno dismesse e quelle da realizzare, perde di significato in quanto non è in pratica prevista, per l'applicazione dei criteri restrittivi sulle aree marine aperte alla ricerca e coltivazione di idrocarburi presenti nel Piano, l'installazione di ulteriori infrastrutture fisse in mare in numero significativo.

Si evidenzia che le Linee Guida in parola costituiscono, ad oggi, un primo passo concreto per il raggiungimento di uno degli obiettivi di politica energetica nel settore upstream, che è quello di identificare le migliori tecnologie disponibili per la dismissione mineraria, compatibili sotto i profili ambientali e sociali, oltre che tecnicamente ed economicamente sostenibili, e valutare anche eventuali usi alternativi innovativi, in un'ottica di economia circolare e crescita blu.

Un'applicazione estensiva delle Linee Guida nella versione che sarà adottata con le modifiche illustrate in precedenza, potrà avere tra l'altro un'importante valenza economica per le attività connesse e conseguenti, diventando un potenziale volano per l'economia locale dei territori interessati da tali attività; le stesse consentirebbero l'apertura per un medio periodo di nuovi cantieri, con la creazione di nuovi posti di lavoro, sia per la dismissione delle piattaforme a fine vita che per la valorizzazione delle stesse in chiave non estrattiva.

3.1.6. Il possibile riutilizzo delle infrastrutture minerarie

Un giacimento di idrocarburi, raggiunta la fine vita di tutti o alcuni livelli, e/o parte delle infrastrutture realizzate per la relativa produzione, può essere convertito ad altro uso. Nel caso di gas naturale, fin dagli anni 70, verificate le condizioni tecnico-economiche, alcuni giacimenti esauriti in terraferma sono stati utilizzati come siti di stoccaggio di gas naturale (in Italia sono in operazione e produttive circa una decina di concessioni di stoccaggio). Altri possibili utilizzi, qualora sussistano i caratteri entalpici che ne giustificano l'economicità, sono la produzione di energia geotermica o i sistemi di teleriscaldamento basati sulla geotermia. Altresì negli ultimi anni sono in sperimentazione, sistemi di stoccaggio in sotterraneo di CO₂ o di idrogeno.

Il presente piano, in accordo con la norma che lo istituisce, si limita a descrivere e ipotizzare i possibili utilizzi delle infrastrutture solo per gli aspetti di competenza del piano stesso; quindi non si occupa di regolamentare specifici aspetti (es. la sovrappressione) legati a una possibile riconversione di un impianto per usi geotermici o di stoccaggio).

Informazioni disponibili sull'argomento sono riportate nell'Appendice A.

Un giacimento di idrocarburi e/o parte delle sue infrastrutture, raggiunta la fine vita di tutti o alcuni livelli, può esse convertito ad altro uso.

In particolare, si riportano di seguito alcuni riferimenti normativi specifici per le relative attività.

Nel caso di gas naturale, fin dagli anni 70, verificate le condizioni tecnico-economiche, alcuni giacimenti esauriti in terraferma sono stati utilizzati come siti di stoccaggio di gas naturale (in Italia sono in operazione e produttive circa una decina di concessioni di stoccaggio in base alle relative normative di riferimento: Legge 26 aprile 1974 n. 170, Decreto Ministeriale 21 gennaio 2011 e relativo decreto direttoriale attuativo del 4 febbraio 2011, Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 che modifica la Legge 26 aprile 1974, n. 170). Altri possibili utilizzi dei pozzi a terra, qualora sussistano i caratteri entalpici che ne giustifichino l'economicità, sono la produzione di energia geotermica o i sistemi di teleriscaldamento basati sulla geotermia (ai sensi della normativa vigente di riferimento: Decreto Legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, modificato dal Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 e dall'articolo 28 del Decreto Legge 18 ottobre 2012, n. 179).

Per quanto riguarda la possibilità di riutilizzo delle piattaforme in mare altrimenti destinate alla dismissione si fa riferimento a quanto stabilito dal D.M. del 15 febbraio 2019 con il quale sono state emanate le Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse.

Altresì negli ultimi anni sono in sperimentazione, in alcune parti del mondo (non in Italia ove sono pervenute solo poche proposte di progetti al vaglio dell'Amministrazione), sistemi di stoccaggio in sotterraneo di CO₂ (si citano a titolo di esempio i casi in esercizio dei siti di *Sleipner (Mare del Nord)*, *Snohvit (mare di Barents)*, *Northern Lights CCS (Norvegia)*, *Weyburn (Canada)* e *In Salah (Sahara algerino)* e, su scala minore, con finalità dimostrative, *Lacq (Francia)*, *Compostilla (Spagna)*, *Schwarze Pumpe (Germania)*).

Per quanto riguarda lo stoccaggio geologico dell'idrogeno, è una delle opzioni di riutilizzo delle infrastrutture minerarie attualmente studiate, alla luce del ruolo strategico che potrà ricoprire l'H₂ nell'ambito della transizione energetica e nel raggiungimento degli obiettivi del PNIEC, su cui tuttavia non sono ancora stati ultimati tutti gli studi necessari in Italia e all'estero per l'avvio di casi studio.

Proprio a questo scopo è utile sottolineare che il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza - PNRR pubblicato prevede futuri investimenti anche in ricerca e applicazione nell'ambito della Missione 2 relativa a "Rivoluzione verde e transizione ecologica", che tramite la componente 2 su "energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile" prevede, al fine di raggiungere la progressiva decarbonizzazione di tutti i settori, investimenti e riforme per incrementare decisamente la penetrazione di rinnovabili, tramite soluzioni decentralizzate e utility scale (incluse quelle innovative ed offshore) e rafforzamento delle reti (più smart e resilienti) per accomodare e sincronizzare le nuove risorse rinnovabili e di flessibilità decentralizzate, e per decarbonizzare gli usi finali in tutti gli altri settori, con particolare focus su una mobilità più sostenibile e sulla decarbonizzazione di alcuni segmenti industriali, includendo l'avvio dell'adozione di soluzioni basate sull'idrogeno (in linea con la EU Hydrogen Strategy).

Sempre nella Componente 2, particolare rilievo è dato alle filiere produttive. L'obiettivo è quello di sviluppare una leadership internazionale industriale e di conoscenza nelle principali filiere della transizione, promuovendo lo sviluppo in Italia di supply chain competitive nei settori a maggior crescita, che consentano di ridurre la dipendenza da importazioni di tecnologie e rafforzando la ricerca e lo sviluppo nelle aree più innovative (fotovoltaico, idrolizzatori, batterie per il settore dei trasporti e per il settore elettrico, mezzi di trasporto). In particolare, nell'ambito della componente 2 (C.2.3. PNRR) sono previste specifiche misure ed interventi di incentivazione per promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno incluso anche lo stoccaggio, utilizzando per la produzione aree/siti industriali dismessi, tra cui è possibile considerare i siti delle ex concessioni di coltivazione di idrocarburi a fine vita in dismissione in terraferma.

Nel chiarire che le proposte di riutilizzo riportate non sono oggetto specifico di mandato del Piano in parola, che si limita a “fornire le indicazioni per un possibile riutilizzo”, considerato il carattere di frontiera di questi argomenti e non esistendo ancora analisi approfondite in campo economico, giuridico, ambientale, si fa presente che alcuni spunti informativi sugli studi in corso e sulle potenziali ricerche che potranno essere sviluppate nel prossimo futuro sul tema del riutilizzo delle infrastrutture a mare sono riportati nell’Appendice A.

È utile sottolineare, come precedentemente riportato, che il D.M. 15 febbraio 2019, stabilisce le procedure, comprensive dei tempi e delle modalità da seguire, per la dismissione mineraria o per l’eventuale riutilizzo delle piattaforme e delle infrastrutture connesse già utilizzate per la coltivazione da giacimenti di idrocarburi esauriti o comunque non utilizzabili, o non suscettibili di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale nell’ambito delle concessioni minerarie. L’art. 5 delle Linee Guida prevede al comma 1 che “le società titolari di concessioni minerarie comunicano entro il 31 marzo di ogni anno l’elenco delle piattaforme i cui pozzi sono stati **autorizzati alla chiusura mineraria e che non intendono utilizzare ulteriormente per attività minerarie** [...]”. La DGISSEG, previo parere tecnico rilasciato dalla Sezione UNMIG competente, valuta se nell’elenco ricevuto sono inserite piattaforme e infrastrutture connesse delle quali le condizioni strutturali e degli impianti possano consentire il riutilizzo, e, acquisiti i pareri dei competenti Uffici del Ministero per la transizione ecologica (DGCReSS) e del Ministero della cultura per gli aspetti di rispettiva competenza, pubblica sul BUIG e sul proprio sito web, entro il 30 giugno di ogni anno, l’elenco delle piattaforme e infrastrutture connesse in dismissione mineraria che devono essere rimosse secondo le procedure previste dalle stesse Linee Guida. Nell’elenco predetto, sono altresì indicate, ferme le valutazioni dei competenti uffici del MITE (ex MATTM) e del Ministero della cultura, le piattaforme e le infrastrutture connesse che, a seguito della verifica prevista, possono essere riutilizzate.

Pertanto, il piano di monitoraggio del PITESAI, potrà altresì seguire e verificare anche l’andamento e la situazione connessa delle piattaforme in dismissione mineraria o in eventuale riutilizzo (o verifica di riutilizzo) secondo le Linee Guida predette (in fase di aggiornamento per come già illustrato).

STUDI RELATIVI AD ATTIVITÀ DI RICONVERSIONE DELLE PIATTAFORME IN MARE PER USI DI ACQUACOLTURA, SCOPI TURISTICO RICREATIVI E ATTIVITÀ DI VALENZA SCIENTIFICA.

La ricerca di soluzioni ottimali per gestire il problema del decommissioning dal punto di vista ambientale e socio-economico, favorendo ove possibile il riutilizzo delle strutture, è stata oggetto di intensa discussione e di evoluzioni normative (cfr. Forum “Futuro delle Piattaforme Offshore” promosso e coordinato dal Ministero dello Sviluppo Economico (attuale MiTE) e disciplinato nel Decreto Ministeriale 15 febbraio 2019 "Linee guida nazionali per la dismissione delle piattaforme per la coltivazione degli idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse") e coinvolge, talora in maniera rilevante, la gestione dello spazio marittimo, sia per le aree direttamente occupate dalle strutture che per l’interazione con altre attività che possono essere potenzialmente sinergiche o conflittuali con le strutture da dismettere. Il problema è stato affrontato all’interno dell’ultimo volume pubblicato del BUIG MARE 3 (scaricabile a questo link https://unmig.mise.gov.it/images/buig/BUIG-II_Mare-Terza_edizione.pdf) dove si riporta che l’individuazione di soluzioni innovative di riutilizzo, attualmente in fase di analisi attraverso vari progetti di ricerca e sperimentazione, può favorire lo sviluppo di nuovi settori e nuove attività e la valorizzazione e riconversione di competenze maturate nel settore dell’ oil & gas tradizionale. Questo quadro di riferimento è stato utilizzato dall’Iniziativa BLUEMED e dalla Coordination and Support Action (CSA) che ne sviluppa visione e contenuti, coinvolgendo 11 partner di 9 Paesi dell’Europa mediterranea, per individuare ed indirizzare priorità ed azioni di Ricerca e Innovazione in grado di incidere concretamente ed efficacemente

sul processo di sviluppo dell'economia del mare, la cosiddetta "crescita blu", a scala mediterranea e di singolo Paese, con prospettiva di lungo termine e attenzione agli aspetti ambientali e sociali.

Al riguardo si citano gli studi promossi dall'ex MiSE negli ultimi anni in materia di riutilizzo delle infrastrutture offshore e i lavori promossi nell'ambito del programma CLYPEA relativi a:

- possibile riutilizzo delle infrastrutture offshore per attività di valenza scientifica quali ad esempio per lo studio e il monitoraggio della subsidenza (Poluzzi L., Cenni N., Gandolfi S., Macini P., Tavasci L., 2018 in Allegato BUIG MARE) e della sismicità (di Costanza A., D'Anna G., Devoti R., Fertitta G., Palano M., Pezzo G., Serpelloni E., 2018 in Allegato Buig Mare);
- possibile riutilizzo delle infrastrutture offshore per attività di estrazione di minerali preziosi e desalinizzazione dell'acqua di mare a supporto della produzione di acqua potabile per isole che non ne hanno facile accesso (Lamberti A., Pedico A., Bianco S., Periolatto M., Tresso E., Pirri C.2018)

Sul possibile riutilizzo a scopi di acquacoltura e attività turistico/ricreative (e.g., pesca sportiva, turismo subacqueo), non sono stati promossi progetti da parte dell'ex MISE (non essendo materia di competenza) tuttavia, si riportano a titolo di esempio, alcuni studi ed utilizzi nel mondo:

- Piattaforma petrolifera riconvertita in un centro abitabile (Malesia) progetto sviluppato dagli architetti Ku Yee Kee e Hor Sue Wern, risultato finalista dello Skyscraper Competition 2011 (Fonte:Chometemporary);
- Progetto di riuso di una piattaforma come parco divertimenti in Malesia (Seaventures Dive Resort per i subacquei <http://www.sipadan.com/Seaventures.php>).

A ciascuna di queste idee di studio e ricerca dovrà seguire un'attenta analisi della fattibilità economica, giuridico e ambientale che dovrà rispondere alla vigente normativa in materia (D.M. 15 febbraio 2019) rispondendo caso per caso delle peculiarità del progetto proposto attraverso l'espressione del parere di tutte le Amministrazioni competenti.

STUDI RELATIVI ALLA RICONVERSIONE DELLE PIATTAFORME IN MARE PER LO STOCCAGGIO DELLA CO₂ E DELL'IDROGENO.

In riferimento alle attività di stoccaggio di CO₂ e di idrogeno, richiamando che le attuali politiche internazionali ed europee su questi temi ne riconoscono un ruolo importante per quanto riguarda il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni in atmosfera e la produzione di energia da fonti rinnovabili, si richiama che a livello nazionale, studi e ricerche su questo fronte sono già oggetto di programmi di ricerca quali 'Mission Innovation' e 'Strategia idrogeno', proprio con l'intento di perfezionare le conoscenze in merito alle barriere tecnologiche, all'economicità dei progetti e ad uno sviluppo normativo.

Oltre a questi programmi specifici, alcune iniziative sono nate anche nel contesto della promozione di studi per la sicurezza delle attività di produzione di idrocarburi offshore nell'ambito del programma CLYPEA, proprio con l'intento di coniugare la prossima dismissione degli impianti con un possibile riutilizzo a supporto della transizione energetica.

Tra questi si cita il progetto appena avviato (agosto 2020) con il Politecnico di Torino e il centro di competenza SEASTAR – "Sustainable Energy Applied Sciences, Technology & Advanced Research" relativamente allo studio di riconversione delle piattaforme offshore anche per lo stoccaggio di CO₂ o del mix gas naturale idrogeno al fine di produrre energia rinnovabile (visita il link <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/materie-prime/valorizzazione-del-patrimonio-minerario/198->

[notizie-stampa/2036144-al-via-presso-il-centro-seastar-lo-studio-di-progetti-di-ricerca-per-la-transizione-energetica](#)).

Alla luce di tale progetto saranno valutate le migliori opzioni tecnologiche, sarà effettuata un'attenta valutazione del rischio associato a fluidi infiammabili quali appunto l'H₂, saranno valutate particolari condizioni sismiche al contorno e contestualizzato il tutto nel quadro di riferimento giuridico attuale.

Nello scorso mese di luglio, si segnala che una associazione di imprese guidata da ENEA ha vinto un bando presso la Agenzia spaziale europea ESA per lo smantellamento in sicurezza di piattaforme petrolifere e di gas, nonché di parchi eolici giunti a fine vita produttiva, oltre a possibili valutazioni di riutilizzo, mediante l'utilizzo di tecnologie innovative, droni, sensori, sistemi IoT e di intelligenza artificiale, per esplorare nuovi campi di applicazione delle tecnologie satellitari. Il progetto, denominato INSURE, prevede una prima fase di studio di fattibilità tecnica ed economica e una successiva fase dimostrativa.

I risultati di questi studi potranno essere tenuti in conto al momento dello sviluppo di una normativa specifica sull'idrogeno o qualora sia valutata l'effettiva implementazione di un progetto di stoccaggio di CO₂ in mare (ai sensi della normativa vigente).

Tuttavia, queste stesse considerazioni non possono essere parte del PiTESAI sia per lo stato delle conoscenze non ancora del tutto sviluppate, sia poiché esse non rientrano nell'oggetto specifico di regolamentazione del Piano.

3.2. Descrizione dei possibili impatti ambientali delle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e dismissione

Nel presente paragrafo si riporta una descrizione dei possibili impatti ambientali, a livello di singolo progetto, derivanti dalle attività connesse all'estrazione di idrocarburi (prospezione, ricerca, coltivazione e dismissione). Tali informazioni sono state utilizzate per l'individuazione degli aspetti ambientali pertinenti al Piano, che sono stati presi in considerazione nel presente Rapporto, e costituiscono altresì il riferimento per il percorso di pianificazione, finalizzato alla individuazione di "un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse" (art. 11-ter del D.L. 135/2018, convertito in legge dalla L. 11 febbraio 2019, n. 12).

3.2.1. Biodiversità in ambito terrestre

L'estrazione di petrolio e gas in aree ad elevata biodiversità può comportare una serie di impatti significativi su specie ed ecosistemi, quali la contaminazione del suolo, dell'acqua e dell'aria, la deforestazione, la frammentazione degli habitat.

Sulla base dei documenti che la letteratura tecnico-scientifica internazionale offre è possibile individuare le componenti ambientali della biodiversità sulle quali le attività di estrazione petrolifera possono agire: "vegetazione/habitat", "flora", "fauna".

Gli impatti maggiori sulle componenti della biodiversità sono riconducibili ai casi in cui si verificano dispersioni di inquinanti (idrocarburi e sostanze chimiche varie), manifestandosi con problematiche di varia natura come ad esempio alterazioni dello sviluppo degli organismi (Mall *et al.*, 2007; Kazlauskienė e Tadjanskis 2011). L'esposizione prolungata a determinate tipologie di gas emessi durante le fasi

dell'estrazione petrolifera può comportare altri impatti come danni ai reni, al fegato, al sistema nervoso e un aumento dei difetti congeniti (Mall *et al.*, 2007; NETL, 2009).

Altro possibile impatto è rappresentato dal disturbo della fauna causato dalle emissioni acustiche e dalle vibrazioni prodotte dalla movimentazione di mezzi e veicoli e dalle emissioni acustiche determinate dalle prospezioni sismiche che fanno uso di cariche esplosive. Nel caso invece di prospezioni sismiche che impiegano i "vibrosciss" l'impatto maggiore è dato dalle vibrazioni del terreno (E&P Forum, UNEP, 1997).

Molto rilevanti per le componenti ambientali "vegetazione/habitat" e "flora" sono gli impatti da frammentazione degli ecosistemi interessati dalle attività petrolifere, in relazione alla costruzione delle postazioni di estrazione, ma soprattutto alla realizzazione di infrastrutture lineari come strade di accesso e oleodotti (IL&FS ECOSMART LIMITED, 2009; Laurance *et al.*, 2009). Altri possibili impatti sono dovuti all'occupazione fisica del suolo determinata dagli impianti estrattivi e dalle condotte e alla compattazione del terreno a causa della movimentazione di mezzi e veicoli e alla costruzione delle opere previste dai progetti di estrazione petrolifera (E&P Forum, UNEP, 1997; BLM, 2003).

Tra gli impatti più rilevanti sulla fauna vi è, inoltre, la frammentazione degli habitat interessati dalle attività petrolifere, in relazione alla costruzione delle postazioni di estrazione, ma soprattutto a causa della realizzazione di infrastrutture lineari come strade di accesso e oleodotti (IL&FS ECOSMART LIMITED, 2009; Laurance *et al.*, 2009).

In relazione a tale tipologia di impatti occorre prendere in considerazione non solo le criticità determinate dalla perdita di superficie di habitat, ma anche quelle legate alle alterazioni della funzionalità della rete ecologica, quali ad esempio le interferenze dei tracciati di strade ed oleodotti con i corridoi ecologici. La frammentazione degli ecosistemi genera infatti una progressiva riduzione della superficie degli ambienti naturali ed un sempre maggiore isolamento all'interno di una matrice territoriale artificiale. Le strutture antropiche interrompono parzialmente o completamente i naturali movimenti dispersivi di numerose specie animali e vegetali sensibili e, nel contempo, strade e opere lineari possono costituire un corridoio per la diffusione di specie banali e/o alloctone. La conseguenza è la profonda alterazione degli equilibri ecologici tra le specie e la modificazione complessiva della comunità biotica primaria, con perdita di biodiversità a tutti i livelli. Una ulteriore problematica è la insularizzazione: popolazioni isolate, con scarso o nullo flusso genico, vanno incontro a fenomeni di riduzione della variabilità genetica, risultando estremamente vulnerabili e a rischio di estinzione in quanto incapaci di rispondere a stress ambientali e processi selettivi in generale. La scomparsa di popolazioni (o di intere specie) può a sua volta provocare estinzioni secondarie di specie ad esse collegate ecologicamente (effetto cascata).

Un'ultima tipologia di possibile impatto è determinata dall'introduzione di specie invasive che si può avere durante tutte le fasi del progetto di estrazione petrolifera con il trasporto di materiali e la movimentazione di mezzi e veicoli. L'introduzione di specie invasive può causare una grave alterazione degli equilibri ecosistemici (IPIECA/OGP, 2011) e quindi danni su tutte le componenti della biodiversità.

La tabella seguente (Tabella 3.2-1) schematizza i principali impatti sulle componenti della biodiversità che possono derivare dalle attività di prospezione, esplorazione e coltivazione di idrocarburi.

Tabella 3.2-1: principali impatti sulle componenti della biodiversità che possono derivare dalle attività di prospezione, esplorazione e coltivazione di idrocarburi

Fattore d'impatto	Possibili impatti
Emissioni acustiche e vibrazioni	Disturbo alla fauna (E&P Forum, UNEP, 1997)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Rilascio inquinanti	Problematiche di varia natura come ad esempio alterazioni dello sviluppo degli organismi (Mall <i>et al.</i> , 2007; Kazlauskienė e Taujanskis 2011)
Collisioni con veicoli per movimentazioni collegate alle attività estrattive	Collisioni con la fauna (Guccione <i>et al.</i> , 2008)
Introduzione specie invasive da trasporto materiali e movimentazione veicoli	Grave alterazione degli equilibri ecosistemici, introduzione organismi patogeni (IPIECA/OGP, 2011)
Frammentazione da realizzazione postazioni e infrastrutture lineari	Danni a vegetazione/habitat” e “flora” (Perdita di habitat) (IL&FS ECOSMART LIMITED, 2009; Laurance <i>et al.</i> , 2009)

Nella tabella seguente (Tabella 3.2-2) sono sintetizzati i possibili impatti ambientali rispetto alle diverse fasi di estrazione petrolifera con riferimento a vegetazione, fauna e ecosistemi

Tabella 3.2-2: possibili impatti ambientali su vegetazione fauna e ecosistemi rispetto alle diverse fasi di estrazione petrolifera

VEGETAZIONE, FAUNA, ECOSISTEMI				
IMPATTI	Ricerca	Perforazione	Esercizio	Ripristino
Alterazioni dello sviluppo degli organismi riconducibile alla dispersione di inquinanti (idrocarburi e sostanze chimiche varie), in particolare nell’ambiente idrico (Mall <i>et al.</i> , 2007; Kazlauskienė e Taujanskis 2011).	X	X		
Danni ai reni, al fegato, al sistema nervoso e un aumento dei difetti congeniti a causa dell’esposizione prolungata a determinate tipologie di gas emessi durante le diverse fasi dell’estrazione petrolifera (Mall <i>et al.</i> , 2007; NETL, 2009).		X	X	
Disturbo della fauna causato dalle emissioni acustiche e dalle vibrazioni prodotte dalla movimentazione di mezzi e veicoli (E&P Forum, UNEP, 1997).	X	X	X	X
Introduzione di specie invasive, e conseguente alterazione degli equilibri ecosistemici, determinata dal trasporto di materiali e dalla movimentazione di mezzi e veicoli (IPIECA/OGP, 2011).	X	X	X	X
Frammentazione degli habitat interessati dalle attività petrolifere, dovuti alla costruzione delle postazioni di estrazione, e, in particolar modo, alla realizzazione di infrastrutture lineari come strade di accesso e oleodotti (IL&FS ECOSMART LIMITED, 2009; Laurance <i>et al.</i> , 2009).		X		

3.2.2. Suolo e sottosuolo

Per ciò che concerne la componente “suolo e sottosuolo” gli impatti maggiori sono determinati dai possibili sversamenti di idrocarburi dalle condotte o dalle strutture del pozzo, di carburanti durante le operazioni di rifornimento dei mezzi e di altre sostanze chimiche per rotture a livello dei serbatoi (E&P Forum, UNEP, 1997; IL&FS ECOSMART LIMITED, 2009). Lo smaltimento delle acque di strato e dei fanghi di perforazione può rappresentare un'altra possibile fonte di contaminazione per la componente ambientale in esame (E&P Forum, UNEP, 1997; National Petroleum Council, 2011). Altri impatti sono dovuti all'occupazione fisica del suolo determinata dagli impianti estrattivi e dalle condotte e alla compattazione del terreno a causa della movimentazione di mezzi e veicoli e alla costruzione delle opere previste dai progetti di estrazione petrolifera (E&P Forum, UNEP, 1997; BLM, 2003).

Fenomeni di consumo di suolo e di contaminazione, nel caso di suoli agricoli, possono inoltre generare una possibile ulteriore frammentazione delle proprietà e danni all'agricoltura in termini di produzione e qualità, con conseguente riduzione del valore delle proprietà.

Si riporta di seguito (Tabella 3.2-3) una sintesi sui possibili impatti per la componente “suolo e sottosuolo” rispetto alle diverse fasi di sfruttamento di idrocarburi.

Tabella 3.2-3: possibili impatti ambientali su suolo e sottosuolo rispetto alle diverse fasi di estrazione petrolifera

SUOLO E SOTTOSUOLO				
IMPATTI	Ricerca	Perforazione	Esercizio	Ripristino
Possibile contaminazione dovuta a incidentali sversamenti di idrocarburi dalle condotte o dalle strutture del pozzo, di carburanti durante le operazioni di rifornimento dei mezzi e di altre sostanze chimiche per rotture a livello dei serbatoi (E&P Forum, UNEP, 1997; IL&FS ECOSMART LIMITED, 2009).	X	X	X	X
Occupazione fisica prolungata del suolo determinata dagli impianti estrattivi e dalle condotte (BLM, 2003).			X	
Compattazione del terreno a causa della movimentazione di mezzi e veicoli e alla costruzione delle opere previste dai progetti di estrazione petrolifera (E&P Forum, UNEP, 1997).	X	X		

3.2.3. Beni culturali e paesaggistici

Con specifico riferimento ai beni culturali e paesaggistici, potenziali impatti riconducibili alle diverse fasi delle attività di esplorazione e sfruttamento di idrocarburi sono in linea generale:

- quelli legati direttamente o indirettamente all'alterazione/modificazione materiale e percettive di un contesto paesaggistico dovuto alle lavorazioni e alle trasformazioni di uso del suolo, anche temporanee, per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi;
- quelli legati direttamente o indirettamente, a breve o lungo termine, singolarmente o in modo cumulativo e sinergico, nonché permanentemente o in modo temporaneo all'alterazione/

modificazione/ distruzione di altre componenti quali vegetazione, flora, fauna, ecosistemi, biodiversità, suolo e acque nonché aria (in riferimento alla fase di realizzazione e di decommissioning);

- quelli dovuti ad eventuali diminuzioni/perdite di tutti quei valori identitari e/o immateriali legati agli usi consolidati di un territorio.

Nella fase di definizione di ogni singolo intervento è necessario:

- aggiungere ai livelli conoscitivi generali ulteriori elementi di analisi, specifici per singolo contesto culturale (beni culturali e paesaggio), al fine di mettere a sistema i fattori di impatto, direttamente o indirettamente connessi alle attività in oggetto e le corrispondenti trasformazioni, con eventuali perdite di valore che particolari ambiti paesaggistici e/o contesti caratterizzati dalla presenza di beni culturali potrebbero subire dall'esercizio di tali attività;
- verificare la coerenza delle suddette attività e localizzazioni previste con i contenuti pianificatori e le norme di tutela dei Piani paesaggistici regionali.

Si riporta di seguito una lista non esaustiva di strumenti per l'analisi e la caratterizzazione del patrimonio culturale:

- SITAP Sistema informativo territoriale ambientale e paesaggistico afferente alla Direzione V Tutela del Paesaggio del Ministero della Cultura;
- CARTA DEL RISCHIO del patrimonio culturale, afferente all'ISCR - Istituto Superiore per la Conservazione ed il Restauro;
- VINCOLI IN RETE per la ricerca dei beni culturali di tipo alfanumerico e cartografico;
- Patrimonio Mondiale UNESCO e relativi Piani di Gestione www.unesco.it/it;
- SIGEC Sistema Nazionale del Catalogo;
- OPEN DATA MiC - www.dati.beniculturali.it;
- WebGis RPTOR – geodatabase che censisce i siti archeologici nazionali www.raptor.beniculturali.it;
- Siti dei Piani paesaggistici regionali e Piani territoriali regionali con valenza paesaggistica.

Con specifico riferimento al paesaggio, si evidenzia che è una componente non direttamente misurabile da un singolo indicatore. Per comprendere a fondo la sua struttura e il suo processo di formazione nonché i fattori di rischio, e per valutarne la sensibilità alle trasformazioni potenzialmente riferibili alle attività previste dal Piano, sarà necessario fare riferimento a diversi aspetti. A puro titolo di esempio si potrà fare riferimento alle indicazioni del D.P.C.M. 12/12/2005 *Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti* legati alla descrizione del contesto paesaggistico di seguito elencati:

1. Parametri di lettura di qualità e criticità paesaggistiche:

- diversità: riconoscimento di caratteri /elementi peculiari e distintivi, naturali e antropici, storici, culturali, simbolici, ecc.;
- integrità: permanenza dei caratteri distintivi di sistemi naturali e di sistemi antropici storici (relazioni funzionali, visive, spaziali, simboliche, ecc. tra gli elementi costitutivi);
- qualità visiva: presenza di particolari qualità sceniche, panoramiche, ecc.;
- rarità: presenza di elementi caratteristici, esistenti in numero ridotto e/o concentrati in alcuni siti o aree particolari;

- degrado: perdita, deturpazione di risorse naturali e di caratteri culturali, storici, visivi, morfologici, testimoniali;

2. Parametri di lettura del rischio paesaggistico, antropico e ambientale:

- sensibilità: capacità dei luoghi di accogliere i cambiamenti, entro certi limiti, senza effetti di alterazione o diminuzione dei caratteri connotativi o degrado della qualità complessiva;

- vulnerabilità/fragilità: condizione di facile alterazione o distruzione dei caratteri connotativi;

- capacità di assorbimento visuale: attitudine ad assorbire visivamente le modificazioni, senza diminuzione sostanziale della qualità;

- stabilità: capacità di mantenimento dell'efficienza funzionale dei sistemi ecologici o situazioni di assetti antropici consolidate;

- instabilità: situazioni di instabilità delle componenti fisiche e biologiche o degli assetti antropici.

3.2.4. Ambiente idrico

Le attività connesse all'estrazione di idrocarburi *onshore* (prospezione, ricerca, coltivazione, dismissione incluso il ripristino) possono determinare impatti significativi sui corpi idrici superficiali (fiumi e laghi) e sotterranei direttamente coinvolti e sui corpi idrici che potrebbero risentire delle pressioni in maniera indiretta e pregiudicare pertanto il raggiungimento degli obiettivi di qualità stabiliti dalla Direttiva Quadro Acque (Direttiva 2000/60/CE, DQA), quali:

- prevenire il deterioramento, migliorare e ripristinare le condizioni al fine di ottenere un buono stato chimico ed ecologico delle acque superficiali;
- ridurre l'inquinamento dovuto agli scarichi e alle emissioni di sostanze pericolose prioritarie e arrestare o eliminare gradualmente le emissioni, gli scarichi e le perdite di sostanze pericolose prioritarie;
- prevenire il deterioramento qualitativo e quantitativo al fine di raggiungere il buono stato delle acque sotterranee.

In riferimento alle attività connesse all'estrazione d'idrocarburi, quelle che potrebbero determinare un impatto sullo stato di qualità, chimico, ecologico e quantitativo, delle risorse idriche superficiali (fiumi e laghi) e sotterranee pertanto da tenere sotto controllo in condizioni ordinarie e straordinarie (comprese le condizioni di emergenza), riguardano:

- il parcheggio, movimentazione, manutenzione, lavaggio dei mezzi di servizio;
- la produzione di acque meteoriche di dilavamento e acque di prima pioggia;
- le aree di stoccaggio.
- la produzione di acque sanitarie;
- la produzione di acque di processo, comprese le acque di strato;
- i prelievi da acque superficiali e sotterranee.

Nei giacimenti gli idrocarburi sono associati ad una percentuale variabile di acqua, acqua di strato o di produzione, che contiene composti organici (idrocarburi e non) ed inorganici (sali, metalli pesanti), in concentrazioni variabili a seconda del giacimento, delle caratteristiche delle rocce di cui esso è costituito e

delle caratteristiche degli idrocarburi. La gestione di tali acque deve avvenire in accordo con le prescrizioni delle normative applicabili a seconda se vengono reintrodotti nel giacimento (in tal caso il recupero secondario avviene attraverso l'applicazione di criteri tecnico-economici più aggiornati, come previsto dall'art 25 "Modalità di esercizio della concessione", comma 5 del Decreto 22 marzo 2011), smaltite in qualità di rifiuto presso idonei impianti di trattamento autorizzati o in qualità di scarico nei corpi idrici recettori a valle di specifici processi di trattamento, ai sensi del D Lgs 152/2006 e ss.mm.ii., Parte III, di recepimento della DQA.

In particolare, deve essere garantito che non si determini una "indesiderata perturbazione" dell'equilibrio degli organismi presenti nei corpi idrici, intesa come alterazione delle comunità della flora e della fauna acquatica e deterioramento degli elementi di qualità biologica, alterazioni chimiche, chimico-fisiche e quantitative che potrebbero compromettere lo stato dei corpi idrici, ai sensi del D Lgs 152/2006 e ss.mm.ii. Parte III.

Inoltre le attività di prelievo d'acqua per l'estrazione del petrolio devono garantire il razionale utilizzo delle risorse idriche superficiali, tale che le eventuali derivazioni, con concessioni autorizzate nel rispetto della normativa in vigore, non pregiudichino il minimo deflusso vitale negli alvei sottesi.

Le pressioni sulle risorse idriche superficiali derivanti dalle attività di estrazione di idrocarburi quali lo scarico delle acque reflue, il dilavamento dei terreni, i prelievi, generano impatti significativi di tipo biologico, chimico, morfologico e idrologico, che si riflettono sullo stato di qualità dei corpi idrici, pregiudicando pertanto il raggiungimento degli obiettivi di qualità, compresi quelli per specifica destinazione. Tali impatti sono riassunti schematicamente nella tabella seguente (Tabella 3.2-4):

Tabella 3.2-4: possibili impatti sui corpi idrici superficiali derivanti dalle attività connesse all'estrazione di idrocarburi

CORPI IDRICI SUPERFICIALI				
IMPATTI	Ricerca	Perforazione	Esercizio	Dismissione e ripristino
Inquinamento da nutrienti	X	X	X	
Inquinamento organico			X	
Inquinamento chimico			X	X
Habitat alterati a seguito di alterazioni idromorfologiche	X	X	X	X
Alterazioni della comunità acquatiche, perdita di biodiversità a seguito di alterazioni chimiche e fisico-chimiche	X	X	X	X

I possibili impatti sui corpi idrici sotterranei vengono riassunti schematicamente nella tabella seguente (Tabella 3.2-5).

Tabella 3.2-5: possibili impatti sui corpi idrici sotterranei derivanti dalle attività connesse all'estrazione di idrocarburi

CORPI IDRICI SOTTERRANEI				
IMPATTI	Ricerca	Perforazione	Esercizio	Ripristino
Alterazioni chimiche e quantitative delle falde acquifere	X	X	X	X
Alterazione della direzione di flusso delle acque sotterranee causanti il fenomeno dell'intrusione salina (o di altre sostanze)			X	

Di seguito si riportano le possibili cause di impatto delle attività di estrazione di idrocarburi sulle acque superficiali e sotterranee (Fonte: Diantini A., 2016. PETROLIO E BIODIVERSITÀ IN VAL D'AGRI - Linee guida per la valutazione di impatto ambientale di attività petrolifere onshore).

Nella fase di ricerca degli idrocarburi, durante la perforazione del pozzetto, possono essere intercettate le falde più superficiali. L'intercettazione delle falde acquifere può esporre tali corpi idrici al rischio di contaminazione da parte dei fluidi di perforazione impiegati per la lubrificazione degli elementi perforanti e per l'asportazione dei detriti di perforazione.

Nella fase di perforazione, messa in produzione e costruzione di condotte di collegamento l'inquinamento delle acque superficiali e sotterranee può essere prodotto da sversamenti di acque di produzione, diffusione dei fluidi di circolazione lungo le falde intercettate durante la perforazione e dalle operazioni di smaltimento delle acque di drenaggio.

Inoltre altri impatti potenziali per la risorsa idrica sono la produzione di reflui, il consumo di acqua per varie operazioni, in particolare per la preparazione dei fanghi di perforazione. I test idrostatici necessari a verificare la tenuta delle condotte determinano anch'essi consumo di acqua. Lo scavo, la movimentazione del terreno e in alcuni casi l'attraversamento di corsi d'acqua da parte del tracciato possono comportare variazione delle caratteristiche idrologiche e di drenaggio delle aree interessate. Anche durante le operazioni di scavo della trincea possono essere intercettate le falde più superficiali.

Nella fase di esercizio del pozzo possono verificarsi potenziali sversamenti di fanghi e additivi chimici utilizzati nelle operazioni di manutenzione delle condotte e del pozzo, eventuali fuoriuscite di petrolio dalle condotte o da rotture a livello della testa del pozzo, sversamenti accidentali di carburanti e sostanze chimiche, errato smaltimento di acque nere. Ulteriore impatto in questa fase è rappresentato dall'eventuale dispersione nell'ambiente idrico di acque e sabbie di produzione.

Nell'ultima fase di lavorazione un'errata pianificazione delle operazioni di decommissioning può causare un errato ripristino delle condizioni idrologiche dell'area. Casi di inquinamento delle acque si possono verificare quando non viene eseguito un adeguato smaltimento degli inerti e delle strutture rimosse, delle acque nere e di drenaggio e, in caso di sversamenti di carburante, durante operazioni accidentali.

Nelle operazioni comuni a tutte le fasi di lavorazione, come la costruzione di vie di accesso, di campi alloggio per i lavoratori e di linee elettriche, le acque superficiali e sotterranee possono essere interessate da fenomeni di inquinamento determinati da sversamenti accidentali di carburanti e sostanze chimiche e all'errato smaltimento delle acque nere. Inoltre l'alterazione morfologica dell'area interessata dalle operazioni in esame, prodotta da attività come la rimozione della copertura vegetazionale o la rimozione e la movimentazione di suolo, possono determinare significative alterazioni dell'idrologia dell'area e dei pattern di drenaggio, causando anche importanti fenomeni erosivi.

3.2.5. Ambiente marino-costiero

Lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e successiva dismissione degli impianti determina specifiche pressioni che devono essere tenute in considerazione per individuare i possibili impatti ambientali in mare.

Nella **fase di prospezione**, come già descritto in precedenza, vengono eseguiti rilievi (geografici, geologici, geofisici e geochimici) volti ad accertare le caratteristiche geominerarie del sito e a localizzare la presenza di accumuli di idrocarburi al di sotto della superficie dei fondali marini esplorati. In particolare, le indagini geofisiche sfruttano le proprietà delle onde elastiche che propagandosi nel fondale marino subiscono differenti riflessioni secondo le caratteristiche geologiche e mineralogiche di questo. Le onde acustiche utilizzate in questo tipo di indagine costituiscono una pressione (rumore) che produce effetti sugli organismi marini.

In questa fase, da considerare sono anche le altre sorgenti di pressione ambientale connesse all'esercizio delle navi impiegate per le indagini geofisiche che, producono rumore subacqueo (per quanto le navi adatte all'esecuzione di rilievi sismici debbano essere dotate di apparati di propulsione particolarmente "silenziosi" per evitare interferenze con i sistemi di acquisizione acustica), emettono fumi che ricadono in mare, rilasciano reflui e possono impattare con la megafauna carismatica marina.

La **fase di ricerca**, volta a verificare la validità dei risultati stratigrafico-strutturali ottenuti nella precedente fase, prevede l'esecuzione di pozzi esplorativi, attività che richiede l'utilizzo di un impianto di perforazione montato, in dipendenza dalla profondità del fondale marino, su una piattaforma appoggiata sul fondo, su una piattaforma semisommergibile o su nave ancorata.

Lo scarico di reflui civili, la perdita di fluidi di perforazione e/o di detriti di perforazione possono costituire specifiche pressioni connesse all'esecuzione dei pozzi esplorativi, oltre al rumore indotto dalle attività di perforazione (pompe, motori, impianti sollevamento e rotativi...).

Ulteriori pressioni associate a tale fase sono da riferirsi all'area di superficie marina occupata dall'impianto di perforazione (l'estensione dell'area dipende dal tipo di piattaforma su cui è montato l'impianto) con limitazioni alla navigazione e alla pesca e un incremento puntuale del traffico marittimo per l'utilizzo di mezzi di supporto e servizio. La sottrazione di spazio agli altri usi del mare, ad esempio le attività di pesca, può comportare conseguenze ambientali anche in aree marine distanti dal sito di ricerca (ed eventualmente, di coltivazione), come nel caso della concentrazione dello sforzo di pesca in aree non interessate da limiti e divieti. Anche la fruibilità del paesaggio, per quanto temporanea, potrebbe essere afflitta dalla presenza della struttura e dei mezzi di servizio.

La **fase di coltivazione** comprende le operazioni di perforazione vera e propria dei pozzi finalizzata allo sfruttamento del giacimento rinvenuto, l'installazione della struttura e infine la produzione (estrazione dell'olio o del gas naturale dal sottosuolo ed eventuale primo trattamento sulla piattaforma *offshore*).

Per lo sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi a mare si fa uso di diversi tipi di piattaforme sia di tipo fisso sia di tipo galleggiante.

Le operazioni di perforazione e installazione delle piattaforme, l'esercizio dell'impianto e la presenza stessa costituiscono pressioni con possibili impatti sugli ambienti marini.

Rispetto alle pressioni citate per la fase di ricerca, quelle relative alla fase di coltivazione di idrocarburi liquidi o gassosi sono pressoché analoghe, persistendo anche in questa fase le pressioni su habitat e paesaggio, la produzione di rumori subacquei, la sottrazione di spazio marittimo, le pressioni ambientali dipendenti dal movimento dei mezzi di servizio e dalla combustione di propellenti e l'eventuale alterazione/ostacolo alle rotte migratorie. Tra le pressioni che le attività di coltivazione d'idrocarburi possono esercitare sull'ambiente

marino, va infatti menzionata anche l'interazione della struttura *offshore* con le rotte migratrici degli uccelli. In particolare l'illuminazione artificiale che le piattaforme petrolifere generano nell'ambiente marino alturiero, anche se il fenomeno è ancora scarsamente compreso, può influenzare gli uccelli migratori e stanziali.

Durante la fase di coltivazione, generalmente a queste pressioni si possono aggiungere l'immissione in mare di scarichi civili e il recapito, in mare o in determinate formazioni geologiche, di reflui collegati al processo di estrazione e trattamento degli idrocarburi, le cosiddette acque di produzione. Queste, dopo il trattamento volto a eliminare idrocarburi in accordo con quanto stabilito dal D.M. del 28 luglio 1994 e dal D.M. del 3 marzo 1998 (concentrazione di olii minerali inferiore a 40 mg/l - Art.104, c. 5, del D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.) e previa autorizzazione del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, possono essere scaricate in mare.

La fase di coltivazione implica, poi, la messa in opera di installazioni sommerse che possono estendersi per miglia dalle teste di pozzo e giungere sulla costa. È il caso di gasdotti e oleodotti che presentano profili di nocumento ambientale per quel che concerne gli habitat e i popolamenti che attraversano.

La fase di dismissione della struttura offshore (decommissioning) inizia con la chiusura mineraria del giacimento e termina con la rimozione della colonna di rivestimento, delle colonne intermedie e della colonna di produzione al di sotto del fondo marino mediante taglio e recupero, o, in alternativa, con l'autorizzazione ad un riutilizzo alternativo o ad una rimozione parziale delle piattaforme o delle infrastrutture connesse, secondo quanto previsto da apposito progetto, redatto e approvato ai sensi delle "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse", approvate con D.M. del 15 febbraio 2019.

Al fine di permettere le attività di smantellamento delle piattaforme, si rendono in genere necessarie alcune attività offshore propedeutiche quali sopralluoghi e ispezioni, pulizia degli accrescimenti marini, messa in sicurezza e bonifica degli impianti (attività che prevede operazioni di svuotamento e bonifica delle tubazioni mediante lavaggio per mezzo di acqua e/o vapore e l'eventuale utilizzo di additivi chimici) ed i lavori di preparazione alla dismissione.

Tale fase preparatoria è quindi seguita dalle attività di taglio e rimozione della piattaforma, dal trasporto dei materiali rimossi a terra e dallo smantellamento del materiale rimosso ed infine dal conferimento dei materiali di risulta.

Le pressioni che possono generare impatti significativi sull'ambiente sono quindi principalmente costituite dalla produzione di rumore e vibrazioni, dalla presenza dei mezzi navali, dalle emissioni di inquinanti in atmosfera, dagli scarichi idrici, dalla produzione di reflui e rifiuti, dalla perdita di sostanze inquinanti, dall'illuminazione notturna e dalla movimentazione di sedimenti marini.

Nella tabella che segue (Tabella 3.2-6) si delineano le principali pressioni ambientali in relazione alle diverse fasi di attività ed i possibili bersagli ambientali che possono subire effetti.

Tabella 3.2-6: Pressioni ambientali rispetto alle fasi delle attività e possibili bersagli ambientali

PRESSIONI	Bersagli ambientali	ATTIVITÀ			
		Prospezione	Ricerca	Coltivazione	Dismissione
Produzione di rumore (includere eliche dei natanti, macchinari e strumenti elettroacustici)	Organismi marini	X	X	X	X
Installazione di strutture (piattaforme, strutture emerse)	- Organismi marini (inclusa avifauna migratoria) - Habitat		X	X	X

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

e sommerse, ecc.) e illuminazione artificiale	- Paesaggio				
Sottrazione di spazio ad altri usi del mare	- Pesca - Turismo - Navigazione - ...		X	X	
Incremento e/o modifica del traffico marittimo (e delle pressioni a questo connesse, es. combustione idrocarburi)	- Organismi marini - Atmosfera (emissione fumi) - Colonna d'acqua (rilascio reflui)	X	X	X	X
Rilasci di sostanze e/o prodotti potenzialmente inquinanti in mare	- Organismi marini - Fondali marini	X	X	X	X

3.2.6. AriaImpatti sulla qualità dell'aria

Le attività connesse all'estrazione di idrocarburi (prospezione, ricerca, coltivazione e dismissione) possono impattare il fattore ambientale Atmosfera, in particolare le principali fonti di inquinamento derivano dalle emissioni in atmosfera convogliate (Camini delle caldaie, turbocompressori, generatori) e non convogliate (emissioni fuggitive). Particolare attenzione va riservata alla presenza di torce.

Al fine di prevenire le emissioni fuggitive che potrebbero verificarsi, è adottato dal Proponente/Gestore dell'impianto un opportuno programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione delle eventuali perdite ed alla loro conseguente riparazione.

Sulla base dei documenti che la letteratura tecnico-scientifica internazionale offre, sono stati individuati per il fattore ambientale Atmosfera, gli impatti maggiori che sono legati alle operazioni di gas flaring e gas venting durante le fasi di esercizio del pozzo. Nel corso di queste operazioni i gas emessi possono includere composti organici volatili (Volatile Organic Compounds, VOCs), ossidi di azoto (NOx), diossido di zolfo (SO₂), solfuro di idrogeno (H₂S), monossido di carbonio (CO) e anidride carbonica (CO₂). Alcuni dei gas emessi, per gli esseri umani e gli altri animali possono essere molto tossici e in alcuni casi mortali, in funzione delle concentrazioni e del tempo di esposizione (Mall, Buccino e Nichols, 2007; NETL, 2009). Altra sorgente di emissioni può essere il rilascio di gas di combustione dovuto alla movimentazione di mezzi e veicoli (E&P Forum, UNEP, 1997; IOGC, 2009; Eni, 2012 a).

I possibili impatti sul fattore ambientale Atmosfera sono riassunti schematicamente nella tabella seguente.

Possibili impatti sull'atmosfera: derivanti dalle attività connesse all'estrazione di idrocarburi (Fonte: Diantini A., 2016. PETROLIO E BIODIVERSITÀ IN VAL D'AGRI - Linee guida per la valutazione di impatto ambientale di attività petrolifere onshore).

ATMOSFERA: "Aria e Clima"				
IMPATTI	Ricerca	Perforazione	Esercizio	Ripristino
Rilascio di composti organici volatili (Volatile Organic Compounds, VOCs), ossidi di azoto (NOx), diossido di zolfo (SO ₂), solfuro di idrogeno (H ₂ S), monossido di carbonio (CO) e anidride carbonica (CO ₂) durante le operazioni di gas flaring e gas venting. Alcuni dei gas emessi, per gli esseri e umani e gli altri animali possono			X	

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

essere molto tossici e in alcuni gas mortali (Mall et al., 2007; NETL, 2009)				
Rilascio di gas di combustione riconducibili alla movimentazione di mezzi e veicoli (E&P Forum, UNEP,1997; IOGC, 2009; Eni, 2012 a)	X	X		X
Rilascio di composti organici volatili (Volatile Organic Compounds, VOCs), ossidi di azoto (NOx), diossido di zolfo (SO ₂), solfuro di idrogeno (H ₂ S), monossido di carbonio (CO) e anidride carbonica (CO ₂) per la rottura di valvole e guarnizioni (E&P Forum, UNEP, 1997).		X	X	

Possibili mitigazioni per gli impatti

Come riportato nelle *“Linee guida per la valutazione di impatto ambientale di attività petrolifere onshore Diantini A., 2016. PETROLIO E BIODIVERSITÀ IN VAL D’AGRIZ*, relativamente al fattore ambientale Atmosfera, le misure individuate per ridurre le emissioni gassose del gas flaring e gas venting riguardano la manutenzione costante dell’impianto di bruciamento e il recupero di quanto più gas possibile, evitandone la combustione o la dispersione diretta in atmosfera (IFC, 2007; IL&FS ECOSMART LIMITED, 2009; BCOGC,2011). La manutenzione costante dei mezzi (Eni, 2012 a) e la riduzione del traffico veicolare (IOGCC, 2009) rappresentano invece altre misure mitigative per la componente in esame.

Le possibili mitigazioni degli impatti sul fattore ambientale Atmosfera vengono riassunti schematicamente nella tabella seguente:

ATMOSFERA: “Aria e Clima”				
MITIGAZIONI DEGLI IMPATTI	Ricerca	Perforazione	Esercizio	Ripristino
Manutenzione costante dell’impianto di bruciamento del gas flaring e recupero di quanto più gas possibile, evitandone la combustione o la dispersione diretta in atmosfera (IFC, 2007; IL&FS ECOSMARTLIMITED, 2009; BCOGC, 2011).			X	
Manutenzione costante di mezzi e veicoli (Eni, 2012 a).	X	X		X
Riduzione del traffico veicolare (IOGCC, 2009).	X	X		X
Monitoraggio dello stato di qualità della componente ambientale (Eni,2012 b)		X		

Impatti in fase di cantiere

Nelle fasi di realizzazione delle opere, legate alle attività connesse all’estrazione di idrocarburi (prospezione, ricerca, coltivazione e dismissione) conducibili alla fase di cantiere, le principali fonti di inquinamento derivano dalle:

- emissioni in atmosfera dovute alla combustione di gasolio di motori diesel (attività di perforazione e macchine operatrici per la realizzazione degli scavi);

- emissioni dei gas di scarico dei mezzi leggeri di trasporto del personale;
- emissioni dei gas di scarico dei mezzi pesanti per il trasporto delle attrezzature e dei materiali da e verso i cantieri;
- emissioni di polveri associate alle singole attività di lavorazione connesse alle fasi di realizzazione previste (es. scavi);
- emissioni di polveri dovute al passaggio dei mezzi di cantiere sulle strade di accesso alle aree di cantiere.

3.2.7. Elementi inerenti la salute umana e la sicurezza nelle attività upstream

Potenziali impatti sulla salute delle attività di esplorazione e sfruttamento di idrocarburi²⁶

Nel novembre 2018 lo Scientific Committee on Health, Environmental and Emerging Risks (SCHEER) della Commissione Europea ha condotto un esame della letteratura e dei dati disponibili, illustrato nel documento "Opinion on the public health impacts and risks resulting from onshore hydrocarbon exploration and production in the EU", allo scopo di valutare i rischi per la salute pubblica derivanti dalle attività di esplorazione ed estrazione di petrolio e gas e di identificare le lacune conoscitive. Sono stati quindi presi in considerazione dallo SCHEER solo studi in cui viene fatta un'associazione tra le attività di esplorazione e sfruttamento degli idrocarburi e la salute della popolazione residente in prossimità delle aree interessate da tali attività e che avevano come focus solo l'esplorazione e l'estrazione, escludendo pertanto le attività di preparazione di olio e gas per la vendita (raffinazione, desolforazione ecc.). Tale ricognizione ha permesso di rilevare che gli studi sull'esposizione umana alle emissioni derivanti dalla prospezione e dallo sfruttamento di petrolio e gas nell'UE sono scarsi. La maggior parte delle informazioni esistenti proviene infatti da attività condotte in Nord America. In molti casi pertanto le informazioni disponibili si riferiscono a tecnologie di recupero facilitato e migliorato del petrolio tramite iniezione nel sottosuolo di acque e altre sostanze, come ad esempio il fracking.

A tale proposito si precisa che la tecnica di fracking non è applicata in Italia, in quanto espressamente vietata all'art. 144 comma 4 bis (D.Lgs. 152 del 2006), introdotto dall'art. 38, c. 11-quater del D.L. 12/9/2014, convertito con L. 11/11/2014, n. 164: "4-bis. Ai fini della tutela delle acque sotterranee dall'inquinamento e per promuovere un razionale utilizzo del patrimonio idrico nazionale, tenuto anche conto del principio di precauzione per quanto attiene al rischio sismico e alla prevenzione di incidenti rilevanti, nelle attività di ricerca o coltivazione di idrocarburi rilasciate dallo Stato sono vietati la ricerca e l'estrazione di shale gas e di shale oil e il rilascio dei relativi titoli minerari. A tal fine è vietata qualunque tecnica di iniezione in pressione nel sottosuolo di fluidi liquidi o gassosi, compresi eventuali additivi, finalizzata a produrre o favorire la fratturazione delle formazioni rocciose in cui sono intrappolati lo shale gas e lo shale oil".

Ad ogni buon conto si ricorda inoltre, come già evidenziato nel documento di Piano (par. 2.1.4 "La gestione degli impianti"), che la normativa di settore, a garanzia del rispetto dell'ambiente e della salute pubblica, prevede il controllo da parte delle Autorità preposte, volto ad accertare il rispetto delle condizioni espresse attraverso l'Autorizzazione Integrata Ambientale (art. 29-decies del D.lgs. 152/06), quale garanzia affinché i potenziali impatti connessi alle attività oggetto dell'autorizzazione non si verificano. Si richiama infatti che secondo il comma 10 dell'art. 29-decies del D.lgs. 152/06 "in caso di inosservanza delle prescrizioni autorizzatorie, l'autorità competente, ove si manifestino situazioni di pericolo o di danno per la salute, ne dà comunicazione al sindaco ai fini dell'assunzione delle eventuali misure ai sensi dell'articolo 217 del regio

²⁶ In relazione alle osservazioni pervenute in fase di VAS circa l'esigenza di creare sinergie tra politiche sanitarie ed ambientali, si rileva che essa sembra essere al di fuori del quadro di riferimento del PiTESAI come stabilito dall'art. 11 ter, per cui non risulta praticabile.

decreto 27 luglio 1934, n. 1265". Inoltre, ai sensi di quanto previsto dall'art 29-decies comma 11-ter, "Il periodo tra due visite in loco non supera un anno per le installazioni che presentano i rischi più elevati, tre anni per le installazioni che presentano i rischi meno elevati, sei mesi per installazioni per le quali la precedente ispezione ha evidenziato una grave inosservanza delle condizioni di autorizzazione. Tale periodo è determinato, tenendo conto delle procedure di cui al comma 11-bis, lettera d), sulla base di una valutazione sistematica effettuata dalla Regione o dalla Provincia autonoma sui rischi ambientali delle installazioni interessate, che considera almeno: a) gli impatti potenziali e reali delle installazioni interessate sulla salute umana e sull'ambiente, tenendo conto dei livelli e dei tipi di emissioni, della sensibilità dell'ambiente locale e del rischio di incidenti; b) il livello di osservanza delle condizioni di autorizzazione; c) la partecipazione del gestore al sistema dell'Unione di ecogestione e audit (EMAS) (a norma del regolamento (CE) n. 1221/2009)."

Le attività di esplorazione e sfruttamento di petrolio e gas possono indurre una maggiore esposizione umana a sostanze quali biocidi, inibitori di incrostazioni e corrosione, tensioattivi e vari idrocarburi come composti organici volatili (VOC), idrocarburi policiclici aromatici (IPA), nonché particolato e rumore, in particolare nelle popolazioni residenti nelle aree circostanti i siti produttivi. Un ulteriore rischio per la salute è poi rappresentato dall'esposizione ai materiali radioattivi naturali (NORM: Naturally occurring radioactive material).

Per molte di queste sostanze sono note le caratteristiche tossicologiche ed i relativi rischi per la salute umana, come nel caso dei composti organici volatili (COV) e degli idrocarburi policiclici aromatici (IPA), che sono stati collegati a effetti negativi sulla salute. I COV possono includere agenti cancerogeni comprovati (ad esempio benzene), sostanze tossiche neurologiche o riproduttive e altre sostanze chimiche per le quali il rischio non è ben caratterizzato.

Alcune di queste sostanze sono infatti potenzialmente cancerogene in base alla metodologia IARC (classificate come cancerogeni umani noti -Gruppo 1- e cancerogeni umani probabili o possibili -Gruppo 2A/2B), alcune sostanze chimiche sono interferenti endocrini (tossiche per la riproduzione/lo sviluppo), ma la maggior parte delle sostanze non è classificabile per mancanza di dati.

La valutazione del rischio inoltre si basa prevalentemente su singole sostanze, ma in situazioni reali gli esseri umani sono esposti a un'ampia varietà di sostanze presenti in miscele, la cui composizione può variare nel tempo e da sito a sito. Per molte sostanze poi, e soprattutto per le miscele, le informazioni sono limitate o addirittura assenti. Inoltre, sono carenti le valutazioni dell'esposizione; tutto ciò rende impossibile determinare a quali livelli/dosi di emissioni è esposta la popolazione nelle attività di esplorazione e sfruttamento di petrolio e gas.

In generale, durante le operazioni standard, la probabilità che si verifichino emissioni di sostanze chimiche pericolose nell'acqua e nell'atmosfera è relativamente bassa quando sono in atto misure di gestione appropriate. Tuttavia, secondo quanto riportato dallo SCHEER, la quantità di sversamenti accidentali può arrivare fino a circa il 5% della resa operativa per pozzo all'anno.

Le proprietà fisico-chimiche e il comportamento ambientale di queste sostanze chimiche sono ampiamente differenti. La maggior parte di queste sostanze chimiche, comprese le miscele di idrocarburi, sono volatili e possono disperdersi nell'aria. Molte altre sono solubili in acqua e possono inquinare le acque di falda (SCHEER)²⁷.

²⁷ Scientific Committee on Health, Environmental and Emerging Risks - SCHEER OPINION ON the public health impacts and risks resulting from onshore oil and gas exploration and exploitation in the EU. 2018

I possibili impatti sulla salute correlate alla ricerca e coltivazione di idrocarburi sono conseguenti alla possibile esposizione:

- diretta inalazione di inquinanti atmosferici e/o assorbimento dermico
- indiretta per ingestione di alimenti o acqua contaminata.

Emissioni di inquinati in atmosfera: Gli inquinati emessi in atmosfera da tale tipologia di attività sono molteplici: ossidi di azoto (NOx) e di zolfo (SOx), composti organici volatili (COV), BTEX (benzene, toluene, etilbenzene e xileni totali), particolato PM (*Particulate Matter*), idrocarburi policiclici aromatici (IPA quali fenantrene, naftalene), idrogeno solforato, formaldeide, fenoli, biocidi, nonché miscele chimiche legate alle operazioni.

Rilascio di inquinati nel suolo e nelle acque

Le acque sotterranee e superficiali possono essere contaminate a causa di:

- Sversamenti e perdite durante il trasporto, il deposito e l'uso.
- Migrazione del petrolio, gas e altri fluidi che, attraverso fratture delle rocce, faglie e pozzi abbandonati, possono raggiungere le falde acquifere.
- Cedimenti dei pozzi, se progettati, costruiti o tenuti non correttamente

Le acque contaminate da prodotti petroliferi contengono spesso arsenico, cadmio, mercurio, piombo, zinco e rame; questi metalli pesanti sono tossici per le persone e gli animali, anche in piccole concentrazioni, perché sono sostanze persistenti negli organismi e si bioaccumulano negli organismi. Il mercurio, ad esempio, si accumula nei tessuti più velocemente di quanto venga espulso.

Materiali radioattivi naturali (NORM)

Come per qualsiasi attività mineraria, l'estrazione di petrolio e gas può produrre emissioni di materiali radioattivi naturali (NORM), come l'uranio, il torio e i loro radioisotopi, e poi lo iodio, il potassio e altri. Tra questi NORM (*Naturally Occurring Radioactive Materials*) i più comuni sono il radio-226 e il radio-228, che derivano dal decadimento rispettivamente dell'uranio e del torio. La quantità e la durata dell'esposizione alle radiazioni condizionano la severità o il tipo di effetti sulla salute. Il cancro è considerato l'effetto primario, seguito dai cambiamenti nel DNA o mutazioni. (Civita e Colella²⁸)

Il radon e i suoi prodotti di decadimento, se inalati a certe dosi e per periodi prolungati, possono provocare danni al DNA e tumori polmonari, lo IARC ha classificato il radon nel Gruppo 1, dove rientrano sostanze con sufficiente evidenza di cancerogenicità.

Trasferimento nella catena alimentare e attraverso il consumo alimentare

La via di esposizione indiretta comprende la contaminazione del cibo e dell'acqua potabile. Purtroppo sono disponibili informazioni quantitative limitate sia sui percorsi diretti (aria e acqua) che indiretti (dieta).

L'effetto dell'esposizione alle sostanze rilasciate nell'ambiente può variare, nel caso di esposizione diretta (per via inalatoria e/o assorbimento dermico), può variare dalle molestie olfattive, che possono determinare condizione di disagio e malessere nella popolazione esposta, fino ai danni alla salute umana a breve termine (irritazione degli occhi, naso e gola, infezioni all'apparato respiratorio, mal di testa, nausea, reazioni allergiche, peggioramento delle condizioni di salute di individui con asma ed enfisema, ecc.), fino ad

²⁸ Civita M.V e Colella A L'Impatto Ambientale del Petrolio in Mare e in Terra. Galaad Edizioni 2015

arrivare ad effetti di e a lungo termine, sia per effetto di esposizione diretta che indiretta (tumori, leucemie, malattie cardiovascolari, al sistema nevoso, epatiche, renali, riduzione di globuli rossi e bianchi, aberrazioni cromosomiche, malformazioni genetiche, ecc.).

Sulla base dei dati disponibili lo SCHEER rileva che gli studi epidemiologici esistenti forniscono prove da deboli a moderate che l'esplorazione e lo sfruttamento di petrolio e gas comportino rischi per la salute della popolazione generale ed individuano alcuni endpoint specifici, come esiti avversi alla nascita, esacerbazione dell'asma, probabile aumento dell'incidenza di tumori ematologici e probabile rischio di tumori correlati a COV come il benzene nelle popolazioni che vivono nelle vicinanze dei siti di esplorazione e sfruttamento di olio e gas.

Le conclusioni dell'analisi condotta evidenziano comunque che le informazioni attualmente disponibili sull'esposizione e sugli effetti di molte sostanze e dei fattori ambientali potenzialmente correlati alle attività upstream non consentono una caratterizzazione completa del rischio per la salute umana associato all'esplorazione e allo sfruttamento di petrolio e gas.

Rischio di incidenti ed infortuni degli operatori nelle attività upstream

Rischi per la sicurezza dovuti alla sismicità indotta e innescata

Un rischio per la sicurezza è correlato al potenziale sviluppo di terremoti indotti o innescati da alcune attività industriali collegate all'estrazione di gas e petrolio, quali la reiniezione di acque di strato nel terreno (vedere anche par. 5.3.9 *Pericolosità sismica* del presente RA).

Nel rapporto della Commissione ICHESE (2014), istituita al fine di individuare le possibili relazioni tra attività di esplorazione per idrocarburi e aumento dell'attività sismica nell'area colpita dal terremoto dell'Emilia-Romagna, viene riportato che numerosi studi scientifici, condotti in varie parti del mondo, hanno descritto casi nei quali l'estrazione e/o l'iniezione di fluidi in campi petroliferi o geotermici è stata associata al verificarsi di terremoti, a volte anche di magnitudo maggiore di 5, anche se spesso è difficile dimostrare con certezza la diretta correlazione. I casi riportati si riferiscono in gran parte all'aumento di pressione di carico legato a serbatoi molto grandi e a iniezioni di grandi volumi di fluido (in genere acqua di processo) nella roccia circostante, non nello stesso serbatoio in cui avviene l'estrazione, durante operazioni per recupero avanzato di idrocarburi²⁹ o per tenere costante la pressione. Esistono comunque alcuni casi in cui l'attività sismica è stata associata a re-iniezione di acqua di processo nello stesso serbatoio dal quale è stato estratto olio o gas (ICHESE, 2014).

I lavori condotti dalla Commissione, con il contributo di esperti internazionali e attraverso numerosi studi scientifici, hanno permesso di escludere con ragionevole evidenza che le attività umane avessero causato il terremoto dell'Emilia-Romagna. Dal rapporto ICHESE è emersa comunque la necessità di eseguire monitoraggi specifici per acquisire le necessarie informazioni sulla microsismicità eventualmente indotta dalle attività antropiche.

Per monitorare la sismicità indotta da attività di estrazione di idrocarburi o reiniezione di fluidi, in caso di rilascio dei nuovi titoli concessori, e nei casi riscontrati di proroga di titoli e attività esistenti, il Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016, art. 13, ha quindi previsto l'applicazione degli "Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche" (ILG), predisposti dal Gruppo di lavoro istituito con delibera 27 febbraio 2014 del Presidente della CIRM, alle concessioni individuate secondo i criteri degli ILG stessi.

²⁹ Tecniche non utilizzate/vietate in Italia (vedi nota n. 2)

Tale monitoraggio sismico di dettaglio permette di apprezzare la microsismicità, analizzarne l'evoluzione man mano che i fluidi si diffondono e valutare la sua migrazione eventualmente verso zone di faglia note (e.g. Ogwari et al., 2016). I sistemi di monitoraggio previsti negli ILG costituiscono gli strumenti necessari a garantire che le attività industriali di sottosuolo, in particolare quelle che prevedono la reiniezione di fluidi, siano svolte con le dovute precauzioni al fine di evitare l'insacco di terremoti di magnitudo elevata.

Allo stato attuale è stata avviata una fase di sperimentazione per la quale sono stati indicati alcuni siti pilota relativi a diverse attività di tipo antropico: 1) il campo di CASAGLIA - Concessione di coltivazione di risorse geotermiche FERRARA di competenza regionale; 2) il campo di CAVONE - Concessione di coltivazione di idrocarburi con reiniezione di acqua di stato – MIRANDOLA; e 3) il campo di MINERBIO - Concessione di stoccaggio di gas naturale MINERBIO STOCCAGGIO. Ad avvaloramento delle sperimentazioni in corso, nel 2017, è stato siglato l'Accordo Quadro per la sperimentazione dei monitoraggi della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro alla 5) concessione Val D'Agri; l'INGV è stato designato come SPM anche per i monitoraggi della concessione Val D'Agri.

L'avvio della sperimentazione sui predetti siti ha permesso di ampliare notevolmente lo stato di conoscenze e controllo sul tema del monitoraggio della sismicità indotta; tuttavia, per poter applicare in modo lineare ed esaustivo quanto auspicato dalle linee guida nonché previsto dal D.M. 7 dicembre 2016, art. 13, permane l'urgenza di applicare quanto previsto al Cap. 2 degli Indirizzi e Linee Guida ove si riporta che: *“per meglio garantire l'indipendenza del soggetto preposto al monitoraggio rispetto al titolare della concessione di coltivazione e stoccaggio, si suggerisce di prevedere, se del caso anche attraverso un opportuno strumento normativo, l'istituzione presso il Mise di un apposito fondo, alimentato dai Concessionari, con cui il Mise stesso potrà curare direttamente l'affidamento dei monitoraggi mediante procedure pubbliche”*.

Ad ogni buon fine, si riporta anche che sarà ripresa a breve dalla DGISSEG l'attività di aggiornamento degli Indirizzi e linee guida, così come previsto dagli ILG stessi che prevedevano un aggiornamento a valle:

- dell'esperienza acquisita nella prima fase sperimentale di applicazione delle ILG sui campi pilota, rappresentativi delle diverse casistiche (Cavone: estrazione di idrocarburi e iniezione delle acque di strato; Casaglia: estrazione e iniezione di fluidi geotermici; Minerbio: stoccaggio di gas naturale).
- di uno studio di fattibilità, comprensivo dei costi di realizzazione e di gestione a regime, per tutti i campi produttivi in cui è realizzata la reiniezione e per gli altri casi che si suggerisce di considerare in prima istanza, ovvero concessioni per l'estrazione in cui siano presenti reiniezione (Cavone) e concessioni per lo stoccaggio di gas naturale (Minerbio),

Rischio di incidenti ed infortuni degli operatori nelle attività upstream

Gli incidenti collegati alle attività di estrazione degli idrocarburi possono essere causati dall'emissione accidentale di petrolio, gas o altre sostanze pericolose, infiammante o non infiammante; dalla perdita di controllo dei pozzi che richieda l'attivazione di apparecchiature di controllo degli stessi, o da guasti della barriera di un pozzo che richieda la sua sostituzione o riparazione; da guasti di elementi critici per la sicurezza e l'ambiente; dalla perdita di integrità strutturale, o perdita di protezione contro gli effetti di un incendio o un'esplosione, o perdita della stazionarietà in relazione a un impianto mobile; da mezzi di trasporto a servizio delle attività. Tali incidenti possono così provocare, oltre che danni all'ambiente, anche evacuazioni di personale e lesioni o incidenti fatali alle persone.

Per quanto riguarda le attività offshore, conformemente all'art. 25 della Direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi (Direttiva 2013/30/UE), la Commissione Europea pubblica una relazione annuale sulla sicurezza e sull'impatto ambientale delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi in base alle informazioni comunicate dagli Stati membri. Gli Stati membri presentano alla

Commissione una relazione annuale contenente le informazioni di cui all'allegato IX (punto 3) della direttiva: informazioni sugli impianti in mare nel settore degli idrocarburi nell'UE, quali il numero, il tipo, l'ubicazione e l'età, e informazioni anche riguardo al numero di i) controlli in mare, indagini e interventi di applicazione delle norme; ii) incidenti per categoria; e iii) infortuni.

Relativamente agli incidenti, le categorie sono individuate al punto 2 dell'Allegato IX alla suddetta Direttiva: "2. Le informazioni che l'autorità competente e gli operatori e i proprietari devono condividere riguardano tra l'altro:

- a) l'emissione accidentale di petrolio, gas o altre sostanze pericolose, infiammante o non infiammante;
- b) la perdita di controllo dei pozzi che richieda l'attivazione di apparecchiature di controllo degli stessi, o il guasto della barriera di un pozzo che richieda la sua sostituzione o riparazione;
- c) il guasto di un elemento critico per la sicurezza e l'ambiente;
- d) la significativa perdita di integrità strutturale, o perdita di protezione contro gli effetti di un incendio o un'esplosione, o perdita della stazionarietà in relazione a un impianto mobile;
- e) imbarcazioni in rotta di collisione e collisioni effettive di navi con un impianto in mare;
- f) incidenti che coinvolgono elicotteri, sull'impianto in mare o nelle sue vicinanze;
- g) tutti gli incidenti fatali;
- h) tutte le lesioni gravi a cinque o più persone nello stesso incidente;
- i) le evacuazioni di personale;
- j) un incidente ambientale grave"

e le relative informazioni devono essere fornite utilizzando i modelli indicati dal regolamento di esecuzione (UE) n. 1112/2014.

Per quanto riguarda l'Italia, dalla Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi, predisposta dal Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare per l'anno 2019, emergono le seguenti informazioni in merito alle categorie di incidenti individuate (Tabella 3-, Tabella 3-7), poi confluite nella Relazione annuale della Commissione Europea sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi per il 2019.

In particolare in Italia è stata condotta 1 indagine relativa a un incidente grave (nessuna indagine per questioni legate alla sicurezza e all'ambiente).

Tabella 3-2.7: Categorie di incidenti delle operazioni in mare (allegato IX della direttiva Sicurezza operazioni in mare)

Categorie ai sensi dell'allegato IX	Numero di eventi	$\frac{\text{N. eventi}}{\text{ore lavorate}}$	$\frac{\text{N. eventi}}{\text{ktep}}$
a) Rilasci accidentali	0	0	0
<i>Rilasci di petrolio/gas infiammanti - Incendi</i>	-	-	-
<i>Rilasci di petrolio/gas infiammanti - Esplosioni</i>	-	-	-
<i>Rilasci di gas non infiammanti</i>	-	-	-
<i>Rilasci di petrolio non infiammanti</i>	-	-	-
<i>Rilasci di sostanze pericolose</i>	-	-	-
b) Perdita di controllo del pozzo	0	0	0
<i>Eruzioni</i>	-	-	-
<i>Attivazione dispositivi prevenzione eruzioni (BOP blow out preventer) /deviatore di flusso</i>	-	-	-
<i>Guasto di una barriera del pozzo</i>	-	-	-
c) Guasti di SECEs (Safety & Environmental Critical Elements/ elementi critici per la sicurezza e l'ambiente)	1	0,369*10⁻⁶	0,351*10⁻³
d) Perdita di integrità strutturale	2	0,738*10⁻⁶	0,702*10⁻³
<i>Perdita di integrità strutturale</i>	2	0,738*10 ⁻⁶	0,702*10 ⁻³
<i>Perdita di stabilità/galleggiamento</i>	-	-	-
<i>Perdita di stazionarietà</i>	-	-	-
e) Collisione di una nave	1	0,369*10⁻⁶	0,351*10⁻³
f) Incidenti di elicottero	0	0	0
g) Incidenti mortali [✓o] (solo se in relazione a un incidente grave)	1	0,369*10⁻⁶	0,351*10⁻³
h) Infortuni gravi a 5 o più persone nello stesso incidente [✓o] (solo se in relazione a un incidente grave)	0	0	0
i) Evacuazioni di personale	1	0,369*10⁻⁶	0,351*10⁻³
j) Incidenti ambientali	0	0	0

Tabella 3-7.8: Guasti a elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE)

SECE (Safety & Environmental Critical Elements/ elementi critici per la sicurezza e l'ambiente)	Numero di guasti ai SECE associati a incidenti gravi
a) Sistemi di integrità strutturale	1
b) Sistemi di contenimento del processo	0
c) Sistemi di prevenzione incendi	0
d) Sistemi di rilevamento	0
e) Sistemi di limitazione per il contenimento del processo	0
f) Sistemi di protezione	0
g) Sistemi di blocco	0
h) Ausili alla navigazione	0
i) Macchine rotanti – generatori di potenza	0
j) Attrezzature di evacuazione e salvataggio	0
k) Sistemi di comunicazione	0
l) Altri	0

Gli Uffici Territoriali UNMIG (Divisioni II, III e IV della DGS UNMIG) hanno, tra le loro competenze, il compito di effettuare verifiche e controlli nell'ambito della sicurezza di impianti, della prevenzione di infortuni, della sicurezza e salute dei lavoratori, sia in terraferma che in mare.

La DGISSEG provvede quindi alla raccolta delle informazioni sugli infortuni che si verificano nelle attività di ricerca, coltivazione e stoccaggio d'idrocarburi in Italia ed all'elaborazione e pubblicazione delle relative statistiche, nell'ambito dei Rapporti Annuali.

Il principale indicatore utilizzato per la valutazione degli infortuni nelle attività energetico-minerarie è costituito dal "Lost Time Injury Frequency" (LTIF), che secondo lo IOGP (International Oil&Gas Producers Association), equivale a "The number of lost time injuries (fatalities + lost work day cases) per 1,000,000 work hours" e rappresenta l'indice di frequenza degli infortuni che comportano assenza dal lavoro, calcolato con riferimento ad 1 milione di ore lavorate.

Da una analisi del trend storico (DGS-UNMIG, Rapporto Annuale 2019) emerge che il dato relativo al $LTIF_{2018}$ (pari a 2,01, considerando che nel 2018 il numero totale di infortuni registrati è stato pari a 24 e che il numero totale di ore lavorate è stato pari a 11.961.796) segna una riduzione (- 38 %) rispetto al dato 2017, mantenendosi inferiore al valore medio settennale ($LTIF_{medio[2012-2018]} = 2,18$) e molto al di sotto rispetto al massimo nei 7 anni ($LTIF_{max[2012-2018]} = LTIF_{2012} = 3,93$) (Figura 3-).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

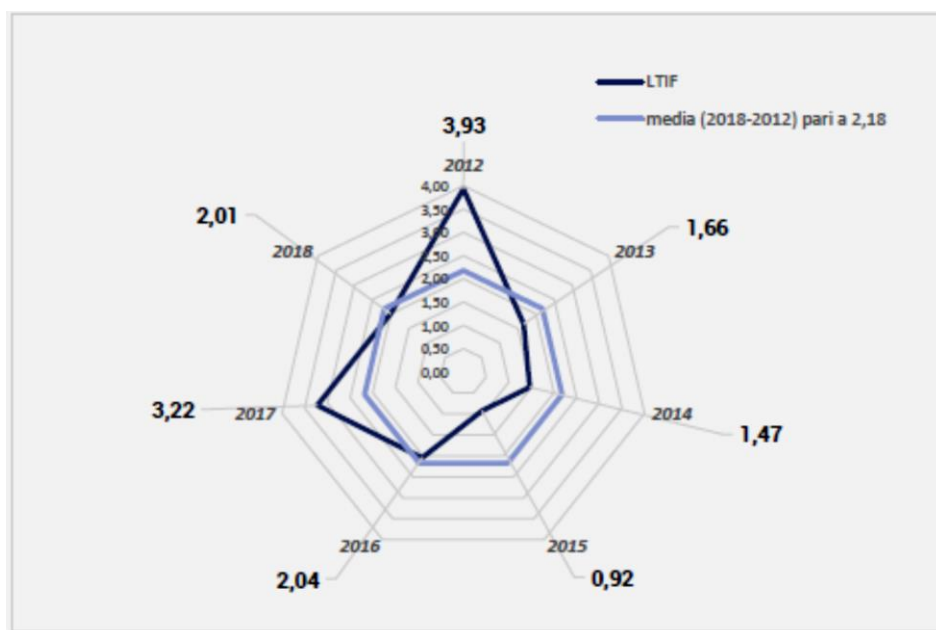


Figura 3-2.1: Storico LTIF - Ultimi 7 anni

Nel Rapporto Annuale 2019 viene inoltre riportata una valutazione specifica del LTIF nel quinquennio 2014-2018, ottenuta differenziando i dati delle operazioni in mare da quelli della terraferma (Figura 3-11).

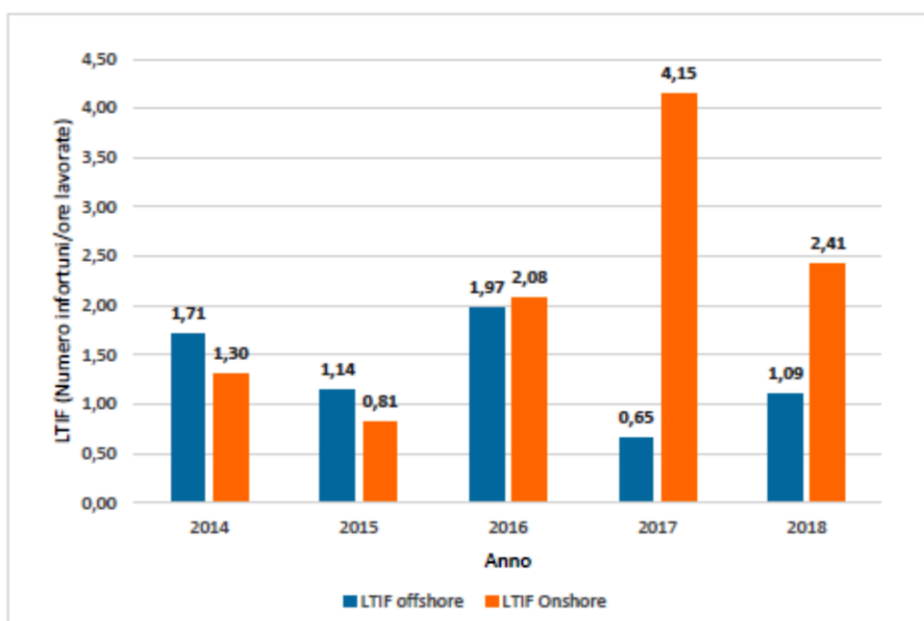


Figura 3-11.2: Confronto andamento LTIF in mare e a terra nel quinquennio 2014-2018 (nella quota mare sono considerate solo le attività sulle installazioni in mare; nella quota terra sono considerate sia le attività upstream a terra (comprese quelle nelle centrali di raccolta e trattamento a terra connesse con impianti a mare) sia le attività nei siti di stoccaggio di gas naturale nel sottosuolo³⁰; gli infortuni in itinere nel tragitto casa lavoro, comunicati agli Uffici competenti, non sono considerati ai fini del report statistico, con l'eccezione per gli infortuni nel trasporto, attraverso

³⁰ I siti di stoccaggio di gas naturale nel sottosuolo non rientrano tra le attività oggetto del settore preso in considerazione nel presente Piano

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

imbarcazioni o elicotteri, dal porto/eliporto all'installazione offshore, eventualità che tuttavia non è stata registrata nel periodo oggetto di analisi).

Oltre al LTIF, gli indicatori tradizionalmente usati per la valutazione degli infortuni nelle attività energetico-minerarie sono il numero d'infortuni occorsi in perforazione per metro perforato (indice aggregato 1) ed il numero d'infortuni occorsi in produzione ogni milione prodotto di Tonnellate Equivalenti di Petrolio [TEP] (indice aggregato 2). I dati storici relativi ai due indici sono riportati nelle successive tabelle (Tabella 3- e Tabella 3-).

Tabella 3-2.9: Dati storici relativi all'indice 1 (infortuni/metri perforati)

Perforazione	2014	2015	2016	2017	2018
Metri perforati	22.391	23.745	33.782	21.387	13.461
Infortuni occorsi	6	0	4	1	2
Indice aggregato 1 [infortuni/metri perforati]	2,68E-04	0,00E+00	1,18E-04	4,68E-05	1,49E-04

Tabella 3-2.9: Dati storici relativi all'indice 2 (infortuni/milione TEP prodotto).

Produzione	2014	2015	2016	2017	2018
Gas [miliardi di Sm³]	7,28	6,88	6,02	5,65	5,55
Petrolio [milioni di ton]	5,75	5,46	3,74	4,14	4,67
Totale [milioni di TEP] (*)	11,57	10,96	8,56	8,66	9,11
Incidenti Occorsi	3	4	6	8	3
Indice aggregato 2 [incidenti/milioni di TEP]	0,26	0,36	0,70	0,92	0,33

[* Si assume 1 Mm3 di gas = 800 TEP]

La classificazione degli eventi infortunistici distinti per attività indica come una larga parte di accadimenti avvenuti nel 2018 è riconducibile alla voce "altre attività", nella quale sono classificabili il 58% degli eventi registrati (con una prevalenza di cadute e scivolamenti e 4 occorrenze al di fuori di attività oil&gas/cantiere), mentre il 21% degli infortuni si concentra nella categoria "impianti", seguita dalla categoria "produzione" (13%) (Tabella 3-).

Tabella 3-2.10: Infortuni anno 2018 - Classificazione infortuni per attività

Attività	Lievi	Gravi	Totale
Condotte	0	0	0
Impianti	2	3	5
Installazioni	0	0	0
Perforazione	0	2	2
Produzione	3	0	3
Immersioni	0	0	0
Prospezione Geofisica	0	0	0
Imbarcazioni/elicotteri	0	0	0
Altre attività [Escluse Condotte, Immersioni, Prospezione Geofisica]	10	4	14
Totale	15	9	24

Nella tabella seguente (Tabella 3-) è indicata la classificazione secondo la causa determinante.

Tabella 3-2.11: Infortuni anno 2018 - Classificazione infortuni per causa

Cause	Lievi	Gravi	Totale
Scivolamenti o cadute	9	5	14
Cadute oggetti	0	0	0
Macchinari	2	2	4
Manipolazione oggetti	0	1	1
Incendi o esplosioni	0	0	0
Elettricità	0	0	0
Sostanze pericolose	0	0	0
Radiazioni ionizzanti	0	0	0
Eruzioni incontrollate	0	0	0
Altre cause	4	1	5
Totale	15	9	24

Come per il 2017 anche per il 2018, gli scivolamenti e le cadute sono stati le principali cause degli infortuni (pari al 58% del totale), così come rimane immutato il numero di infortuni (4) che si sono verificati nell'uso di utensili/macchinari.

Un altro dato significativo, riportato nel Rapporto Annuale 2016 (utilizzando come fonte la banca dati statistica dell'INAIL, dalla quale sono state estratte le informazioni relative agli infortuni indennizzati avvenuti in Italia nel 2014), è costituito dal confronto dell'indice di frequenza degli infortuni di diversi settori produttivi, che mostra come il settore dell'upstream italiano abbia performance di sicurezza sul luogo del lavoro sensibilmente migliori rispetto all'insieme di tutti i settori italiani dell'industria e servizi (Tabella 3-). Il settore ha inoltre il più basso indice di frequenza infortunistica nella macro-area delle risorse minerarie.

Tabella 3-2.12: Comparazione LTIF* 2014 tra settore UPSTREAM e alcuni settori produttivi.

Settore produttivo	LTIF 2014
<i>Insieme Settori Industria e Servizi</i>	9
Alcuni settori produttivi	
ATTIVITA' UPSTREAM IDROCARBURI E RELATIVI SERVIZI DI SUPPORTO	0,56
Fornitura energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata	3,59
Estrazione di minerali (in genere, idrocarburi compresi)	4,71
Commercio Ingrosso e dettaglio; riparazione autoveicoli motocicli	7,15
Attività Manifatturiere	9,01
Costruzioni	10,83
Attività dei servizi di alloggio e di ristorazione	10,93

Fonte "banca dati statistica previdenziale" INAIL - elaborazione DGS-UNMIG.

3.3. Stato attuale delle attività e inquadramento territoriale

3.3.1. La cartografia mineraria e i dati di monitoraggio relativi alle istanze e titoli minerari

L'inquadramento territoriale attuale dei titoli minerari vigenti è rappresentato in via sintetica nella Carta dei titoli minerari esclusivi per ricerca, coltivazione e stoccaggio di idrocarburi prodotta mensilmente dal servizio cartografico della DGISSEG Divisione III - Analisi, programmazione e studi settore energetico e georisorse, è pubblicata sul sito web DGISSEG-UNMIG ed è allegata al numero del BUIG del mese di pubblicazione. Al 30 settembre 2021 il quadro è rappresentato in Figura 3.3-1.

Il dettaglio è pubblicato nelle tavole allegate al Bollettino Ufficiale per gli Idrocarburi e le Georisorse (BUIG) con cui si rendono pubblici, aggiornati ogni mese, i dati relativi allo stato delle istanze e dei titoli minerari. Inoltre, ogni mese il webgis UNMIG ed il sito UNMIG riportano in formato *opendata* i relativi dati a cui si rimanda per qualsiasi aggiornamento ed ulteriori dettagli:

- <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/webgis-dgs-unmig>
- <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi>.

Annualmente i dati statistici sono sintetizzati nel rapporto annuale dell'UNMIG:

- <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/informazioni/pubblicazioni/rapporto-annuale>

L'ultimo pubblicato è il "Databook 2021" - Attività dell'anno 2020 contenente i dati al 31 dicembre 2020.

I PERMESSI DI RICERCA DI IDROCARBURI VIGENTI AL 30-09-2021 E LE CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI VIGENTI AL 30-09-2021 SONO RIPORTATI IN ALLEGATO 3 AL PIANO.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA
 Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari
**CARTA DELLE ISTANZE E DEI TITOLI MINERARI ESCLUSIVI PER RICERCA,
 COLTIVAZIONE E STOCCAGGIO DI IDROCARBURI**
<https://unmig.mise.gov.it>
 Situazione al 30 settembre 2021

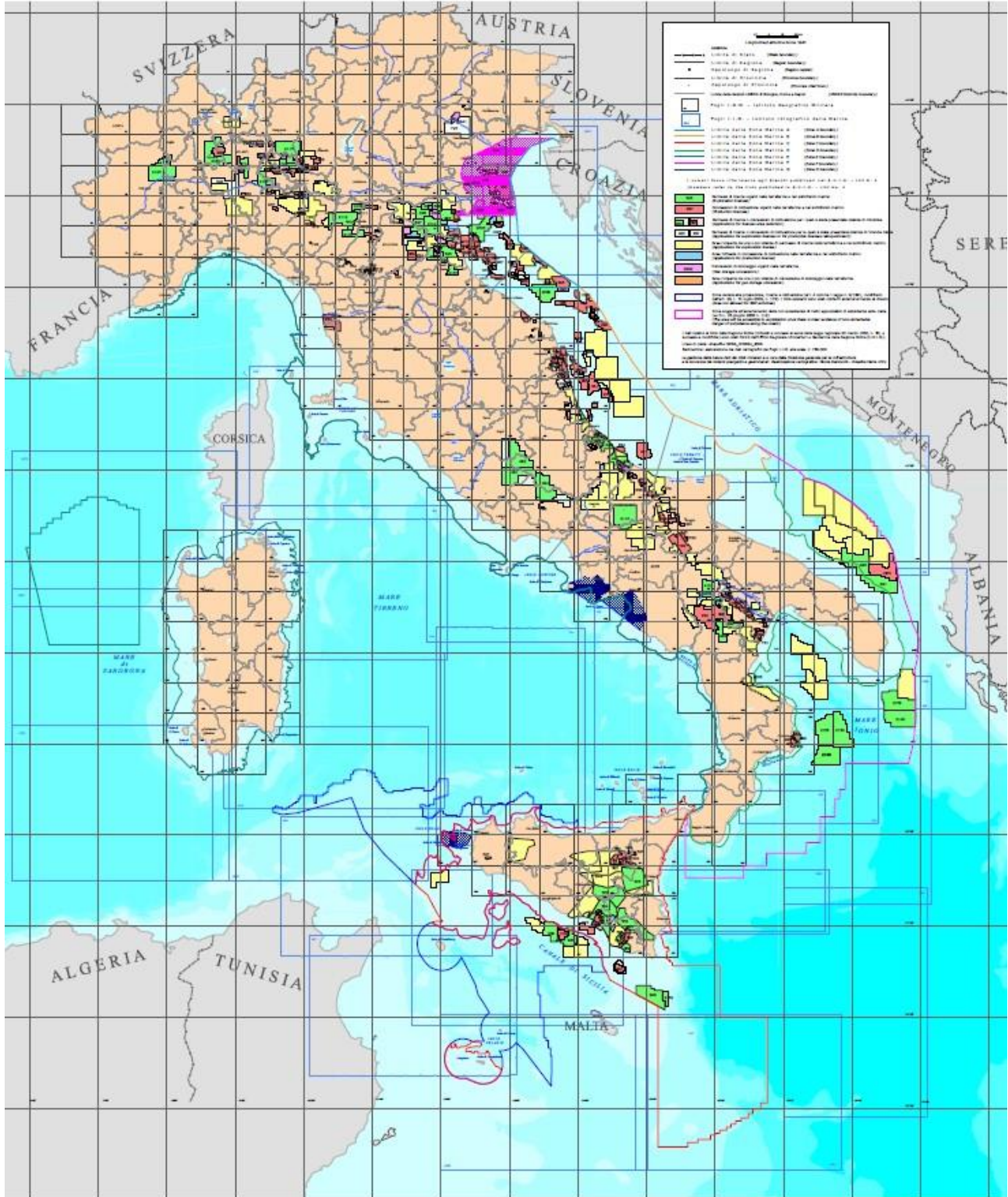


Figura 3.3-1: Carta delle istanze e dei titoli minerari al 30 settembre 2021 [Fonte: MISE-DGISSEG Div. III, 2021]

3.3.1.a - Il quadro delle istanze e titoli minerari a mare

Ai sensi della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, art. 11-ter, commi 6-8 e s.m.i., tutti i procedimenti amministrativi relativi alle istanze di permesso di prospezione o di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi, ivi inclusi quelli di valutazione di impatto ambientale, sono sospesi dal 13 febbraio 2019 fino al 30 settembre 2021.

Al 30 settembre 2021 risultano presentate n. 5 istanze di permesso di prospezione in mare, di cui 2 in corso di valutazione ambientale presso il MITE^{31,32}.

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero delle istanze di permesso di prospezione in mare presentate è rimasto invariato.

Le aree ricoperte da istanze di permesso di ricerca, campite convenzionalmente in giallo nella Carta dei titoli minerari, rappresentano un procedimento amministrativo in corso per l'ottenimento di un permesso di ricerca, pertanto in queste aree non insiste nessun tipo di attività, né sono presenti infrastrutture.

Al 30 settembre 2021 risultano presentate n. 24 istanze di permesso di ricerca in mare, di cui alcune in corso di valutazione ambientale presso il MITE³².

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero delle istanze di permesso di ricerca in mare presentate è diminuito di n. 1 unità.

Le aree ricoperte da istanze di concessione di coltivazione, campite convenzionalmente in azzurro nella Carta dei titoli minerari ufficialmente pubblicata in allegato al Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse, sono indicative del procedimento amministrativo in corso per l'ottenimento di una concessione di coltivazione, nel caso in cui il pozzo esplorativo perforato nel permesso di ricerca abbia dato esito positivo e individuato un nuovo giacimento da mettere in produzione.

Le norme introdotte dalla richiamata Legge n. 12/2019 prevedono espressamente che la sospensione dei procedimenti per il conferimento di nuovi titoli minerari non si applichi ai procedimenti relativi al conferimento di concessioni di coltivazione di idrocarburi pendenti alla data di entrata in vigore della legge medesima.

Al 30 settembre 2021 risulta in corso di esame presso il MITE solo n. 1 istanza di concessione di coltivazione in mare.

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero delle istanze di concessione di coltivazione in mare presentate è diminuito di n. 3 unità (a seguito di rinuncia da parte delle società interessate).

³¹ Per quanto riguarda le aree ricoperte da istanze di permesso di prospezione (non riportate nella Carta dei titoli minerari pubblicata in allegato al B.U.I.G.), sono indicative solo di un procedimento amministrativo in corso per l'ottenimento di un permesso di prospezione ed in queste aree non insiste nessun tipo di attività, né sono presenti infrastrutture.

³² Per precisi aggiornamenti sullo stato dei procedimenti di VIA si rimanda al sito ufficiale del MiTE <https://va.minambiente.it/it-IT>.

Il quadro dei titoli minerari vigenti a mare

Le aree ricoperte da **permessi di ricerca**, campite convenzionalmente in verde nella Carta dei titoli minerari ufficialmente pubblicata in allegato al Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse, possono essere interessate da attività di acquisizione di dati geofisici e/o dalla perforazione di uno o più pozzi esplorativi per l'individuazione di un eventuale nuovo giacimento.

Ai sensi della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, art. 11-ter, commi 6-8 e ss.mm.iii, i permessi di ricerca sono sospesi dal 13 febbraio 2019 fino al 30 settembre 2021, con conseguente interruzione delle attività di prospezione e ricerca in corso di esecuzione, fermo restando l'obbligo di messa in sicurezza dei siti interessati dalle stesse attività.

Al 30 settembre 2021 risultano vigenti n. 20 permessi di ricerca in mare³³ per una superficie totale pari a 8.872,10 Km²

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero dei permessi di ricerca in mare si è ridotto di n. 6 unità per una riduzione complessiva di 1.831,23 Km².

Tabella 3.3-1: Distribuzione tra le zone marine dei permessi di ricerca conferiti in mare

Zone marine	Permessi al 30 settembre 2021		Permessi al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km ²	Numero	Superficie Km ²
ZONA A	8	1.787,48	9	1.889,24
ZONA B	1	423,70	5	1.495,98
ZONA C	4	755,87	4	755,87
ZONA D	3	415,53	3	415,53
ZONA E	0	0,00	0	0,00
ZONA F	8	4.836,94	8	4.836,94
ZONA G	2	652,58	3	1.309,77
TOTALE	20	8.872,10	26	10.703,33

I titoli afferenti a due o più zone sono conteggiati più volte, una per ciascuna zona.

³³ <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/elenco-dei-titoli-minerari-vigenti> - Ministero della transizione ecologica-DGISSEG, 2021

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Le aree ricoperte da **concessioni di coltivazione**, campite convenzionalmente in rosso nella Carta dei titoli minerari ufficialmente pubblicata in allegato al Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse, sono interessate da attività inerenti alla produzione di idrocarburi, come ad esempio la realizzazione di pozzi di sviluppo e di centrali di raccolta e trattamento. Sono occupate da infrastrutture quali pozzi, condotte, centrali, piattaforme.

Ai sensi della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, art. 11-ter, commi 6-8 e ss.mm.iii, le attività di coltivazione di idrocarburi in essere proseguono senza alcuna sospensione.

Al 30 settembre 2021 risultano vigenti n. 61 concessioni di coltivazione in mare³⁴, per una superficie totale pari a 6.442,45 Km². Il numero di concessioni si è ridotto di 5 unità rispetto a quelle vigenti alla data del 13 febbraio 2019, con una superficie complessiva ridotta di circa 1.621,57 km², per via della avvenuta autorizzazione a diverse operazioni di riduzione delle aree di alcune concessioni sia su istanza di parte, che su input del Ministero.

Nelle Zone A e B sono concentrate l'81% delle concessioni di coltivazione conferite in mare.

Tabella 3.3-2: Distribuzione tra le zone marine delle concessioni di coltivazione conferite in mare

Zone marine	Concessioni al 30 settembre 2021		Concessioni al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km ²	Numero	Superficie Km ²
ZONA A	33	3.026,24	37	3.885,02
ZONA B	20	2.193,38	20	2.649,65
ZONA C	3	404,51	3	659,51
ZONA D	3	90,87	3	129,67
ZONA E	0	0,00	0	0,00
ZONA F	2	581,85	2	594,57
ZONA G	1	145,60	1	145,60
TOTALE	61	6.442,45	66	8.064,02

I titoli afferenti a due o più zone sono conteggiati più volte, una per ciascuna zona.

³⁴ <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/elenco-dei-titoli-minerari-vigenti> - Ministero della transizione ecologica-DGISSEG, 2021

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

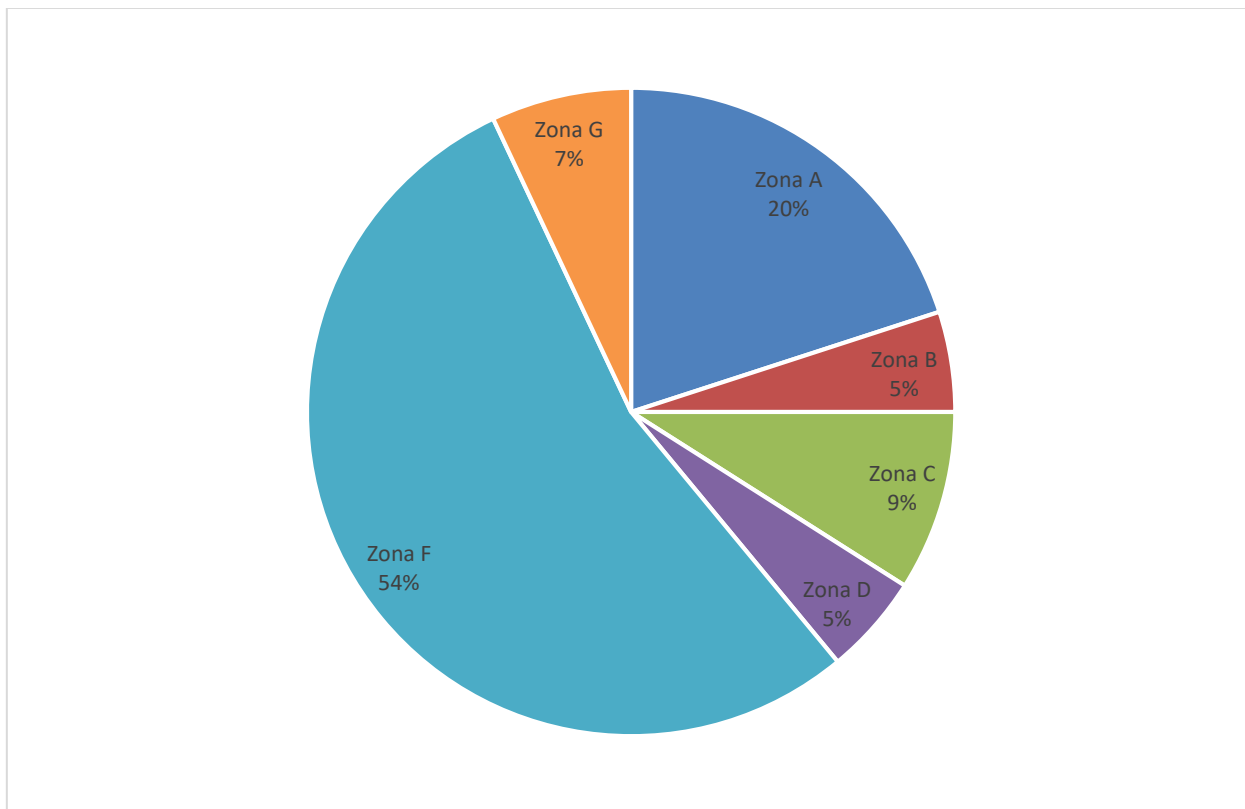


Figura 3.3-2: Distribuzione tra le zone marine delle superfici dei permessi di ricerca al 30 settembre 2021

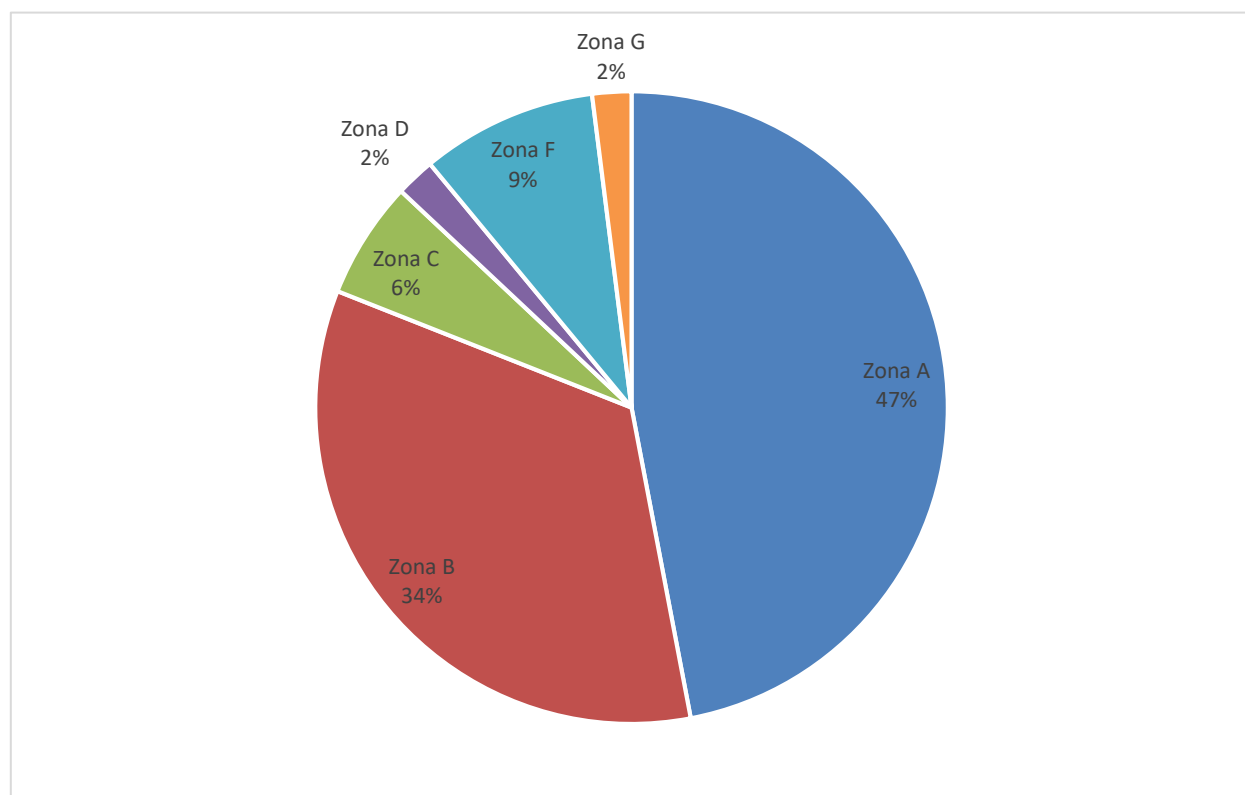


Figura 3.3-3: Distribuzione tra le zone marine delle superfici delle concessioni di coltivazione al 30 settembre 2021

3.3.1.b – Il quadro delle istanze e titoli minerari in terraferma

Il quadro delle istanze per il conferimento di nuovi titoli minerari in terraferma

Le aree ricoperte da **istanze di permesso di ricerca**, campite convenzionalmente in giallo nella Carta dei titoli minerari, sono indicative solo di un procedimento amministrativo in corso per l'ottenimento di un permesso di ricerca ed in queste aree non insiste nessun tipo di attività, né sono presenti infrastrutture.

Ai sensi della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, art. 11-ter, commi 6-8 e ss.mm.ii, tutti i procedimenti amministrativi relativi alle istanze di permesso di prospezione o di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi, ivi inclusi quelli di valutazione di impatto ambientale, sono sospesi dal 13 febbraio 2019 fino al 30 settembre 2021.

Al 30 settembre 2021 risultano presentate n. 50 istanze di permesso di ricerca in terra, di cui in corso di valutazione ambientale presso il MITE³². A queste vanno conteggiate separatamente anche n. 9 istanze di permesso in Sicilia³⁵.

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero delle istanze di permesso di ricerca in terraferma presentate si è ridotto di n. 4 unità a seguito della rinuncia alle istanze da parte dell'operatore.

Non vi sono, invece, istanze di permesso di prospezione a terra.

Le aree ricoperte da **istanze di concessione di coltivazione**, campite convenzionalmente in azzurro, sono indicative del procedimento amministrativo in corso per l'ottenimento di una concessione di coltivazione, nel caso in cui il pozzo esplorativo perforato nel permesso di ricerca abbia dato esito positivo e individuato un nuovo giacimento da mettere in produzione.

Le norme introdotte dalla richiamata Legge n. 12/2019 prevedono espressamente che la sospensione dei procedimenti per il conferimento di nuovi titoli minerari non si applichi ai procedimenti relativi al conferimento di concessioni di coltivazione di idrocarburi pendenti alla data di entrata in vigore della legge medesima.

Al 30 settembre 2021 risultano presentate n. 5 istanze di concessione di coltivazione a terra, di cui in corso di valutazione presso il MITE³². A queste vanno conteggiate separatamente anche n. 2 istanze di concessione in Sicilia⁸.

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero delle istanze di concessione di coltivazione in terraferma presentate è rimasto invariato.

Il quadro dei titoli minerari vigenti in terraferma

Le aree ricoperte da **permessi di ricerca** possono essere interessate da attività di acquisizione di dati geofisici e/o dalla perforazione di uno o più pozzi esplorativi per l'individuazione di un eventuale nuovo giacimento.

Ai sensi della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, art. 11-ter, commi 6-8 e ss.mm.iii, i permessi di ricerca sono sospesi dal 13 febbraio 2019 fino al 30 settembre 2021, con conseguente interruzione delle attività di prospezione e ricerca in corso di esecuzione, fermo restando l'obbligo di messa in sicurezza dei siti interessati dalle stesse attività.

³⁵ In Sicilia, per la sola terraferma, in virtù dello statuto speciale della regione, la competenza normativa e amministrativa è completamente autonoma. I dati riportati sono forniti dal competente ufficio regionale.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

In particolare, al 30 settembre 2021 risultano vigenti³⁶ n. 37 permessi di ricerca in terraferma per un totale di 12.377,61 Km², a cui vanno conteggiati separatamente per la Sicilia³⁷ n. 6 permessi di ricerca per complessivi 2.794,12 Km².

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero dei permessi di ricerca in terraferma si è ridotto di n. 9 unità con una riduzione complessiva di 3.242,80 Km² (se si tiene in conto anche la Sicilia, il decremento totale è di n. 10 unità).

Tabella 3.3-3: Distribuzione tra Regioni dei permessi di ricerca conferiti in terraferma

REGIONI	Permessi al 30 settembre 2021		Permessi al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km ²	Numero	Superficie Km ²
ABRUZZO	8	1.761,30	9	2.124,67
BASILICATA	5	745,64	6	910,68
CAMPANIA	1	104,40	2	802,90
EMILIA ROMAGNA	14	3.057,91	15	3081,78
LAZIO	3	1.664,55	4	1933,52
LOMBARDIA	7	1.890,63	11	2.878,86
MARCHE	1	101,30	3	360,44
MOLISE	2	647,56	2	647,56
PIEMONTE	3	1.180,57	5	1.656,25
VENETO	1	525,25	1	525,25
TOTALE	37	11.679,11	46	14.921,91

I titoli afferenti a due o più regioni sono conteggiati più volte, una per ciascuna regione.

Le aree ricoperte da **concessioni di coltivazione**, sono interessate da attività inerenti alla produzione di idrocarburi, come ad esempio la realizzazione di pozzi di sviluppo e di centrali di raccolta e trattamento. Sono occupate da infrastrutture quali pozzi, condotte e centrali di trattamento.

Ai sensi della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, art. 11-ter, commi 6-8 e ss.mm.iii, le attività di coltivazione di idrocarburi in essere proseguono senza alcuna sospensione.

³⁶ <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/elenco-dei-titoli-minerari-vigenti> - DGS-UNMIG - Ministero dello sviluppo economico - 2021

³⁷ In Sicilia, per la sola terraferma, in virtù dello statuto speciale della regione, la competenza normativa e amministrativa è completamente autonoma. I dati riportati sono forniti dal competente ufficio regionale.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Al 30 settembre 2021 risultano vigenti³⁸ n. 111 concessioni di coltivazione in terraferma, per una superficie totale pari a 5.397,44 Km². A queste vanno conteggiate separatamente per la Sicilia n. 13 concessioni di coltivazione per complessivi 567,47 Km².

Il numero delle concessioni di coltivazione in terraferma è inferiore di 5 unità rispetto a quelle vigenti alla data del 13 febbraio 2019, e la superficie complessiva delle concessioni di coltivazione in terraferma al 30 giugno 2021 si è ridotta di 2.714,90 Km² rispetto a quella del 13 febbraio 2019.

Si evidenzia come nelle Regioni Emilia-Romagna, Basilicata, Lombardia e Marche sia concentrato circa il 66% delle superfici delle concessioni di coltivazione conferite in terraferma.

Tabella 3.3-4: Distribuzione tra Regioni delle concessioni di coltivazione conferite in terraferma

Regioni	Concessioni al 30 settembre 2021		Concessioni al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km ²	Numero	Superficie Km ²
ABRUZZO	7	209,52	7	341,78
BASILICATA	18	1.427,79	19	1.939,54
CALABRIA	2	68,19	3	103,21
EMILIA ROMAGNA	36	987,62	37	1.676,09
FRIULI VENEZIA GIULIA	0	0	1	0,99
LAZIO	1	12,88	1	41,14
LOMBARDIA	17	892,20	17	998,14
MARCHE	18	623,72	19	1.035,93
MOLISE	6	141,68	7	329,33
PIEMONTE	1	72,85	1	77,76
PUGLIA	11	641,58	12	1.092,89
TOSCANA	2	307,71	2	307,71
VENETO	2	11,65	2	167,83
TOTALE	111	5.397,44	116	8.112,34

I titoli afferenti a due o più regioni sono conteggiati più volte, una per ciascuna regione.

³⁸ <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/elenco-dei-titoli-minerari-vigenti> - Ministero della transizione ecologica-DGISSEG, 2021

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

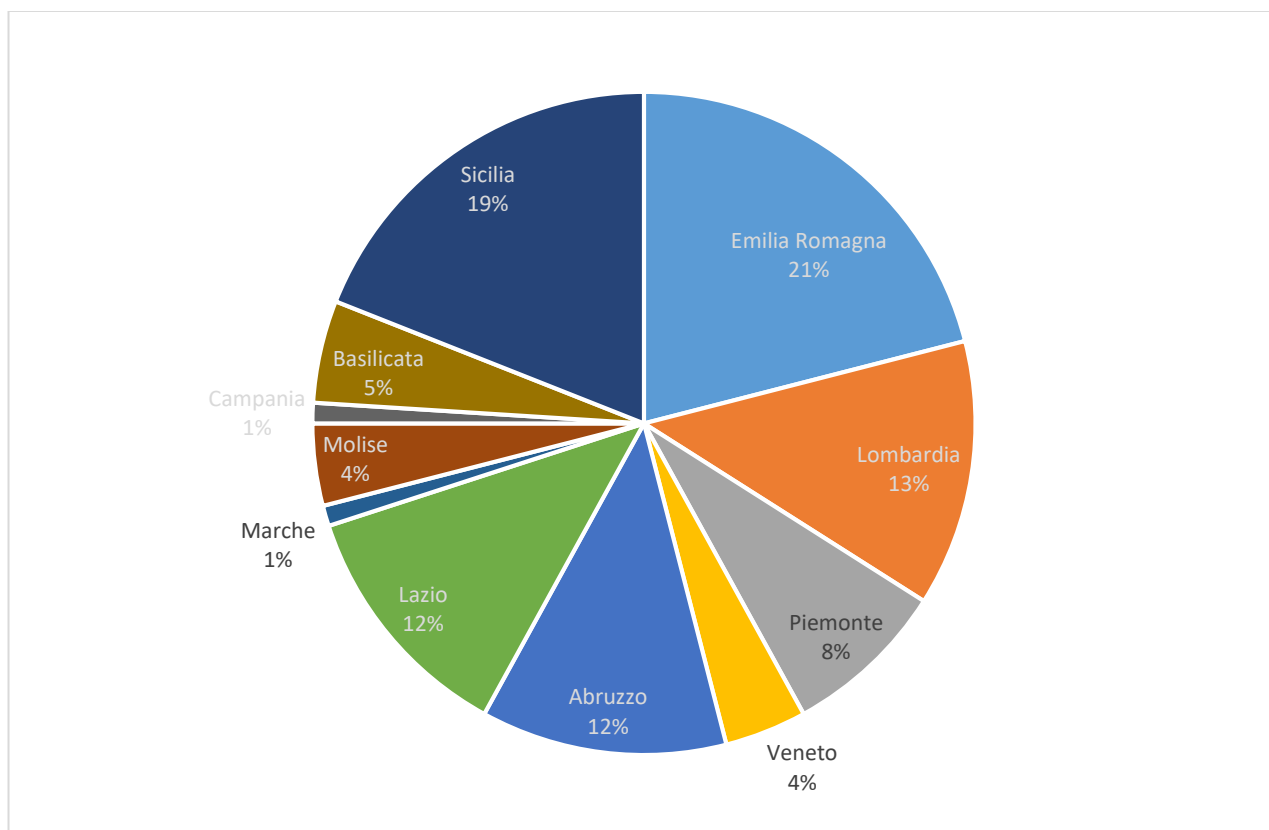


Figura 3.3-4: Distribuzione per regione delle superfici dei permessi di ricerca conferiti in terraferma al 30 settembre 2021

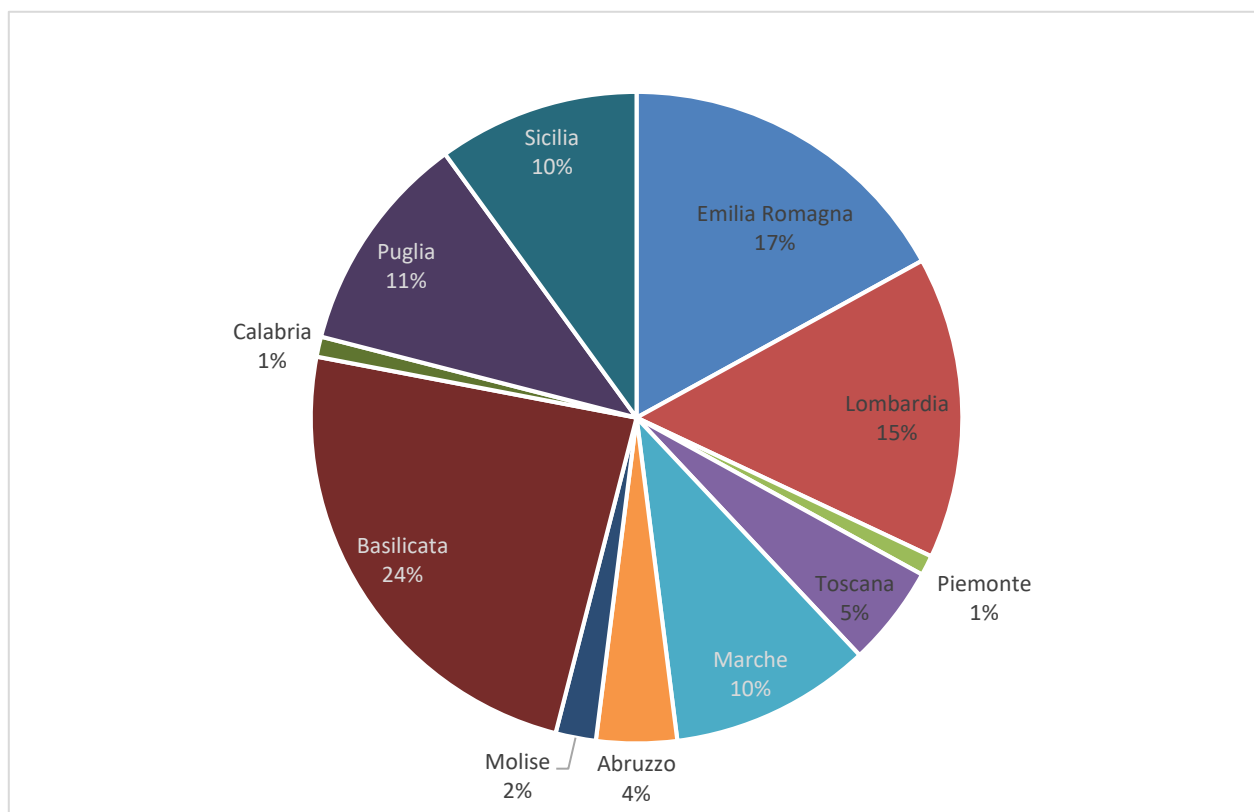


Figura 3.3-5: Distribuzione delle superfici delle concessioni di coltivazione conferite in terraferma al 30 settembre 2021

3.3.1.c - Sintesi dei titoli minerari vigenti

Le figure seguenti rappresentano l'evoluzione complessiva del numero dei permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione vigenti nell'arco temporale degli ultimi 50 anni. Dalle stesse è evidente la contrazione connaturata delle attività di ricerca degli idrocarburi in Italia a partire dagli anni '90, ed il raggiungimento nell'ultimo decennio del c.d. "plateau" del diagramma, con inizio alla discesa, per le conseguenti attività di coltivazione di idrocarburi avviate a seguito delle precedenti attività di ricerca svolte.

Nella seguente Tabella 3.3-5 è riportata la serie storica dal 1999 al terzo trimestre 2021 dei Titoli minerari vigenti.

Tabella 3.3-5: Titoli minerari vigenti distinti per ubicazione – Serie storica 1999- terzo trimestre 2021

Anno	Permessi di ricerca			Concessioni di coltivazione			TOTALE
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale	
1999	119	55	174	156	67	223	397
2000	100	48	148	153	68	221	369
2001	95	45	140	150	69	219	359
2002	90	40	130	135	69	204	334
2003	69	34	103	146	69	215	318
2004	68	27	95	140	69	209	304
2005	60	30	90	140	69	209	304
2006	64	29	93	133	66	199	292
2007	58	32	90	131	67	198	288
2008	71	27	98	129	66	195	293
2009	72	25	97	131	66	197	294
2010	92	25	117	132	66	198	315
2011	96	25	121	133	66	199	320
2012	94	21	115	134	66	200	315
2013	94	21	115	134	66	200	315
2014	95	22	117	132	69	201	318
2015	90	24	114	133	69	202	316
2016	87	24	111	133	69	202	313
2017	72	24	96	133	67	200	296
2018	54	26	80	130	66	196	276
2019	49	26	75	127	66	193	268
2020	44	21	65	125	64	189	254
Q3 2021	43	20	63	124	61	185	248

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

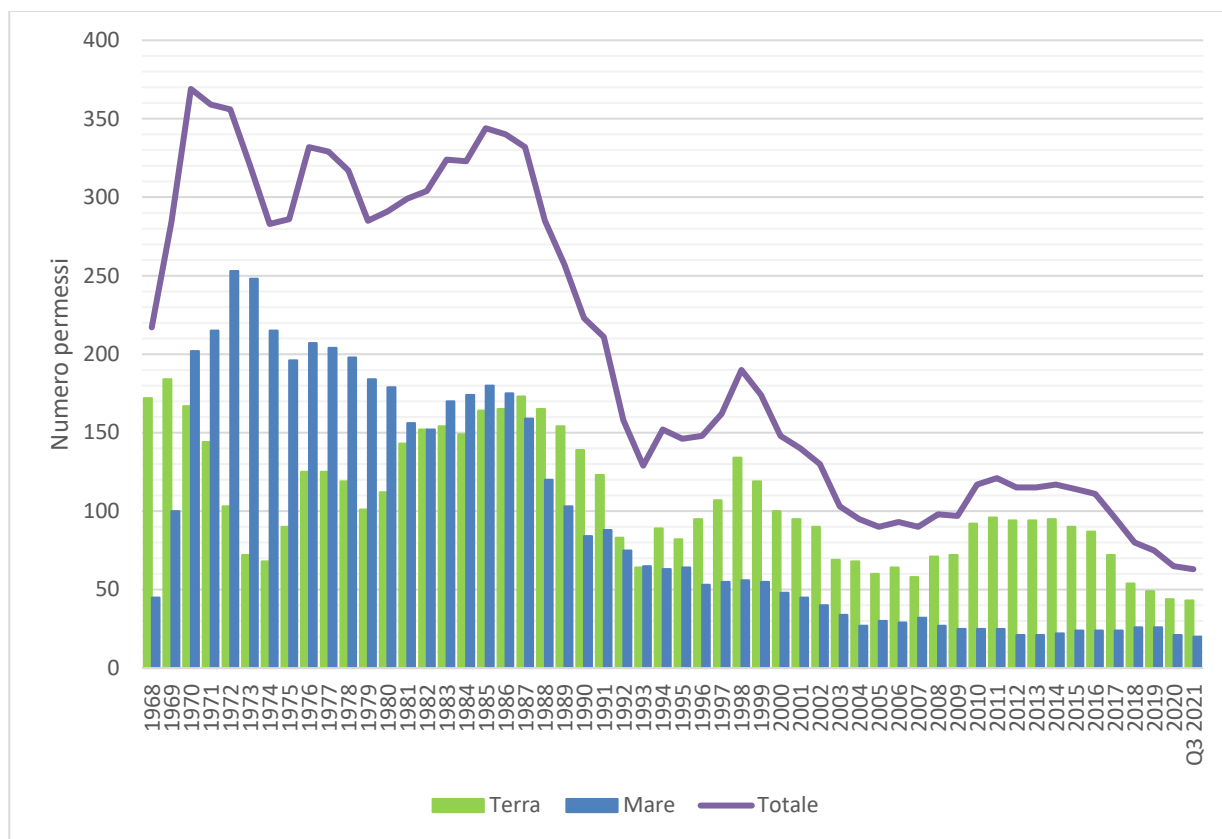


Figura 3.3-6: Numero di permessi di ricerca - Serie storica 1968- terzo trimestre 2021

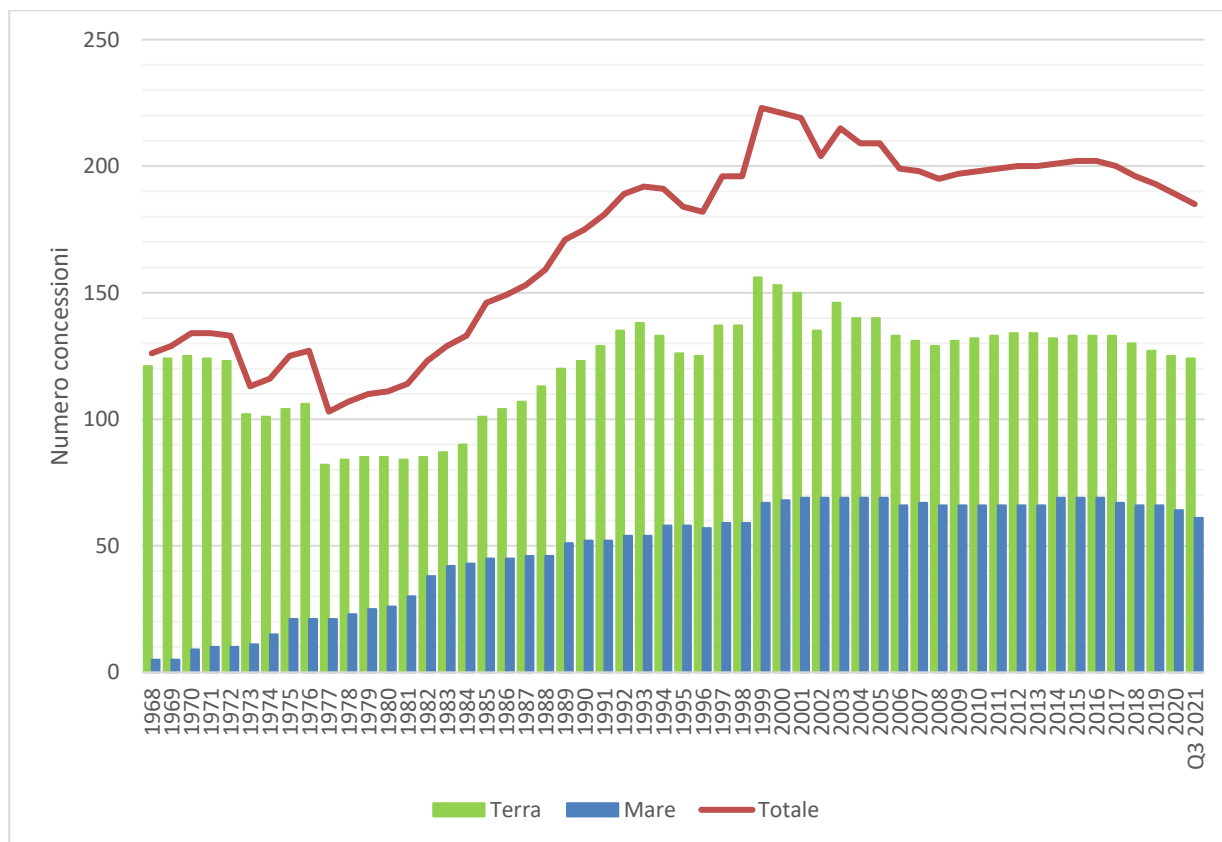


Figura 3.3-7: Numero di concessioni di coltivazione - Serie storica 1968- terzo trimestre 2021

Al 30 giugno 2021 sono vigenti 248 titoli minerari:

- 63 permessi di ricerca di cui 20 in mare, 36 in terraferma e 6 in Sicilia
- 185 concessioni di coltivazione di cui 61 in mare, 111 in terraferma e 13 in Sicilia.

Dei 248 titoli minerari vigenti al 30 giugno 2021 è stato stimato che circa 94 concessioni di coltivazione (circa il 38%) ed 1 permesso di ricerca non sono stati sottoposti a VIA al momento della prima emanazione, considerando che l'introduzione della VIA è avvenuta dal 1° settembre 1988 (DPCM 377/1988).

Infine, si segnala che 21 delle 111 concessioni di coltivazione in terraferma e 4 delle 61 concessioni di coltivazione in mare devono essere considerate come titoli minerari cessati, perché hanno superato il periodo di regolare vigenza o sono state rinunciate dal concessionario; le 25 concessioni di coltivazione "cessate" (21+4) sono ancora presenti in elenco in quanto sono ancora in corso le attività di ripristino minerario dell'area e di dismissione degli impianti.

3.3.1 d. Le concessioni di coltivazione in "Argille Scagliose"

Le concessioni di coltivazione di idrocarburi in "Argille scagliose" rappresentano una particolare tipologia di giacimento, ricadente prevalentemente nelle aree dell'Appennino Tosco - Emiliano, coltivata fin dagli anni '60. Tali concessioni sono circa il 9% del totale delle concessioni presenti sul territorio nazionale.

Si tratta nello specifico di giacimenti con scarse caratteristiche petrofisiche, superficie estesa lateralmente e basse profondità (variabili da qualche centinaio di metri a meno di 1000 m di profondità).

Per le peculiari caratteristiche questi giacimenti sono ancora oggi oggetto di studi e approfondimenti. Tuttavia, la bassa pressione di testa pozzo e la regolare permanenza delle manifestazioni metanifere nel tempo fanno ritenere che si tratti di giacimenti in continua ricarica e quindi suscettibili di produzione di entità limitata (stima delle produzioni medie annuali di ordine inferiore a 1 MSm³) ma costante nel tempo.

Le produzioni di queste concessioni, non seguono quindi il profilo di produzione di una concessione di coltivazione di idrocarburi tipica, ma sono stimate in base alla produzione storica annuale del campo.

Pur trattandosi di modeste entità di produzione di gas rispetto alla produzione totale nazionale, si tratta comunque di attività con un importante impatto locale/regionale servendo comuni in zone montane dotate di piccole reti locali che non hanno altre possibilità di rifornimento e che pertanto rimarrebbero scollegate e non autonome dal punto di vista energetico. Tali giacimenti hanno, sotto questo aspetto, una rilevanza strategica, nel breve e nel lungo periodo, per questi comuni e sostituiscono peraltro consumi ad uso riscaldamento che altrimenti verrebbero soddisfatti con GPL a maggiore impatto ambientale.

3.3.2. La razionalizzazione in atto dei titoli minerari: le riduzioni di superficie (riperimetrazioni) e le rinunce - elementi emergenti e conseguenti dall'entrata in vigore della L. 12/19.

La Legge 11 febbraio 2019, n. 12 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 dicembre 2018, n. 135, recante disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione", come è noto, ha introdotto il "Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI)" come strumento di pianificazione generale con lo scopo "... di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse", e, nel proseguimento dell'obiettivo di una "transizione energetica sostenibile" che contribuisca al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'UE, ha anche disposto, all'articolo 11-ter,

commi 9 e 10, la rideterminazione in aumento dei canoni annui dovuti dai titolari delle concessioni di coltivazione di idrocarburi in base alle superfici dei titoli minerari detenuti; pertanto, a decorrere dal 1 giugno 2019 tali canoni sono stati aumentati di 25 volte. Tali canoni, fino al 31/05/2019, sono rimasti invariati da oltre venti anni dalla precedente normativa regolatrice (previsti dall'art. 18 del D.Lgs. n. 625/1996) ed adeguati solo in base agli indici Istat.

Il legislatore, comunque, all'art. 11-ter comma 4 della legge in parola, proprio nella consapevolezza che l'aumento dei canoni avrebbe potuto far ritenere non conveniente mantenere la concessione, ha previsto che non siano sospesi i procedimenti di: *"... b. rinuncia a titoli minerari vigenti o alle relative proroghe;..omissis.. d. riduzione dell'area, variazione dei programmi lavori e delle quote di titolarità."*

La suddetta previsione consente, infatti, agli operatori, una volta verificata la convenienza del titolo minerario alla luce dell'importo dei nuovi canoni, di dismettere quelle non più redditizie, ovvero di ridurre l'estensione al fine di commisurarla alla produttività e di continuarne a ritrarre un profitto e delle utilità.

Ne discende che anche l'aumento dei canoni è funzionale all'attività volta alla valorizzazione della sostenibilità ambientale e socio-economica delle diverse aree, all'annullamento degli impatti derivanti dalle attività *upstream* e al sostegno del processo di decarbonizzazione.

Dalla lettura in combinato di tutti i commi dell'art. 11-ter, appare infatti che il legislatore abbia trovato un punto di equilibrio tra lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse, il perseguimento di una efficace "transizione energetica" che contribuisca al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'UE, e l'attività imprenditoriale svolta dai concessionari che potrà proseguire se compatibile con le finalità individuate dal PITSAI.

La Legge 11 settembre 2020, n. 120 *"Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, recante misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale"* tramite l'art. 62-ter, rubricato *"Introduzione di una soglia per i canoni annui per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi"*, ha successivamente disposto che: *«9 -bis. Al fine di garantire la prosecuzione in condizioni di economicità della gestione delle concessioni di coltivazione di idrocarburi, l'ammontare annuo complessivo del canone di superficie dovuto per tutte le concessioni in titolo al singolo concessionario non può superare il 3 per cento della valorizzazione della produzione da esse ottenuta nell'anno precedente».*

A seguito del predetto quadro normativo, nel corso del 2019 e sino al 31 dicembre 2020, il Ministero dello sviluppo economico ha ricevuto n. 59 istanze di riduzione delle superfici di concessione di coltivazione vigenti (n. 51 a terra e n. 8 a mare) ed ha provveduto ad autorizzare una riduzione e razionalizzazione delle aree di circa il 48% delle concessioni in terraferma, a seguito di richieste di riduzione di superficie presentate dagli stessi concessionari o su iniziativa del Ministero. Tale attività, svolta fino allo scorso anno dal MiSE in parallelo rispetto alla predisposizione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PITSAI) di cui all'art. 11 ter del D.L. n.135 del 2018, ha avuto l'effetto di restituire al territorio una gran parte delle aree impegnate da vincoli minerari, nelle quali sono stati già chiusi e smantellati, ove presenti, i relativi impianti.

Nel mese di dicembre 2019 sono stati, infatti, emanati n. 45 Decreti ministeriali di riduzione area, per altrettante concessioni, di cui 44 in terraferma e una a mare, a seguito dei quali vi è stata una riduzione complessiva del 26,6% delle aree in terraferma interessate dalle attività di coltivazione, concentrate soprattutto nelle Regioni Emilia Romagna, Marche, Basilicata e Puglia.

Per le concessioni in mare una riduzione di superficie significativa è stata già fatta nel corso degli anni precedenti a partire dal 2015, su iniziativa del Ministero in occasione delle richieste di proroga. Sono inoltre in elaborazione da parte del Ministero alcune proposte di unificazioni e di ripermetrazioni di aree presentate

contestualmente alla proroga di alcune concessioni in mare vigenti, che appena perfezionate con i relativi DM di proroga, comporteranno una ulteriore riduzione di superficie.

L'attività di riduzione dell'area delle concessioni è continuata nell'anno 2020, anno in cui sono stati emanati 3 Decreti ministeriali di riduzione area, 1 per concessioni in terraferma e 2 per concessioni ubicate in mare, a seguito dei quali vi è stata una riduzione complessiva di 148,84 km² pari ad un'ulteriore 1,3%. Nel primo semestre 2021 sono stati emanati 7 Decreti ministeriali di riduzione area, 6 per concessioni in terraferma e 1 per concessioni ubicate in mare, a seguito dei quali vi è stata una riduzione complessiva di 366,26 km² pari ad un'ulteriore 3,1%.

Grazie alle rinunce parziali d'area, alle riduzioni apportate in fase di proroga e alle aree che si sono rese libere a seguito della cessazione di concessioni (per scadenza o rinuncia), si è passati da una superficie totale coperta da concessioni di coltivazione di 16.176,36 km² al 13 febbraio 2019, ad una di 11.839,90 km² al 30 settembre 2021, con una riduzione di 4.336,46 km² pari al 26,8%.

Una parte significativa dell'area di 11.839,90 Km² che al 30 settembre 2021 risulta coperta da concessioni è relativa a concessioni cessate e in attesa di ripristino minerario dell'area. Si tratta di un'area di 2.100,42 Km² coperta da 26 concessioni (21 in terraferma e 5 in mare) che hanno superato il periodo di vigenza o sono state rinunciate ma sono ancora presenti in elenco in quanto sono ancora in corso le attività di dismissione mineraria. L'area occupata da queste concessioni copre il 17,7% dell'area totale occupata da concessioni alla data del 30 settembre 2021.

Come riportato nel paragrafo 3.3.1, si fa presente che nel periodo che parte dal 13 febbraio 2019 (entrata in vigore della norma che introduce la predisposizione del PiTESAI) sino al 30 settembre 2021 (punto di riferimento con ultimi dati aggiornati disponibili, valido anche per fini statistici):

- il numero dei permessi di ricerca vigenti è diminuito di n. 15 unità (9 in terra e 6 in mare);
- il numero delle concessioni di coltivazione di idrocarburi vigenti è diminuito di n. 10 unità (5 in terra e 5 in mare);
- il numero delle istanze di permesso di ricerca è diminuito di n. 5 unità (4 in terra e 1 in mare);
- il numero delle istanze di concessione di coltivazione di idrocarburi è diminuito di n. 3 unità, totalmente in mare.

Quanto sopra è esplicativo del processo già in atto di **razionalizzazione delle attività minerarie**, che è risultato particolarmente rafforzato a seguito delle disposizioni introdotte dalla L. 12/19.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

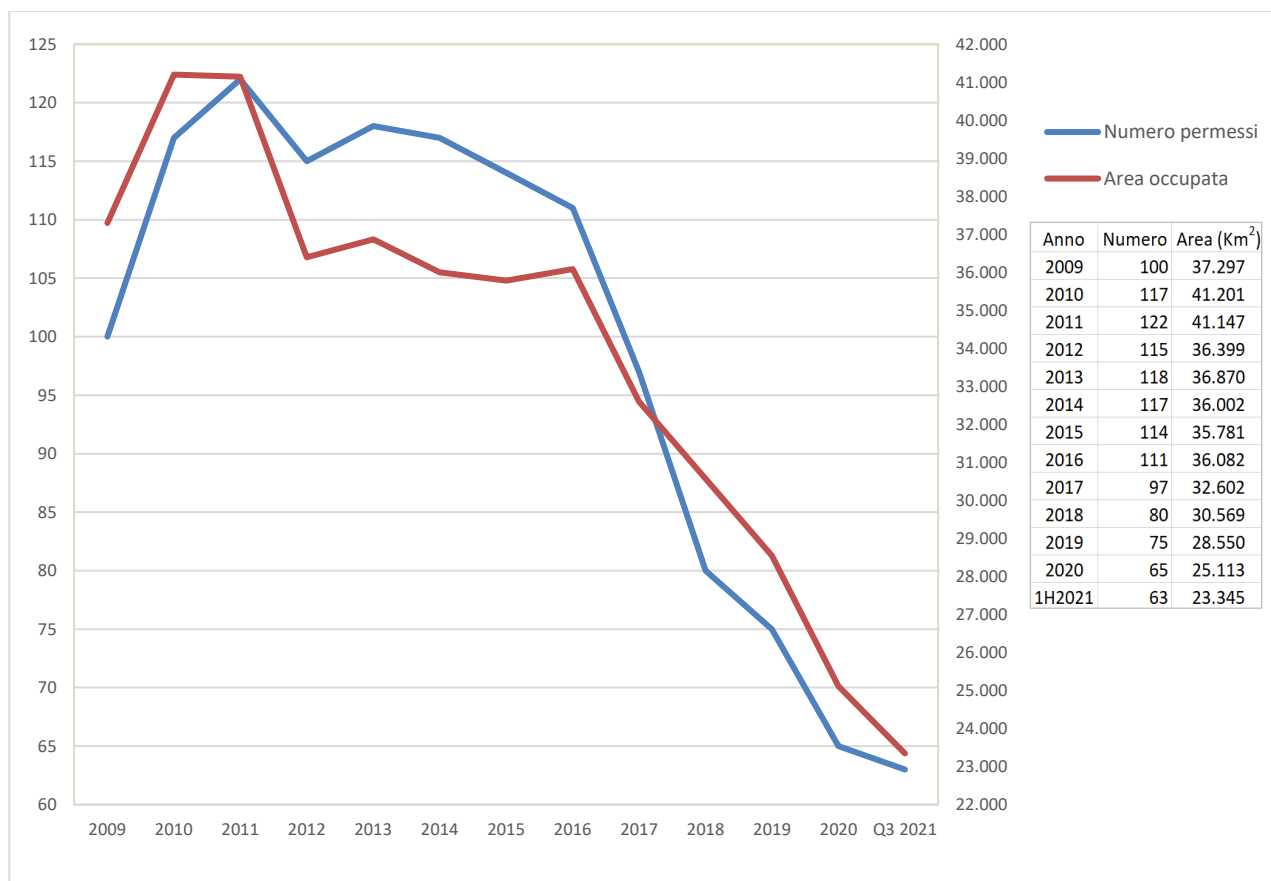


Figura 3.3-8: Area occupata da permessi di ricerca. Serie storica anni 2009- terzo trimestre 2021

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

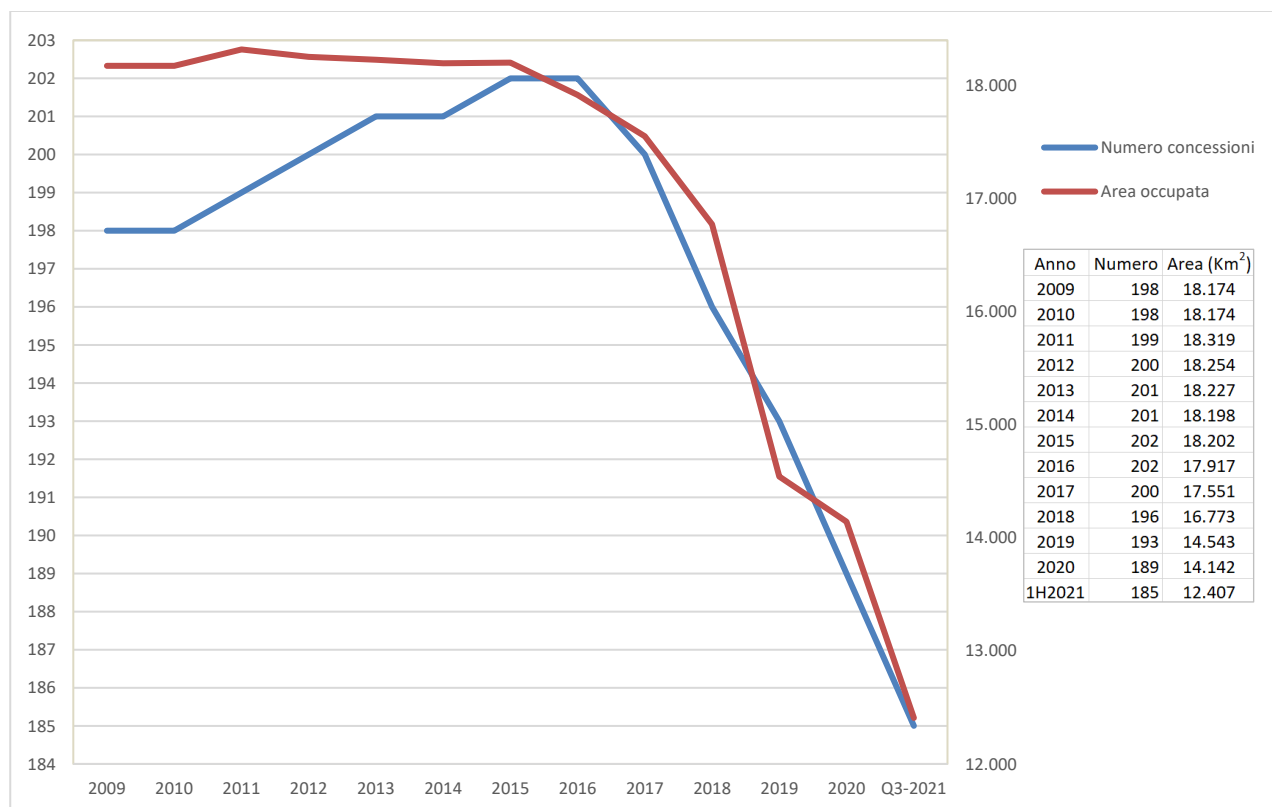


Figura 3.3-9: Area occupata da concessioni di coltivazione. Serie storica anni 2009- terzo trimestre 2021

3.3.3. Il quadro degli impianti a terra e a mare

Pozzi di idrocarburi produttivi (eroganti e non-eroganti) e chiusi minerariamente

La classificazione di un pozzo secondo i criteri “produttivo” e “erogante” ha esclusivamente valore tecnico.

Per pozzo produttivo si intende un pozzo che è stato perforato con esito positivo; il pozzo è definito produttivo a seguito del suo completamento e rimane tale sino alla sua chiusura mineraria. Per pozzo erogante si intende un pozzo produttivo che al momento sta estraendo idrocarburi dal giacimento; lo stato erogante/non erogante può variare più volte durante la vita di un pozzo produttivo.

Mediamente le profondità dei pozzi di idrocarburi variano da pochi centinaia di metri, nel caso ad esempio delle argille scagliose, a profondità attorno a 6000 metri. I casi più frequenti sono pozzi tra i 1500 e i 4000 metri. Sono attivi in Italia pozzi verticali, direzionati ed orizzontali.

In generale, si nota che l’andamento delle attività di perforazione di pozzi di sviluppo è simile a quello registrato per i pozzi esplorativi con uno spostamento in avanti di alcuni anni. La massima attività di ricerca si è avuta nella seconda metà degli anni ‘80 (nel 1986 sono stati perforati 126 pozzi esplorativi). In particolare, nei primi anni 90 si è avuta la massima attività di sviluppo a seguito dei ritrovamenti avuti negli anni precedenti (nel 1996 sono stati perforati 128 pozzi di sviluppo). Dalla seconda metà degli anni 90 anche l’attività di sviluppo ha fatto registrare un marcato calo del numero di pozzi perforati per poi attestarsi su un valore medio di circa 30 pozzi anno. Il numero di pozzi perforati fornisce un’indicazione di massima sul potenziale andamento della produzione nel tempo, con un lag di ritardo legato ai tempi tecnico-amministrativi (Figura 3.3-10).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

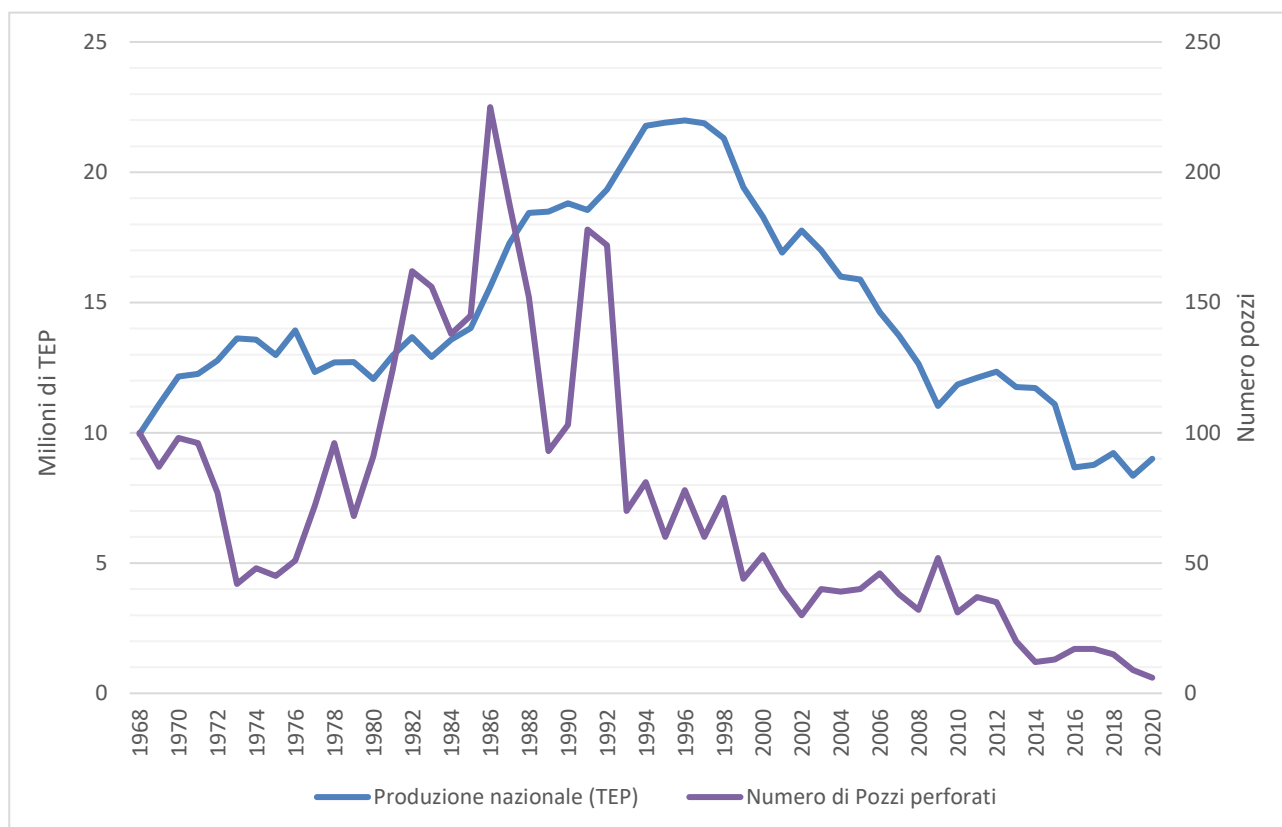


Figura 3.3-10: Numero di pozzi perforati e produzione nazionale di Idrocarburi. Serie storica 1968-2020

Per quanto riguarda i pozzi esplorativi, nell'ultimo quinquennio, sono stati perforati 3 pozzi in totale, con un andamento che varia da 0 (2018, 2019 e 2020) a 2 (2017). Nel 2018 sono stati perforati 14 pozzi di sviluppo con un trend abbastanza simile ai precedenti 5 anni, mentre nel 2019 e nel 2020 è stata registrata una diminuzione anche del numero di pozzi di sviluppo perforati (9 nel 2019 e 6 nel 2020). Nell'anno 2020 non sono stati effettuati ritrovamenti di nuovi giacimenti di idrocarburi.

Tabella 3.3-6: Perforazione a scopo esplorativo. Serie storica anni 1999-2020

Anno	ESPLORAZIONE					
	Terra		Mare		TOTALE	
	n.	metri	n.	metri	n.	metri
1999	12	25.763	6	12.374	18	38.137
2000	14	35.721	6	19.065	20	54.786
2001	9	21.610	2	2.325	11	23.935
2002	3	3.016	5	11.200	8	14.216
2003	5	11.576	5	8.658	10	20.234

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

2004	10	22.223	0	0	10	22.223
2005	7	15.085	0	0	7	15.085
2006	12	17.906	3	9.139	15	27.045
2007	9	15.925	1	3.517	10	19.442
2008	4	7.274	3	6.673	7	13.947
2009	3	5.627	0	0	3	5.627
2010	3	4.183	0	0	3	4.183
2011	1	715	0	0	1	715
2012	4	5.554	0	0	4	5.554
2013	2	1.030	0	0	2	1.030
2014	0	0	0	0	0	0
2015	3	6.409	0	0	3	6.409
2016	1	52	0	0	1	52
2017	2	6.552	0	0	2	6.552
2018	1	0	0	0	1	0
2019	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0

Tabella 3.3-7: Perforazione a scopo di sviluppo e altri scopi. Serie storica 1999-2020

Anno	SVILUPPO E ALTRI SCOPI					
	Terra		Mare		TOTALE	
	n.	metri	n.	metri	n.	metri
1999	14	24.476	12	28.086	26	52.562
2000	14	18.949	19	27.058	33	46.007
2001	14	52.781	15	39.086	29	91.867
2002	15	23.506	7	19.699	22	43.205
2003	9	35.182	21	28.380	30	63.562
2004	7	18.105	22	41.189	29	59.294
2005	9	16.632	24	49.399	33	66.031
2006	14	21.597	17	29.714	31	51.311
2007	13	17.886	15	33.027	28	50.913

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

2008	18	41.803	7	14.330	25	56.133
2009	29	37.124	20	37.770	49	74.894
2010	11	28.889	17	23.568	28	52.457
2011	14	23.474	22	31.621	36	55.095
2012	14	21.361	17	24.561	31	45.922
2013	10	18.949	8	26.386	18	45.335
2014	4	7.624	8	14.767	12	22.391
2015	1	2.057	9	15.279	10	17.336
2016	15	18.030	1	0	16	18.030
2017	13	11.172	2	3.663	15	14.835
2018	3	75	11	13.386	14	13.461
2019	6	9.275	3	6.787	9	16.062
2020	6	4.090	0	0	6	4.090

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

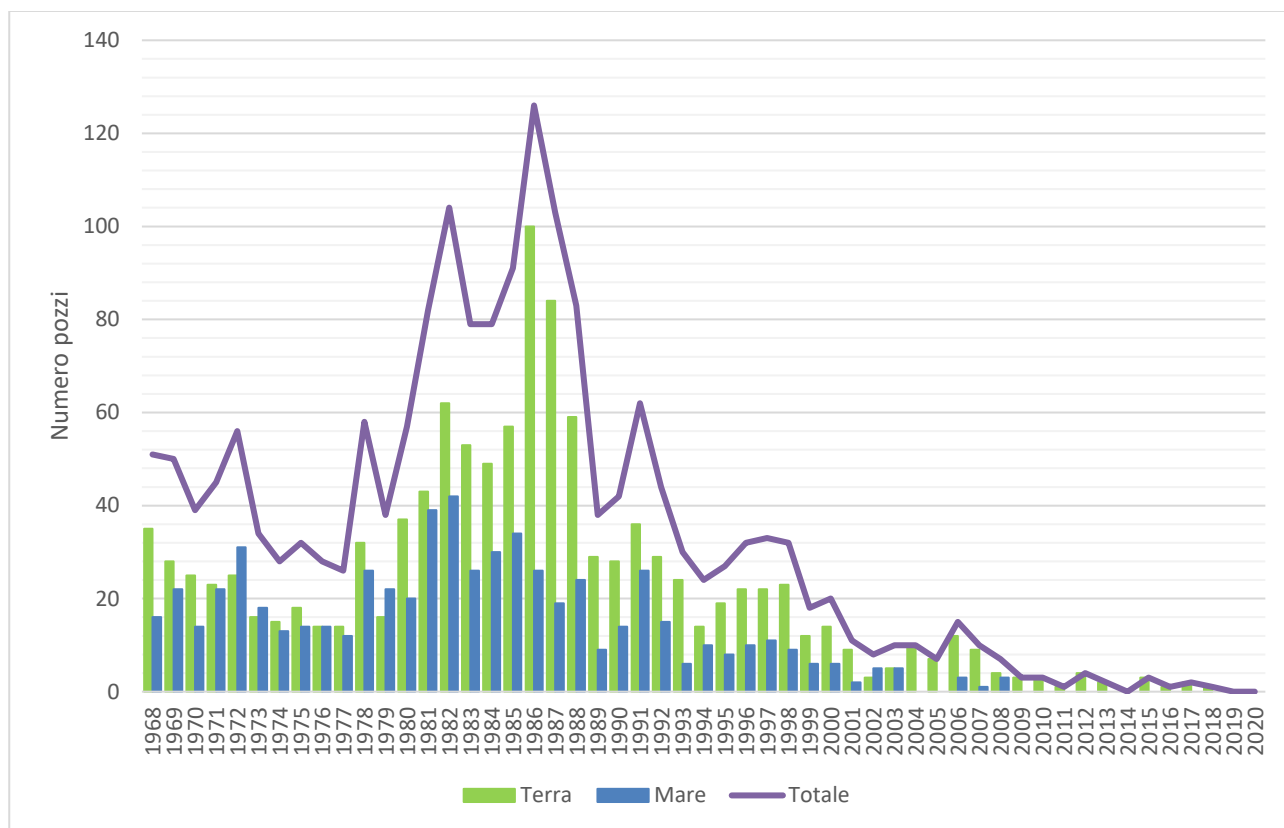


Figura 3.3-11: Numero di pozzi esplorativi perforati - Serie storica 1968-2020

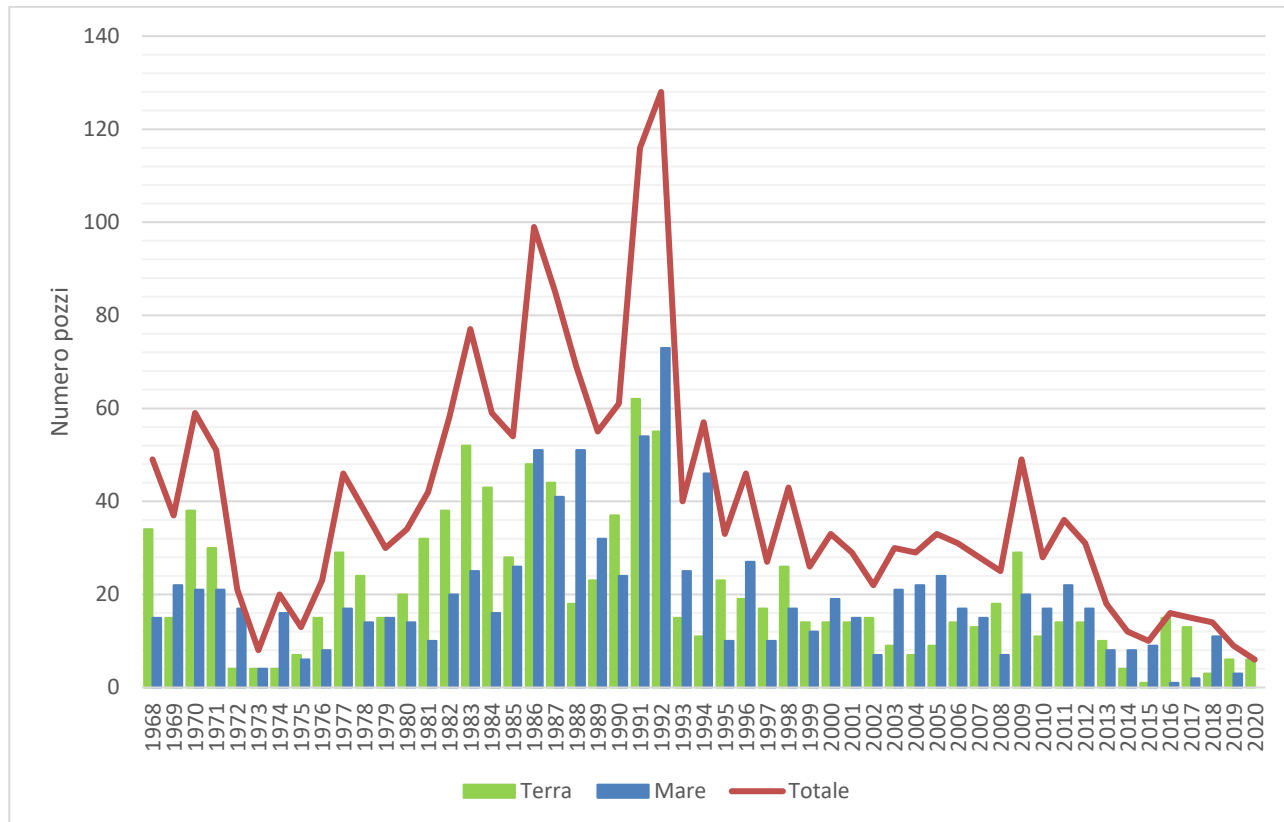


Figura 3.3-12: Numero di pozzi di sviluppo perforati - Serie storica 1968-2020

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

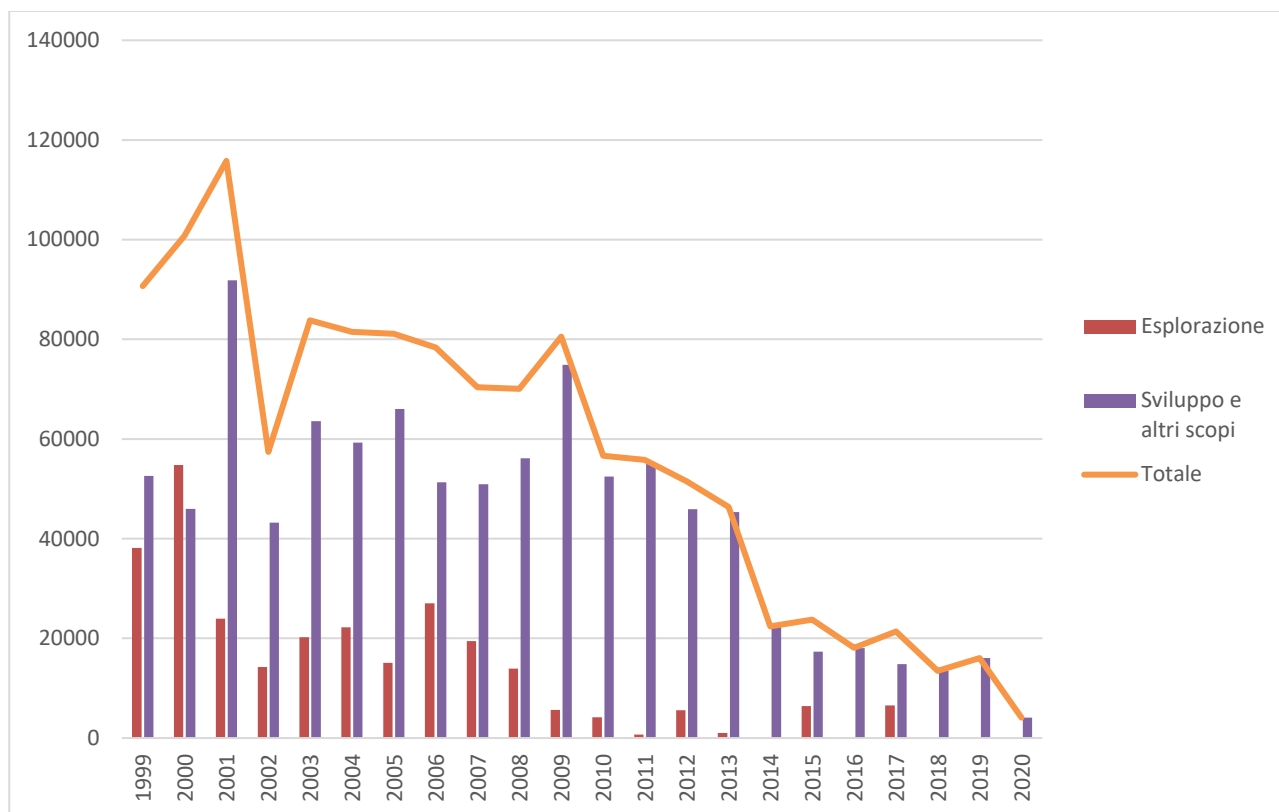


Figura 3.3-13: Metri perforati. Serie storica anni 1999-2020

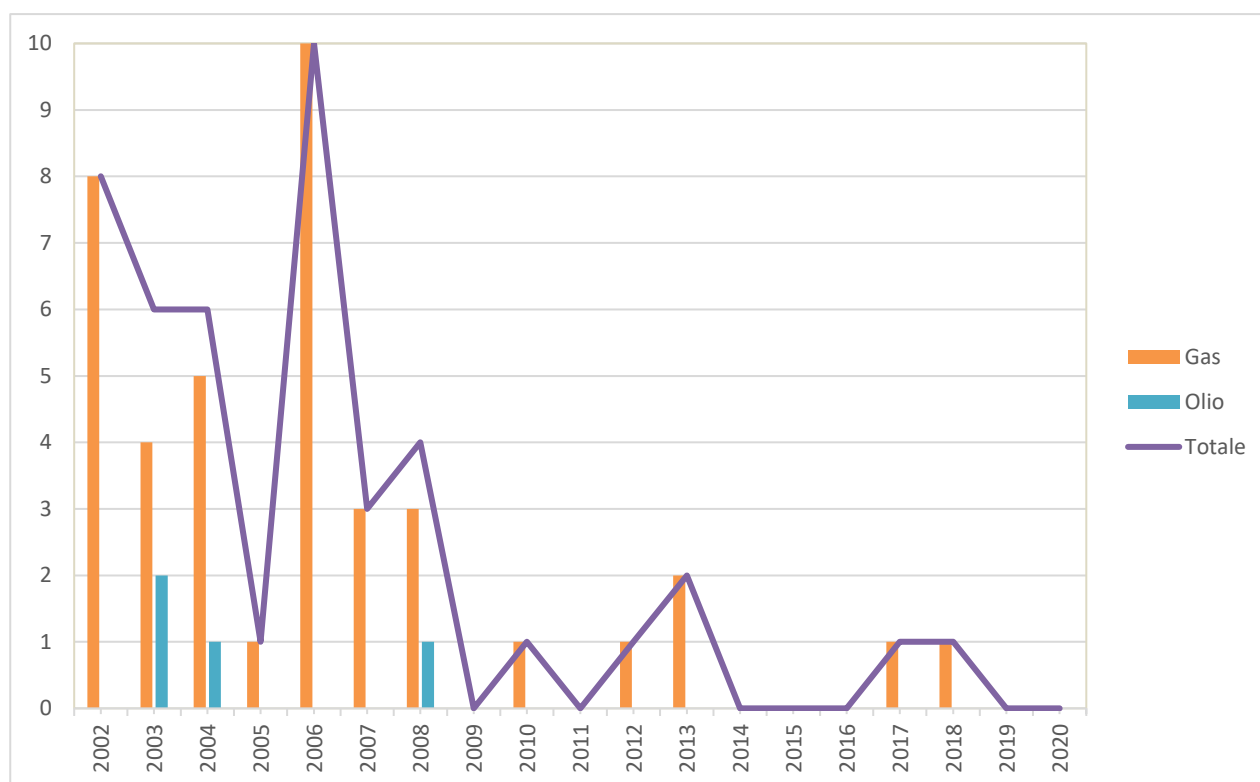


Figura 3.3-14: Numero ritrovamenti. Serie storica anni 2002-2020

L'elenco dei pozzi idrocarburi è aggiornato semestralmente con i dati comunicati dagli operatori petroliferi.

L'ultimo aggiornamento disponibile è al 30 giugno 2021.

Al 30 giugno 2021 erano presenti 1.622 pozzi attivi di cui 673 in produzione (514 a gas e 159 ad olio, 437 ubicati in terra e 236 in mare). Gli idrocarburi prodotti sono convogliati in 71 centrali di raccolta e trattamento a gas e 15 centrali ad olio.

Nel Sistema informativo (Web GIS sinacloud) sviluppato e gestito da ISPRA, sono accessibili con un applicativo Web GIS, per il tramite di un GIS Service Layer, per la consultazione e interrogazione, al seguente link:

<https://sinacloud.isprambiente.it/portal/apps/webappviewer/index.html?id=44b6c75b5e994703b9bd6adf51561a7d> anche le informazioni disponibili relativamente ai pozzi attivi al 30 giugno 2021, quale mappa degli stessi richiesta a seguito della procedura di VAS, suddivisi in pozzi produttivi “eroganti” e pozzi produttivi “non eroganti”³⁹, e distinti rispettivamente tra quelli ad olio e quelli a gas.

Tabella 3.3-8: Pozzi attivi al 30 giugno 2021

Pozzi attivi	Gas.	Olio	Totale.
Pozzi produttivi eroganti ⁴⁰	514	159	673
Pozzi produttivi non eroganti	752	138	890
Altri pozzi attivi (monitoraggio, reiniezione altro utilizzo)	32	27	59
Totale	1.298	324	1.622

Tabella 3.3-9: Numero pozzi produttivi eroganti distinto per Regione/zona marina al 30 giugno 2021

REGIONE/ZONA MARINA	GAS	OLIO	TOTALE
ABRUZZO	1	0	1
BASILICATA	6	21	27
CALABRIA	7	0	7
EMILIA ROMAGNA	187	7	194
LOMBARDIA	8	0	8
MARCHE	12	2	14
MOLISE	15	8	23
PIEMONTE	0	2	2
PUGLIA	12	0	12
SICILIA	44	59	103

³⁹ La dizione pozzi attivi produttivi “non eroganti” dovrebbe coincidere con la richiesta di informazioni in sede di VAS rispetto ai pozzi improduttivi; non esiste invece, al momento, un censimento dei pozzi non più produttivi presenti su tutto il territorio nazionale e un elenco completo dei pozzi chiusi minerariamente.

⁴⁰ Per pozzo produttivo si intende un pozzo che è stato perforato con esito positivo; il pozzo è definito produttivo a seguito del suo completamento e rimane tale sino alla sua chiusura mineraria. Per pozzo erogante si intende un pozzo produttivo che al momento sta estraendo idrocarburi dal giacimento; lo stato erogante/non erogante può variare più volte durante a vita di un pozzo produttivo.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

TOSCANA	45	0	45
VENETO	1	0	1
TOTALE TERRA	338	99	437
ZONA A	119	0	119
ZONA B	41	32	73
ZONA C	0	28	28
ZONA D	16	0	16
TOTALE MARE	176	60	236
TOTALE	514	159	673

Per quanto riguarda le informazioni sui titoli minerari cessati, e quindi anche sui pozzi chiusi minerariamente, queste sono rese disponibili sul sito del Progetto ViDEPI⁴¹. Nel medesimo sito è pertanto disponibile l'elenco storico dei pozzi perforati in Italia dal 1895 al 2017; tale elenco comprende in gran parte pozzi non produttivi ormai chiusi minerariamente, ma anche pozzi ancora attivi. Si è proceduto alla selezione dei pozzi chiusi adottando i seguenti criteri:

- pozzi con esito sterile: i pozzi che risultano sterili vengono chiusi a conclusione delle operazioni di perforazione con lo stesso impianto con cui sono stati perforati;
- pozzi perforati in titoli minerari non più vigenti: per essere eliminati dall'elenco dei titoli vigenti i titoli minerari devono essere liberi da impianti (tutti i pozzi chiusi e ripristini ambientali effettuati).

Il risultato è un elenco di 4.676 pozzi perforati e poi chiusi nel periodo 1895-2017. Per le motivazioni esposte in precedenza l'elenco potrebbe non essere completo. Si segnala infine che per un sottoinsieme di 2.305 pozzi, sono disponibili i profili finali di pozzo, profili che sono consultabili anche sul sito del progetto ViDEPI-Visibilità dei dati afferenti all'attività di esplorazione petrolifera in Italia, <http://www.videpi.com/videpi/pozzi/consultabili.asp> realizzato in collaborazione tra MiSE, Assomineraria (ora Assorisorse) e Società Geologica Italiana. Si richiama che per chiusura mineraria del pozzo si intende l'attività di ripristino delle condizioni idrauliche precedenti all'esecuzione del foro al fine di isolare i livelli dai quali si sono prodotti gli idrocarburi. Le campagne e/o le singole chiusure minerarie devono essere programmate e autorizzate, per cui può trascorrere un periodo di tempo, a volte abbastanza lungo, durante il quale il pozzo resta nello stato di pozzo produttivo non erogante fino alla sua chiusura mineraria.

Centrali di raccolta e trattamento di idrocarburi

Al 30 giugno 2021 le centrali di raccolta e trattamento di idrocarburi ubicate nel territorio nazionale sono n. 86, di cui n. 71 per il trattamento del gas, n. 15 per il trattamento dell'olio. In totale la superficie coperta dalle centrali di raccolta e trattamento è pari a 187,6 km².

⁴¹ <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/dati-storici-videpi> Il progetto ViDEPI ha l'obiettivo di rendere facilmente accessibili i documenti tecnici relativi all'esplorazione petrolifera in Italia. Si tratta di documentazione riguardante titoli minerari cessati, e pertanto pubblica, depositata a partire dal 1957 presso l'UNMIG. La normativa stabilisce che le Compagnie operatrici dei singoli titoli minerari debbano fornire all'UNMIG rapporti tecnici progressivi sull'attività svolta nei titoli medesimi includenti copia di documenti esemplificativi, quali carte geologiche, carte strutturali, profili finali di pozzi, linee sismiche, etc. La stessa legge prevede che i documenti consegnati divengano di pubblica disponibilità dopo un anno dalla cessazione del titolo per il quale erano stati prodotti.

Tabella 3.3-10: Numero centrali distinto per Regione

	GAS	OLIO	TOTALE
ABRUZZO	5	0	5
BASILICATA	5	3	8
CALABRIA	2	0	2
EMILIA ROMAGNA	24	1	25
LAZIO	0	1	1
LOMBARDIA	8	1	9
MARCHE	14	1	15
MOLISE	2	2	4
PIEMONTE	0	1	1
PUGLIA	3	0	3
SICILIA	4	5	9
TOSCANA	2	0	2
VENETO	2	0	2
TOTALE	71	15	86

Al fine di valutare l'impatto sul territorio delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi, e per tenere presente le effettive limitazioni alle attività da imporre in base ai vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione, oltre alla superficie coperta dai titoli minerari, un dato significativo è rappresentato anche dall'incidenza percentuale dell'area effettivamente occupata dagli impianti (centrali di raccolta e trattamento e aree pozzo) rispetto all'intera superficie regionale. Nella tabella seguente l'area occupata dalle centrali è stata ottenuta dalle superfici effettive delle centrali stesse mentre per i pozzi è stato stimato un valore medio dell'area pozzo di 0,01 km² (100x100 m).

Tabella 3.3-11: Area occupata da impianti distinta per Regione

Regione	Superficie regionale Km ²	Centrali			Pozzi			Totale	
		Numero	Km ²	% sup. reg.	Numero	Km ²	% sup. reg.	Km ²	% sup. reg.
PIEMONTE	25.402	1	0,16	0,0006%	16	0,16	0,0006%	0,32	0,0013%
LOMBARDIA	23.861	8	0,13	0,0005%	33	0,33	0,0014%	0,46	0,0019%
VENETO	18.399	1	0,01	0,0000%	2	0,02	0,0001%	0,03	0,0002%
EMILIA-ROMAGNA	22.447	25	0,40	0,0018%	280	2,8	0,0125%	3,20	0,0142%
TOSCANA	22.994	2	0,02	0,0001%	45	0,45	0,0020%	0,47	0,0020%
MARCHE	9.366	15	0,27	0,0029%	35	0,35	0,0037%	0,62	0,0067%

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

LAZIO	17.236	1	0,01	0,0001%	14	0,14	0,0008%	0,15	0,0009%
ABRUZZO	10.753	4	0,08	0,0007%	12	0,12	0,0011%	0,20	0,0018%
MOLISE	4.438	4	0,12	0,0026%	46	0,46	0,0104%	0,58	0,0130%
PUGLIA	19.358	3	0,10	0,0005%	119	1,19	0,0061%	1,29	0,0067%
BASILICATA	9.992	8	0,28	0,0028%	104	1,04	0,0104%	1,32	0,0132%
CALABRIA	15.079	2	0,06	0,0004%	10	0,1	0,0007%	0,16	0,0011%
SICILIA	25.832	9	0,39	0,0015%	176	1,76	0,0068%	2,15	0,0083%
TOTALE	225.157	83 (*)	2,02	0,0009%	892	8,92	0,0040%	10,94	0,0049%

(*) 3 centrali non sono conteggiate in quanto afferenti a concessioni di stoccaggio
 Situazione al 30 giugno 2021

Piattaforme marine

Al 31 dicembre 2020, nell'offshore italiano sono installate 138 strutture⁴² marine che in base alla loro tipologia ed al loro utilizzo sono distinte in:

- 116 piattaforme di produzione (comprese 10 teste pozzo sottomarine);
- 10 piattaforme di supporto alla produzione (compressione o raccordo);
- 12 strutture non operative, di cui 5 in fase di dismissione mineraria (paragrafo 3.3.4)⁴³.

Delle n. 138 piattaforme e strutture assimilabili, n. 94 si trovano nelle aree protette e/o nella fascia delle 12 miglia dalle linee di costa e dalle predette aree protette, e n. 44 oltre tale limite.

Tabella 3.3-12: Numero di piattaforme marine distinte per zona

ZONA MARINA	GAS	OLIO	TOTALE
Zona A	77	0	77
Zona B	38	5	43
Zona C	0	5	5
Zona D	5	0	5
Zona F	1	2	3
Zona G	5	0	5
TOTALE	126	12	138

42 <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/piattaforme-marine>

43 <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/dismissione-mineraria-delle-piattaforme-marine>

Tabella 3.3-13: Numero di piattaforme marine distinte per tipologia di struttura

TIPO STRUTTURA	GAS	OLIO	TOTALE
monotubolare	22	0	22
bitubolare	3	0	3
cluster	8	0	8
struttura reticolare	81	10	91
testa pozzo sottomarina	12	2	14
TOTALE	126	12	138

Parte della produzione di olio greggio da giacimenti di idrocarburi ubicati in mare è convogliata tramite oleodotto a 3 centrali di raccolta e trattamento ubicate in terraferma. La restante produzione di olio in mare viene effettuata per mezzo di unità galleggianti di stoccaggio temporaneo (FSO e FPSO - *floating production storage and offloading*⁴⁴). In Italia sono operative le FSO «ALBA MARINA» per il campo Rospo nella concessione B.C 8.LF e «LEONIS» per il campo Vega nella concessione C.C 6.EO.

Si segnala inoltre, che 39 piattaforme offshore allo stato attuale sono oggetto di autorizzazione allo scarico e/o reiniezione delle acque di strato. La tabella seguente riporta in dettaglio le piattaforme e la tipologia di scarico autorizzata:

Tabella 3.3-14: Piattaforme marine e tipologia di scarico autorizzata

N.	Nome piattaforma	Tipologia di scarico
1	AGOSTINO B	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
2	AMELIA A	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
3	ANNABELLA	scarico in mare
4	ANNAMARIA B	scarico in mare
5	ANTONELLA	scarico in mare
6	ARIANNA A	scarico in mare
7	ARMIDA	scarico in mare
8	AZALEA B	scarico in mare

⁴⁴ Si tratta di sistemi galleggianti di produzione, stoccaggio e trasbordo costituiti da navi petroliere di grandi capacità che possono ospitare anche impianti di trattamento. La nave è ormeggiata a prua per mantenere una posizione geostazionaria. L'olio estratto dalle piattaforme di produzione o dalle teste pozzo sottomarine è trasportato a bordo tramite riser per essere temporaneamente stoccato e infine trasbordato e trasportato a terra tramite navi cisterna

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

9	BARBARA A	scarico in mare
10	BARBARA B	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
11	BARBARA C	scarico in mare
12	BARBARA D	scarico in mare
13	BARBARA E	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
14	BARBARA F	scarico in mare
15	BARBARA G	scarico in mare
16	BARBARA H*	scarico in mare
17	BONACCIA	scarico in mare
18	BONACCIA NW	scarico in mare
19	BRENDA	scarico in mare
20	CALIPSO	scarico in mare
21	CALPURNIA	scarico in mare
22	CERVIA A	scarico in mare
23	CERVIA B	scarico in mare
24	CERVIA C	scarico in mare
25	CLARA NW	scarico in mare
26	DARIA B	scarico in mare
27	ELETTRA	scarico in mare
28	EMMA OVEST	scarico in mare
29	FAUZIA	scarico in mare
30	FRATELLO C	scarico in mare
31	GARIBALDI B	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
32	GARIBALDI C	scarico in mare
33	GIOVANNA	scarico in mare
34	GUENDALINA	scarico in mare
35	NAOMI PANDORA	scarico in mare
36	PORTO CORSINI M E C (PCC)	scarico in mare
37	PORTO CORSINI MWC	reiniezione in unità geologica profonda e scarico in mare
38	SQUALO	scarico in mare
39	TEA	scarico in mare

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Autorizzazioni in corso al 30/04/2021 n. 39

*Barbara H aut. in scadenza il 3/07/2021 non ha chiesto il rinnovo dell'autorizzazione

Le altre 99 unità non sono oggetto di autorizzazione allo scarico e/o reiniezione (non producono acque di strato o comunque le acque di strato prodotte dalla separazione degli idrocarburi, liquidi e gassosi, vengono inviate alle centrali a terra, o ad altre piattaforme tramite sealine sottomarine).

3.3.4. *Elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente*

In attuazione di quanto previsto dal DM del 15 febbraio 2019 (Linee Guida per la dismissione mineraria delle piattaforme, descritte al paragrafo 3.1.5), nel Bollettino ufficiale per gli idrocarburi e le georisorse (BUIG) Anno LXV N. 7 del 31 Luglio 2021, è stato aggiornato l'Elenco delle piattaforme e delle infrastrutture da dismettere minerariamente.

Nell'elenco predetto, sono altresì indicate, ferme le valutazioni di competenza dei Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dei beni e delle attività culturali, le piattaforme e le infrastrutture connesse che, a seguito della verifica prevista, possono essere riutilizzate.

Parte a) - Elenco delle piattaforme e infrastrutture da rimuovere senza possibilità di riutilizzo

Nome piattaforma	Concessione mineraria	Operatore	Ubicazione (Lat/Long WGS84)	Tipo piattaforma	Termine presentazione progetto di rimozione
ADA 3	A.C9.AG	Eni S.p.A.	45,183361 N 12,591176 E	Monotubolare	Presentato
AZALEA A	A.C8.ME	Eni S.p.A.	44,171769 N 12,714258 E	Bitubolare a portale	Presentato
PC 73	PORTO CORSINI MARE	Eni S.p.A.	44,385037 N 12,579101 E	Monotubolare	Presentato
ARMIDA 1	A.C29.EA	Eni S.p.A.	44,475932 N 12,449540 E	Monotubolare	31/05/2022
REGINA 1	A.C17.AG	Eni S.p.A.	44,102781 N 12,834209 E	Monotubolare	31/05/2022

Parte b) - Elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente ma con possibilità di riutilizzo con scopi diversi dall'attività mineraria di estrazione di idrocarburi

Nome piattaforma	Concessione mineraria	Operatore	Ubicazione (Lat/Long WGS84)	Tipo piattaforma	Termine presentazione istanza di riutilizzo
VIVIANA 1 ⁴⁵	B.C5.AS	Eni S.p.A.	42,65643 N 14,155021	Monotubolare	30/06/2022

⁴⁵ Si rimanda alla nota informativa riportata in Allegato A al Comunicato Ministeriale 28 giugno 2021, pubblicato nel BUIG Anno LXV-N.6.

3.3.4.a Proposta di MEMORANDUM (dichiarazione pubblica congiunta tra MiSE-MATTM-MIBACT-ASSOMINERARIA) sul programma di attività per la dismissione degli impianti offshore

Negli anni scorsi la ex DGS UNMIG del MiSE (ora DGISSEG del MiTE) ha promosso un progetto relativo alla redazione di un programma di attività per la dismissione degli impianti offshore basato sulla definizione di indicatori e criteri oggettivi per la rimozione o la destinazione ad altro utilizzo delle piattaforme (es. monitoraggio ambientale, scopi turistico ricreativi). Questo anche alla Luce dell'Accordo offshore siglato con la Regione Emilia Romagna in data 19 ottobre 2016.

Le piattaforme marine e le strutture assimilabili (teste pozzo sottomarine) sono attualmente n. 138 (<https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/piattaforme-marine>).

Al riguardo, secondo l'analisi tecnica - scientifica svolta dalla DGS-UNMIG in collaborazione con Università, Enti di ricerca, Associazioni della società civile e con Assomineraria, era risultato opportuno predisporre un Programma dismissioni condiviso in cui prevedere la dismissione mineraria di circa 34 piattaforme offshore delle 138 esistenti per i prossimi 5-10 anni.

Tuttavia, con il quadro normativo attuale, è stato constatato come nella pratica vi sono alcuni punti di rallentamento sull'obbligo della chiusura mineraria e del ripristino, ossia secondo la normativa vigente questa fase è prevista entro la fine della concessione e non obbligatoriamente alla fine dell'utilità dell'infrastruttura mineraria, creando un ritardo temporale anche importante nei casi in cui la concessione preveda più giacimenti o giacimenti con molti pozzi.

A tal fine tra ottobre - dicembre 2018 il Ministero dello Sviluppo Economico ha svolto alcune specifiche riunioni con i rappresentanti delle altre Amministrazioni competenti (MATTM e MIBAC), con Assomineraria, con le maggiori Associazioni Ambientaliste (Greenpeace, WWF, Legambiente) al fine di verificare la disponibilità, da parte delle diverse parti coinvolte, a firmare una sorta di dichiarazione pubblica d'intenti tramite specifico MEMORANDUM tra ASSOMINERARIA e i Ministeri coinvolti (tra MiSE, MATTM, MIBACT e Assomineraria), finalizzato ad accelerare la dismissione delle piattaforme marine a fine vita.

A seguito dei predetti incontri è stato evidenziato che delle 138 piattaforme marine esistenti, ben 94 sono entro le 12 miglia, ed il 40% delle piattaforme risulta non operativa. Gli operatori possono eseguire la dismissione della piattaforma di produzione entro la fine del periodo di validità del titolo concessorio e non obbligatoriamente alla fine vita produttiva dell'infrastruttura. Questo implica che molte installazioni hanno terminato la fase produttiva e rimangono inoperative, comunque soggette a periodiche verifiche e manutenzioni.

La ex DGS-UNMIG aveva pertanto predisposto una bozza di dichiarazione congiunta che prevedeva l'impegno di Assomineraria (in qualità di principale Associazione di settore delle aziende, italiane e straniere, che operano nell'esplorazione e produzione di minerali e idrocarburi in Italia) a promuovere presso i propri associati (circa 150) l'attuazione del programma italiano delle attività per le dismissioni delle piattaforme offshore. In particolare, tale attività di promozione avrebbe riguardato il decommissioning di un primo elenco contenente, n. 34 piattaforme suscettibili di dismissione nei prossimi 5-10 anni: precisamente di n. 22 piattaforme nel c.d. "batch1" e, nelle fasi successive, di n. 12 piattaforme nel c.d. "batch2".

Su tale bozza di Memorandum circolata a dicembre 2018 tra le diverse Amministrazioni ed i Soggetti coinvolti, non si è trovata una piena e idonea condivisione del testo.

Il Ministero dello Sviluppo Economico, avendo successivamente ricevuto comunicazioni da alcune società sia di avvenute rivalutazioni sulle riserve disponibili di alcuni pozzi, cioè sulla “vita” produttiva residua degli stessi, sia di presentazioni di istanze di proroga del titolo concessorio, indicanti ancora interesse al campo, ha eseguito un aggiornamento sulle verifiche delle piattaforme inserite nel batch1 (tutte con pozzi non produttivi salvo una sola ma solo 4 con pozzi chiusi minerariamente) a seguito delle quali ha accordato la richiesta di spostamento di tre piattaforme dal “batch1” al “batch2”. A seguito di detto aggiornamento di giugno 2019, il “batch1” includeva n. 19 piattaforme mentre n. 15 piattaforme sarebbero state incluse nel “batch2”.

Al riguardo, richiamando l’Elenco predetto delle piattaforme e delle infrastrutture da dismettere minerariamente aggiornato al 31/12/2020 in attuazione del DM del 15 febbraio 2019, si constata che per le 19 piattaforme di cui al batch1 sono state individuate al 31/12/2020 n. 3 piattaforme e infrastrutture da rimuovere senza possibilità di riutilizzo e n. 2 piattaforme e infrastrutture potenzialmente riutilizzabili per scopi diversi dall’attività mineraria (in attesa di conoscere se arriveranno entro il termine del 31/07/2021 eventuali istanze di riutilizzo).

Si rilevano le seguenti possibili motivazioni che possono indurre gli operatori delle piattaforme improduttive a ritardare la chiusura mineraria dei pozzi non produttivi. Le stesse possono essere ricondotte essenzialmente ad:

- una motivazione di natura tecnico-ambientale

L’impianto mobile (Jack Up) che opera nella fase di installazione, sia per ulteriori attività di straordinaria manutenzione (es: workover o perforazione di ulteriori pozzi) che nella fase di decommissioning (chiusura mineraria, smantellamento), poggia sul fondale marino introducendo le sue tre gambe nel fondale. La rimozione dell’impianto porta alla creazione di una deformazione localizzata che limita successivamente le possibilità di poter ritornare in situ. In base alle caratteristiche del fondale, della piattaforma, della posizione delle condotte sottomarine e dell’impianto stesso non sono disponibili che poche possibilità di utilizzare l’impianto in sicurezza (circa 3 in genere). Il posizionamento su vecchie impronte crea un alto rischio di non poter avere le giuste condizioni di stabilità dell’impianto, tanto che le stesse assicurazioni sono molto attente nel valutare il rischio di un impianto in aree con impronte precedenti. Dette condizioni possono pertanto limitare l’uso degli impianti mobili per ragioni di sicurezza e per minimizzare l’impatto sull’ambiente.

- una motivazione di natura economico-logistica

Gli impianti mobili che operano sulle piattaforme sono in numero ridotto e si configurano come strutture logistiche tecniche di servizio, di proprietà di società specializzate, che si muovono in tutto il mondo (essendo assimilabili a navi), e che le società operatrici devono gestire come fornitura (quindi attraverso gare d’appalto e prenotazione a medio periodo). Pertanto per agevolare la logistica ed abbattere i costi, gli operatori cercano di ottimizzare la programmazione delle campagne di chiusura mineraria, cercando di ricomprendere tutti i pozzi di più piattaforme in dismissione e le successive rimozioni.

Il MiTE ha recentemente eseguito anche specifiche attività di verifica ed approfondimento di natura tecnico-statistica in merito alla situazione per le concessioni a mare da cui è emerso in sintesi che le concessioni di coltivazione di idrocarburi attualmente vigenti in mare sono 61; di cui attualmente 18 risultano improduttive. Di queste, n. 11 non hanno mai prodotto dalla data di conferimento del titolo. Si constata che n. 8 di queste concessioni sono ubicate nell’Alto Adriatico in zona interdotta (art. 8 del DL 112/2008) per motivi di potenziale rischio di subsidenza. Mentre n. 1 concessione risulta improduttiva da 1-5 anni, n. 2 concessioni risultano improduttive da 6-10 anni e n. 10 concessioni risultano improduttive da oltre 20 anni.

3.3.5. Le produzioni di idrocarburi in terraferma ed in mare - La produttività

Riguardo ad un maggiore dettaglio sulla situazione energetica nazionale (produzioni, consumi, etc...) in relazione alle diverse fonti energetiche, si rimanda al capitolo 5.2.1 "Energia", dov'è approfondito sia l'andamento della quota di energia da combustibili fossili, che la produzione primaria nazionale per fonte energetica, rispetto al consumo interno lordo nazionale di energia negli ultimi 20 anni.

In particolare gli andamenti delle produzioni nazionali di idrocarburi degli ultimi venti anni sono sintetizzati nella tabella seguente. Al riguardo, si evidenzia che per l'anno 2020, rispetto all'anno precedente, la produzione di idrocarburi ha registrato un decremento della produzione di gas naturale (-11,36%) e un incremento della produzione di olio greggio (+26,13 %).

I grafici seguenti rappresentano le serie storiche dal 1999 al 2020 distinguendo l'andamento della produzione per il gas naturale e per l'olio greggio sia in terraferma che a mare, oltre che fornendo l'andamento totale per anno.

Inoltre, è rimarchevole che le **produzioni nazionali di gas ed olio nel 2020 hanno contribuito rispettivamente per circa il 6,2% e circa il 11,3% al fabbisogno nazionale.**

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 3.3-15: Produzione di idrocarburi in terra e in mare. Serie storica 2000-2020

Anno	GAS (miliardi di Sm ³)			OLIO (milioni di t)		
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale
2000	3,66	13,11	16,77	3,20	1,36	4,56
2001	2,94	12,61	15,55	3,11	0,96	4,07
2002	2,79	12,15	14,94	4,47	1,03	5,50
2003	2,68	11,32	14,00	4,54	1,00	5,54
2004	2,38	10,54	12,92	4,46	0,95	5,41
2005	2,41	9,55	11,96	5,32	0,77	6,09
2006	2,33	8,51	10,84	5,06	0,70	5,76
2007	2,35	7,28	9,63	5,08	0,76	5,84
2008	2,26	6,81	9,07	4,69	0,53	5,22
2009	2,00	5,90	7,90	4,00	0,50	4,50
2010	2,10	5,80	7,90	4,40	0,70	5,10
2011	2,30	6,00	8,30	4,60	0,64	5,24
2012	2,47	6,07	8,54	4,90	0,47	5,37
2013	2,43	5,28	7,71	4,76	0,72	5,48
2014	2,42	4,86	7,28	4,99	0,76	5,75
2015	2,35	4,53	6,88	4,70	0,75	5,45
2016	1,75	4,27	6,02	3,02	0,72	3,74
2017	1,90	3,75	5,65	3,48	0,66	4,14
2018	2,17	3,38	5,55	4,13	0,54	4,67
2019	2,05	2,93	4,98	3,82	0,45	4,27
2020	2,00	2,42	4,42	4,94	0,44	5,38

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

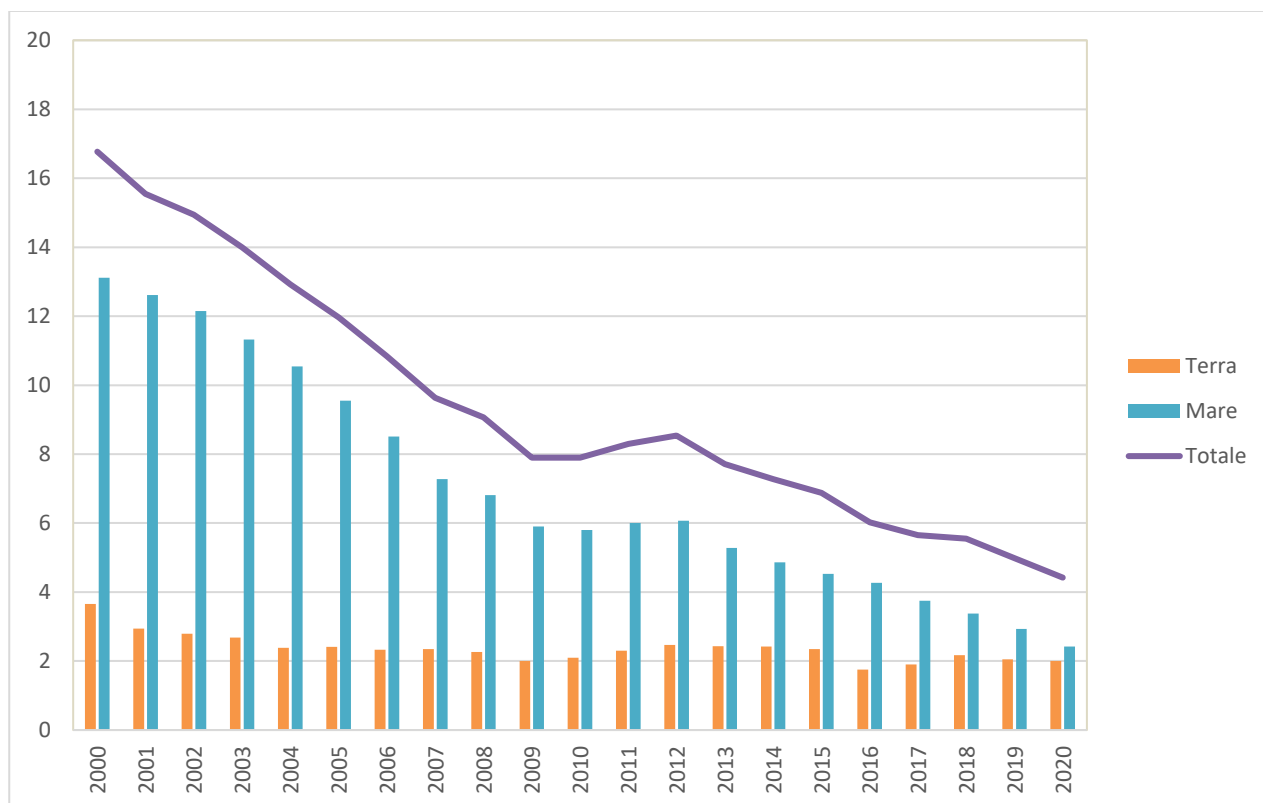


Figura 3.3-15: Produzione di gas naturale (miliardi di Sm³). Serie storica anni 2000-2020

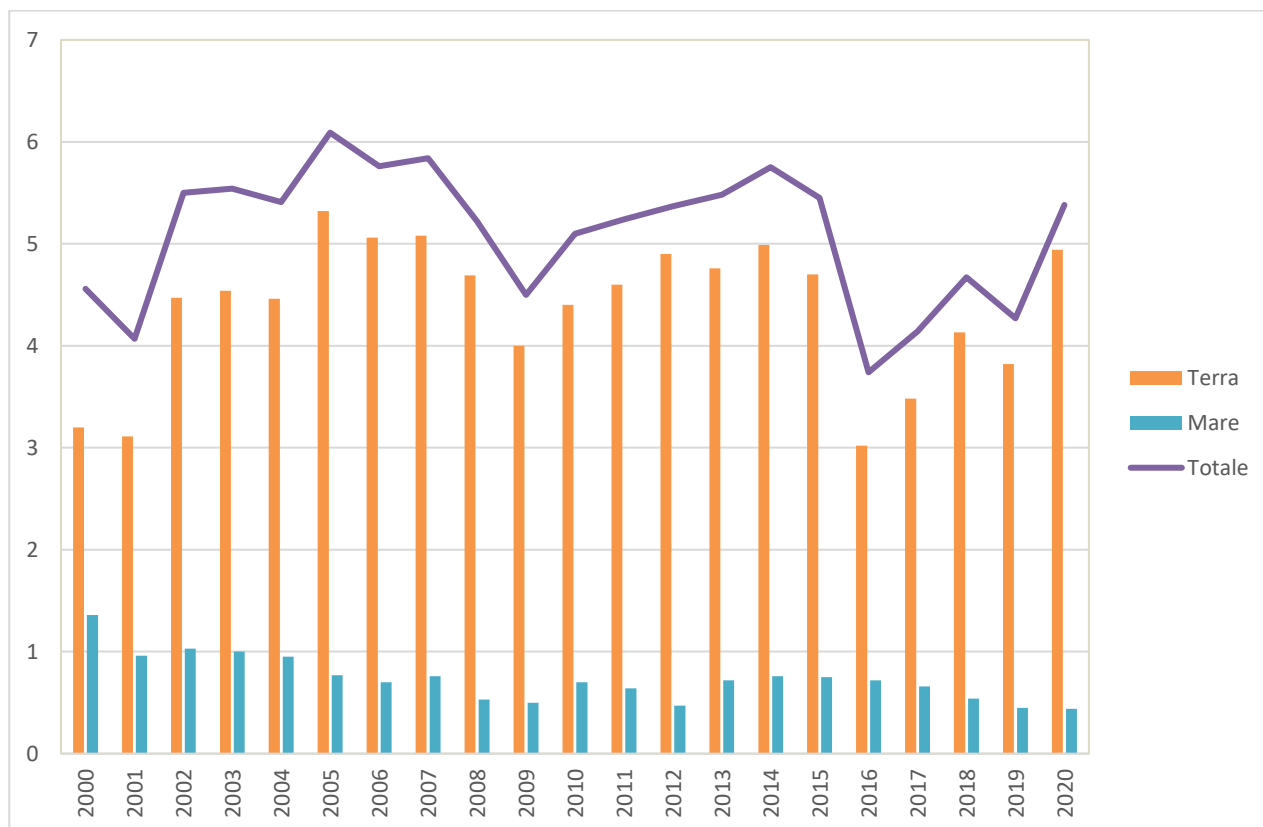


Figura 3.3-16: Produzione di olio greggio (milioni di tonnellate). Serie storica anni 2000-2020

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

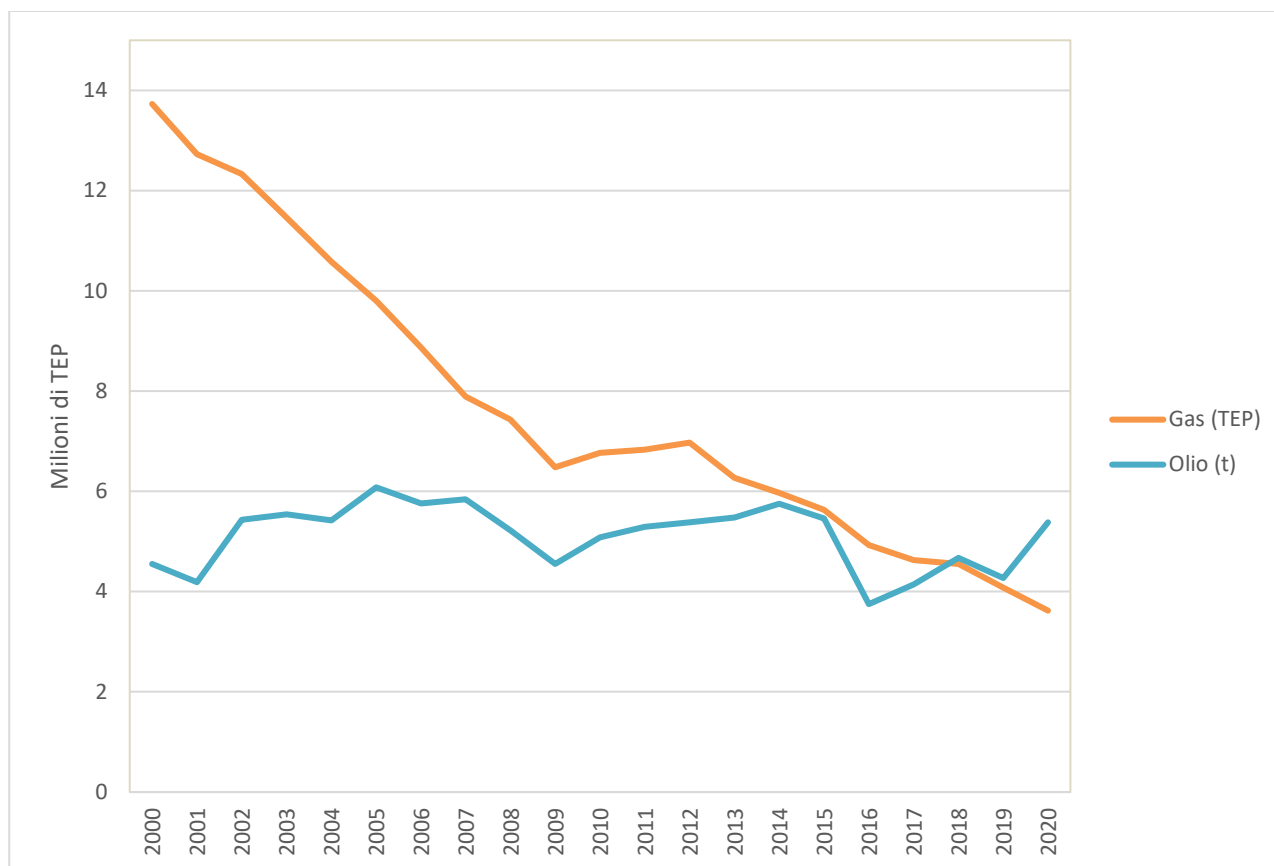


Figura 3.3-17: Produzione (milioni di tonnellate). Serie storica anni 2000-2020

Nel grafico precedente (Figura 3.3-17) i valori di produzione di gas naturale sono stati convertiti in milioni di TEP (tonnellate equivalenti di petrolio) in modo da poterli confrontare direttamente con i valori di produzione di olio greggio. Fino all'anno 2000 la produzione di gas naturale era molto superiore a quella di olio greggio, ma tale differenza è andata man mano a ridursi nel corso degli ultimi 20 anni fino ad annullarsi nel 2018, quando per la prima volta in assoluto è stata registrata una produzione di gas naturale minore di quella dell'olio greggio. La tendenza è confermata dai dati di produzione dell'anno 2020 (3,62 milioni di TEP di gas e 5,38 milioni di tonnellate di olio greggio).

La produzione sia di gas naturale che di olio greggio può essere distinta per Regione e per zona marina di estrazione.

Tabella 3.3-16: Produzione di gas distinta per Regione/zona marina

Regione/Zona	2020	2019	Variazione % 2020/2019	% totale nazionale
Abruzzo	8,52	15,79	-46,04%	0,19%
Basilicata	1.504,80	1.493,82	0,74%	34,07%
Calabria	5,61	5,9	-4,92%	0,13%
Emilia Romagna	142,38	166,38	-14,42%	3,22%
Lombardia	12,90	18,65	-30,83%	0,29%
Marche	5,93	5,64	5,14%	0,13%
Molise	73,87	82,15	-10,08%	1,67%
Piemonte	7,96	7,67	3,78%	0,18%
Puglia	71,49	78,47	-8,90%	1,62%
Sicilia	164,61	178,7	-7,88%	3,73%
Toscana	2,87	2,64	8,71%	0,06%
Veneto	1,35	0,12		0,03%
TOTALE TERRA	2.002,28	2.055,92	-2,61%	45,33%
Zona A	1.358,61	1.645,73	-17,45%	30,76%
Zona B	692,93	820,43	-15,54%	15,69%
Zona C	4,06	4,15	-2,17%	0,09%
Zona D	359,27	456,98	-21,38%	8,13%
TOTALE MARE	2.414,86	2.927,28	-17,50%	54,67%
TOTALE	4.417,14	4.983,20	-11,36%	100,00%

[milioni di Sm³]

Tabella 3.3-17: Produzione di olio distinta per Regione/zona marina

Regione/Zona	2020	2019	Variazione % 2020/2019	% totale nazionale
Basilicata	4.511,90	3.304,86	36,52%	83,80%
Emilia Romagna	27,96	30,85	-9,37%	0,52%
Molise	12,14	12,38	-1,94%	0,23%
Piemonte	12,68	17,51	-27,58%	0,24%
Sicilia	377,79	454,31	-16,84%	7,02%
TOTALE TERRA	4.942,47	3.819,90	29,39%	91,80%
Zona B	231,03	224,81	2,77%	4,29%
Zona C	210,44	223,77	-5,96%	3,91%
TOTALE MARE	441,47	448,58	-1,59%	8,20%
TOTALE	5.383,94	4.268,48	26,13%	100,00%

[migliaia di tonnellate]

Nel 2020 è stata registrata una produzione di gas naturale, sia sulla terraferma che in mare, pari a 4,42 miliardi di Sm³, con un decremento del 11,4 % rispetto alla produzione 2019 (4,98 miliardi di Sm³).

Gran parte della produzione complessiva di gas nazionale registrata nel 2020 è ascrivibile alle 17 concessioni più produttive che hanno realizzato complessivamente 3.566 milioni di m³, pari all'81% della produzione nazionale. Quanto fin qui rappresentato evidenzia come la produzione di gas nazionale sia concentrata solo in una ridotta percentuale delle concessioni attive: circa il 9% delle concessioni attive fornisce oltre l'80% della produzione nazionale.

Nel 2020 si è registrata una produzione di olio greggio pari a 5,38 milioni di tonnellate con un incremento del 26,13 % rispetto alla produzione 2019 (4,27 milioni di tonnellate).

La produzione complessiva di olio greggio dell'anno 2020 è principalmente ascrivibile alle 4 concessioni più produttive (circa il 2% delle concessioni vigenti) che hanno realizzato complessivamente 4.893 milioni di tonnellate, pari a oltre il 90% della produzione nazionale.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

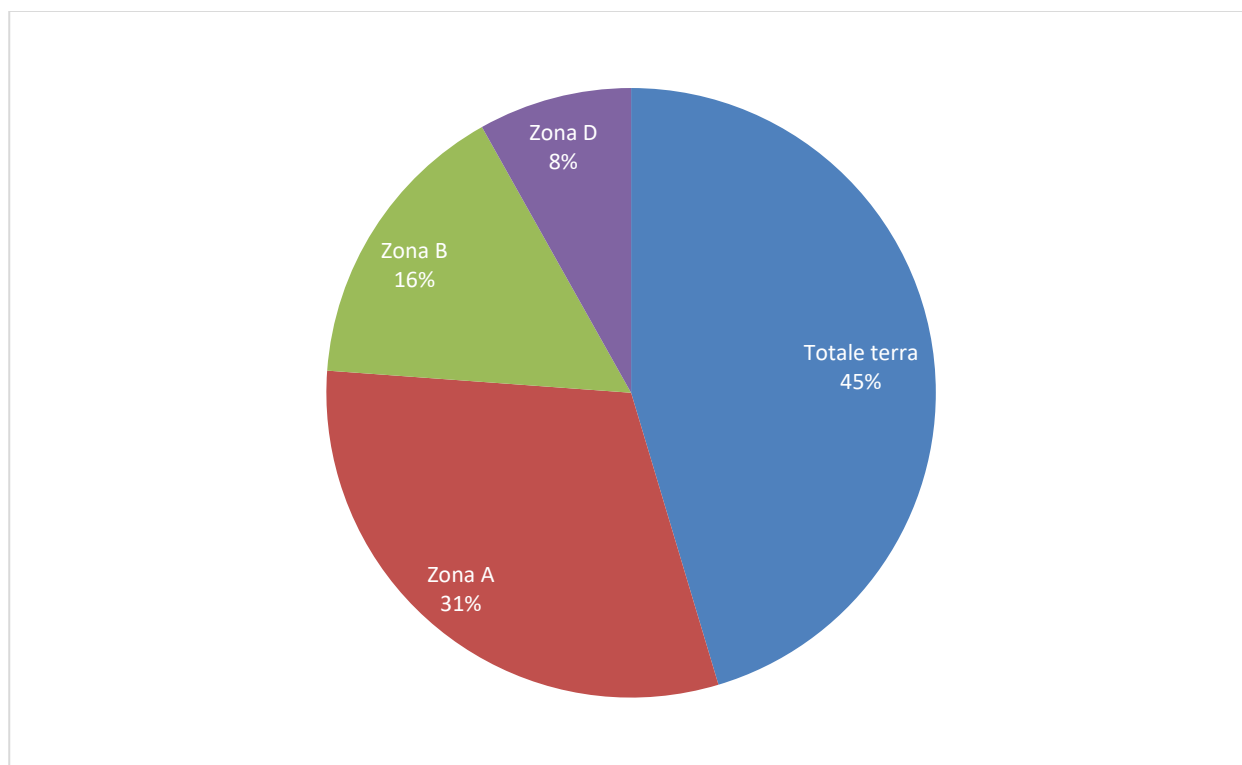


Figura 3.3-18: Produzione di gas naturale distinta per zona marina. Anno 2020

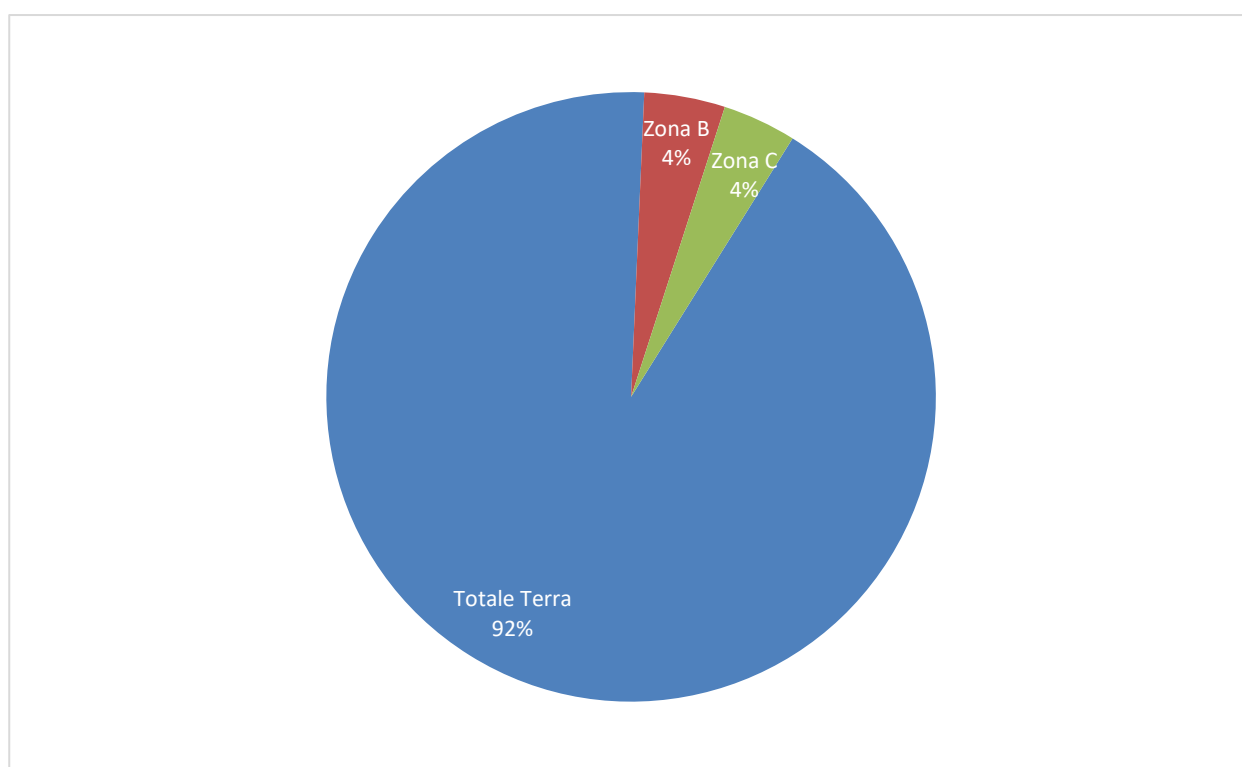


Figura 3.3-19: Produzione di olio greggio distinta per zona marina. Anno 2020

Per l'analisi di dettaglio sulle motivazioni della non produttività sono escluse dal perimetro le concessioni in Sicilia; pertanto, al 30 giugno 2021 sono vigenti 172 concessioni di coltivazione di idrocarburi di cui 111 in

terraferma e 61 in mare.

Tabella 3.3-18: Situazione delle concessioni a Terra

Stato attuale della concessione	Concessioni di coltivazione
Produttiva	50
Improduttiva	61
Attesa ripristino ambientale	22
Periodo improduttività inferiore a 1 anno	1
Periodo improduttività 1-5 anni	15
Periodo improduttività 6-10 anni	11
Periodo improduttività 11-20 anni	9
Periodo improduttività 21-30 anni	2
Periodo improduttività 31-40 anni	1
Totale complessivo	111

Tabella 3.3-19: Situazione delle concessioni a Mare

Stato attuale della concessione	Concessioni di coltivazione
Produttiva	43
Improduttiva	18
Attesa ripristino ambientale	4
Periodo improduttività inferiore a 1 anno	1
Periodo improduttività 1-5 anni	1
Periodo improduttività 6-10 anni	2
Periodo improduttività 21-30 anni	0
Periodo improduttività 31-40 anni	3
Periodo improduttività oltre i 40 anni	4
Totale complessivo	61

Delle 79 concessioni improduttive, risulta che 19 concessioni non hanno mai prodotto (alcune perché in zona interdotta D.L. 112/2008, altre in fase di approfondimento istruttorio, altre in fase di start-up).

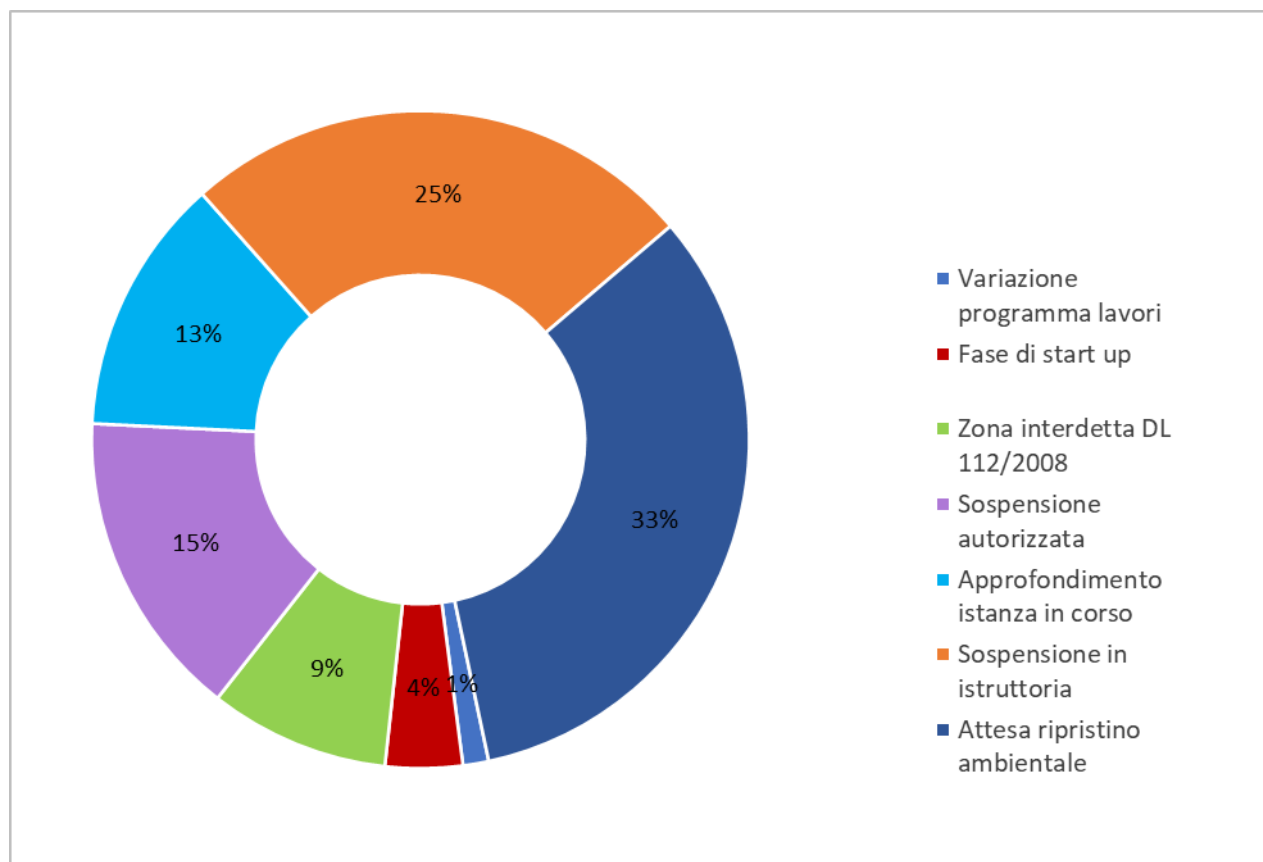


Figura 3.3-20: Natura della mancata produzione

Il 37% delle concessioni non produttive, pari a 29, è in attesa di ripristino ambientale.

Al riguardo si precisa che delle predette 29 concessioni non produttive in attesa di ripristino ambientale, 25 sono le concessioni che sono cessate (BAGNOLO MELLA, CALCIANO, CANONICA, CIGNONE, CORTEMAGGIORE, FIUME TRESTE, GAGGIANO, MANARA, MASSERIA ACQUASALSA, MASSERIA PETRILLI, MONTE CASTELLANO, NOVA SIRI SCALO, ORSINO, OVANENGO, PECORARO, PESSANO, PORTO CORSINI TERRA, S. BENEDETTO DEL TRONTO, SAN GERVASIO, TEMPA ROSSA, TORRENTE VULGANO, A.C10.AG, A.C28.EA, B.C12.AS, F.C2.AG), mentre 4 sono le concessioni che hanno inoltrato istanza di rinuncia, e che quindi anche se ancora non cessate, possono considerarsi in attesa di ripristino ambientale, per la “natura” della mancata produzione, e per le finalità del PiTESAI (B.C21.AG, CAPPARUCCIA, COLLE S.GIOVANNI, MONTE VERDESE).

La cancellazione di un titolo minerario non segue la sola “rinuncia” da parte dell’operatore, ma è vincolata al ripristino ambientale che avviene dopo:

- la predisposizione di un piano di bonifica;
- la valutazione della P.A. e l’intesa da parte della Regione competente.

Per quanto concerne la normativa di settore in materia di sospensione dei lavori di coltivazione, si richiama che già ai sensi dell’art. 26 del R.D. 29 luglio 1927 n. 1443, nonché come successivamente specificato dall’art. 33, comma 1, del Decreto Direttoriale 15 luglio 2015 “*Procedure operative di attuazione del Decreto*

Ministeriale 25 marzo 2015 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli” (Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 3 settembre 2015, Serie generale, N.204): “Il titolare non può sospendere i lavori di coltivazione e di ricerca nell’ambito di una concessione o di una fase di coltivazione del titolo concessorio unico, né ridurre la produzione di regime della concessione salvo nei casi di provata motivazione tecnica o riconosciuta causa di forza maggiore o senza autorizzazione della sezione UNMIG competente, per periodi fino a 12 mesi, o del Ministero per periodi superiori.”

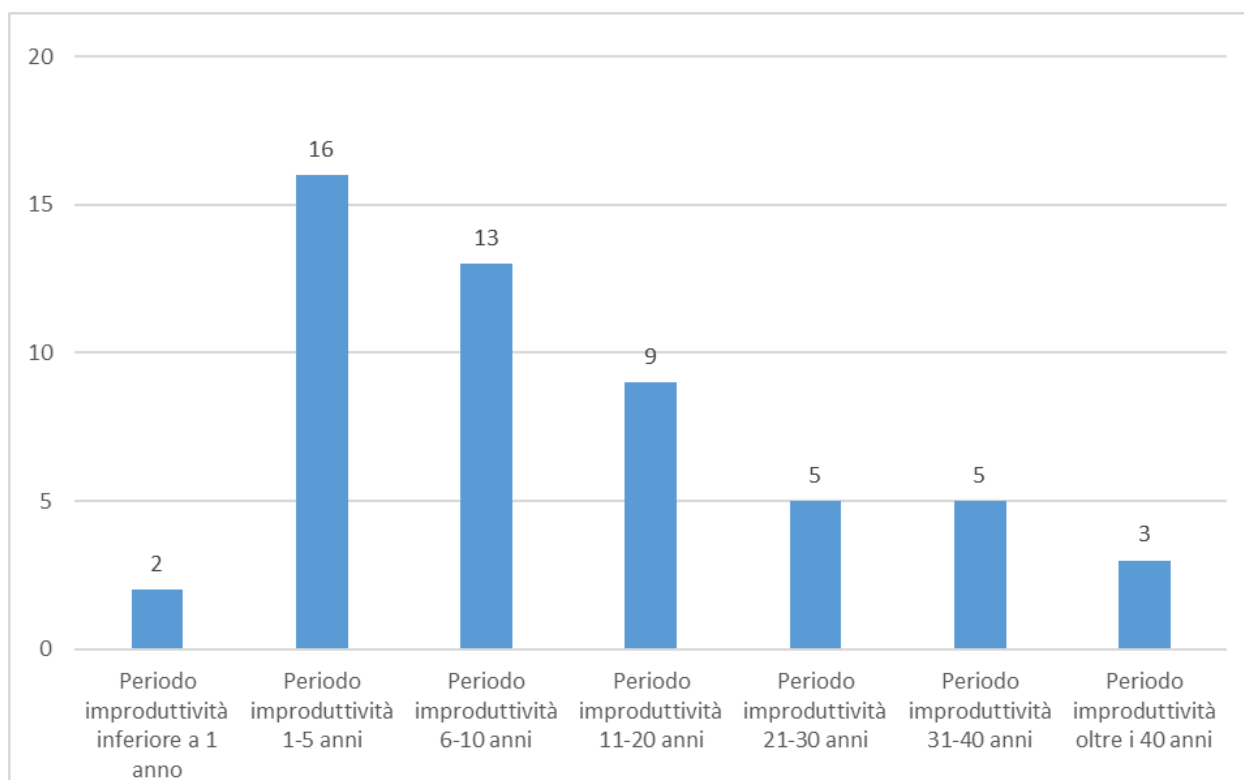


Figura 3.3-21: Periodo di improduttività

3.4. Quadro dei provvedimenti VIA di competenza statale dal 1989 al 2019

La procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), introdotta in Italia nel 1986 con l’Istituzione del Ministero dell’Ambiente, ha la finalità di assicurare che l’attività antropica sia compatibile con le condizioni per uno sviluppo sostenibile, e quindi sia svolta nel rispetto della capacità rigenerativa degli ecosistemi e delle risorse e della salvaguardia della biodiversità. La procedura di VIA si conclude con un provvedimento che contiene le motivazioni e le condizioni ambientali su cui si fonda la decisione dell’Autorità competente.

La Legge 9 gennaio 1991, n. 9, specifica chiaramente all’art.2 che la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi sono da assoggettare alla valutazione di impatto ambientale secondo quanto previsto dalla normativa vigente. Il D.P.R. 18 aprile 1994, n. 526, fornisce poi le norme che disciplinano la valutazione di impatto ambientale per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi.

Per questa tipologia di progetti nel corso degli anni la competenza tra Stato e Regioni è stata diversamente ripartita.

Il Decreto legislativo n.112 del 31 marzo 1998 relativo al “Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59” conserva allo Stato la competenza concernente la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare; per quelle in terraferma le funzioni sono trasferite alle Regioni; i procedimenti già avviati presso il Ministero dell’Ambiente continuano il loro iter. L’art. 35 di detto Decreto legislativo, relativamente alla VIA, dice che agli adempimenti della VIA per questi progetti provvedono le regioni, sentiti i comuni interessati, secondo le norme dei rispettivi ordinamenti, a decorrere dall’entrata in vigore delle leggi regionali in materia.

La ripartizione delle competenze è nuovamente mutata con il D.L. 12 settembre 2014, n.133, convertito con modificazioni, dalla L. 11 novembre 2014, n. 164, che all’art. 38 indica che le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e quelle di stoccaggio sotterraneo di gas naturale sono di pubblica utilità e pertanto la competenza torna ad essere dello Stato.

Nel presente capitolo sono stati esaminati i provvedimenti di Valutazione di Impatto Ambientale (DEC_VIA) dei progetti di competenza statale; tali provvedimenti contengono le motivazioni e le condizioni ambientali su cui si fonda la decisione dell’Autorità competente. La ricognizione di tutti i provvedimenti di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) pubblicati da giugno 1989 al 2019, disponibili sul portale del MATTM (<https://va.minambiente.it/it-IT/Procedure/Provvedimenti5>), riflette il quadro normativo sopradescritto.

Sono stati considerati tutti i provvedimenti di VIA di competenza statale positivi con condizioni ambientali, archiviati e negativi. I provvedimenti di VIA positivi con condizioni ambientali sono 88 (62 a mare e 26 a terra), i provvedimenti negativi 15 (7 a mare e 8 a terra), 24 (20 a mare e 4 a terra) sono i provvedimenti archiviati. I grafici seguenti sintetizzano i risultati della ricognizione rispettivamente per le attività a mare (Figura 3.4-1) e a terra (Figura 3.4-2).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

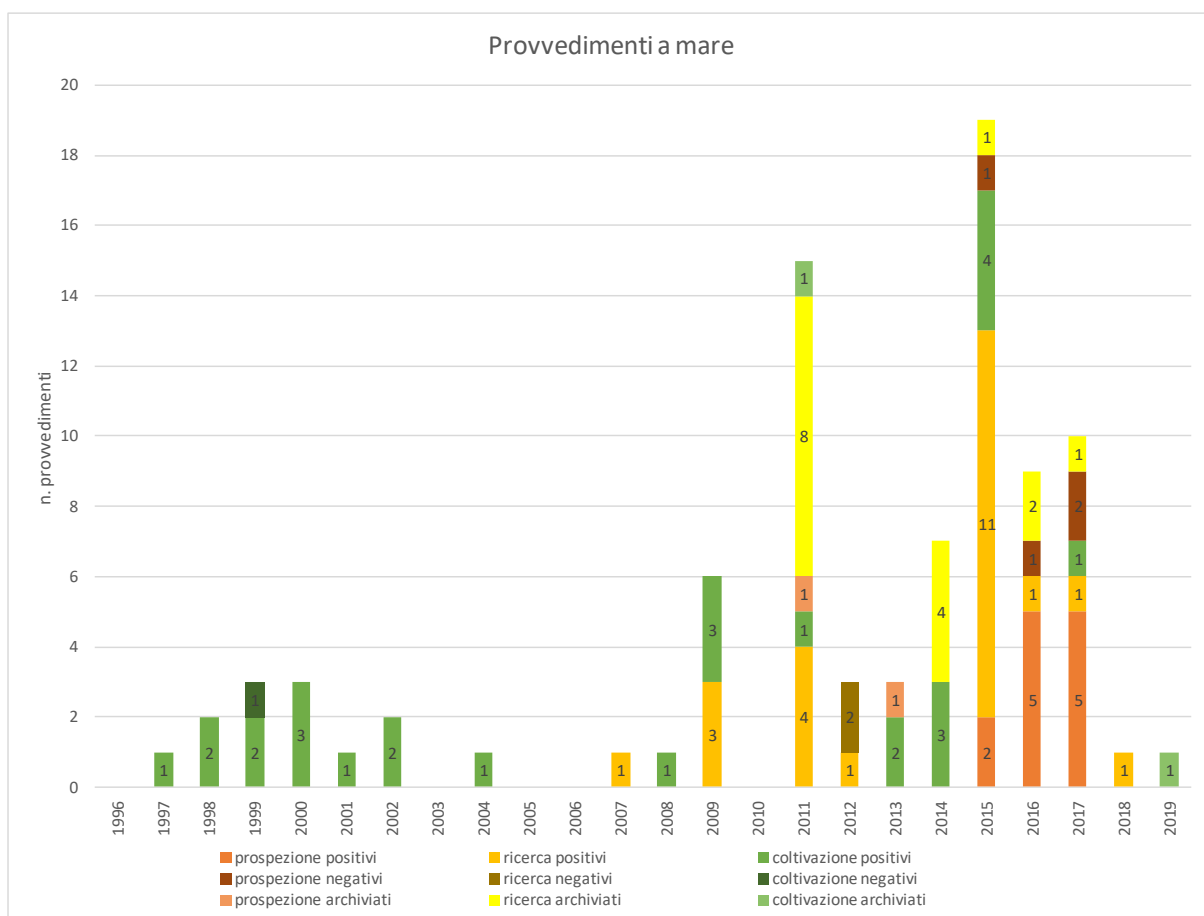


Figura 3.4-1: Quadro dei Provvedimenti VIA per esito e tipologia di attività a mare

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

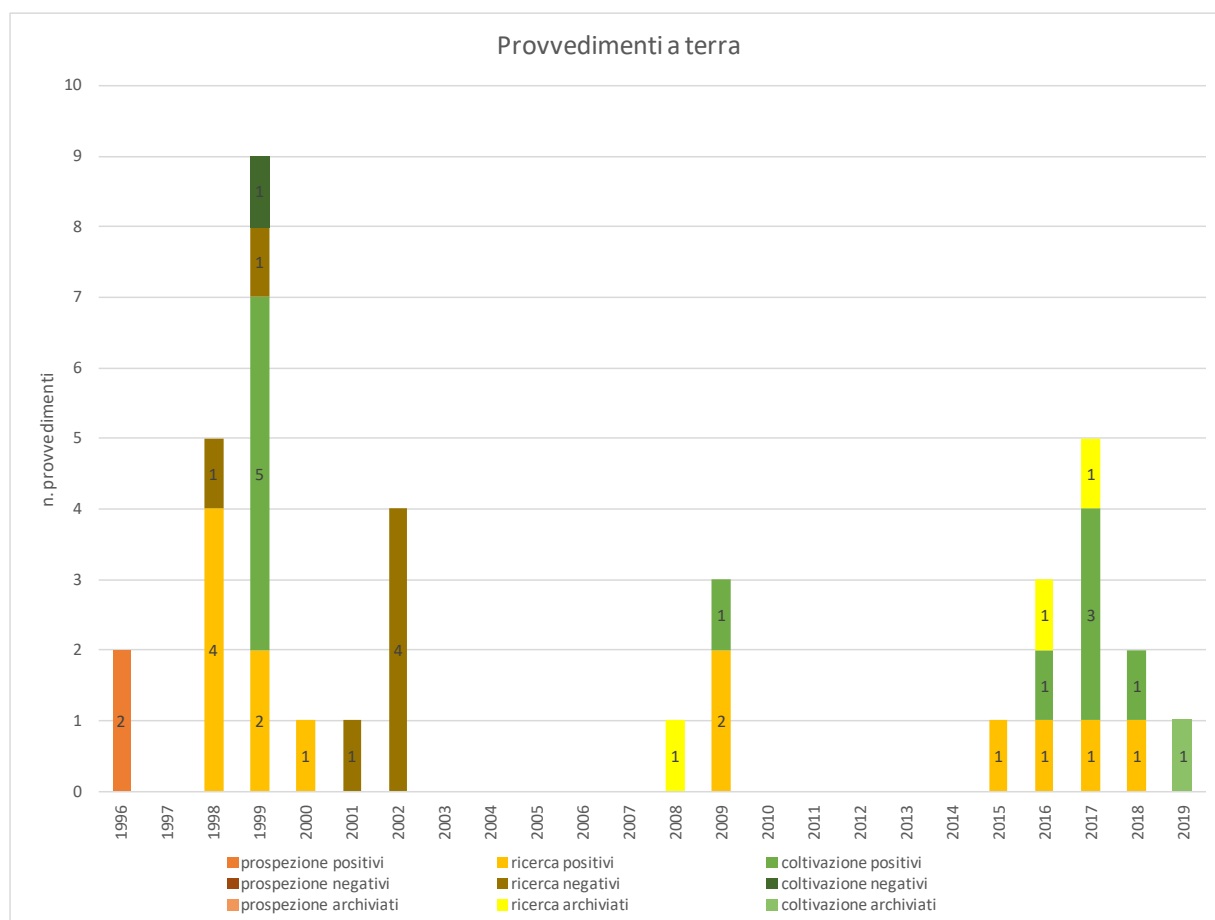


Figura 3.4-2: Quadro dei Provvedimenti VIA per esito e tipologia di attività a terra

Al fine di disporre di elementi a supporto della valutazione delle sensibilità ambientali collegate alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, sono stati esaminati preliminarmente i provvedimenti con esito negativo e archiviati. Nel rapporto ambientale l'analisi sarà completata esaminando le condizioni ambientali dei provvedimenti VIA positivi.

Con riferimento alle attività a mare sono stati analizzati 20 provvedimenti VIA archiviati e 7 provvedimenti di VIA negativi.

L'espressione del parere di archiviazione è dovuta in gran parte dei casi alla rinuncia del proponente per motivi di carattere economico e/o per aspetti procedurali (12), soprattutto per le istanze di permesso di ricerca (10); aspetti tecnici quali l'interferenza con aree marine protette rappresenta la motivazione dell'archiviazione per un ulteriore insieme di progetti (5); i restanti provvedimenti di archiviazione (3) per progetti a mare sono legati a quanto previsto all'art. 6 comma 17 del D. Lgs. 152/2006 (limite delle 12 miglia).

Gli esiti negativi per le istanze a mare sono da ricondursi ad aspetti legati agli effetti sulla fauna marina e alla sensibilità e rilevanza ecologica (specie e habitat) delle aree interessate, alle ricadute economiche dovute agli effetti sulla risorsa alieutica indotti dalle attività di ricerca e prospezione, all'interferenza con aree marine protette e a quanto previsto all'art. 6 comma 17 del D. Lgs. 152/2006 (limite delle 12 miglia).

Rispetto alle attività in terraferma l'analisi ha riguardato 4 provvedimenti VIA archiviati e 8 provvedimenti VIA negativi.

Come per le istanze a mare la motivazione che ha condotto all'archiviazione delle istanze su terraferma è connessa con la rinuncia da parte del proponente.

Le motivazioni che hanno condotto all'espressione del parere negativo riguardano i seguenti aspetti tecnici: interferenza con aree protette e tutelate a vario titolo, effetti sull'ambiente e sugli insediamenti umani derivanti dal rischio di incidenti, situazioni di subsidenza, sensibilità e rilevanza ecologica delle aree interessate.

In Allegato 1 si riporta la tabella con i dati completi riguardante l'analisi delle motivazioni che hanno condotto all'espressione dei pareri di archiviazione e negativi a terra e a mare.

4. OBIETTIVI AMBIENTALI DEL PITESAI E PIANIFICAZIONE/PROGRAMMAZIONE PERTINENTE

4.1. Obiettivi ambientali

Come detto nella premessa del presente Rapporto, il PiTESAI è un piano nazionale che ha la finalità *“di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse”*.

L'intento è pertanto di offrire un quadro territoriale di riferimento rispetto al quale pianificare sul territorio nazionale lo svolgimento di tali attività, ispirato a valorizzare fortemente la sostenibilità ambientale, sociale ed economica, e con l'obiettivo di accompagnare la transizione del sistema energetico nazionale alla decarbonizzazione.

L'attività di pianificazione è stata pertanto volta all'individuazione dei criteri ambientali, sociali ed economici, in base ai quali stabilire se una determinata area sia potenzialmente o meno idonea all'effettuazione delle attività di ricerca e di successiva coltivazione di giacimenti di idrocarburi e/o alla prosecuzione delle attività minerarie già in essere.

I criteri ambientali sono stati definiti sulla base delle caratteristiche territoriali e ambientali delle aree di studio individuate in base alla presenza di vincoli normativi, regimi di protezione e di tutela a vario titolo e di particolari sensibilità/vulnerabilità alle attività oggetto del PiTESAI.

Per quanto riguarda i criteri socio-economici, questi sono stati definiti in considerazione dell'obiettivo del PNIEC di prevedere ancora un importante utilizzo del gas per la transizione energetica verso la decarbonizzazione al 2050, e dell'indirizzo generale che si pone il PiTESAI di valorizzare le concessioni in stato di produttività, rispetto a quelle che invece versano in situazioni di cronica improduttività, agendo tempestivamente sulle concessioni che non hanno mai prodotto per un periodo molto ampio e sulle concessioni improduttive di fatto.

L'impostazione del PiTESAI è caratterizzata quindi da una significativa impronta ambientale, preordinata e necessaria per il perseguimento di una efficace *“transizione energetica”* entro i tempi previsti – con primi, sfidanti obiettivi al 2030 – sia dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2017, sia dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), adottato dal Governo alla fine del 2019, con l'intento di contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'Unione Europea. Si fa comunque notare che le politiche di decarbonizzazione devono essere rivolte alla riduzione delle emissioni derivanti dalla produzione e consumo di energia, e quindi, nel caso degli idrocarburi liquidi e gassosi, alla riduzione del loro consumo primario, piuttosto che alla riduzione della loro produzione sul territorio nazionale, essendo evidente che gli idrocarburi non prodotti in Italia verrebbero, a consumo costante, importati dall'estero, addirittura con un impatto di emissioni maggiori dovuto al loro trasporto via mare o via gasdotto e al fatto che la loro produzione avverrebbe in stati spesso con minori vincoli ambientali nella fase di produzione degli stessi.

Parallelamente, il percorso di Valutazione Ambientale Strategica, avviato al fine di garantire la sostenibilità del PITESAI e l'integrazione di tutte le considerazioni ambientali pertinenti nel processo decisionale, attraverso l'analisi della normativa (includere politiche, strategie, ecc.) e dei riferimenti in tema di sostenibilità ambientale stabiliti ai diversi livelli (internazionale, comunitario, nazionale) pertinenti al Piano (riportata in Allegato 2.1), ha portato alla individuazione di un quadro di sintesi degli obiettivi ambientali che il Piano potrà contribuire a perseguire e che saranno di riferimento per il Piano, individuati per i diversi temi trattati.

Per quanto riguarda l'analisi normativa relativa alla tematica Sviluppo Sostenibile, si precisa che gli obiettivi ambientali specifici sono stati integrati nelle diverse tematiche ambientali trattate.

Obiettivi ambientali

Energia e emissioni

- OA1. Ridurre al minimo i rischi derivanti dai cambiamenti climatici, proteggere la salute il benessere e i beni della popolazione, preservare il patrimonio naturale, mantenere o migliorare la resilienza e la capacità di adattamento dei sistemi naturali, sociali ed economici nonché trarre vantaggio dalle eventuali opportunità che si potranno presentare con le nuove condizioni climatiche (SNAC 2015)
- OA2. Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55 % entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 (Conclusioni adottate dal Consiglio europeo nella riunione del 10-11 dicembre 2020)
- OA3. Decarbonizzazione totale al 2050 (Green New Deal, SNSvS)
- OA4. Neutralità climatica entro il 2050 (COM(2018) 773)

Biodiversità ed ecosistemi

- OA5. Salvaguardare e migliorare lo stato di conservazione di specie e habitat per gli ecosistemi, terrestri e acquatici (SNSvS)
- OA6. Preservare e valorizzare gli ecosistemi e i loro servizi (Strategia europea per la biodiversità)
- OA7. Proteggere legalmente almeno il 30% della superficie terrestre dell'UE e il 30% della superficie del mare dell'UE e gestire efficacemente tutte le aree protette (EU Biodiversity Strategy for 2030)
- OA8. Arrestare la diffusione delle specie esotiche invasive (SNSS)

Suolo, sottosuolo e acque

Risorse idriche

- OA9. Prevenire e ridurre l'inquinamento e attuare il risanamento dei corpi idrici inquinati (D. Lgs. 152/2006, Parte terza)
- OA10. Conseguire il miglioramento dello stato delle acque e adeguate protezioni di quelle destinate a particolari usi (D. Lgs. 152/2006, Parte terza)

Uso e consumo di suolo

- OA11. Recupero di suolo e riutilizzazione di vecchi siti industriali (COM(90) 218 def.)
- OA12. Azzerare il consumo di suolo netto entro il 2050 (Parlamento europeo e Consiglio, 2013), obiettivo strategico anticipabile al 2030 (SNSvS)

OA13. Gestire in modo sostenibile il territorio (7° PAA) e non aumentare il degrado del territorio entro il 2030 (UN, 2015)

Foreste

OA14. Garantire la gestione sostenibile delle foreste e combatterne l'abbandono e il degrado (SNSvS)

Pericolosità e rischi naturali

OA15. Prevenire i rischi naturali e antropici e rafforzare le capacità di resilienza di comunità e territori (SNSvS)

OA16. Riduzione delle potenziali conseguenze negative dovuti agli eventi alluvionali per la salute umana, il territorio, i beni, l'ambiente, il patrimonio culturale e le attività economiche e sociali (direttiva alluvioni)

OA17. Mitigazione degli effetti negativi per lo stato ecologico dei corpi idrici dovuti a possibile inquinamento in caso di eventi alluvionali, con riguardo al raggiungimento degli obiettivi ambientali di cui alla direttiva 2000/60 (direttiva alluvioni)

Beni culturali e paesaggistici

OA18. Assicurare lo sviluppo del potenziale, la gestione sostenibile e la custodia dei territori, dei paesaggi e del patrimonio culturale (SNSvS)

OA19. Integrare il paesaggio nelle politiche di pianificazione del territorio, urbanistiche e in quelle a carattere culturale, ambientale, agricolo, sociale ed economico, nonché nelle altre politiche che possono avere un'incidenza diretta o indiretta sul paesaggio (Convenzione europea sul paesaggio, art.5)

OA20. Potenziare gli sforzi per proteggere e salvaguardare il patrimonio culturale e naturale del mondo (Agenda 2030)

Ambiente marino e costiero

OA21. Conservare e utilizzare in modo sostenibile gli oceani, i mari e le risorse marine per uno sviluppo sostenibile (Agenda 2030)

OA22. Ai fini del conseguimento del Buono Stato Ambientale, Proteggere e preservare l'ambiente marino, prevenirne il degrado o, laddove possibile, ripristinare gli ecosistemi marini nelle zone in cui abbiano subito danni (Direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino)

OA23. Prevenire e ridurre gli apporti nell'ambiente marino, nell'ottica di eliminare progressivamente l'inquinamento, per garantire che non vi siano impatti o rischi significativi per la biodiversità marina, gli ecosistemi marini, la salute umana o gli usi legittimi del mare (Direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino)

OA24. Preservare le zone costiere a vantaggio delle generazioni presenti e future (Protocollo per la gestione integrata delle zone costiere)

OA25. Sostenere uno sviluppo e una crescita sostenibili nel settore marittimo, applicando un approccio ecosistemico, e promuovere la coesistenza delle pertinenti attività e dei pertinenti usi (Direttiva quadro per la pianificazione dello spazio marittimo)

Salute umana

OA26. Diminuire l'esposizione della popolazione ai fattori di rischio ambientale e antropico (SNSvS)

L'integrazione delle considerazioni ambientali nel processo decisionale, che rappresenta una delle finalità cui è rivolta la VAS, ha trovato quindi applicazione nel PiTESAI con la definizione di criteri di natura ambientale, oltre che economica e sociale, la cui applicazione consentirà la gestione delle nuove istanze, di quelle già presentate nonché delle attività già in essere.

La Valutazione ambientale del Piano, oggetto del presente Rapporto Ambientale, è andata infatti di pari passo con il percorso di pianificazione come previsto dalla normativa in materia di VAS, assicurando così l'integrazione delle considerazioni ambientali nel processo decisionale e la coerenza con la normativa vigente (incluse politiche, strategie, ecc.) e con i riferimenti in tema di sostenibilità ambientale stabiliti ai diversi livelli (internazionale, comunitario, nazionale) attraverso l'individuazione di:

- vincoli assoluti: vincoli normativi già in atto nella terraferma e nelle zone marine (criterio dei divieti o delle riduzioni delle attività già in vigore), per i quali sono previste restrizioni di vario tipo correlate alle attività;
- vincoli relativi di esclusione: elementi che, ai fini della richiesta salvaguardia, tutela e valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale, territoriale ed economico presente, seguendo logiche di prevalenza delle finalità coinvolte e degli obiettivi da conseguire, comportano l'esclusione delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree interessate;
- vincoli relativi di attenzione/approfondimento: elementi che per le loro caratteristiche ambientali dovranno essere oggetto di particolare attenzione e di approfondimento nelle successive fasi valutative sito specifiche, in quanto possono presentare particolari sensibilità alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.

L'obiettivo del PiTESAI *"di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse"*, con riferimento a quanto osservato nel parere n. 14 della CTVA, risulta pertanto in linea con gli orientamenti comunitari espressi dal Regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 18 giugno 2020 relativo all'istituzione di un quadro che favorisce gli investimenti sostenibili e recante modifica del regolamento (UE) 2019/2088 (Regolamento Tassonomia), che definisce i criteri per stabilire il grado di ecosostenibilità di un'attività economica, tra i quali figurano in particolare la capacità di contribuire *"in modo sostanziale al raggiungimento di uno o più degli obiettivi ambientali di cui all'articolo 9, in conformità degli articoli da 10 a 16"* e di non arrecare *"un danno significativo a nessuno degli obiettivi ambientali di cui all'articolo 9, in conformità dell'articolo 17"* (art. 3, p.ti a) e b), del Reg (UE) 2020/852), laddove tra gli obiettivi ambientali figurano (art. 9 del Reg (UE) 2020/852):

- a) la mitigazione dei cambiamenti climatici;
- b) l'adattamento ai cambiamenti climatici;
- c) l'uso sostenibile e la protezione delle acque e delle risorse marine;
- d) la transizione verso un'economia circolare;
- e) la prevenzione e la riduzione dell'inquinamento;
- f) la protezione e il ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

Anche i criteri socio-economici, definiti in considerazione dell'obiettivo del PNIEC di prevedere ancora un importante utilizzo del gas per la transizione energetica verso la decarbonizzazione al 2050, risultano in linea con quanto espresso nella Comunicazione della Commissione - Orientamenti tecnici sull'applicazione del principio "non arrecare un danno significativo" [DNSH] a norma del regolamento sul dispositivo per la ripresa e la resilienza (C(2021) 1054 final del 12 febbraio 2021), secondo cui *"Dal punto di vista della mitigazione dei cambiamenti climatici, è possibile fare, caso per caso, eccezioni limitate a questa norma generale per le misure di produzione di energia elettrica e/o di calore a partire dal gas naturale e alle relative infrastrutture di trasmissione/trasporto e distribuzione"*.

Buona parte dell'area oggetto del PITESAI interessa l'ambiente marino, pertanto la presente pianificazione dovrà operare in stretto raccordo con il processo di pianificazione dello spazio marittimo, tutt'oggi in corso in attuazione dalla Direttiva 2014/89/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 luglio 2014, che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo, ed in coerenza con il quadro degli strumenti regolatori unionali, prima fra tutti la Direttiva Quadro sulla Strategia Marina (direttiva 2008/56/CE), che svolge un ruolo centrale nella *governance* del sistema mare e promuove l'adozione di strategie mirate alla salvaguardia dell'ecosistema marino per il raggiungimento del Buono Stato Ambientale (GES, *"Good Environmental Status"*).

La determinazione del buono stato ambientale si basa su un elenco di undici descrittori qualitativi dell'ambiente marino che fanno riferimento a molteplici aspetti degli ecosistemi marini:

- Descrittore 1: La biodiversità è mantenuta. La qualità e la presenza di habitat nonché la distribuzione e l'abbondanza delle specie sono in linea con le prevalenti condizioni fisiografiche, geografiche e climatiche.
- Descrittore 2: Le specie non indigene introdotte dalle attività umane restano a livelli che non alterano negativamente gli ecosistemi.
- Descrittore 3: Le popolazioni di tutti i pesci, molluschi e crostacei sfruttati a fini commerciali restano entro limiti biologicamente sicuri, presentando una ripartizione della popolazione per età e dimensioni indicativa della buona salute dello stock.
- Descrittore 4: Tutti gli elementi della rete trofica marina, nella misura in cui siano noti, sono presenti con normale abbondanza e diversità e con livelli in grado di assicurare l'abbondanza a lungo termine delle specie e la conservazione della loro piena capacità riproduttiva.
- Descrittore 5: È ridotta al minimo l'eutrofizzazione di origine umana, in particolare i suoi effetti negativi, come perdite di biodiversità, degrado dell'ecosistema, fioriture algali nocive e carenza di ossigeno nelle acque di fondo.
- Descrittore 6: L'integrità del fondo marino è ad un livello tale da garantire che la struttura e le funzioni degli ecosistemi siano salvaguardate e gli ecosistemi bentonici, in particolare, non abbiano subito effetti negativi.
- Descrittore 7: La modifica permanente delle condizioni idrografiche non influisce negativamente sugli ecosistemi marini.
- Descrittore 8: Le concentrazioni dei contaminanti presentano livelli che non danno origine a effetti inquinanti.
- Descrittore 9: I contaminanti presenti nei pesci e in altri prodotti della pesca in mare destinati al consumo umano non eccedono i livelli stabiliti dalla legislazione comunitaria o da altre norme pertinenti.
- Descrittore 10: Le proprietà e le quantità di rifiuti marini non provocano danni all'ambiente costiero e marino.

- Descrittore 11: L'introduzione di energia, comprese le fonti sonore sottomarine, è a livelli che non hanno effetti negativi sull'ambiente marino.

La Direttiva si basa quindi su un approccio integrato, mirato a raggiungere la capacità di preservare la diversità ecologica, la vitalità dei mari e degli oceani affinché siano puliti, sani e produttivi, mantenendo l'utilizzo dell'ambiente marino ad un livello sostenibile e salvaguardando il potenziale per gli usi e le attività delle generazioni presenti e future.

La Comunità Europea, grazie alla Direttiva Quadro per la Strategia Marina 2008/56/CE, ha quindi promosso l'applicazione di un approccio ecosistemico alla gestione delle attività antropiche in mare. Tale approccio è finalizzato ad assicurare che la pressione di tali attività sia mantenuta entro limiti compatibili, ovvero che venga mantenuto nel tempo un buono stato ecologico e che la resilienza dell'ecosistema marino alle perturbazioni antropiche non sia compromessa, consentendo al tempo stesso l'uso sostenibile dei servizi ecosistemici ora e in futuro.

Tale Direttiva, in sinergia con le Direttive Habitat 92/43/CEE, Uccelli 2009/147/CE, Acque 2000/60/CE, Pianificazione dello Spazio Marittimo 2014/89/UE e di altri strumenti come la Politica Comune della Pesca (Regolamento UE n.1380/2013), garantisce infatti un robusto quadro politico e giuridico per l'adempimento degli impegni internazionali relativi alla protezione della biodiversità marina, come ad esempio la Convenzione di Barcellona sul Mediterraneo (UNEP/MAP) e la Convenzione sulla Diversità Biologica (CBD), corroborando l'impegno, assunto dalla medesima CE nell'ambito di tale Convenzione, di arrestare la perdita di biodiversità marina, garantendone conservazione e uso sostenibile, grazie all'istituzione di una rete di aree marine protette efficacemente gestite ed ecologicamente rappresentative.

Nel contesto della Direttiva 2008/56/UE si inserisce infine la Direttiva 2014/89/UE (Maritime Spatial Planning), che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo, nell'intento di promuovere la crescita sostenibile delle economie marittime, lo sviluppo sostenibile delle zone marine e l'uso sostenibile delle risorse marine, adottando i seguenti obiettivi, in perfetta coerenza con gli obiettivi della Direttiva 2008/56/CE:

- sostenere uno sviluppo e una crescita sostenibili nel settore marittimo, applicando un approccio ecosistemico, e promuovere la coesistenza delle pertinenti attività e dei pertinenti usi
- contribuire allo sviluppo sostenibile dei settori energetici del mare, dei trasporti marittimi e del settore della pesca e dell'acquacoltura, per la conservazione, la tutela e il miglioramento dell'ambiente, compresa la resilienza all'impatto del cambiamento climatico
- perseguire altri obiettivi, quali la promozione del turismo sostenibile e l'estrazione sostenibile delle materie prime.

È pertanto evidente che il PiTESAI, nella adozione di tutti i vincoli ambientali individuati, derivanti dal quadro politico e giuridico per l'adempimento degli impegni internazionali relativi alla protezione dell'ambiente e delle risorse naturali, che mirano al raggiungimento degli obiettivi ambientali che il piano si è prefissato (a loro volta desunti dal quadro normativo/programmatico internazionale, comunitario e nazionale), si muove in totale coerenza con i principi e gli obiettivi degli strumenti regolatori unionali, a loro volta tra loro strettamente interconnessi, in una sorta di proprietà transitiva.

Per quanto riguarda la Pianificazione dello Spazio Marittimo nazionale, come noto, il processo di pianificazione è tutt'ora in corso.

Secondo quanto precisato nelle Linee Guida per la gestione dello Spazio marittimo (DPCM del 1 dicembre 2017) *“I piani di gestione dello spazio marittimo ... mireranno a sviluppare proposte, direttive e raccomandazioni per un processo operativo e transfrontaliero di pianificazione marittima che:*

- a) *permetta lo sviluppo di diverse attività marittime, prevenendo conflitti per l'uso dello spazio e assicurando allo stesso tempo un buono stato degli ecosistemi marini e la fornitura dei Servizi Ecosistemici;*

b) *aumenti la fiducia per investimenti in infrastrutture e in altre attività economiche, rispondendo alle peculiarità di ogni area, garantendo prevedibilità, trasparenza e norme più chiare. Ciò contribuirà a rafforzare lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e delle relative reti, istituire zone marine protette e agevolare gli investimenti nel petrolio e nel gas*” (art. 3)

e *“In prima applicazione ... i Piani di gestione dello spazio marittimo dovranno recepire la pianificazione esistente, successivamente saranno i piani di gestione dello spazio marittimo a disegnare un quadro integrato nel quale i piani di settore andranno a definire i loro obiettivi e azioni settoriali”* (art. 14).

Emerge pertanto che la pianificazione dello spazio marittimo prende in considerazione gli usi attuali delle aree marine già destinate all'estrazione dei combustibili fossili e d'altra parte il PiTESAI mira a *“individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse”*, andando a liberare aree attualmente destinabili alle attività di upstream e rendendole disponibili per altri usi legittimi del mare.

Le due pianificazioni, che stanno peraltro condividendo gli stessi strati informativi, si muovono quindi nella stessa direzione ed attraverso i monitoraggi ai sensi dell'art. 18 del D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., che avranno il compito di seguire l'attuazione dei Piani, e dei cicli di aggiornamento cui i Piani stessi si dovranno necessariamente sottoporre, al fine di introdurre i nuovi elementi che via via si renderanno disponibili (ad esempio l'individuazione di nuove aree a vario titolo protette, o di spazi marittimi destinati alla produzione di energia da fonti rinnovabili, ecc.), potranno minimizzare/eliminare l'eventualità di decisioni configgenti.

4.2. Coerenza con i piani e programmi pertinenti

Nell'Allegato 2.2 viene riportato il quadro della pianificazione/programmazione pertinente al Piano, di livello nazionale e di ambiti interregionali e regionali in relazione agli obiettivi e alle limitazioni d'uso.

Per quanto riguarda la pianificazione di livello regionale e interregionale, sono stati considerati gli obiettivi e le tipologie di limitazioni d'uso come previsti dalla norma di riferimento per tali piani.

Al fine di valutare come il PiTESAI si inserisce nelle linee di sviluppo del territorio interessato è riportata di seguito un'analisi della corrispondenza tra gli obiettivi principali dei Piani/programmi individuati e gli obiettivi ambientali pertinenti al PiTESAI individuati al paragrafo precedente (*Tabella 4.2-1*).

Tale analisi è pertanto rivolta a esplicitare la coerenza (l'attuazione delle previsioni del PiTESAI contribuisce al raggiungimento degli obiettivi di altri P/P) e la sinergia (l'attuazione delle previsioni del PiTESAI è legata al perseguimento degli obiettivi dei P/P) tra il PiTESAI e gli strumenti di pianificazione individuati.

Considerato il presente ambito di pianificazione, di livello nazionale, per quanto riguarda il livello regionale e interregionale, come precisato per la definizione del quadro pianificatorio/programmatico, l'analisi di coerenza prenderà in considerazione gli obiettivi di carattere generale stabiliti dalla norma nazionale di riferimento per ciascuna tipologia di piano.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 4.2-1: Coerenza tra obiettivi ambientali del PiTESAI e obiettivi dei piani/programmi pertinenti

Piani/programmi (P/P) pertinenti	Obiettivi dei P/P	Obiettivi ambientali PiTESAI
PNRR	<p>Transizione ecologica attraverso:</p> <ul style="list-style-type: none"> - progressiva decarbonizzazione di tutti i settori; - incrementare la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili; - avviare la graduale decarbonizzazione dell'industria; - difesa della biodiversità e rafforzamento della gestione delle risorse naturali, a partire da quelle idriche 	OA1, OA2, OA3, OA4
PNIEC	<ul style="list-style-type: none"> - Accelerare il percorso di decarbonizzazione; - mettere il cittadino e le imprese al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica; - favorire l'evoluzione del sistema energetico da un assetto centralizzato a uno distribuito; - promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori; - promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti; - accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda; - adottare misure che riducano i potenziali impatti negativi sull'ambiente ed il paesaggio; - continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'UE 	OA1, OA2, OA3, OA4
CNAPI	Individuazione delle zone di potenziale localizzazione del Deposito Nazionale dei rifiuti radioattivi e il Parco Tecnologico	OA1, OA26
PN Gestione rifiuti radioattivi e combustibile esaurito	Gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi al fine di rispettare gli obiettivi della direttiva 2011/70/EURATOM e quindi garantire una gestione responsabile e sicura del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi onde evitare di imporre oneri indebiti alle future generazioni	OA1, OA26
PO FEAMP	<ul style="list-style-type: none"> - Tutela e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi acquatici - Tutela e ripristino della biodiversità acquatica e potenziamento degli ecosistemi che ospitano impianti acquicoli e promozione di un'acquacoltura efficiente in termini di risorse - Promozione di un'acquacoltura che abbia un livello elevato di tutela ambientale e promozione della salute e del benessere degli animali e della salute e della sicurezza pubblica - Promozione della crescita economica, dell'inclusione sociale e della creazione di posti di lavoro, fornendo sostegno all'occupabilità e alla mobilità dei lavoratori nelle comunità costiere e interne dipendenti dalla pesca e dall'acquacoltura, compresa la diversificazione delle attività nell'ambito della pesca e in altri settori dell'economia marittima 	OA1, OA21, OA22, OA23, OA24, OA25

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Piani/programmi (P/P) pertinenti	Obiettivi dei P/P	Obiettivi ambientali PiTESAI
Piani di difesa del mare e delle zone costiere dagli inquinamenti accidentali da idrocarburi e da altre sostanze nocive	Esercitare prontamente ed in maniera coordinata le procedure di intervento in caso di inquinamenti causati da incidenti marini e tutte le operazioni di riduzione del danno finalizzate alla bonifica e di contenimento dei danni che possono essere causati alle persone e all'ambiente da un inquinamento marino da idrocarburi o da altre sostanze nocive	OA1, OA21, OA22, OA23, OA24
Piani di bacino distrettuali	Pianificazione e programmazione delle azioni e delle norme d'uso finalizzate alla: <ul style="list-style-type: none"> - conservazione, difesa e valorizzazione del suolo - corretta utilizzazione delle acque, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato - Individuazione delle prescrizioni, dei vincoli e delle opere idrauliche, idraulico-agrarie, idraulico-forestali, di forestazione, di bonifica idraulica, di stabilizzazione e consolidamento dei terreni e di ogni altra azione o norma d'uso o vincolo finalizzati alla conservazione del suolo ed alla tutela dell'ambiente. 	OA1, OA9, OA10, OA13, OA15, OA16, OA17
Piani stralcio di distretto per l'Assetto Idrogeologico (art. 67 D. Lgs. 152/2006)	<ul style="list-style-type: none"> - Individuazione delle aree a rischio idrogeologico - perimetrazione delle aree da sottoporre a misure di salvaguardia - determinazione delle misure medesime 	OA1, OA15, OA16, OA26
Piani di gestione di distretto idrografico	Tutela e protezione delle risorse idriche attraverso la ricognizione delle caratteristiche di partenza del distretto e di pianificazione/programmazione delle misure da assumere per il mantenimento del "buono" stato o il risanamento delle situazioni compromesse, ai fini del rispetto dell'obiettivo di qualità ambientale di ciascun corpo idrico e di condizioni sostenibili di utilizzo della risorsa	OA1, OA9, OA10
Piani di tutela delle acque	Pianificazione degli interventi volti a garantire il raggiungimento o il mantenimento degli obiettivi di cui alla parte terza del D.lgs 152/06 e s.m.i., e delle misure necessarie alla tutela qualitativa e quantitativa del sistema idrico, comprese le misure per tutelare le "aree protette" (art. 6 della DQA), a cui è stata cioè attribuita una protezione speciale in base a specifica normativa comunitaria (aree destinate a prelievo di acqua potabile ai sensi della Direttiva 98/83/CE, aree destinate alla balneazione ai sensi della Direttiva 2006/7/CE, aree identificate ai sensi della Direttiva 92/43/CEE - Habitat e Direttiva 2009/147/CE - Uccelli Selvatici, aree sensibili rispetto ai nutrienti a norma della Direttiva 91/676/CEE - Aree Sensibili, ecc.)	OA1, OA9, OA10
Piani di gestione del rischio alluvioni	Definizione degli obiettivi di gestione del rischio di alluvioni per le zone ove possa sussistere un rischio potenziale significativo di alluvioni o si ritenga che questo si possa generare in futuro, evidenziando, in particolare, la riduzione delle potenziali conseguenze negative per la salute umana, il territorio, i beni, l'ambiente, il patrimonio culturale e le attività economiche e sociali, attraverso l'attuazione prioritaria di interventi non strutturali e di azioni per la riduzione della pericolosità	OA1, OA15, OA16, OA17, OA26

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Piani/programmi (P/P) pertinenti	Obiettivi dei P/P	Obiettivi ambientali PiTESAI
Piani paesaggistici (D. Lgs. 42/2004)	<p>I Piani paesaggistici, con riferimento al territorio considerato, ne riconoscono gli aspetti e i caratteri peculiari e ne delimitano i relativi ambiti e, in riferimento a ciascun ambito, predispongono specifiche normative d'uso";</p> <p>Tra le finalità dei PP:</p> <ul style="list-style-type: none"> - l'analisi delle dinamiche di trasformazione del territorio ai fini dell'individuazione dei fattori di rischio e degli elementi di vulnerabilità del paesaggio (art. 143, comma 1, lettera f); - l'individuazione degli interventi di recupero e riqualificazione delle aree significativamente compromesse" (lettera g); - la determinazione, per le tre categorie di beni paesaggistici ex art. 136, art. 142 e art. 13, della specifica normativa d'uso; - l'individuazione delle misure necessarie al corretto inserimento, nel contesto paesaggistico, degli interventi di trasformazione del territorio, al fine di realizzare uno sviluppo sostenibile delle aree interessate" (art. 143 lett. h). 	OA1, OA18, OA19, OA20
Piani e regolamenti dei parchi	Gestione del territorio del Parco finalizzato alla tutela dei valori naturali, ambientali, storici, culturali, antropologici del territorio protetto, attraverso la disciplina delle attività consentite entro i suoi confini	OA1, OA5, OA6, OA7, OA8
Piani di gestione dei siti UNESCO	I Piani di gestione informano sullo stato dei beni culturali, identificano i problemi da risolvere per la conservazione e valorizzazione, selezionano le modalità per attuare un sistema di azioni, una politica di sviluppo locale sostenibile, di cui valutano con sistematicità i risultati. Essi si configurano quindi come una programmazione integrata tra oggetti e soggetti diversi, ma sono anche uno strumento strategico in quanto accanto agli obiettivi individuano e definiscono puntualmente le strategie e le azioni che si intendono mettere in atto per perseguirli	OA1, OA18, OA19, OA20
Piani territoriali regionali di coordinamento	<p>Definizione degli obiettivi generali e specifici delle politiche regionali per il territorio, dei programmi e dei piani di settore aventi rilevanza territoriale, nonché degli interventi di interesse regionale.</p> <p>Tali piani contengono le direttive da seguire nel territorio considerato, in rapporto principalmente:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) alle zone da riservare a speciali destinazioni ed a quelle soggette a speciali vincoli o limitazioni di legge; b) alle località da scegliere come sedi di nuovi nuclei edilizi od impianti di particolare natura ed importanza; c) alla rete delle principali linee di comunicazione stradali, ferroviarie, elettriche, navigabili esistenti e in programma. 	OA1, OA11, OA12, OA13
Programmi di Sviluppo Regionale	<p>La PAC favorisce lo sviluppo sostenibile delle zone rurali attraverso tre obiettivi di lungo periodo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - accrescere la competitività del settore agricolo e forestale; - garantire la gestione sostenibile delle risorse naturali e l'azione per il clima; - realizzare uno sviluppo territoriale equilibrato delle economie e comunità rurali, compresi la creazione e il mantenimento di posti di lavoro <p>Per lo sviluppo rurale questi tre obiettivi sono stati tradotti in sei priorità di riferimento per i PSR:</p> <ul style="list-style-type: none"> - promuovere il trasferimento di conoscenze e l'innovazione nel settore agricolo e forestale e nelle zone rurali 	OA1, OA13, OA14

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Piani/programmi (P/P) pertinenti	Obiettivi dei P/P	Obiettivi ambientali PiTESAI
	<ul style="list-style-type: none"> - potenziare la redditività e la competitività di tutti i tipi di agricoltura e promuovere tecnologie agricole innovative e la gestione sostenibile delle foreste - favorire l'organizzazione della filiera alimentare, il benessere degli animali e la gestione dei rischi nel settore agricolo - incoraggiare l'uso efficiente delle risorse e il passaggio a un'economia a basse emissioni di carbonio e resiliente al clima nel settore agroalimentare e forestale - preservare, ripristinare e valorizzare gli ecosistemi connessi all'agricoltura e alle foreste - promuovere l'inclusione sociale, la riduzione della povertà e lo sviluppo economico nelle zone rurali. 	
Pianificazione in materia forestale	<ul style="list-style-type: none"> - Favorire la gestione sostenibile e il ruolo multifunzionale delle foreste; - migliorare l'impiego delle risorse per lo sviluppo sostenibile delle economie forestali, dei sistemi delle aree rurali, interne e urbane del Paese; - sviluppare una conoscenza e responsabilità globale delle foreste 	OA1, OA13, OA14
Piani Energetici Ambientali Regionali	<p>Gli obiettivi riguardano i seguenti ambiti principali:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la riduzione dei consumi energetici da fonte fossile, - riduzione dei consumi finali di energia - incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili (incremento della quota di energia rinnovabile sui consumi finali lordi) - incremento delle fonti di energia rinnovabile termica - Reti e generazione distribuita 	OA1, OA2, OA3, OA4
Piani regionali delle Attività Estrattive	<p>Razionale sfruttamento della risorsa mineraria nel rispetto dei beni naturalistici ed ambientali, limitando il consumo del suolo nel quadro di una corretta programmazione economica del settore</p>	OA1, OA12, OA13
Piani regionali di gestione delle coste	<ul style="list-style-type: none"> a) agevolare lo sviluppo sostenibile delle zone costiere attraverso una pianificazione razionale delle attività, in modo da conciliare lo sviluppo economico, sociale e culturale con il rispetto dell'ambiente e dei paesaggi; b) preservare le zone costiere a vantaggio delle generazioni presenti e future; c) garantire l'utilizzo sostenibile delle risorse naturali, e in particolare delle risorse idriche; d) assicurare la conservazione dell'integrità degli ecosistemi, dei paesaggi e della geomorfologia del litorale; e) prevenire e/o ridurre gli effetti dei rischi naturali e in particolare dei cambiamenti climatici, che possono essere provocati da attività naturali o umane; f) conseguire la coerenza tra iniziative pubbliche e private e tra tutte le decisioni adottate da pubbliche autorità, a livello nazionale, regionale e locale, che hanno effetti sull'utilizzo delle zone costiere 	OA1, OA5, OA6, OA12, OA13, OA15, OA21, OA22, OA23, OA24, OA25

5. AMBITO TERRITORIALE E INQUADRAMENTO AMBIENTALE

I dati e le informazioni a supporto del processo di redazione del PiTESAI e delle analisi e valutazioni ambientali sono stati raccolti, catalogati ed elaborati attraverso la predisposizione di un Sistema informativo (Web GIS sinacloud) sviluppato e gestito da ISPRA.

Ciascuno strato informativo fornito dalle Amministrazioni competenti è stato acquisito e armonizzato all'interno di un GeoDataBase.

Tali informazioni e strati informativi sono accessibili con un applicativo Web GIS, per il tramite di un GIS Service Layer, per la consultazione e interrogazione, al seguente link:

<https://sinacloud.isprambiente.it/portal/apps/webappviewer/index.html?id=44b6c75b5e994703b9bd6adf51561a7d>

La piattaforma mette a disposizione i dati forniti e quelli derivanti dalle elaborazioni finalizzate alla definizione e valutazione ambientale del presente Piano.

5.1. Ambito territoriale di riferimento del PiTESAI e determinazione delle aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca (c.d. 'aree idonee nella situazione ante operam')

L'ambito territoriale di riferimento del PiTESAI rappresenta l'ambito nel quale si possono manifestare gli effetti sull'ambiente dovuti all'attuazione del PiTESAI e pertanto è correlato alle aree in cui potranno attuarsi le scelte del Piano.

Si riportano di seguito elementi utili che hanno portato all'individuazione di tale ambito territoriale di riferimento che costituisce l'oggetto delle analisi e delle valutazioni ambientali del presente Piano.

Un primo elemento importante è rappresentato dall'effettiva presenza di un potenziale geominerario elevato che giustifichi l'esplorazione di idrocarburi.

Il vasto bagaglio di conoscenze del sottosuolo che l'esplorazione di idrocarburi ha conseguito negli ultimi 100 anni (Casero, 2004; Bertello et al. 2010, Videpi.com, 2020) ha permesso il riconoscimento e la caratterizzazione di numerose strutture geologiche con un potenziale espresso in termini di riserve e di risorse, così come per altre è ipotizzabile l'esistenza di un potenziale geominerario in via teorica, oppure la totale assenza dello stesso - criterio geologico.

Elementi generali e cenni storici

Gli idrocarburi rappresentano una materia prima organica fossile, formatasi per diagenesi in ambiente euxinico (anossico) di sedimenti con un contenuto più o meno elevato di materia vegetale e animale (sono le cosiddette rocce madri, deposte per lo più in aree palustri, delta fluviali, laghi, bacini marini semichiusi e profondi). Particolari condizioni di pressione e temperatura, unite all'ambiente riducente, portano allo sviluppo di molecole più o meno complesse di carbonio ed idrogeno (idrocarburi). La molecola più semplice è quella del metano (CH₄) che costituisce il cosiddetto gas naturale. Gli idrocarburi, più leggeri dell'acqua, tendono a separarsi da questa muovendosi verso l'alto, accumulandosi talvolta in sedimenti porosi (sabbie, arenarie, carbonati: le rocce serbatoio) quando sormontati da sedimenti impermeabili, che ne impediscono un'ulteriore migrazione verso la superficie. Grazie a tali particolari situazioni geologiche ("trappole", stratigrafiche e/o strutturali), si formano giacimenti (*reservoirs* in Inglese).

Gli studi geologici e le prospezioni geofisiche permettono di riconoscere la presenza di rocce madri e rocce serbatoio ed individuare eventuali trappole da investigare con perforazioni. Queste ultime solo raramente si spingono a profondità superiori ai 5000 metri, rimanendo per lo più comprese tra i 1000 ed i 4000 metri.

Lo sfruttamento minerario degli idrocarburi ha in Italia una storia antica. Il bitume era cavato già in epoca romana in aree ancora oggi note per le manifestazioni di idrocarburi (Martinelli et al., 2012; Etiope, Cazzini, 2018) (Figura 5.1-1) ed utilizzato per calafatare, illuminare, e addirittura curare varie malattie. L'esplorazione petrolifera con criteri moderni e finalità industriali nacque nella seconda metà del 1800, con pozzi ubicati proprio nelle aree di manifestazioni note, ad esempio in Pianura Padana (es.: piacentino e modenese, Sassuolo: *saxum oleum*), in Abruzzo (es., Tocco, Scafa, Lettomanoppello), in Basilicata (es.: Tramutola) ed in Sicilia (es., Girgenti, Blufi).

L'autarchia tra le due guerre mondiali, seguita agli embarghi economici dopo l'invasione dell'Etiopia, pur non riguardando petrolio e carbone, diede un forte impulso alla ricerca, che però ebbe risultati notevoli solo nel dopoguerra con l'AGIP di Mattei, quando iniziò la scoperta di numerosi giacimenti a gas e ad olio inizialmente in Pianura Padana, seguiti da scoperte soprattutto in Adriatico, Abruzzo, Sicilia, fino agli ultimi importanti giacimenti ad olio in Basilicata⁴⁶.

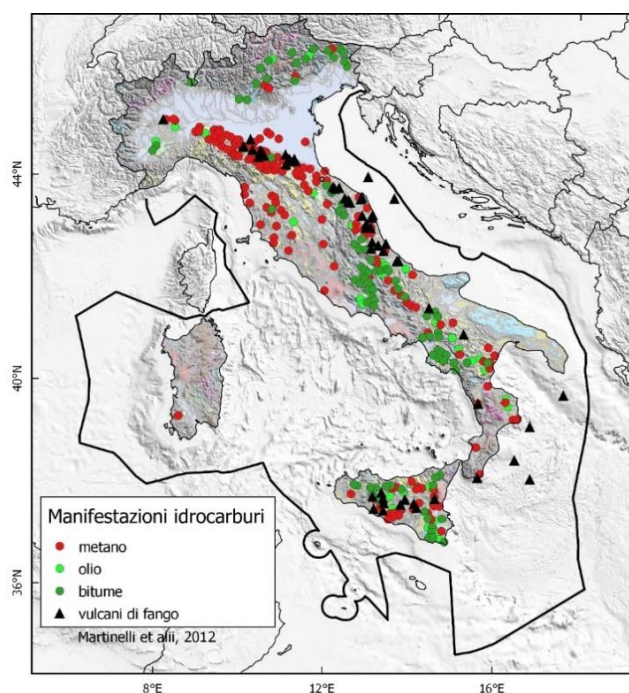


Figura 5.1-1: Manifestazioni naturali di gas, olio e bitume in Italia [Elaborazioni ISPRA-SGI, 2019 su dati raccolti da Martinelli et al., 2012]

5.1.1. Aree di potenziale interesse minerario (criterio geologico)

La geologia italiana è sostanzialmente caratterizzata da due grandi sistemi orogenici (Alpi ed Appennini), avansosse (Pianura Padana, Adriatico, Gela) come evidenziato nella carta di Figura 5.1-2.

⁴⁶ Per approfondimenti generali sulla storia della ricerca e coltivazione degli idrocarburi si veda Coppi et al. (2017) - <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/informazioni/pubblicazioni/unmig-1957-2017-sessantesimo-anniversario-dell-ufficio-idrocarburi>

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

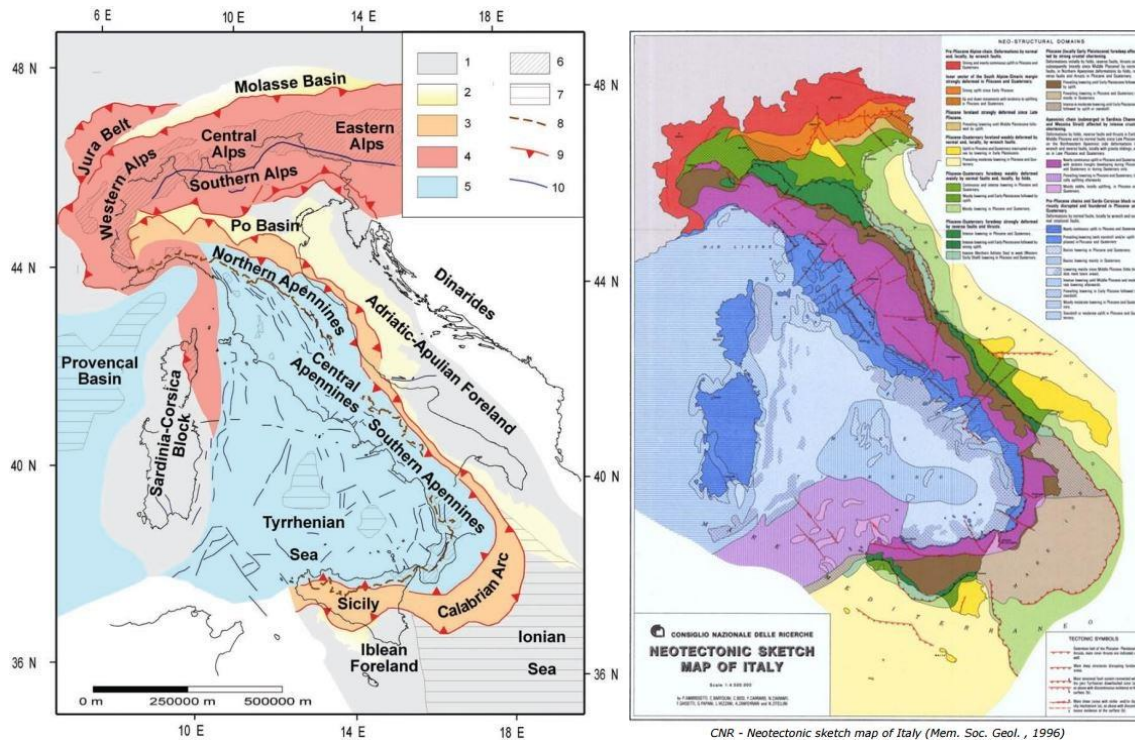


Figura 5.1-2: Schema strutturale semplificato dell'area italiana (Scrocca et al., 2003) Ridisegnare ed inserire legenda [ISPRA-SGI] e Carta neotettonica d'Italia [CNR, 1996]

In ampie aree, l'assetto geologico è chiaramente indicativo di condizioni sfavorevoli alla presenza di idrocarburi, per la mancanza di rocce madri e/o per le condizioni termiche e/o litologiche nel sottosuolo: in gran parte del Mar Tirreno, nell'area alpina, nelle aree ad elevato gradiente geotermico, e in generale dove il basamento metamorfico/cristallino risale verso la superficie o affiora (ad esempio parte di Calabria e Sardegna). In altre aree, la complessità geologica, nonostante la probabile presenza di condizioni favorevoli, ha scoraggiato i costosi investimenti necessari. Infine, altre aree, ad esempio il Mar Balearico ad occidente della Sardegna, non sono state oggetto sinora di prospezioni, nonostante le probabilmente favorevoli condizioni geominerarie per l'affinità all'area offshore del nord delle coste mediterranee spagnole.

Bertello *et al.* 2010 definiscono le principali province geologiche italiane distinguendole in aree con potenziale ad olio e a gas naturale di tipo biogenico e termogenico, partendo dai principali giacimenti e scoperte sul territorio italiano fino ad allora (Figura 5.1-3). Pertanto, oltre alle menzionate cartografie e studi geologici e tettonica, in base a questo punto di partenza relativo alle province geologiche ed all'uso del database videpi.com si è proceduto ad un aggiornamento del potenziale geominerario in una prospettiva geologica.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

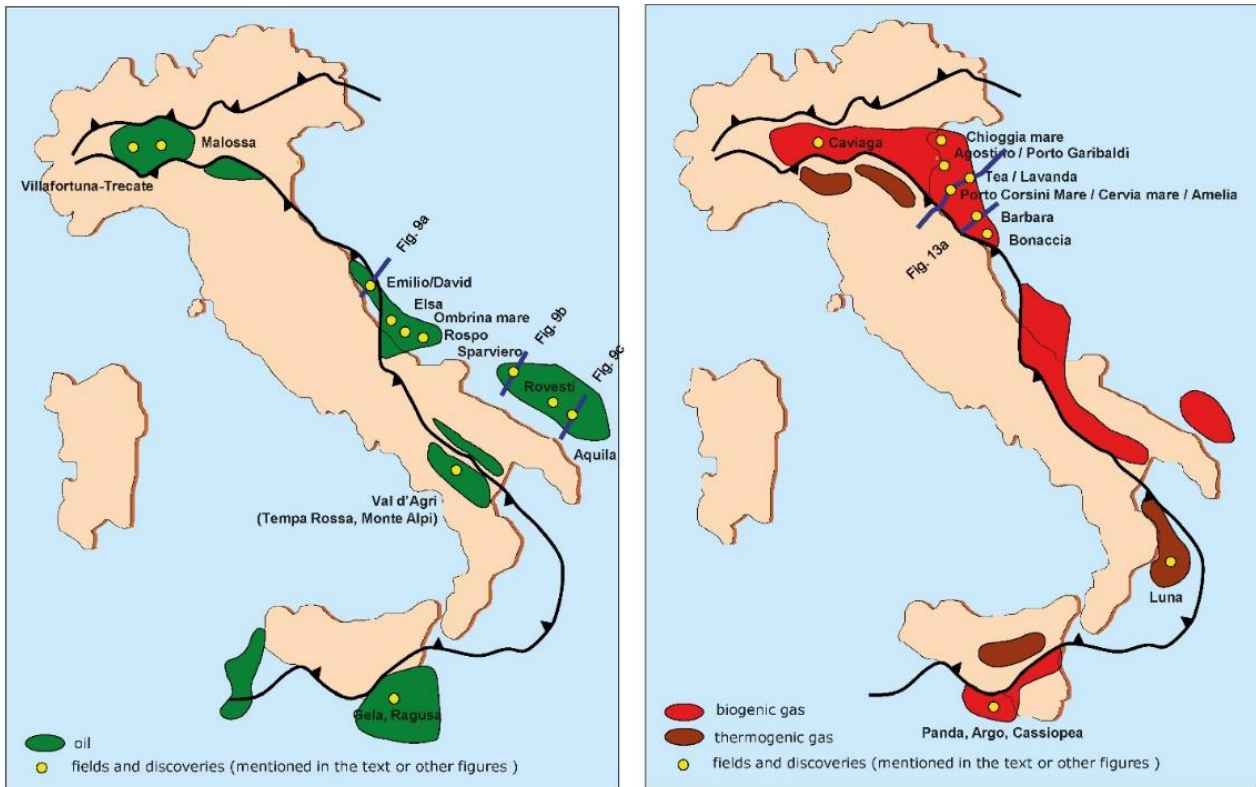


Figura 5.1-3: Quadro conoscitivo generale delle principali province geologiche per gli idrocarburi [Bertello et al., 2010]

Le conoscenze attuali di tipo teorico e i risultati della ricerca ed esplorazione sono sufficienti a definire delle aree vaste con diverso potenziale, e soprattutto a delimitare le aree certamente prive di interesse geominerario per gli idrocarburi. Una fonte di conferma importante è l'attività di ricerca effettuata fin dal 1800 con perforazioni di pozzi esplorativi storici e recenti. L'andamento ben emerge dall'elaborazione del database videpi.com che è stato utilizzato come ulteriore fonte per la definizione del potenziale geominerario italiano da un punto di vista geologico (Figura 5.1-4) grazie alla presenza dei risultati di mineralizzazione (o risultati sterili).

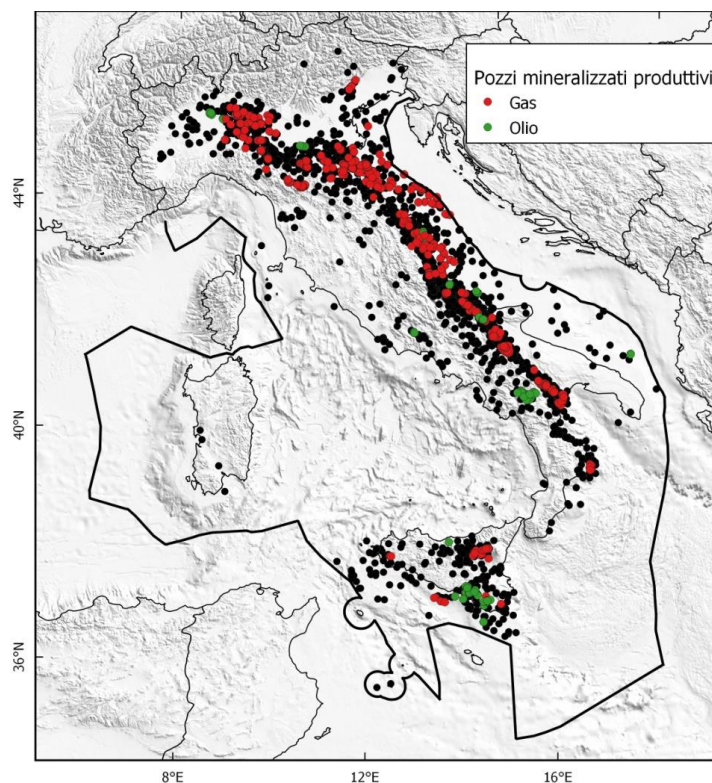


Figura 5.1-4: Pozzi mineralizzati e produttivi in Italia. In nero i pozzi con documentazione consultabile in VIDEPI (<http://www.videpi.com/videpi/pozzi/consultabili.asp>). [Elaborazioni ISPRA-SGI, 2019 su dati raccolti da Martinelli et al., 2012]

Per supportare le analisi ambientali, tenendo conto delle incertezze del quadro conoscitivo attuale, sono state perimetrate le aree definendo tre classi in funzione del loro interesse minerario:

- **IME → Interesse Minerario Elevato** (qui l'esplorazione ha avuto i maggiori successi e si sono concentrati nel tempo le concessioni ed i permessi);
- **IMM → Interesse Minerario Marginale** (Le mineralizzazioni trovate sono episodiche e solo localmente sfruttate, anche per la modestia della risorsa. Non si può però escludere la presenza di giacimenti anche rilevanti, date le condizioni geologiche, in genere non sfavorevoli, e la sporadicità delle indagini condotte sinora);
- **IMI → Interesse Minerario Incerto** (sostanziale assenza di indagini, ma condizioni geologiche potenzialmente favorevoli sulla base dei pochi dati disponibili).

I confini tra le tre aree vanno intesi come indicazioni di massima e non limiti precisi, soprattutto in assenza di ulteriori ed estese indagini. Tali confini rappresentano riferimenti utili per la definizione dell'ambito di riferimento per il PiTESAI secondo un approccio di tipo conservativo per eccesso; le aree al di fuori di essi sono da considerarsi prive di interesse minerario.

In Figura 5.1-5, sovrapposta alle tre classi individuate sulla base dell'interesse minerario, è indicata la mineralizzazione attesa prevalente, distinta in gas, gas e olio, olio. Una mineralizzazione a gas ed olio nello stesso giacimento è relativamente comune. In tale caso, si cerca di lasciare in posto il gas per mantenere più alte possibili le pressioni, così da facilitare la fuoriuscita dell'olio. In figura, l'indicazione di gas ed olio nella stessa Regione si riferisce spesso a diversi temi di ricerca, uno più superficiale a gas metano, prevalentemente

in depositi clastici mio-pliocenici, ed uno più profondo ad olio, in rocce carbonatiche della serie mesozoica. Le aree indicate come mineralizzate ad olio corrispondono ai principali giacimenti noti.

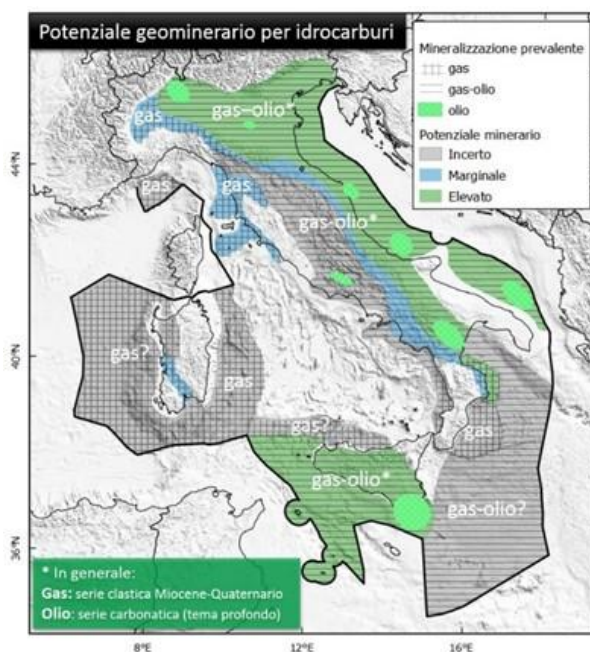


Figura 5.1-5: Perimetrazione del potenziale geominerario definito con criterio geologico per gli idrocarburi (Fonte: Vittori et al. 2019)

5.1.2. Approccio geominerario-amministrativo

Un ulteriore elemento da affiancare al criterio geologico sopra riportato per definire l'ambito territoriale di riferimento con maggior dettaglio è l'approccio che considera la cartografia mineraria dell'UNMIG relativa all'evoluzione delle aree in cui sono stati conferiti titoli di prospezione, di ricerca e di coltivazione di idrocarburi. Questa è disponibile dal 1990. Inoltre è possibile considerare anche alcune cartografie storiche relative ai periodi in cui vigeva anche la cosiddetta zona esclusiva ENI-AGIP nella pianura padana, prima della privatizzazione avvenuta a metà degli anni '90 (Figura 5.1-6).

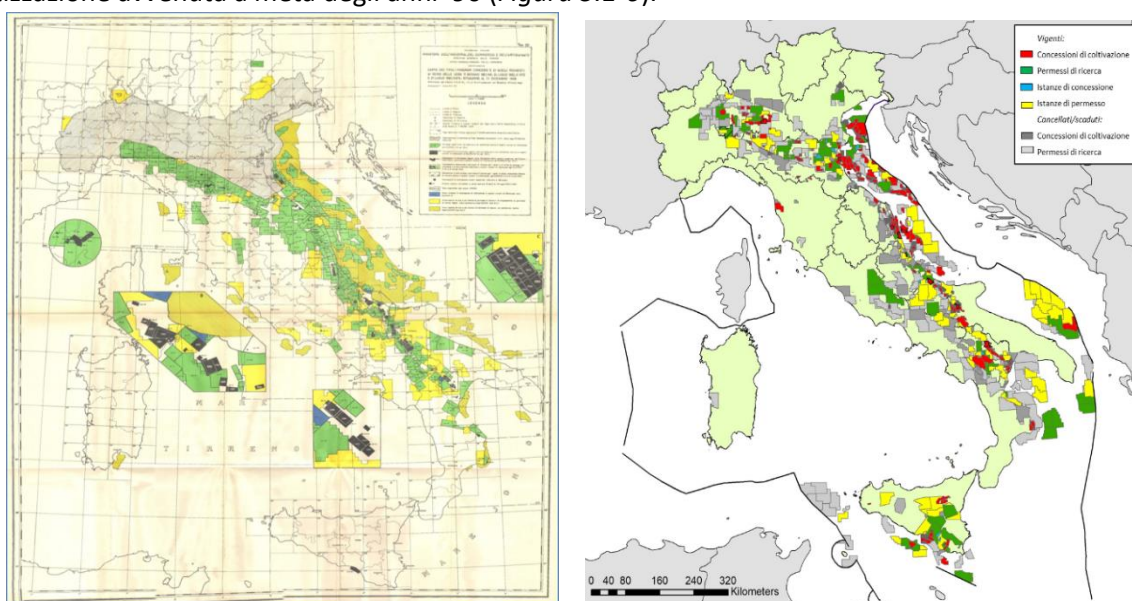


Figura 5.1-6: Carta dei titoli minerari 1968 e Carta dei titoli minerari vigenti e non vigenti in Italia anni 1990-2021 [Fonte: Elaborazioni su database DGISSEG – Ufficio Cartografia, 2021]

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

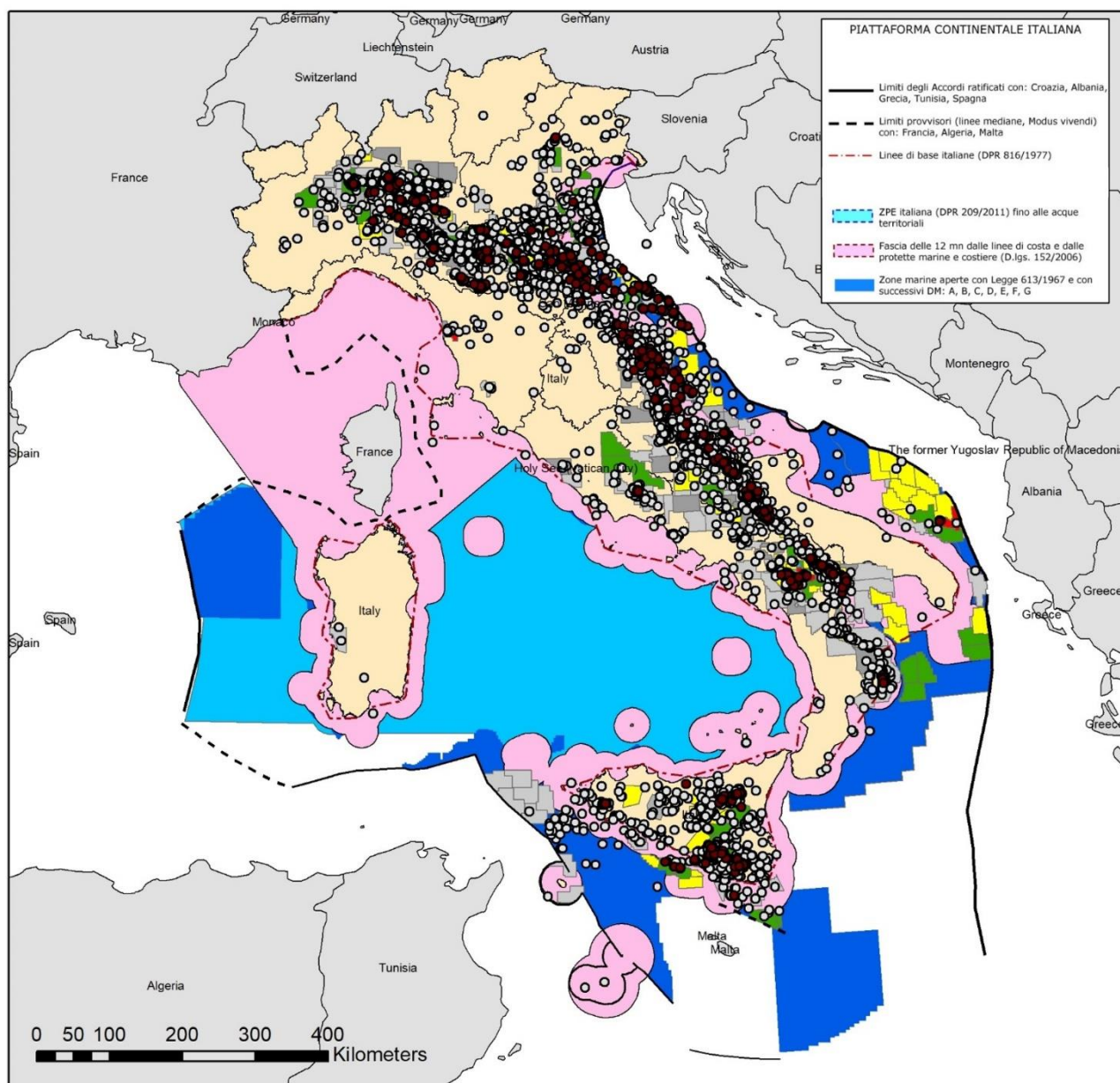


Figura 5.1-7. – Carta generale con tematismi minerari [Fonte: Elaborazioni su database DGISSEG – Ufficio Cartografia, 2021]

La cartografia delle zone marine è stata descritta al paragrafo 2.1.3 “La zonazione delle aree marine aperte per la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi e i divieti ambientali” ove è riportato il dettaglio evolutivo nel tempo delle rimodulazioni e dei divieti.

Attualmente la superficie totale delle zone marine aperte alle attività minerarie e alla presentazione di nuove istanze, come rimodulate dal D.M. 9/08/2013 con lo stralcio delle aree vietate e della fascia delle 12 miglia nautiche dalle coste e dalle aree marine e costiere protette, è di circa km² 114.912, su un totale di zone marine aperte di circa km² 248.050 e costituisce circa il 21% della superficie totale della piattaforma continentale italiana, la quale, come delimitata da accordi (Croazia, Albania, Grecia, Tunisia, Spagna),

convenzioni (Francia), “modus vivendi” (Malta) e linee mediane matematicamente calcolate (Algeria, Libia), ha una superficie di circa km² 568.976⁴⁷ (Figura 5.1-8).

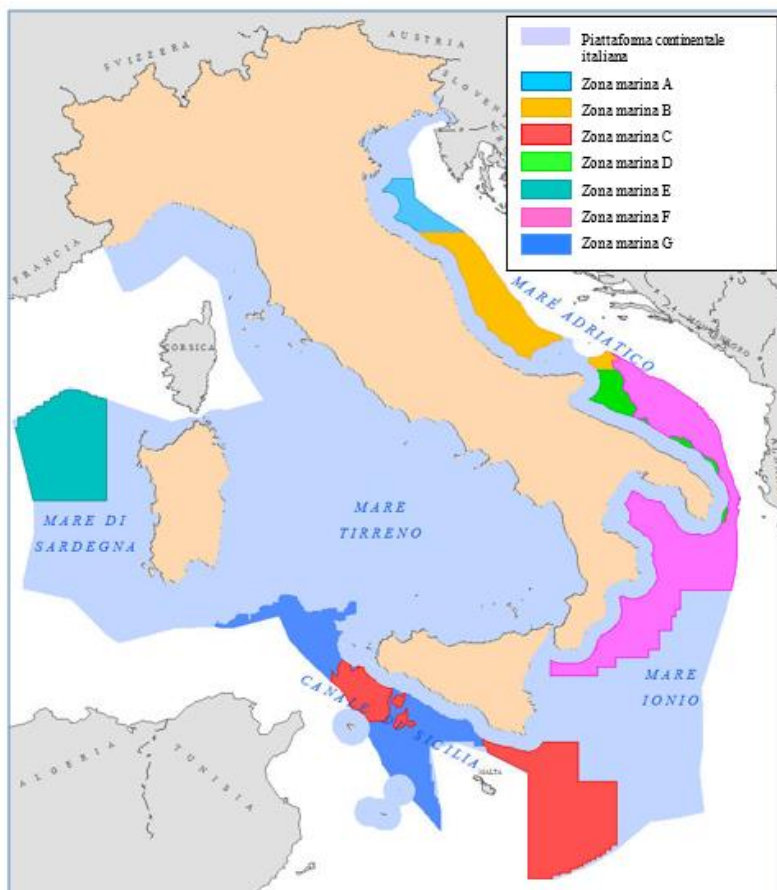


Figura 5.1-8: Carta delle zone marine minerarie aperte alla prospezione, all'esplorazione ed alla coltivazione al 30.06.2021 [Elaborazione Ufficio Cartografico UNMIG, 2019] e limes della piattaforma continentale italiana (indicativo – si rimanda alla cartografia ufficiale IIM per i riferimenti esatti in base agli accordi esistenti o modus operandi con Grecia, Albania, Croazia, Montenegro, Slovenia, Tunisia; non esistono limes definiti con Malta con cui vige un contenzioso dagli anni '70 ed un modus operandi in una parte; con la Francia salvo per le bocche di Bonifacio; con l'Algeria con la quale esiste un contenzioso per la recente definizione unilaterale sulla ZEE Algerina; non esistono accordi con la Libia).

Per l'individuazione delle aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, il presente Piano determina preliminarmente l'ambito territoriale di riferimento delle aree da valutare nel PiTESAI che si ritiene possa essere validamente effettuata prendendo in considerazione l'applicazione di adeguati criteri di selezione delle aree.

Precisamente, per ricavare tale ambito si parte dalla operazione di sovrapposizione delle aree che si individuano tramite i seguenti criteri:

⁴⁷ Dalla Carta dell'Istituto Idrografico Militare n. 1813 Ed. 2018, che indica l'area di competenza IIM per i rilievi idrografici, si ottiene un'ampiezza di mare pari a 568.976 km² con un'accuratezza di +/- 1000 km² dovuta all'errore connesso con la scala della carta e con l'esattezza del profilo di costa.

- A. **criterio geologico**: il primo criterio di selezione delle aree è rappresentato dall'effettiva presenza di un potenziale geominerario Elevato che giustifichi l'esplorazione di idrocarburi (come definita a Figura 5.1-5), escludendo le aree di verosimile assenza, per motivi geologici, di un qualche interesse minerario per gli idrocarburi. Per la terraferma ad esempio, per evidenti motivi geologici non è ipotizzabile alcuna presenza di giacimenti di idrocarburi nell'intero arco alpino, come anche provato dal fatto che dal 1957, anno in cui l'intero territorio onshore italiano è stato aperto alle ricerche, nessuna istanza di permesso è mai stata presentata al Ministero;
- B. **criterio minerario**: il secondo elemento da affiancare al criterio geologico è rappresentato dall'effettivo interesse minerario dimostrato dalle stesse società che effettuano ricerche di idrocarburi, ricavabile dalla cartografia dei titoli minerari vigenti e non vigenti in Italia negli anni **1990-2021** delle aree oggetto almeno di istanze di permesso di prospezione o di ricerca vigenti a terra o a mare, o di titolo minerario conferito nel periodo 1990-2021⁴⁸ (per quelli non vigenti, sono stati considerati tutti i titoli che sono stati conferiti dal 1990 ad oggi) e di presenza di pozzi esplorativi risultati positivi nel database VIDEPI (disponibile sul sito <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/dati-storici-videpi>);
- C. **criterio geo-amministrativo**: inoltre per il **mare** è stato applicato il criterio, come già rappresentato nel rapporto preliminare, di escludere per il futuro a priori l'apertura alle attività upstream di nuove zone marine di potenziale interesse geominerario ma che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi ai sensi delle normative italiane. Al riguardo, in considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, dell'obiettivo d'ampliare almeno al 30% della superficie a mare la rete delle aree marine protette (e almeno al 10% quelle protette in modo rigoroso) stabilito dalla nuova Strategia Europea sulla Biodiversità per il 2030 e dei traguardi ambientali previsti dalla Direttiva quadro 2008/56/CE sulla strategia per l'ambiente marino, non appare infatti attuabile lo scenario di apertura di nuove zone minerarie marine oltre alle attuali, e si ritiene invece di adottare la previsione nell'ambito del PITESAI sia di escludere per il futuro la apertura alle attività upstream di nuove zone marine che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi, sia di chiudere alle ricerche le aree ricadenti nelle zone marine già aperte ove non è stata mai presentata alcuna istanza relativa alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi o dove questo non è più avvenuto nell'arco degli ultimi 30 anni, adottando pertanto un criterio di "**riperimetrazione**" delle attuali zone marine sulla base del criterio amministrativo (cartografia dei titoli minerari vigenti e non vigenti in Italia negli anni **1990-2021**); tale determinazione sarà definita con specifico Decreto del Ministro della Transizione Ecologica a seguito della adozione del PITESAI.

e si prosegue effettuando l'operazione di **sottrazione** delle aree che scaturiscono dall'applicazione del criterio:

⁴⁸ Si è preso in considerazione l'intervallo temporale 1990-2021, poiché negli ultimi 30 anni i dati di esplorazione e di coltivazione hanno subito un netto miglioramento rispetto al passato, per questo motivo laddove è ricaduto un titolo nel range temporale considerato si ritiene possa essere a disposizione un dataset già valido, tale da poter essere disponibile senza dover ricorrere ad ulteriori acquisizioni di dati, in caso solo parziali, da poter permettere una conoscenza quasi totale dell'area.

- D. dei **vincoli assoluti**, cioè quelli derivanti da norme di legge già in atto nelle zone marine - **criterio dei divieti o delle riduzioni delle attività già in essere**, in base ai quali sono previste restrizioni di vario tipo correlate alle attività:
- a. l'articolo 6, comma 17, del D.lgs 152/2006 e s.m.i che prevede *“Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette. I titoli abilitativi già rilasciati sono fatti salvi per la durata di vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale. Sono sempre assicurate le attività di manutenzione finalizzate all'adeguamento tecnologico necessario alla sicurezza degli impianti e alla tutela dell'ambiente, nonché le operazioni finali di ripristino ambientale...omissis..”*,⁴⁹
 - b. l'articolo 4 della Legge 9 gennaio 1991 n. 9 *“Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale”*, così come modificato dall'art. 26, comma 2, della Legge 21 luglio 2002, n. 179, è stata vietata la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi nelle acque del Golfo di Venezia, nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento ed il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po. Successivamente con il Decreto Legge 25 giugno 2008 n. 112 *“Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria”*, è stato stabilito che tale divieto *“si applica fino a quando il Consiglio dei Ministri, d'intesa con la regione Veneto, su proposta del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, non abbia definitivamente accertato la non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza sulle coste, sulla base di nuovi e aggiornati studi, che dovranno essere presentati dai titolari di permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione, utilizzando i metodi di valutazione più conservativi e prevedendo l'uso delle migliori tecnologie disponibili per la coltivazione”*.⁴⁹

Definito il predetto ambito territoriale di riferimento per il presente Piano, è conseguenzialmente possibile determinare le **aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca** effettuando ulteriormente l'operazione di **sottrazione** delle aree che scaturiscono dall'applicazione del criterio:

- E. degli **altri vincoli assoluti (criterio dei divieti già in essere)**, cioè quelli derivanti da norme di legge) - già in atto nella terraferma e nelle zone marine, meglio definiti alla sezione 2.3.1;
- F. dei **vincoli aggiuntivi di esclusione**: elementi che, ai fini della richiesta salvaguardia, tutela e valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale, territoriale ed economico presente, seguendo

⁴⁹ Si evidenzia che sono state tolte tutte le aree delle 12 miglia nautiche dalla costa e dalle aree marine protette (già interdette dalla legge) ad eccezione di quelle che presentano delle concessioni di coltivazioni vigenti, riguardanti nello specifico una parte di Mar Adriatico, una parte molto limitata del Mar Ionio antistante l'area di Capo Colonne, e una porzione limitata del Canale di Sicilia (dove insistono quattro concessioni ricadenti all'interno del buffer delle 12 miglia nautiche).

logiche di prevalenza delle finalità coinvolte e degli obiettivi da conseguire, suggeriscono l'esclusione delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree interessate per le conseguenti difficoltà ad ottenere tutte le necessarie autorizzazioni per svolgervi le operazioni di ricerca e coltivazione degli idrocarburi, creando quindi le condizioni del c.d. **criterio di divieto delle attività per prevalenza delle finalità coinvolte e degli obiettivi da conseguire** - (in tale tipologia di vincolo possono rientrare anche categorie ambientali non direttamente cartografabili, ma comunque individuabili da specifici provvedimenti e atti adottati dai relativi Enti a cui è rimessa la competenza). Tali vincoli sono meglio definiti alla sezione 2.3.1.

Al riguardo si evidenzia di aver individuato altresì diversi **Vincoli definibili di attenzione/approfondimento** che non determinano a priori la non idoneità dell'area ma che dovranno essere adeguatamente considerati nelle successive fasi valutative sito-specifiche che si renderanno necessarie prima di approvare l'effettuazione delle specifiche attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi sul territorio: in tale tipologia di vincolo rientrano infatti elementi che, per le loro caratteristiche ambientali, saranno da approfondire nelle procedure di valutazione sito-specifiche (tra cui le VINCA e le VIA **del progetto nel sito specifico**), in quanto possono presentare particolari sensibilità alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.

Diverso è infatti l'impatto di un vincolo quando si richiede un permesso di ricerca, di un'area tipicamente di alcune decine di migliaia di ettari, che al suo interno comprende anche aree urbanizzate, strade, infrastrutture, fiumi, ecc., e quando invece, una volta conferito il permesso di ricerca, occorre andare a considerare la specifica attività di ricerca (un rilievo vibroseis, o un pozzo esplorativo), comunque da sottoporre a VIA prima della sua esecuzione.

Pertanto dalla sovrapposizione delle aree di cui ai criteri delle lettere A, B, C, andando ad effettuare la sottrazione delle aree di cui al criterio della lettera D, il presente Piano determina la cartografia finale delle aree che costituiscono l'ambito territoriale di riferimento del PiTESAI (Figura 5.1-10), all'interno del quale saranno applicati i criteri di sostenibilità ambientale, sociale ed economica descritti nel presente Piano, al fine di individuare le aree idonee e non, per la prosecuzione delle attività upstream.

Tutte le altre aree in mare, nella ZEE e in terraferma diverse da quelle sopra indicate come ambito territoriale di riferimento (in pratica, tutte le aree non colorate in azzurro nella mappa in Figura 5.1-10) saranno con decreto del MITE chiuse definitivamente alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.

Riassumendo, si evidenzia che l'area complessivamente interessata dall'ambito territoriale di riferimento del PiTESAI, pari a **156.403,76 km² (di cui 81,6% in terraferma e 18,4% a mare)**:

- ✓ a terra ricomprende il 42.5% del territorio nazionale.

Non saranno pertanto più interessate da attività di ricerca e coltivazione, per motivi legati al potenziale geominerario e alla storia esplorativa degli ultimi 30 anni, le Regioni Valle D'Aosta, Trentino Alto Adige, Liguria, Umbria, Toscana (quest'ultima ad eccezione dell'area relativa a due concessioni di coltivazione in essere) e Sardegna (Figura 5.1-10).

- ✓ a mare ricomprende l' 11.5% dell'area complessiva delle zone marine sinora aperte A, B, C, D, E, F, G (Figura 5.1-10) e il 5% della intera superficie marina sottoposta a giurisdizione italiana.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

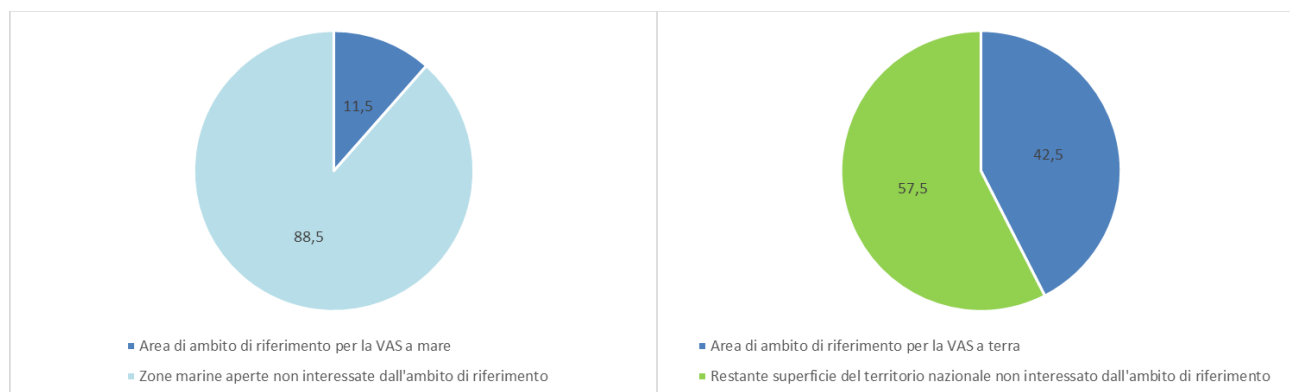


Figura 5.1-9: Distribuzione a mare e a terra dell'ambito territoriale di riferimento per la Valutazione Ambientale Strategica del PITESAI

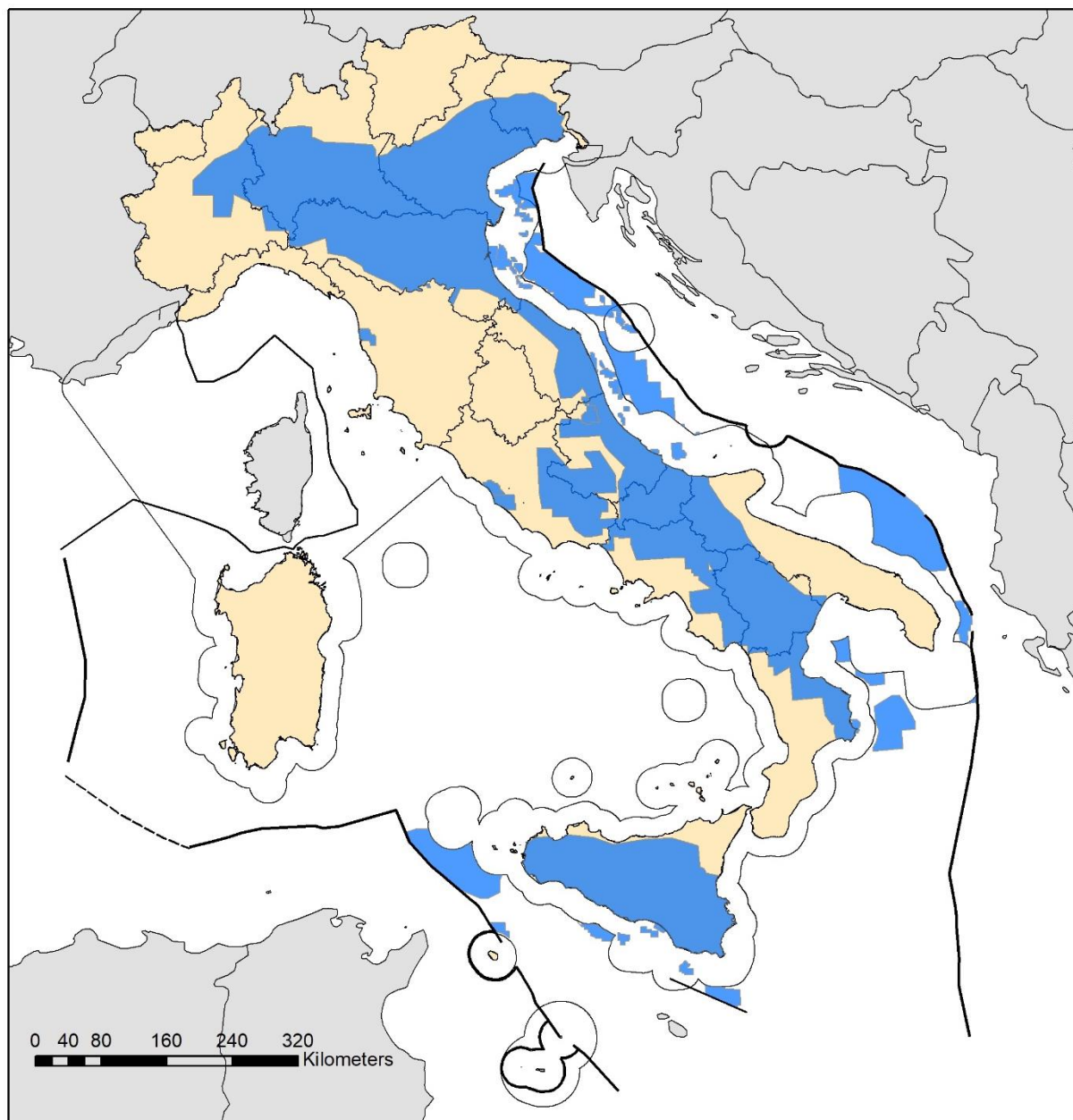


Figura 5.1-10: Carta dell'ambito territoriale di riferimento delle aree da verificare nel PITESAI, in cui viene riportata anche la linea delle 12 miglia nautiche dalla costa e dalle aree marine protette considerata nella realizzazione dell'area stessa.

5.2. Esclusione di impatti transfrontalieri

In relazione alla verifica effettuata in merito ad una possibile VAS transfrontaliera, si conferma di ritenere, in qualità di Autorità proponente (come già chiarito nella nota prot. 10121 del 01.04.2021 e nella documentazione prodotta per la consultazione pubblica), che per l'adozione del Piano in parola si possa escludere la presenza di impatti/effetti transfrontalieri, stante le finalità del PITESAI deducibili dalla ratio della norma (art. 11-ter della L. 12/2019) che ha previsto la redazione dello stesso, quale misura preordinata al perseguimento di una efficace "transizione energetica", con l'intento di contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'Unione Europea, mediante prevalentemente la razionalizzazione delle attività minerarie in essere (pertanto, si ritiene di poter asserire che il PITESAI non è un Piano per l'ulteriore sviluppo delle attività upstream).

Nello specifico si evidenzia infatti che per il mare si intende applicare il criterio, come già rappresentato nel Rapporto Preliminare e nella documentazione prodotta per la consultazione pubblica, di escludere per il futuro a priori l'apertura alle attività upstream di nuove zone marine di potenziale interesse geominerario ma che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi ai sensi delle normative italiane. Al riguardo, in considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, dell'obiettivo d'ampliare almeno al 30% della superficie a mare la rete delle aree marine protette (e almeno al 10% quelle protette in modo rigoroso) stabilito dalla nuova Strategia Europea sulla Biodiversità per il 2030 e dei traguardi ambientali previsti dalla Direttiva quadro 2008/56/CE sulla strategia per l'ambiente marino, non appare infatti attuabile lo scenario di apertura di nuove zone minerarie marine oltre alle attuali, e si ritiene invece percorribile la previsione nell'ambito del PITESAI sia di escludere per il futuro la apertura alle attività upstream di nuove zone marine che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi, sia di giungere a chiudere alle ricerche le aree ricadenti nelle zone marine già aperte ove non è stata mai presentata alcuna istanza relativa alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi quale **"riperimetrazione"** delle attuali zone marine sulla base del criterio amministrativo

Per la terraferma il tema non sussiste in quanto per evidenti motivi geologici non è ipotizzabile alcuna presenza di giacimenti di idrocarburi nell'intero arco alpino, come anche provato dal fatto che dal 1957, anno in cui l'intero territorio onshore italiano è stato aperto alle ricerche, nessuna istanza di permesso è mai stata presentata al Ministero.

Per quanto sopra, nella documentazione prodotta per l'avvio della consultazione pubblica, si è rilevato di ritenere se del caso percorribile la possibilità di invio dalla Amministrazione competente per il presente Piano (DGCresSS), ai sensi della Convenzione di Espoo e del Protocollo di Kyiv, una comunicazione informativa alle Autorità competenti dei Paesi confinanti.

Inoltre, per quanto concerne le attività di coltivazione di idrocarburi a cavallo delle linee di delimitazione della piattaforma continentale italiana così come definita dagli accordi internazionali e, dove assenti, dalla linea mediana con gli Stati frontisti, si evidenzia che tale possibilità è esclusa per quanto sopra riportato in riferimento agli obiettivi del piano (vedere considerazioni specifiche sulla Zona Economica Esclusiva – ZEE al par. 2.1.3.) e che pertanto non è necessario avviare una VAS transfrontaliera.

La presenza inoltre di alcune istanze di permesso di ricerca in prossimità della linea di delimitazione della piattaforma continentale italiana in Adriatico non contraddice la valutazione del proponente che il PITESAI debba essere sottoposto a consultazione transfrontaliera. Come infatti indicato, le aree marine oggi aperte alle ricerche non interessate da titoli minerari saranno chiuse tramite il PITESAI, evidentemente riducendo e non ampliando i potenziali impatti transfrontalieri. Inoltre si osserva che tali istanze, come previsto dalle norme italiane, ove proseguano il loro iter di conferimento, saranno comunque assoggettate a VIA, e pertanto in quella specifica occasione, ove ritenga, lo Stato frontista potrebbe inviare osservazioni durante la fase di consultazione. Anche nel caso di permessi di ricerca già conferiti al confine con la linea di delimitazione della piattaforma continentale in Adriatico, e addirittura nel caso di concessioni di coltivazione attive lungo tale linea, si è solo effettuata una VIA specifica per il loro conferimento, né è mai stata effettuata preliminarmente una VAS quando furono, anche recentemente, aperte nuove zone marine.

Stante quanto sopra, si verificheranno le consultazioni transfrontaliere che dovessero essere avviate nell'ambito dei procedimenti di VIA derivanti dall'adozione e, quindi, le azioni che scaturiranno dall'approvazione del PITESAI ai sensi della L. 12/2019 art. 11-ter, comma 8, come ad esempio i provvedimenti di riperimetrazione delle concessioni o i progetti in siti specifici.

5.3. Contesto ambientale

L'inquadramento ambientale oggetto del presente paragrafo è sviluppato attraverso l'analisi generale del contesto interessato dai possibili effetti generati dal Piano. Tale analisi è finalizzata a valutare, nell'ambito del Rapporto Ambientale, lo stato di qualità ambientale del territorio nazionale per le componenti pertinenti e, contestualmente, a individuare e descrivere gli elementi di sensibilità/criticità sui quali l'attuazione del Piano potrebbe avere effetti. In tale analisi sono ricompresi i fattori di pressione con i quali le misure del Piano possono interagire.

A tal riguardo l'allegato VI alla Parte II del D. Lgs. 152/2006 prevede tra i contenuti del rapporto ambientale i seguenti elementi:

- aspetti pertinenti dello stato attuale dell'ambiente e sua evoluzione probabile senza l'attuazione del piano o del programma;
- caratteristiche ambientali, culturali e paesaggistiche delle aree che potrebbero essere significativamente interessate;
- qualsiasi problema ambientale esistente, pertinente al piano o programma, ivi compresi in particolare quelli relativi ad aree di particolare rilevanza ambientale, culturale e paesaggistica, quali le zone designate come Zone di Protezione Speciale per la conservazione degli uccelli selvatici e quelli classificati come Siti di importanza Comunitaria (SIC) per la protezione degli habitat naturali e della flora e della fauna selvatica, nonché i territori con produzioni agricole di particolare qualità e tipicità, di cui all'articolo 21 del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 228.

Con riferimento ai temi ambientali riportati alla lett. f) dell'Allegato VI: biodiversità, popolazione, salute umana, flora e fauna, suolo, acqua, aria, fattori climatici, beni materiali, patrimonio culturale, anche architettonico e archeologico, l'analisi di contesto è condotta per i seguenti aspetti ritenuti pertinenti per il Piano: biodiversità ed ecosistemi, suolo e sottosuolo, ambiente idrico, beni culturali e paesaggistici, ambiente marino-costiero, aria (emissioni di inquinanti e gas climalteranti), popolazione (aspetti occupazionali legati alle attività minerarie).

Sono inoltre analizzati i principali fattori di pressione scelti tra quelli riportati all'art. 6 del D. Lgs. 152/2006 che potrebbero essere interferiti a seguito dell'attuazione del Piano: energia, pianificazione e uso del suolo, pesca e altri usi del mare.

L'analisi di contesto è accompagnata da indicatori ambientali opportunamente individuati sulla base della loro popolabilità e aggiornamento, che saranno di riferimento anche per l'analisi degli effetti e il monitoraggio VAS del Programma.

L'analisi qui riportata sarà ulteriormente sviluppata e aggiornata nel Rapporto Ambientale in considerazione dell'avanzamento del Piano, delle osservazioni pervenute dai soggetti a seguito della consultazione nella fase preliminare e degli aggiornamenti che nel frattempo si renderanno disponibili.

5.3.1. Energia

Fonti fossili e fonti rinnovabili

Il consumo interno lordo nazionale mostra un andamento crescente dal 1990 fino al 2005 quando raggiunge il valore massimo di 189,4 Mtep; successivamente si osserva una riduzione dei consumi accelerata dagli

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

effetti della crisi economica fino al 2019. Nel 2020 gli effetti della pandemia hanno determinato una forte contrazione dei consumi, in particolare nel settore trasporti, tornati a livelli inferiori a quelli del 1990.

Tabella 5.3-1: Consumo interno lordo nazionale per fonte energetica (ktep).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Solidi	14.631	12.280	12.560	16.469	13.674	12.300	10.983	9.342	8.542
Prodotti petroliferi	84.885	93.159	89.855	83.319	68.411	56.723	54.830	55.420	54.749
Gas naturale	39.001	44.652	57.940	70.651	68.057	55.302	58.080	61.549	59.513
Energia rinnovabile	6.472	7.719	10.113	14.107	21.864	26.269	26.018	28.821	29.282
Rifiuti (non rinnovabili)	164	162	259	673	1.041	1.149	1.183	1.134	1.133
Energia elettrica	2.980	3.218	3.813	4.227	3.797	3.988	3.184	3.247	3.775
Totale	148.134	161.191	174.540	189.445	176.845	155.730	154.278	159.513	156.993

Fonte	2019	2020
Solidi	6.480	4.747
Prodotti petroliferi	54.029	45.030
Gas naturale	60.949	58.286
Energia rinnovabile	29.512	29.027
Rifiuti (non rinnovabili)	1.182	1.175
Energia elettrica	3.280	2.769
Totale	155.433	141.033

Le fonti energetiche di origine fossile rappresentano la principale quota del sistema energetico nazionale, ma in costante diminuzione. Storicamente la percentuale di combustibili fossili rispetto al consumo interno lordo è stata superiore al 90%, sebbene in lieve diminuzione fino al 2005. Successivamente al 2005 la quota di energia di origine fossile subisce una rilevante contrazione. Il declino del contributo fossile al consumo interno lordo è diventato particolarmente ripido dal 2007. La *Figura 5.3-1* mostra l'andamento della quota di energia fossile nel periodo considerato. Dal 1990 al 2020 la quota fossile passa da 95,5% a circa il 79%, in linea con l'obiettivo del 20% di quota di rinnovabili previsto a livello UE per l'Italia.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

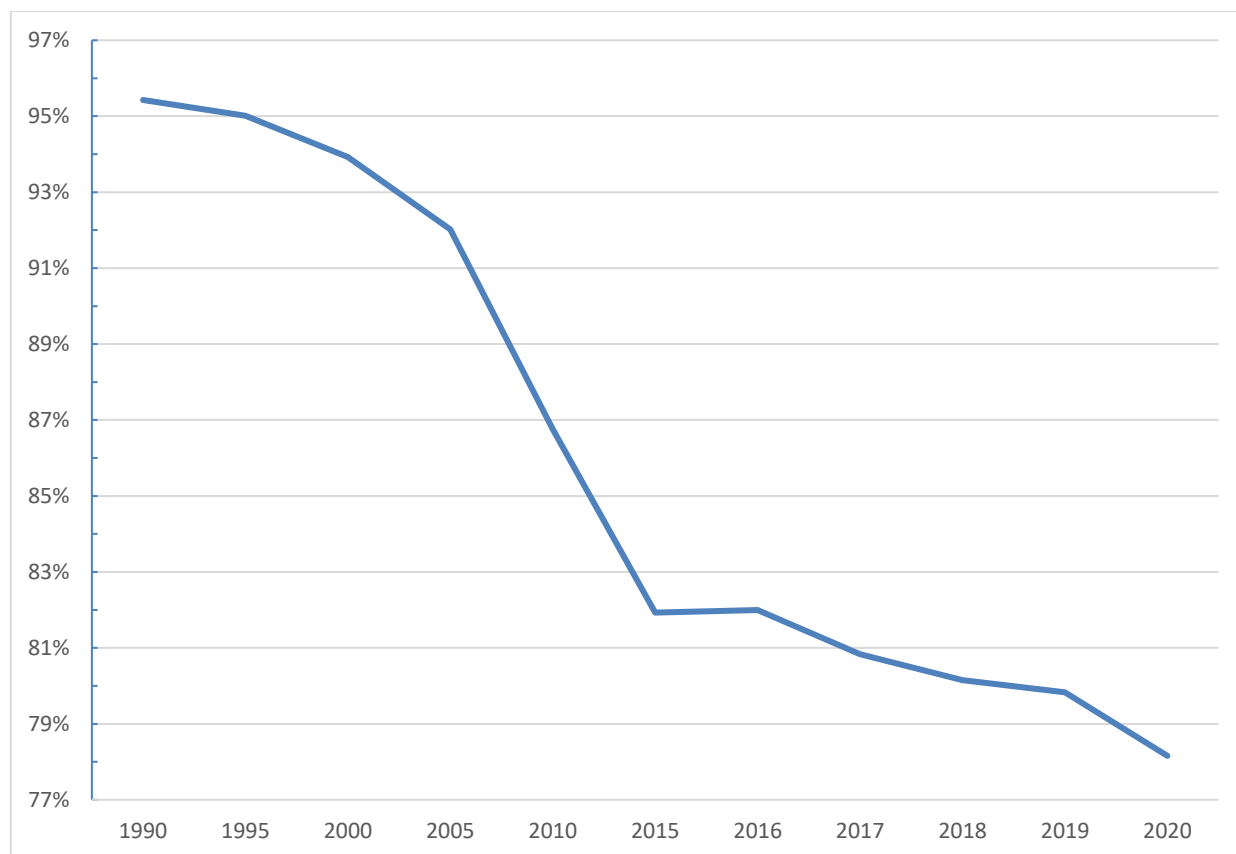


Figura 5.3-1: Andamento della quota di energia da fonti fossili sul consumo interno lordo al netto dell'energia elettrica.

Il dettaglio dei diversi vettori energetici mostra che la composizione del mix dei consumi energetici da fonte fossile nazionale è notevolmente cambiata dagli anni '90 (Figura 5.3-2). I prodotti petroliferi hanno rappresentato la componente prevalente con il 57,3% del consumo interno lordo nel 1990. La quota di prodotti petroliferi è costantemente diminuita fino al 32% nel 2020. Nello stesso periodo si osserva un corrispettivo incremento della quota di gas naturale, dal 26,3% nel 1990 al 41% nel 2020. La quota di combustibili solidi mostra un andamento oscillante intorno ad un valore medio di 8% con una tendenza in decrescita da 9,9% nel 1990 a 3,4% nel 2020.

La quota di energia da fonti rinnovabili ha un andamento complementare a quanto osservato per le fonti fossili. Dal 1990 al 2007 si osserva un costante incremento della quota di fonti rinnovabili, da 4,4% a 9%. Successivamente si osserva una crescita considerevole della quota fino a superare il 20% del consumo interno lordo nel 2020.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

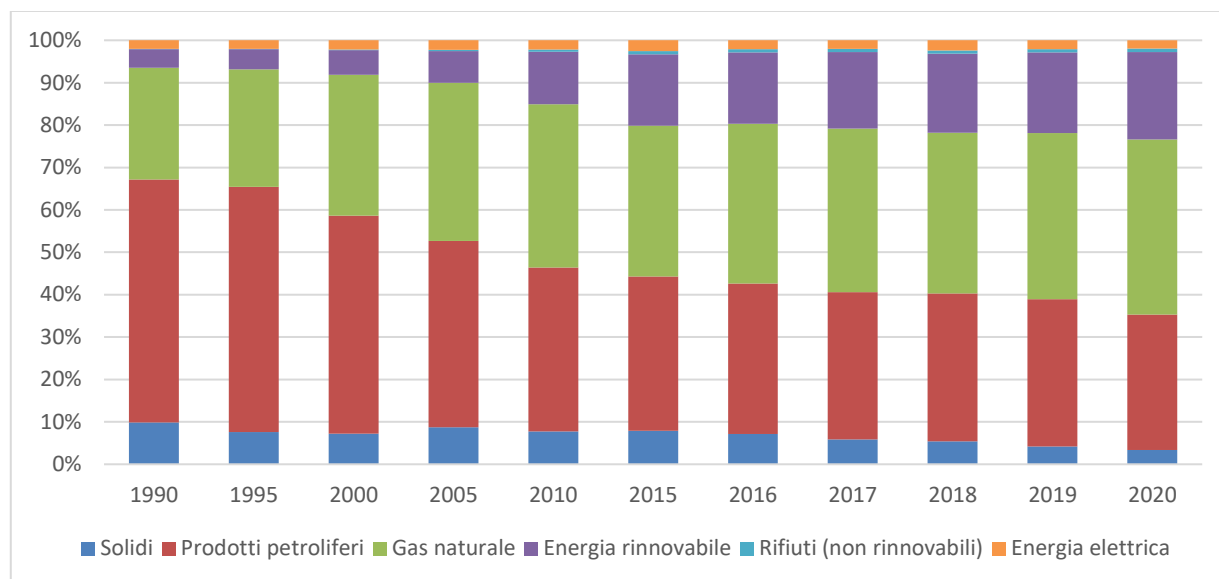


Figura 5.3-2: Quota relativa di vettori energetici nel consumo interno lordo nazionale.

Dal 1990 al 2020, il consumo interno lordo di energia da fonti rinnovabili è quadruplicato passando da 6,5 a 29 Mtep.

Produzione primaria nazionale

Nella *Tabella 5.3-2* è riportata la produzione primaria nazionale per fonte energetica. L'Italia è sempre stata caratterizzata da un'elevata dipendenza energetica dall'estero, sebbene tale dipendenza tenda a diminuire nel tempo. I dati mostrano che nel periodo 1990-2017 la produzione primaria di energia rappresenta mediamente il 18,6% del consumo interno lordo con un andamento crescente negli ultimi anni (fino al 23,7% del biennio 2018-2019). Il dato registrato nel 2020 e pari al 26,4% è determinato al transitorio calo dei consumi energetici per gli effetti della pandemia. Il trend di crescita è determinato dal deciso incremento della quota di produzione primaria di energia da fonti rinnovabili e dal contestuale diminuzione delle fonti fossili: il contributo della produzione nazionale di gas naturale e petrolio rispetto al consumo interno lordo passa dal 12,5% del 1990 al 8,8% del 2020.

Tabella 5.3-2: Produzione nazionale per fonte energetica (ktep) e Consumo Interno Lordo di energia.

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Solidi	275	43	3	60	64	51	-	-	-
Prodotti petroliferi	4.468	5.385	4.692	6.260	5.560	5.788	4.029	4.456	5.091
Gas naturale	14.030	16.347	13.622	9.886	6.885	5.545	4.738	4.536	4.462
Energia rinnovabile	6.381	7.488	9.597	13.328	19.395	23.564	23.569	26.540	26.657
Rifiuti (non rinnovabili)	164	162	259	673	1.041	1.149	1.183	1.134	1.133
Totale produzione	25.317	29.425	28.173	30.208	32.945	36.098	33.519	36.666	37.342
Consumo Interno Lordo	148.134	161.191	174.540	189.445	176.845	155.730	154.278	159.513	156.993

Fonte	2019	2020
Solidi	-	-
Prodotti petroliferi	4.708	5.811
Gas naturale	3.931	3.287

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Energia rinnovabile	27.088	26.985
Rifiuti (non rinnovabili)	1.182	1.175
Totale produzione	36.910	37.258
Consumo Interno Lordo	155.433	141.033

Considerando le singole fonti energetiche e il relativo consumo interno lordo, la produzione di combustibili solidi mostra una quota marginale rispetto al consumo interno lordo di tale fonte (1,9% nel 1990), con un azzeramento della quota a partire dal 2016. Il contributo della produzione nazionale di gas naturale mostra una forte contrazione, passando dal 36% del 1990 al 5,6% del 2020. I prodotti petroliferi mostrano un incremento passando dal 5,3% del 1990 al 12,9% nel 2020. La produzione nazionale di energia da fonti rinnovabili rappresenta la quasi totalità del consumo interno lordo di tali fonti: era il 98% nel 1990, mentre nel 2020 è stata del 93%.

Energia primaria e finale

L'energia primaria rappresenta il consumo interno lordo al netto dei consumi non energetici. I consumi non energetici del periodo 1990-2020 rappresentano mediamente il 5,2% del consumo interno lordo e mostrano un andamento in costante diminuzione passando da 7% nel 1990 a 3,5% del 2020.

L'energia disponibile per i consumi finali, al netto delle trasformazioni e delle perdite, costituisce mediamente il 75,3% dell'energia primaria nel periodo 1990-2020. Il consumo di energia primaria e finale raggiunge il picco nel 2005 e declina successivamente. Nel periodo che va dal 1990 al 2005 si osserva un incremento del 31,3% dei consumi di energia primaria e del 25,8% di energia finale. Dopo il picco di consumi nel 2005, si registra invece una fase discendente che, al 2020, raggiunge i valori del 24% per l'energia primaria e del 21% per l'energia finale. Complessivamente nell'intero periodo dal 1990 al 2020 si ha un decremento dei consumi di energia primaria e finale pari a -1,1% e -0,9%, decrementi motivati dalla riduzione dei consumi registrata nel 2020 anche per effetto della pandemia (Tabella 5.3-3e Tabella 5.3-4).

Tabella 5.3-3: Consumo di energia primaria per fonte (ktep).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Solidi	14.631	12.126	12.394	16.305	13.544	12.233	10.918	9.280	8.492
Prodotti petroliferi	76.139	84.487	82.570	75.864	59.548	50.756	49.241	48.222	48.261
Gas naturale	37.324	43.691	56.963	69.659	67.491	54.729	57.427	60.894	58.897
Energia rinnovabile	6.472	7.719	10.113	14.107	21.864	26.269	26.018	28.821	29.282
Rifiuti (non rinnovabili)	164	162	259	673	1.041	1.149	1.183	1.134	1.133
Energia elettrica	2.980	3.218	3.813	4.227	3.797	3.988	3.184	3.247	3.775
Totale	137.710	151.404	166.111	180.834	167.284	149.124	147.971	151.598	149.840

Fonte	2019	2020
Solidi	6.439	4.706
Prodotti petroliferi	47.673	40.766
Gas naturale	60.306	57.632
Energia rinnovabile	29.512	29.027
Rifiuti (non rinnovabili)	1.182	1.174
Energia elettrica	3.280	2.769
Totale	148.433	136.074

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 5.3-4: Consumi finali di energia per fonte (ktep).

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Solidi*	3.570	2.797	1.846	1.352	623	749	923	648	761
Prodotti petroliferi	52.704	52.102	55.011	56.008	45.566	41.172	40.532	38.265	39.398
Gas naturale	28.725	33.657	37.611	40.590	38.499	32.984	33.237	33.921	33.629
Energia rinnovabile	930	1.362	1.740	4.543	9.073	8.365	8.043	11.313	10.960
Rifiuti (non rinnovabili)	139	83	62	62	223	269	276	245	252
Energia elettrica	18.455	20.488	23.472	25.871	25.736	24.719	24.594	25.104	25.200
Calore	0	0	0	3.082	3.332	3.851	3.950	4.114	4.221
Totale	104.522	110.488	119.742	131.509	123.053	112.108	111.555	113.611	114.422

Fonte	2019	2020
Solidi*	704	621
Prodotti petroliferi	38.920	33.268
Gas naturale	33.043	31.358
Energia rinnovabile	10.912	10.364
Rifiuti (non rinnovabili)	284	260
Energia elettrica	25.102	23.618
Calore	4.155	4.115
Totale	113.119	103.604

* sono considerati anche i gas derivati da combustibili solidi.

Per quanto concerne i settori finali, quello dei trasporti e quello del residenziale mostrano nel 2020 una riduzione dei consumi finali rispetto al 2005 del 27,8% e 10,4% rispettivamente. Gli effetti della pandemia sono stati particolarmente evidenti nel settore trasporti (-15,7% rispetto al solo anno precedente) e dei servizi (-9,4% rispetto al 2019). D'altra parte, i servizi costituiscono il solo settore che mostri una evidente crescita dei consumi (+28,5%) nel periodo 2005-2018, per tornare nel 2020 a valori antecedenti il 2017.

Rispetto al picco del 2005, i settori dell'industria, dell'agricoltura e della pesca mostrano riduzioni dei consumi finali pari al 37%, al 10% e 33% rispettivamente.

Tabella 5.3-5: Consumi finali di energia per settore (ktep).

Settore	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Industria	34.093	33.888	37.585	37.212	29.015	24.853	25.089	24.926	24.302
Trasporti	32.707	36.615	39.692	41.839	38.566	36.374	35.815	34.525	34.579
Residenziale	26.061	26.324	27.592	33.922	35.393	32.494	32.185	32.899	32.056
Servizi	8.174	9.817	11.542	15.053	16.979	15.391	15.440	18.242	19.338
Agricoltura e foreste	2.908	3.022	2.905	3.009	2.716	2.663	2.650	2.696	2.798
Pesca	200	230	259	313	224	188	221	222	234
Altro	379	593	166	162	160	143	155	102	113
Totale	104.522	110.488	119.742	131.509	123.053	112.108	111.555	113.611	114.422

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Settore	2019	2020
Industria	24.928	23.572
Trasporti	35.861	30.223
Residenziale	31.138	30.364
Servizi	18.192	16.484
Agricoltura e foreste	2.719	2.701
Pesca	209	207
Altro	70	53
Totale	113.119	103.604

Nell'arco dell'intero periodo preso in considerazione (1990 – 2020), l'industria mostra un declino del 30,9%, i trasporti del 7,6%, l'agricoltura del 7,1%, mentre appare in decisa controtendenza l'incremento del 101,7% del settore dei servizi. L'andamento dei consumi del settore residenziale, benché appaia influenzato dalle differenti condizioni climatiche, registra un incremento del 16,5%.

Dagli anni '90 la struttura dei settori in relazione ai consumi finali è notevolmente cambiata. I servizi, ad esclusione della crisi registrata nel 2020 a causa della pandemia, rappresentano una quota sempre più rilevante dei consumi finali: i consumi sono passati dal 7,8% del 1990 al 15,9% del 2020.

In calo, invece, il settore industriale che registra una continua riduzione della quota di consumi di energia: la quota dell'industria si contrae dal 32,6% del 1990 al 22,7% del 2020.

La quota media dei consumi nel settore residenziale appare in crescita nel lungo periodo, anche considerando che i consumi di tale settore non sembrano avere risentito della contrazione dovuta alla crisi economica che ha interessato gli altri settori. Inoltre le restrizioni imposte alle famiglie con il lock down nel 2020 hanno determinato un maggior utilizzo delle strutture domestiche. Inoltre, negli ultimi anni il settore mostra ampie oscillazioni legate soprattutto alla temperatura atmosferica media. I consumi degli altri settori (principalmente agricoltura e pesca) incidono mediamente per circa il 3%.

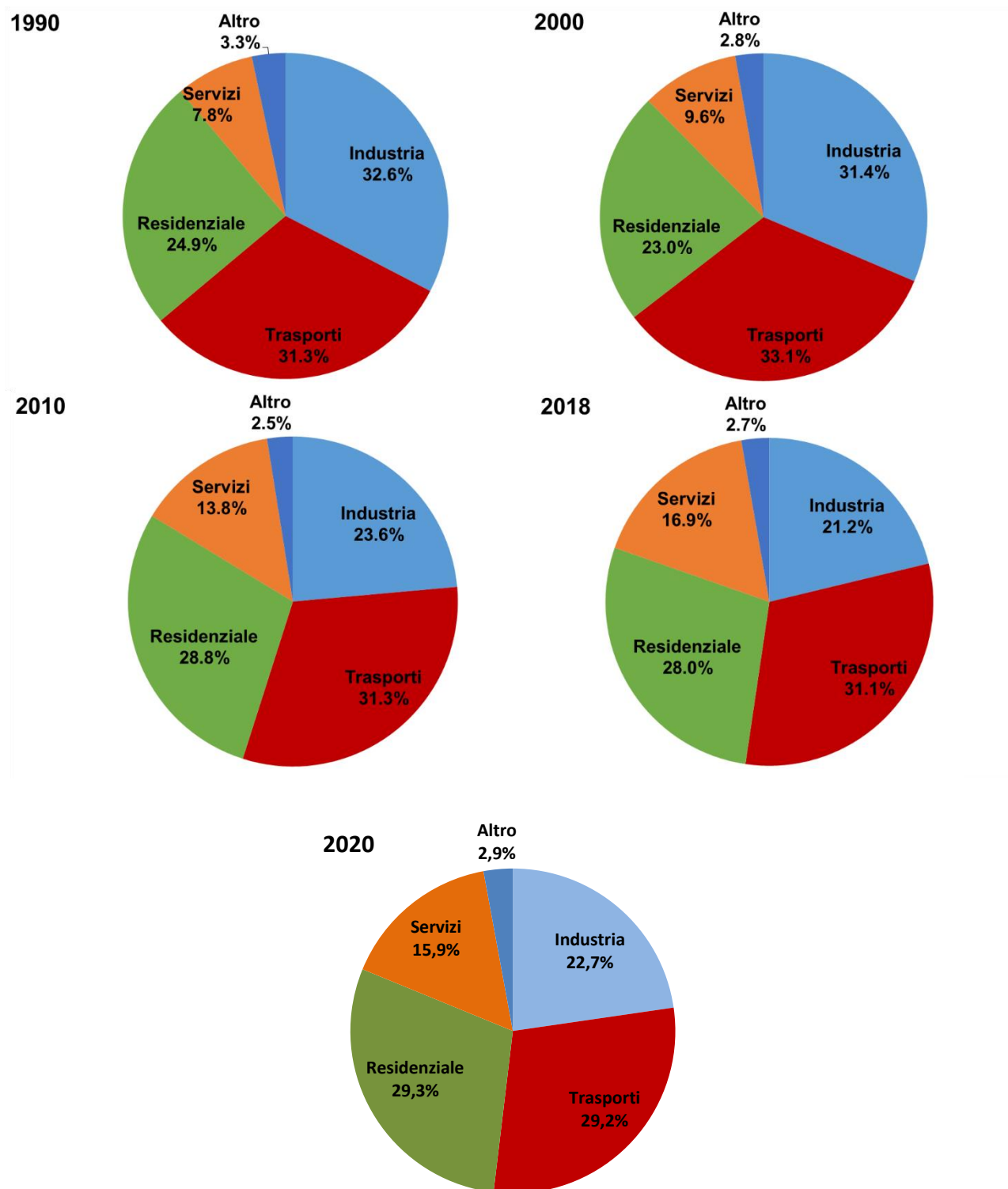


Figura 5.3-3: Quota dei consumi finali di energia per i diversi settori.

5.3.2. Fattori climatici

Il riferimento principale per la caratterizzazione dello stato del Clima in Italia e delle sue tendenze in corso, sono i Rapporti del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente "Gli indicatori del clima in Italia", pubblicati con cadenza annuale dall'ISPRA.

I dati utilizzati per la caratterizzazione del clima sono tratti dal Rapporto "gli Indicatori del CLIMA in Italia nel 2018".

Temperatura

Sulla base del confronto con il periodo climatologico 1961-1990 rispetto al quale vengono calcolate tutte le anomalie, le stime più recenti attualmente disponibili evidenziano come nei 10 anni più caldi della serie storica considerata, ovvero a partire dal 1961 e fino al 2018 compreso, 7 sono rappresentati da anni tutti successivi al 2010, ovvero gli anni più recenti. In Italia il 2018 ha segnato il nuovo record di temperatura media annuale, con un'anomalia media di +1.71°C rispetto al valore climatologico di riferimento.

Un altro elemento saliente della temperatura nel 2018 è stato il nuovo record di anomalia della temperatura minima giornaliera (+1.68°C), che ha superato il precedente record del 2014 (+1.58°C), mentre l'anomalia della temperatura massima del 2018 è risultata la terza di tutta la serie, dopo quelle del 2015 e del 2017: in altre parole, a rappresentare il 2018 come l'anno più caldo della serie storica hanno contribuito in modo particolare le notti più calde.

Analizzando in dettaglio le anomalie mensili della temperatura media nel corso del 2018 sull'intero territorio nazionale, febbraio è stato l'unico mese con anomalia media negativa (-1.16°C) mentre a marzo la temperatura è stata appena al di sopra della media climatologica; in tutti gli altri mesi dell'anno, la temperatura media in Italia è stata nettamente superiore ai valori normali 1961-1990, con punte di anomalia ad aprile (+3.49°C), gennaio (+2.75°C) e novembre (+2.52°C).

Riguardo al dettaglio dell'Italia suddivisa in Nord, Centro, Sud e Isole, l'anomalia della temperatura media è stata più elevata al Nord (+2.03°C), quindi al Centro (+1.75°C) ed infine al Sud e sulle Isole (+1.33°C); il record di anomalia è stato registrato nel mese di aprile al Centro e al Nord (rispettivamente +3.74 e +3.69°C); febbraio è stato l'unico mese con anomalia termica negativa ovunque, mentre a marzo l'anomalia è stata negativa al Nord, positiva al Sud e prossima alla norma al Centro.

Su base stagionale, invece, l'autunno del 2018 è stato il più caldo della serie storica (anomalia di +2.0°C), superando di poco quello del 2014; la primavera e l'estate sono state rispettivamente la terza e la quinta più calde della serie, mentre in inverno la temperatura è stata di poco superiore alla media climatologica.

Analogamente alla temperatura dell'aria, la temperatura superficiale dei mari italiani nel 2018 è stata nettamente superiore alla media climatologica 1961-1990, con un'anomalia media di +1.08°C, collocandosi al 2° posto dell'intera serie; negli ultimi 20 anni l'anomalia media dei mari italiani è stata sempre positiva. L'anomalia media della temperatura superficiale dei mari italiani è stata positiva in tutti i mesi dell'anno; gli scostamenti più elevati dai valori normali sono stati registrati in primavera e in estate, con un picco nel mese di agosto (+2.2°C).

Per un'analisi sistematica degli estremi di temperatura, sono stati presi in considerazione alcuni indici definiti da uno specifico Gruppo di Lavoro della Commissione per la Climatologia dell'OMM⁵⁰.

Nel 2018 l'indice relativo al numero di giorni con gelo, cioè del numero medio di giorni con temperatura minima minore o uguale a 0°C, è stato inferiore al valore normale 1961-1990 e si pone al 5° posto tra gli anni con numero di giorni con gelo più basso.

Il 2018 è il 22° anno consecutivo con numero di notti tropicali, cioè del numero medio di giorni con temperatura minima maggiore di 20°C, e numero di giorni estivi, cioè del numero medio di giorni con temperatura massima maggiore di 25°C, superiori alla media climatologica. Per il numero medio di giorni estivi, il 2018 si colloca al secondo posto della serie storica, dopo il 2003, l'anno di cui si ricorda l'estate eccezionalmente calda sul Centro Europa.

Come sempre negli ultimi 23 anni, nel 2018 l'indice rappresentativo delle onde di calore WSDI (Warm Spell Duration Index) è stato superiore alla media 1961-1990: con un'anomalia media di circa +21 giorni nell'anno, per questo indice il 2018 si colloca all'8° della serie dal 1961.

Altri indici di estremi di temperatura che si basano sul confronto con la distribuzione statistica dei valori normali sono le notti fredde (TN10p), cioè la percentuale di giorni in un anno con temperatura minima inferiore al 10° percentile della corrispondente distribuzione sul periodo climatologico, i giorni freddi (TX10p), cioè la percentuale di giorni con temperatura massima inferiore al 10° percentile, le notti calde (TN90p), cioè la percentuale di giorni con temperatura minima superiore al 90° percentile e i giorni caldi (TX90p), cioè la percentuale di giorni con temperatura massima superiore al 90° percentile.

Il 2018 ha fatto registrare il secondo valore più alto di notti calde (TN90p), il terzo valore più basso di notti fredde (TN10p), il quarto valore più basso di giorni freddi (TX10p) e il sesto valore più alto di giorni caldi (TX90p). Negli ultimi 5 anni sono stati registrati i 5 valori più bassi di giorni freddi di tutta la serie. In sintesi, l'analisi degli indici mostra che il 2018 non è stato contrassegnato da periodi particolari di caldo estremo né da valori di picco eccezionali, ma che il record di temperatura media annuale è il risultato di anomalie termiche positive distribuite nelle diverse stagioni e con un contributo di rilievo delle ore notturne.

Riguardo alle stime più recenti delle variazioni della temperatura dal 1981 ad oggi (Tabella 5.3-6), la stima aggiornata del rateo di variazione della temperatura media è di $+0.38 \pm 0.05$ °C / 10 anni. Il rateo di variazione della temperatura massima ($+0.42 \pm 0.07$ °C / 10 anni) è maggiore di quello della temperatura minima ($+0.35 \pm 0.05$ °C / 10 anni). Su base stagionale i trend di aumento della temperatura più forti si registrano in primavera e in estate ($+0.50 \pm 0.10$ °C / 10 anni).

Tabella 5.3-6: Variazioni della temperatura nel periodo 1981-2018

Indicatore	TREND (°C/10 anni)
Temperatura media	$+0.38 \pm 0.05$
Temperatura minima	$+0.35 \pm 0.05$
Temperatura massima	$+0.42 \pm 0.07$
Temperatura media inverno	$+0.30 \pm 0.10$

⁵⁰ Peterson T.C., Folland C., Gruza G., Hogg W., Mokssit A. e Plummer N., 2001, Report on the activities of the Working Group on Climate Change Detection and Related Rapporteurs 1998-2001. World Meteorological Organization, Rep. WCDMP-47, WMO-TD 1071, Geneva, Switzerland, 143 pp.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Temperatura media primavera	+0.50 ± 0.10
Temperatura media estate	+0.50 ± 0.10
Temperatura media autunno	+0.27 ± 0.10

Si riportano di seguito la mappa dell'anomalia della temperatura media nel 2018 e la serie delle anomalie medie in Italia della temperatura media. Tutte le anomalie sono rispetto al valore normale 1961-1990.

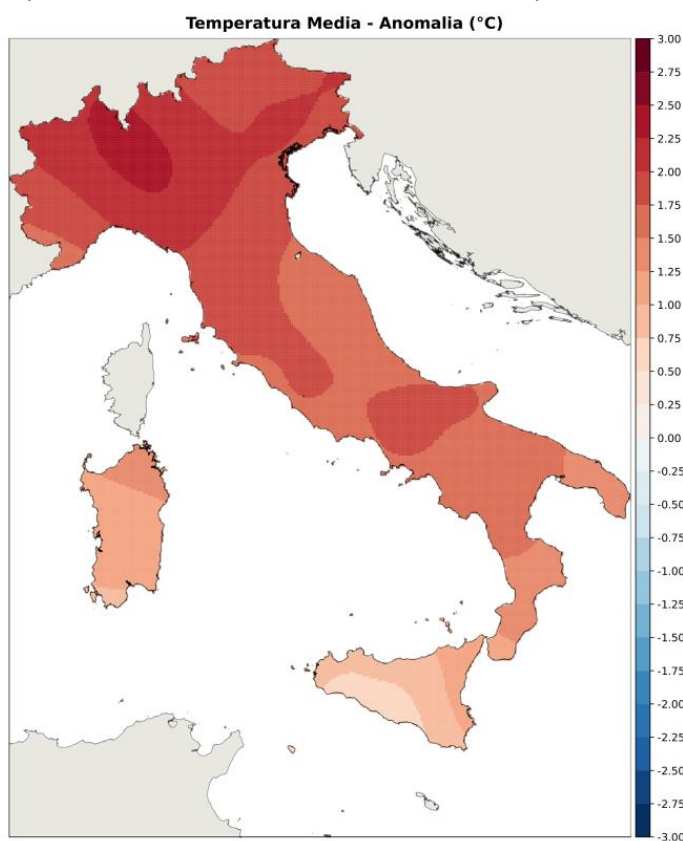


Figura 5.3-4: Anomalia della temperatura media nel 2018

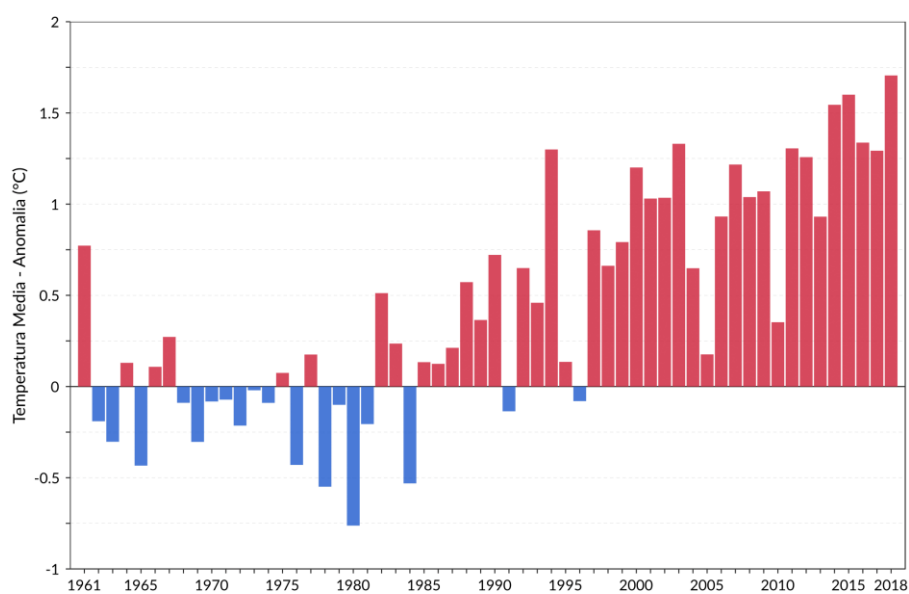


Figura 5.3-5: Anomalie medie in Italia della temperatura media

Precipitazione

Sulla base del confronto con il periodo climatologico 1961-1990 rispetto al quale vengono calcolate tutte le anomalie su base percentuale, le stime più recenti attualmente disponibili evidenziano come in Italia nel 2018 le precipitazioni in media sono state moderatamente superiori ai valori climatologici normali, con un'anomalia media di circa +18%, collocandosi all'8° posto tra gli anni più piovosi della serie dal 1961. L'andamento nel corso dell'anno è stato tuttavia piuttosto altalenante e mesi molto piovosi si sono alternati ad altri più secchi. Marzo, maggio e ottobre sono stati caratterizzati da piogge abbondanti, estese a tutto il territorio nazionale, mentre ad aprile, settembre e soprattutto dicembre le piogge sono state scarse in tutte le regioni.

Le precipitazioni sono state superiori alla norma soprattutto al meridione e sulle Isole, dove l'anomalia annuale del 2018 (+29%) risulta essere la quarta più elevata di tutta la serie.

Al Nord il mese relativamente più piovoso è stato ottobre (anomalia media + 87%), seguito da marzo (+62%) e maggio (+40%); al Centro i mesi relativamente più piovosi sono stati marzo (+131%), maggio (+105%) e febbraio (+60%); al Sud i mesi estivi: agosto (nettamente più piovoso della media: +275%), giugno (+226%) e maggio (+132%). I mesi più secchi rispetto alla norma sono stati dicembre (soprattutto al Nord, anomalia di -66%), settembre, aprile e, limitatamente al Centro ed al Sud e Isole, gennaio.

Su base stagionale, sia l'estate (anomalia media +62%) che la primavera (+38%) del 2018, si collocano al terzo posto tra le più piovose dell'intera serie dal 1961; anomalie più contenute, ma sempre positive, per l'autunno e l'inverno.

Dall'analisi statistica dei trend della precipitazione cumulata annuale nel periodo 1961-2018 non emergono tendenze statisticamente significative.

Come per la temperatura, per valutare l'andamento della frequenza, dell'intensità e dei valori estremi di precipitazione, sono stati presi in considerazione alcuni indici definiti dal Gruppo di Lavoro della Commissione per la Climatologia dell'OMM; complessivamente, dall'analisi delle serie temporali di questi indici non emergono segnali netti di variazioni della frequenza e della intensità delle precipitazioni nel medio-lungo periodo.

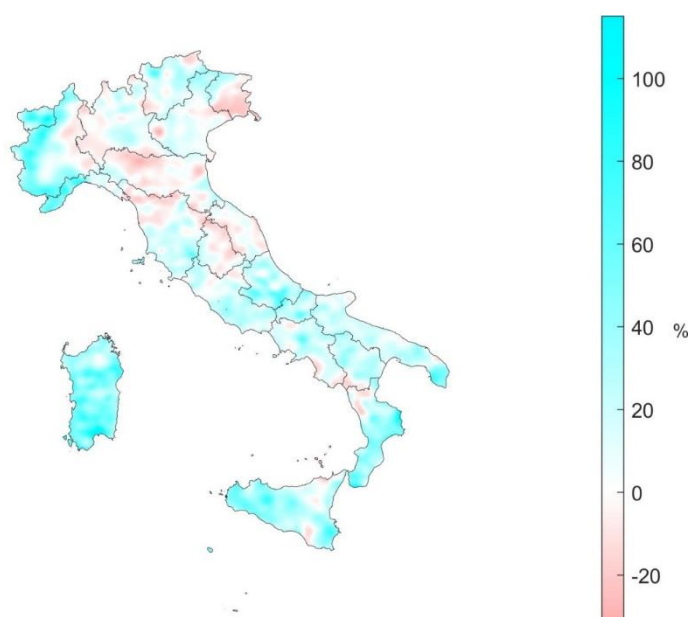


Figura 5.3-6: Anomalia della precipitazione cumulata annuale nel 2018

Si riportano di seguito riportate la mappa dell'anomalia delle precipitazioni cumulata annuale nel 2018, espressa in valori percentuali, e la serie delle anomalie medie in Italia, espresse in valori percentuali, della precipitazione cumulata annuale. Tutte le anomalie sono rispetto al valore normale 1961-1990.

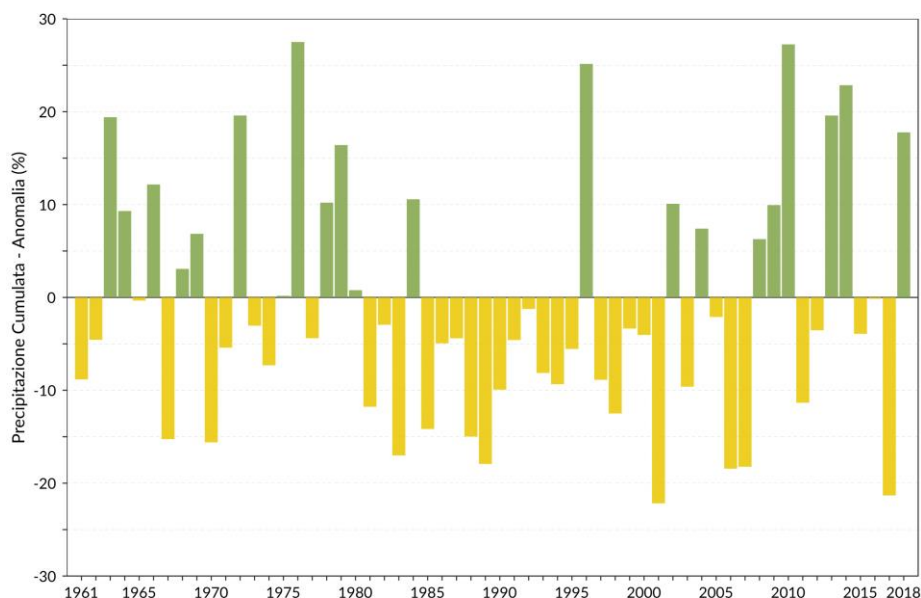


Figura 5.3-7: anomalie medie in Italia, espresse in valori percentuali, della precipitazione cumulata annuale

5.3.3. Emissioni di inquinanti in atmosfera e gas climalteranti

Le emissioni atmosferiche di gas ad effetto serra sono comunicate annualmente da ISPRA con la pubblicazione del *National Inventory Report 2020. Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2018* (ISPRA, 2020) nel contesto della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC). Le emissioni di inquinanti in atmosfera sono comunicate da ISPRA a UNECE nel contesto della Convenzione sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero - UNECE (CLRTAP).

Gas ad effetto serra

La lotta al cambiamento climatico è una delle priorità dell'Unione Europea. Dopo gli obiettivi previsti per il 2020 dal "Pacchetto Clima e Energia", la Commissione Europea ha proposto nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni atmosferiche da raggiungere entro il 2030 (Clean Energy Package) che fanno seguito all'accordo raggiunto a Parigi in occasione della COP21 ed ha avviato la discussione sugli scenari di sviluppo al 2050 con la strategia a lungo termine (2018) per il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas climalteranti del 80-95% al 2050 a livello europeo. Gli obiettivi per il 2030 prevedono la riduzione delle emissioni di gas serra nazionali del 40% rispetto ai livelli del 1990, l'aumento dell'energia da fonti rinnovabili al 32% del consumo finale lordo e la riduzione del 32,5% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 da conseguire attraverso l'aumento dell'efficienza energetica.

Le emissioni nazionali di gas climalteranti mostrano un andamento crescente fino al 2005, successivamente si osserva un declino che in seguito agli effetti della crisi economica ha subito una ulteriore accelerazione (Figura 5.3-8, Tabella 5.3-7). Nel 2009 si osserva un declino particolarmente ripido rispetto all'anno precedente (-9,8%). Nel 2018 le emissioni di CO_{2eq} hanno subito una riduzione del 17,2% rispetto a quanto registrato nel 1990 e del 27,1% rispetto al 2005. La diminuzione delle emissioni dal 2005 ha riguardato tutti i

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

settori, sebbene con tassi di differente entità, eccetto il settore dei servizi che ha quasi raddoppiato le emissioni del 1990. Parallelamente all'andamento dei consumi energetici è possibile osservare come le emissioni associate alle attività industriali (industrie energetiche, manifatturiere, costruzioni e processi industriali) abbiano subito un declino particolarmente ripido dal 2005. In particolare, le emissioni dell'industria manifatturiera e costruzioni mostrano una contrazione del 5,9% dal 1990 al 2005 e del 41,2% dal 2005 al 2018. Le emissioni del settore trasporti mostrano una costante crescita con inversione di tendenza solo dopo il 2007. Le emissioni dei trasporti nel 2018 sono superiori del 2% rispetto a quelle del 1990. Il settore civile (residenziale e servizi) mostra un incremento significativo delle emissioni dal 1990 (+7,9%), con una differenza notevole tra residenziale e servizi, mentre le emissioni del settore residenziale si riducono del 13,7%, nel settore dei servizi si ha un incremento del 112%.

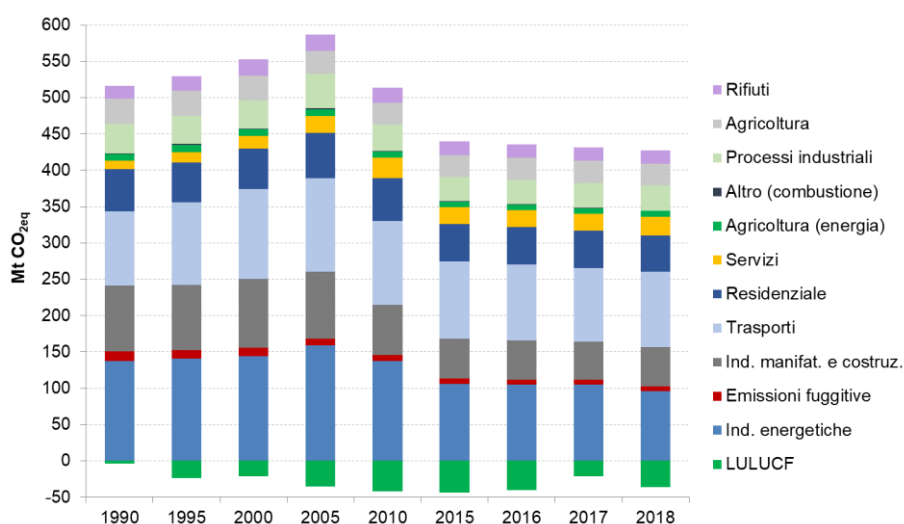


Figura 5.3-8: Emissioni di gas ad effetto serra per settore. Il settore agricoltura e pesca è riportato come agricoltura e le emissioni sono distinte da combustione (energia) e da processo⁽⁵¹⁾

Le industrie energetiche, insieme alle emissioni fuggitive, e il settore dei trasporti rappresentano i settori con la quota emissiva di maggiore entità (rispettivamente 24% e 24,4% nel 2018), seguite dal settore civile (17,5%). I settori menzionati, insieme alle industrie manifatturiere e costruzioni e alle emissioni da combustione dell'agricoltura e pesca, rappresentano le emissioni di origine energetica che nel 2018 costituiscono l'80,5% delle emissioni di gas ad effetto serra nazionali. Dal 1990 tale quota mostra una contrazione da 82,1% a 80,5%.

Tabella 5.3-7: Emissioni di gas ad effetto serra per settore (Mt CO₂eq).

Settori	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	Δ % 1990-2018
	Mt CO ₂ eq									
Industrie energetiche	137,5	140,5	144,5	159,1	137,0	105,8	104,6	104,8	95,8	-30,3%
Emissioni fuggitive	12,9	12,2	10,9	9,4	8,6	7,6	7,0	7,2	6,8	-47,4%
Industria manifatturiera e costruzioni	91,2	89,4	95,3	91,7	68,6	55,1	53,6	52,4	53,9	-40,9%
Trasporti	102,2	114,2	123,8	128,5	115,5	106,2	104,8	100,9	104,3	2,0%
Residenziale	57,5	54,7	55,7	62,4	58,9	51,2	51,5	51,3	49,7	-13,7%
Servizi	11,9	14,1	17,3	23,6	28,6	23,1	23,6	23,6	25,3	112,0%

⁵¹ LULUCF: Land Use, Land-Use Change and Forestry (settore dell'uso del suolo, dei cambiamenti di uso del suolo e della silvicoltura).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Agricoltura e pesca (energia)	9,1	9,6	8,9	9,3	8,1	7,7	7,8	7,8	8,2	-9,7%
Altro (combustione)	1,1	1,6	0,9	1,3	0,7	0,5	0,5	0,3	0,4	-69,3%
Processi industriali	40,5	38,4	39,2	47,3	37,1	33,3	33,5	33,9	34,7	-14,2%
Agricoltura	34,7	34,8	34,1	32,0	30,1	30,3	30,8	30,6	30,2	-13,0%
Rifiuti	17,3	20,0	21,9	21,9	20,4	18,6	18,3	18,3	18,3	5,7%
LULUCF	-3,6	-23,6	-20,9	-35,1	-42,0	-43,6	-40,2	-21,4	-36,3	919,9%
Totale senza LULUCF	516,1	529,4	552,5	586,5	513,8	439,4	436,1	431,3	427,5	-17,2%

Dai seguenti grafici (Figura 5.3-9) emerge chiaramente come la struttura dei settori sia cambiata in termini di distribuzione relativa delle emissioni dal 1990. A fronte di una quota relativa delle emissioni dalle industrie energetiche in lieve diminuzione è evidente un significativo incremento del contributo delle emissioni dal settore dei servizi e dei trasporti e una notevole contrazione del contributo delle emissioni dall'industria manifatturiera e costruzioni. I restanti settori, emissioni fuggitive e da processi (industria, agricoltura e rifiuti), rappresentano circa un quinto delle emissioni totali. Complessivamente le emissioni da combustione mostrano una riduzione del 18,7% nel periodo 1990-2018, mentre le emissioni da processo mostrano una riduzione del 10,1%.

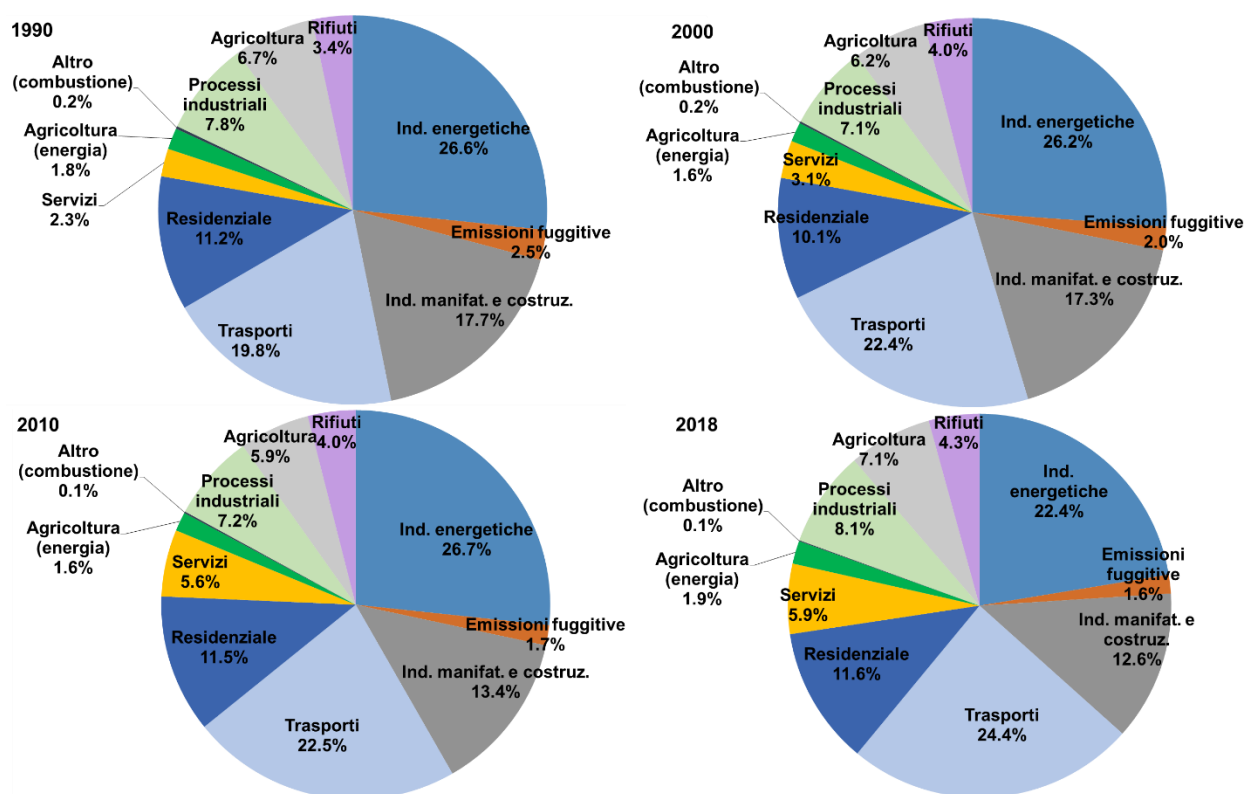


Figura 5.3-9: Distribuzione delle emissioni di gas a effetto serra per settore.

Le emissioni settoriali si riferiscono alle emissioni dirette e non sono considerate le emissioni indirette dovute alla quota di consumi di energia elettrica proveniente dalla rete. Tali emissioni sono in capo al settore elettrico (settore 1.A.1.a delle industrie energetiche nei CRF, *Common Reporting Format*, trasmessi annualmente da ISPRA al segretariato UNFCCC). Le emissioni settoriali dell'industria comprendono le emissioni dovute all'autoproduzione di energia elettrica. Per fornire indicazioni dell'incidenza delle emissioni indirette nei diversi settori sono state calcolate a livello nazionale le emissioni da consumi elettrici settoriali in base ai fattori di emissione nazionali elaborati da ISPRA (2020) e ai dati di produzione e consumi elettrici

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

pubblicati da Terna (2019). Gli autoconsumi sono stati elaborati a partire dal dato di autoproduzione nazionale. L'energia utilizzata per i servizi ausiliari e destinata ai pompaggi sono state calcolate con la stessa quota della produzione lorda nazionale. Per l'autoconsumo, attribuito interamente al settore industria, è stato considerato nessun contributo del saldo import/export e nessuna perdita di rete.

Di seguito (Tabella 5.3-8) sono riportate le emissioni da consumo elettrico nei vari settori.

Tabella 5.3-8: Emissioni di gas ad effetto serra da consumi elettrici per settore (Mt CO_{2eq}).

Settori	2005	2010	2015	2016	2017	2018
	Mt CO_{2eq}					
Agricoltura e pesca	2,5	2,2	1,8	1,8	1,9	1,7
Industria	71,7	54,1	38,7	38,7	38,9	35,8
<i>di cui da autoconsumo</i>	8,6	8,8	5,8	5,6	5,9	6,2
Servizi	39,1	37,6	32,6	32,5	32,5	30,1
<i>di cui trasporti</i>	4,6	4,2	3,4	3,5	3,5	3,3
Residenziale	31,2	27,2	20,9	20,3	20,3	18,5
Totale	144,5	121,0	94,0	93,2	93,7	86,0

A fronte di una riduzione delle emissioni di gas serra da consumi elettrici registrata dal 2005 in tutti i settori, si osserva che la quota del settore industria è passata dal 49,6% nel 2005 al 41,7% nel 2018 (Figura 5.3-10). D'altro canto, nello stesso periodo la quota dei servizi è cresciuta dal 23,8% al 31,1%. Non si osservano variazioni di rilievo per le quote di emissioni nei settori residenziale, trasporti e agricoltura.

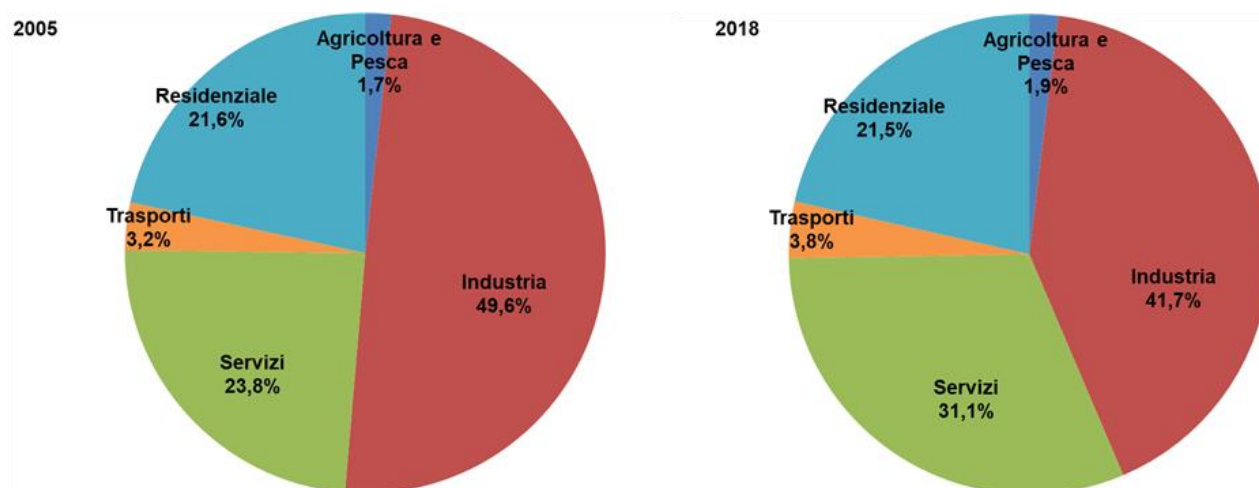


Figura 5.3-10: Quota delle emissioni da consumo di energia elettrica nei diversi settori.

Complessivamente nel 2005 le emissioni di gas serra dovute alla produzione e consumo di energia elettrica rappresentavano il 24,5% delle emissioni nazionali, mentre nel 2018 la quota scende al 20,1%.

Dal 1990 al 2018 le emissioni nazionali di gas serra pro-capite (Figura 5.3-11) passano da 9,1 t CO_{2eq} a 7,1 t CO_{2eq} con una riduzione del 22,3% e un tasso medio annuo di -0,9%. Il picco di emissioni pro-capite è stato raggiunto nel 2004 con 10,2 t di CO_{2eq} per abitante, successivamente si è osservato un rapido declino dell'indicatore, dovuto al concomitante incremento della popolazione residente e alla riduzione delle emissioni atmosferiche. Il tasso medio annuo di riduzione delle emissioni pro-capite dal 2005 al 2018 è -2,7%.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

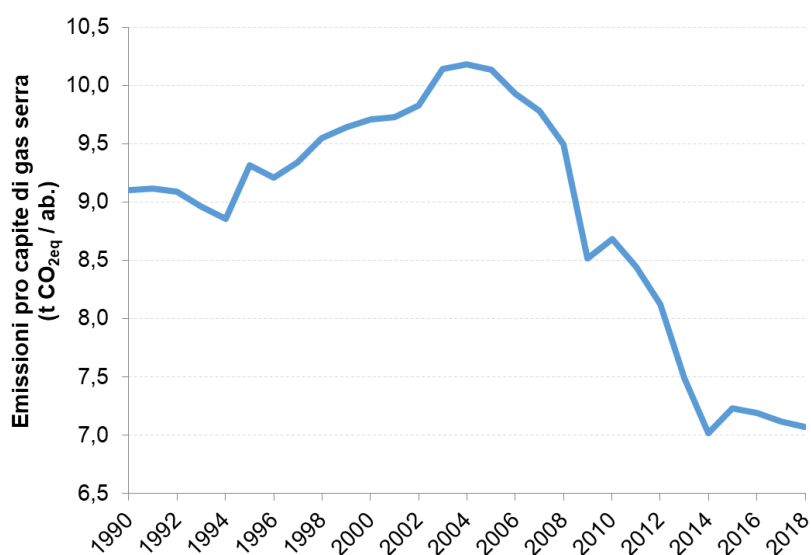


Figura 5.3-11: Andamento delle emissioni pro-capite di gas a effetto serra.

Emissioni di gas climalteranti riconducibili al settore dell'upstream

Il contributo del settore upstream alle emissioni di gas climalteranti è riportato nelle tabelle seguenti rispettivamente a livello nazionale e su base regionale.

Tabella 5.3-9: Emissioni nazionali di gas climalteranti per le attività upstream rispetto alle emissioni nazionali

Emissioni nazionali (kt CO ₂ eq)	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Energy	425.322,0	437.941,5	459.623,8	487.644,2	429.048,9	359.024,9	355.572,8	350.478,1	345.962,4	336.642,2
Total	518.720,4	532.004,1	555.466,3	589.071,6	516.473,7	440.436,7	437.696,1	432.713,7	428.549,3	418.280,6
Fuggitive upstream totali (kt CO ₂ eq)	2.463,2	2.688,5	2.097,6	1.572,6	1.156,1	1.083,7	846,2	856,4	901,7	816,7
% su emissioni energy	0,6%	0,6%	0,5%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,3%	0,2%
% su emissioni totali	0,5%	0,5%	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%

Tabella 5.3-10 Emissioni regionali di gas climalteranti per le attività upstream

OIL	2000 (tonn)				2005 (tonn)				2010 (tonn)				2015 (tonn)				2019 (tonn)			
	CO2	CH4	COVNM	N2O	CO2	CH4	COVNM	N2O	CO2	CH4	COVNM	N2O	CO2	CH4	COVNM	N2O	CO2	CH4	COVNM	N2O
Abruzzo	4.680,8	382,6	32,6	0,1	10.363,0	629,1	83,7	0,2	8.440,5	475,5	68,0	0,1	8.826,6	497,2	71,2	0,1	2.147,3	121,0	17,3	0,0
Basilicata	26.680,6	2.181,0	185,7	0,4	53.542,2	3.250,6	432,3	0,8	49.939,4	2.813,3	402,6	0,7	61.050,4	3.439,2	492,2	0,9	37.219,9	2.096,8	300,1	0,6
Campania	1.404,2	114,8	9,8	0,0	2.590,8	157,3	20,9	0,0	1.406,7	79,2	11,3	0,0	735,5	41,4	5,9	0,0				
Emilia Romagna	12.170,1	994,9	84,7	0,2	20.726,0	1.258,3	167,3	0,3	16.880,9	951,0	136,1	0,3	16.917,6	953,0	136,4	0,3	7.157,7	403,2	57,7	0,1
Lazio	11.233,9	918,3	78,2	0,2	20.726,0	1.258,3	167,3	0,3	16.880,9	951,0	136,1	0,3	14.710,9	828,7	118,6	0,2	10.020,8	564,5	80,8	0,1
Lombardia	9.361,6	765,3	65,2	0,1	17.271,7	1.048,6	139,4	0,3	14.067,4	792,5	113,4	0,2	13.239,8	745,9	106,7	0,2	2.147,3	121,0	17,3	0,0
Marche	1.404,2	114,8	9,8	0,0	2.590,8	157,3	20,9	0,0	2.110,1	118,9	17,0	0,0	1.471,1	82,9	11,9	0,0	1.431,5	80,6	11,5	0,0
Molise	7.021,2	574,0	48,9	0,1	7.772,3	471,9	62,7	0,1	5.627,0	317,0	45,4	0,1	8.091,0	455,8	65,2	0,1	10.736,5	604,8	86,6	0,2
Piemonte	10.765,8	880,1	74,9	0,2	23.316,8	1.415,6	188,2	0,3	20.397,8	1.149,1	164,4	0,3	21.330,9	1.201,7	172,0	0,3	6.441,9	362,9	51,9	0,1
Puglia	3.744,6	306,1	26,1	0,1	1.727,2	104,9	13,9	0,0	703,4	39,6	5,7	0,0	735,5	41,4	5,9	0,0				
Sicilia	44.467,6	3.635,1	309,5	0,7	59.587,3	3.617,6	481,1	0,9	45.719,2	2.575,6	368,6	0,7	47.810,6	2.693,4	385,4	0,7	80.881,8	4.556,4	652,1	1,2
TOT terra	132.934,8	10.867,0	925,3	2,0	220.213,9	13.369,4	1.777,9	3,3	182.173,5	10.262,6	1.468,7	2,7	194.920,0	10.980,7	1.571,4	2,9	158.184,7	8.911,2	1.275,3	2,4
MARE	56.222,2	4.596,0	391,3	0,8	31.835,8	1.932,8	257,0	0,5	28.727,2	1.618,3	231,6	0,4	31.037,7	1.748,5	250,2	0,5	18.549,5	1.045,0	149,5	0,3
GAS	2000 (tonn)				2005 (tonn)				2010 (tonn)				2015 (tonn)				2019 (tonn)			
	CO2	CH4	COVNM	N2O	CO2	CH4	COVNM	N2O	CO2	CH4	COVNM	N2O	CO2	CH4	COVNM	N2O	CO2	CH4	COVNM	N2O
Abruzzo	21.873,4	904,4	6,1	0,0	12.639,0	381,9	7,4	0,0	12.429,5	375,6	8,7	0,0	13.806,1	417,2	12,4	0,0	1.142,7	34,5	1,1	0,0
Basilicata	14.582,2	602,9	4,0	0,0	9.619,1	290,6	5,6	0,0	9.459,6	285,8	6,6	0,0	10.447,8	315,7	9,4	0,0	7.141,6	215,8	6,9	0,0
Calabria	1.788,4	73,9	0,5	0,0	1.565,9	47,3	0,9	0,0	1.210,0	36,6	0,8	0,0	1.119,4	33,8	1,0	0,0	1.428,3	43,2	1,4	0,0
Campania	137,6	5,7	0,0	0,0	111,8	3,4	0,1	0,0	110,0	3,3	0,1	0,0								
Emilia Romagna	48.148,9	1.990,8	13,3	0,1	33.443,1	1.010,5	19,5	0,0	30.468,8	920,6	21,2	0,0	33.333,6	1.007,3	29,9	0,0	37.850,6	1.143,7	36,7	0,0
Lombardia	20.222,5	836,1	5,6	0,0	14.428,6	436,0	8,4	0,0	13.639,5	412,1	9,5	0,0	15.920,5	481,1	14,3	0,0	3.856,5	116,5	3,7	0,0
Marche	6.603,3	273,0	1,8	0,0	5.480,6	165,6	3,2	0,0	5.389,8	162,9	3,8	0,0	5.845,8	176,6	5,2	0,0	4.427,8	133,8	4,3	0,0
Molise	9.217,1	381,1	2,6	0,0	4.809,5	145,3	2,8	0,0	3.849,8	116,3	2,7	0,0	4.353,3	131,5	3,9	0,0	4.285,0	129,5	4,2	0,0
Puglia	25.862,8	1.069,3	7,2	0,0	17.113,0	517,1	10,0	0,0	12.209,5	368,9	8,5	0,0	12.064,8	364,6	10,8	0,0	16.711,4	505,0	16,2	0,0
Sicilia	9.767,4	403,8	2,7	0,0	4.809,5	145,3	2,8	0,0	3.409,9	103,0	2,4	0,0	3.482,6	105,2	3,1	0,0	8.141,4	246,0	7,9	0,0
Toscana	1.238,1	51,2	0,3	0,0	782,9	23,7	0,5	0,0	770,0	23,3	0,5	0,0	870,7	26,3	0,8	0,0	6.427,5	194,2	6,2	0,0
Veneto	3.851,9	159,3	1,1	0,0	3.131,8	94,6	1,8	0,0	3.189,9	96,4	2,2	0,0	3.607,0	109,0	3,2	0,0	285,7	8,6	0,3	0,0
TOT terra	163.293,6	6.751,5	45,2	0,2	107.935,0	3.261,3	63,0	0,1	96.136,2	2.904,8	67,0	0,1	104.851,6	3.168,4	94,0	0,1	91.698,3	2.770,9	88,9	0,1
MARE	584.520,6	24.167,9	161,8	0,7	425.625,5	12.861,9	248,5	0,5	272.499,8	8.234,3	189,9	0,3	201.859,0	6.099,7	181,0	0,2	130.562,5	3.945,3	126,5	0,2
TOTALE complessivo	936.971,3	46.382,3	1.523,7	3,7	785.610,2	31.425,4	2.346,4	4,4	579.536,7	23.020,0	1.957,1	3,6	532.668,3	21.997,2	2.096,6	3,8	398.995,0	16.672,4	1.640,2	2,9

Inquinanti atmosferici (Direttiva NEC)

Nel presente paragrafo saranno considerate in dettaglio le emissioni degli inquinanti oggetto della Direttiva NEC (*National Emission Ceilings*, Direttiva EU/2284/2016) entrata in vigore il 31 Dicembre 2016 e recepita nell'ordinamento nazionale dal decreto legislativo del 30 maggio 2018, n. 81. La direttiva prevede l'obbligo per gli Stati Membri di perseguire una riduzione percentuale delle emissioni nazionali registrate nel 2005 per alcuni inquinanti (biossido di zolfo, ossidi di azoto, ammoniaca, particolato atmosferico PM_{2,5} e composti organici volatili non metanici) entro date prestabilite, fissate al 2020 ed al 2030. Di seguito sono riportati gli obiettivi stabiliti dalla Direttiva NEC (Tabella 5.3-11).

Tabella 5.3-11: Obiettivi di riduzione assegnati all'Italia dalla direttiva NEC.

Inquinante	Obiettivi 2020	Obiettivi 2030
SO ₂	35%	71%
NO _x	40%	65%
COVNM	35%	46%
NH ₃	5%	16%
PM _{2,5}	10%	40%

Per descrivere gli impatti sull'atmosfera si fa riferimento alla classificazione dei settori utilizzata a livello internazionale per il *reporting* delle emissioni. In particolare l'ambito dei settori "produzione e trasformazione dell'energia", "industria manifatturiera e costruzioni", "trasporti", "servizi", "residenziale" e "agricoltura" è definito tenendo presente sia la *Nomenclature for Reporting (NFR)*⁵² decisa dalla *Task Force on Emission Inventories and Projections (TFEIP)* nell'ambito della Convenzione UNECE "Convention on Long-range Transboundary Air Pollution", sia il *Common Reporting Format (CRF)*⁵³ stabilito nell'ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

Nella tabella seguente (Tabella 5.3-12) è riportata la codifica dei settori emissivi, così come utilizzata nell'ambito della nomenclatura usata per il reporting delle emissioni sia in ambito RTAP che ai sensi della direttiva NEC (*NFR – Nomenclature For Reporting*).

Tabella 5.3-12: Codifica dei settori nella nomenclatura NFR

Codice NFR	Settore
1A1	Industrie energetiche
1B	Emissioni fuggitive
1A2	Combustione nell'industria
1A3	Trasporto stradale
1A3	Altro trasporto
1A4	Servizi
1A4	Agricoltura
1A4	Residenziale
1A5	Altro energia
2	Processi industriali
3	Agricoltura
5	Rifiuti

⁵² <http://www.tfeip-secretariat.org/guidance-resources/>

⁵³ <https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/greenhouse-gas-inventories-annex-i-parties/reporting-requirements>

Per il settore 1A3 si è proceduto ad una ulteriore distinzione per considerare separatamente le emissioni da trasporto stradale e da altri tipi di trasporto. Allo stesso modo per il settore 1A4 sono stati considerati separatamente i settori dei Servizi, Agricoltura e Residenziale.

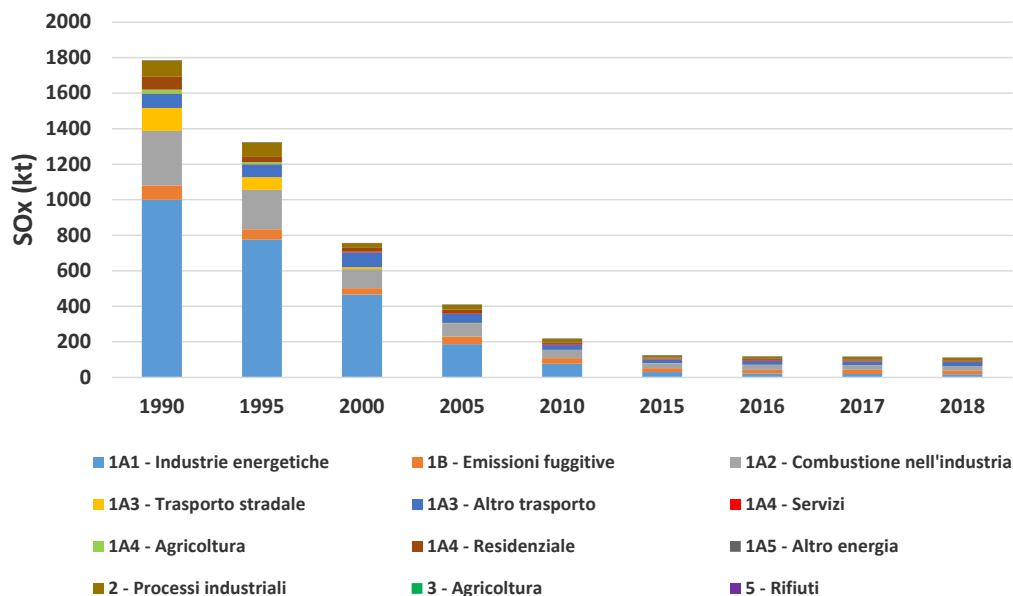


Figura 5.3-12: Andamento delle emissioni di ossidi di zolfo, categorie NFR

Dal 2005 al 2018 si osserva una riduzione complessiva di circa il 73,1% delle emissioni di ossidi di zolfo soprattutto a carico del settore 1A1 (Figura 5.3-12), proseguendo il trend che si può osservare fin dall'inizio della serie storica nel 1990. Di fatto il dato del 2018 è già al di sotto dell'obiettivo di riduzione al 2030.

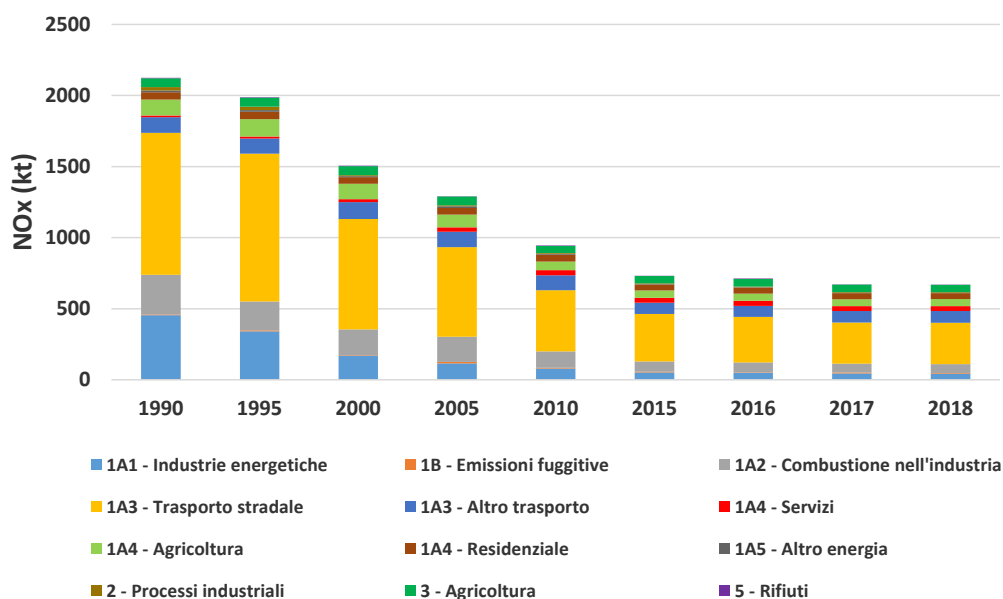


Figura 5.3-13: Andamento delle emissioni di ossidi di azoto, categorie NFR

Rispetto al 2005 si osserva una riduzione delle emissioni complessive degli ossidi di azoto di circa il 48,2% (Figura 5.3-13). I settori della combustione per 1A1 e 1A2 riducono le proprie emissioni di oltre il 64%, mentre il settore dei trasporti 1A3 che rappresenta la principale sorgente ha una riduzione pari a 49,2% (53,8% per il trasporto stradale e 22,7% per il trasporto non stradale). Per conseguire l'obiettivo al 2030 è quindi determinante incidere in modo importante su questo settore.

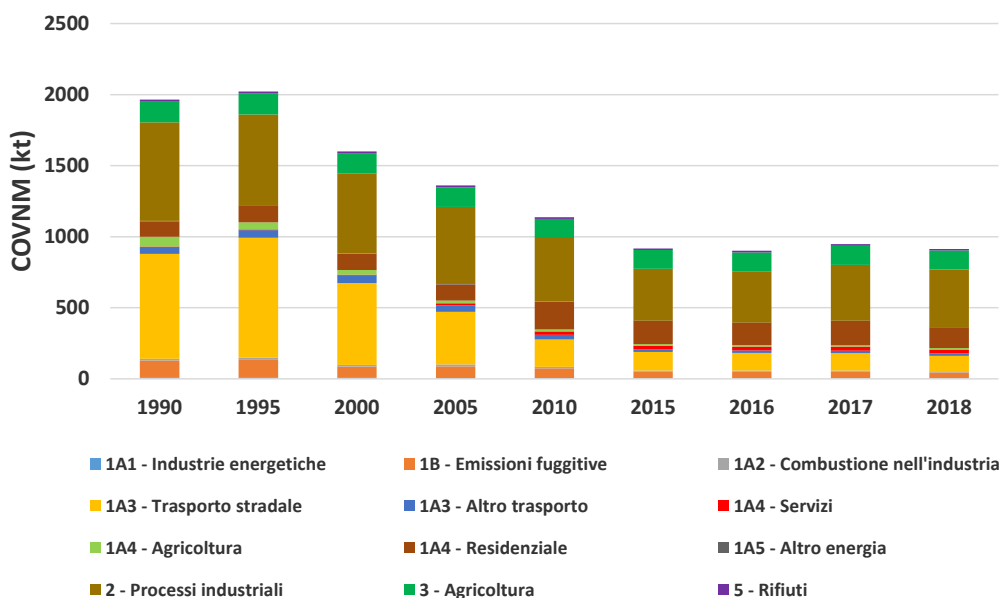


Figura 5.3-14: Andamento delle emissioni di composti organici volatili non metanici, categorie NFR

Per questa classe di inquinanti si osserva una riduzione dal 2005 al 2018 pari a circa il 32,9% (Figura 5.3-14). Si osserva in particolare per la combustione domestica, settore 1A4 residenziale, un aumento delle emissioni di COVNM del 30,3% dovuti ad un maggiore utilizzo di biomassa per il riscaldamento delle abitazioni. Il settore dei processi industriali rappresenta la principale sorgente per questi inquinanti e mostra una riduzione del 25,4%.

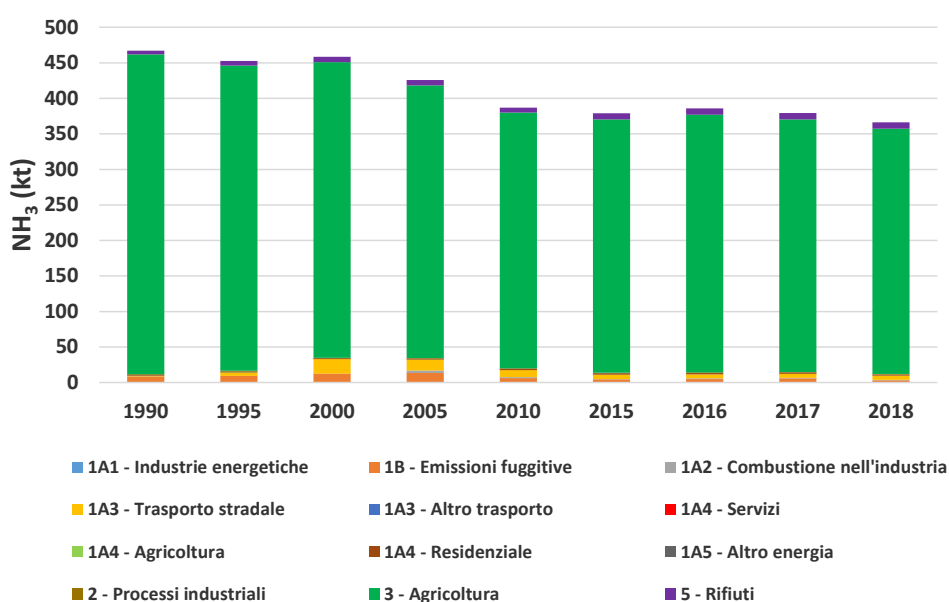


Figura 5.3-15: Andamento delle emissioni di ammoniaca, categorie NFR

Sebbene per l'ammoniaca (Figura 5.3-15) si registri al 2018 una riduzione pari al 14% rispetto al 2005, è l'unico inquinante per il quale l'andamento non è orientato verso la riduzione decisa delle emissioni, ma soggetto anche a fluttuazioni interannuali. La gran parte delle emissioni proviene dal settore agricolo, sul quale è necessario intervenire in modo da garantire una riduzione più decisa sia nell'uso dei fertilizzanti sia negli allevamenti.

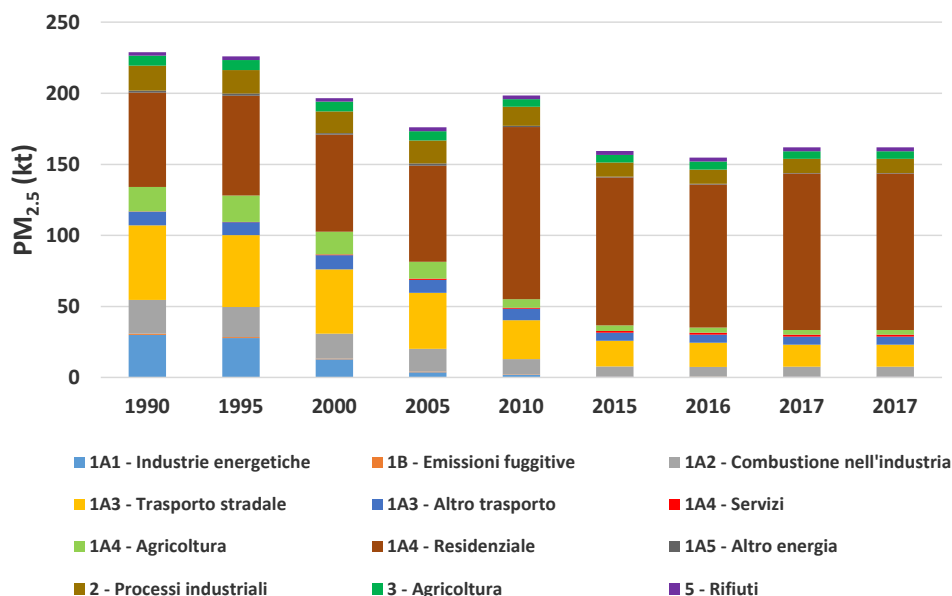


Figura 5.3-16: Andamento delle emissioni di PM_{2.5}, categorie NFR

Per il PM_{2.5} si osserva una riduzione delle emissioni pari a 5,7% dal 2005 al 2017 (Figura 5.3-16). Come rilevato anche per l'ammoniaca, per tale inquinante non c'è un trend di chiara riduzione, ma oltre alle oscillazioni interannuali, si può addirittura osservare che il settore che più contribuisce, ovvero la combustione nel settore residenziale, aumenta le proprie emissioni del 63,1% di fatto vanificando le riduzioni conseguite in altri settori.

Di seguito è riportata la tabella (Tabella 5.3-13) con le emissioni degli inquinanti considerati dalla Direttiva NEC.

Tabella 5.3-13: Emissioni di inquinanti atmosferici previsti nella Direttiva NEC.

Inquinante - UM	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	Δ 1990-2005	Δ 2005-2017	Δ 1990-2018
NO _x - kt	2,062,6	1,938,8	1,487,0	1,280,2	966,6	774,9	751,2	709,1	709,1	-37.9%	-44.6%	-65.6%
COVNM - kt	2,001,5	2,034,6	1,602,5	1,348,3	1,124,0	914,7	899,4	935,0	935,0	-32.6%	-30.7%	-53.3%
SO ₂ - kt	1,783,6	1,322,4	755,6	409,1	218,0	124,3	116,8	115,2	115,2	-77.1%	-71.9%	-93.5%
NH ₃ - kt	475,0	453,5	458,8	426,9	389,6	377,2	392,1	384,2	384,2	-10.1%	-10.0%	-19.1%
PM _{2.5} - kt	228,4	225,8	196,3	174,7	196,5	161,3	157,2	164,7	164,7	-23.5%	-5.7%	-27.9%

Altri inquinanti atmosferici

Nel contesto della Convenzione sull'inquinamento atmosferico transfrontaliero - UNECE (CLRTAP) vengono comunicate le emissioni di altri inquinanti atmosferici oltre quelli previsti dalla direttiva NEC. Si riportano le

emissioni delle serie storiche a partire dal 1990 ad intervalli quinquennali e per gli ultimi anni con le relative variazioni percentuali (Tabella 5.3-14).

Tabella 5.3-14: Emissioni di inquinanti atmosferici.

Inquinante - UM	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	Δ % 1990-2005	Δ % 2005-2018	Δ % 1990-2018
PM ₁₀ - kt	296,3	289,9	251,6	227,3	237,9	193,9	189,2	195,7	177,5	-23,3%	-21,9%	-40,1%
TSP - kt	354,6	348,5	307,8	281,8	291,7	240,1	235,2	243,0	221,6	-20,5%	-21,4%	-37,5%
BC - kt	46,9	45,6	41,9	37,8	31,8	21,9	20,7	20,5	18,6	-19,5%	-50,9%	-60,4%
CO - kt	6.797,1	7.072,0	4.748,9	3.493,8	3.113,8	2.303,6	2.228,3	2.333,3	2.081,5	-48,6%	-40,4%	-69,4%
Pb - t	4.288,8	2.004,8	966,8	298,6	221,5	207,0	212,3	214,4	214,0	-93,0%	-28,3%	-95,0%
Cd - t	11,1	10,7	10,2	9,5	6,3	5,4	5,5	5,4	5,3	-14,2%	-44,1%	-52,0%
Hg - t	15,2	14,3	14,5	12,4	8,3	7,2	6,6	7,2	7,0	-18,8%	-43,4%	-54,0%
As - t	36,9	27,4	45,9	40,3	44,9	45,7	38,3	46,6	48,1	9,0%	19,3%	30,1%
Cr - t	86,1	68,8	44,0	49,4	40,0	35,0	34,8	35,0	35,2	-42,6%	-28,7%	-59,1%
Cu - t	186,1	208,9	214,5	226,8	200,6	190,3	182,0	168,5	176,3	21,9%	-22,3%	-5,3%
Ni - t	114,2	110,3	106,8	112,3	40,9	30,3	29,7	29,8	29,5	-1,6%	-73,8%	-74,2%
Se - t	10,2	10,6	11,7	12,5	11,4	11,9	11,0	11,1	11,1	22,5%	-10,6%	9,5%
Zn - t	978,1	986,2	945,9	1.027,5	921,0	862,3	880,9	924,2	939,6	5,0%	-8,6%	-3,9%
PCDD/ PCDF (dioxins/ furans) - g I-TEQ	507,8	488,4	410,2	334,2	316,5	280,6	279,4	296,1	276,9	-34,2%	-17,2%	-45,5%
PAH - t	89,9	92,4	59,7	64,2	86,7	70,7	70,3	74,1	66,8	-28,5%	4,0%	-25,7%
HCB - kg	66,8	54,8	29,7	23,8	20,3	11,1	10,7	10,6	10,2	-64,4%	-57,1%	-84,7%
PCBs- kg	151,6	163,0	152,4	174,0	128,2	108,7	114,2	116,5	116,0	14,8%	-33,3%	-23,5%

I dati mostrano come per la gran parte degli inquinanti atmosferici si registri una riduzione delle emissioni dal 1990 al 2018. Fanno eccezione a tale andamento le emissioni di arsenico, che aumentano del 30,1%, e di selenio, che aumentano del 9,5%, sebbene per quest'ultimo si possa osservare una inversione di tendenza dal 2005. Anche per altri inquinanti si registra un incremento delle emissioni dal 1990 al 2005, che successivamente mostrano una forte contrazione che risulta in una complessiva riduzione per l'intera serie storica (rame e zinco). Un andamento opposto si osserva per gli idrocarburi policiclici aromatici (PAH) che diminuiscono dal 1990 al 2005 per aumentare successivamente.

5.3.4. Scenari energetici e di emissioni di gas climalteranti

Gli obiettivi europei di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra per il periodo successivo al 2020 rispecchiano gli impegni presi dall'Unione europea nell'ambito della Cop21, svoltasi a Parigi nel 2015 (c.d. Accordo di Parigi). L'Accordo stabilisce la necessità di contenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi per limitare l'aumento a 1,5°C rispetto ai livelli preindustriali. L'Italia ha firmato l'accordo di Parigi il 22 aprile 2016 e lo ha ratificato l'11 novembre 2016.

Nell'ambito dell'Accordo di Parigi, ognuna delle Parti deve predisporre e comunicare il proprio "Contributo determinato a livello nazionale" (Nationally Determined Contribution, NDC) con l'obbligo di adottare misure idonee al raggiungimento dello stesso.

L'Unione europea ha trasmesso il proprio NDC il 5 ottobre 2016. Gli obiettivi indicati, da raggiungere a livello europeo, entro il 2030, sono:

1. la riduzione delle emissioni di gas serra di almeno il 40% rispetto all'anno 1990, senza utilizzo di meccanismi di mercato internazionali;
2. un obiettivo vincolante pari ad almeno il 27% di consumi energetici da rinnovabili;
3. un obiettivo indicativo pari ad almeno il 27% per il miglioramento dell'efficienza energetica nel 2030 rispetto alle proiezioni del futuro consumo di energia.

Successivamente alla presentazione del proprio NDC l'Unione Europea ha rivisto i propri obiettivi per il 2030 che prevedono

1. conferma della riduzione delle emissioni di gas serra nazionali del 40% rispetto ai livelli del 1990,
2. l'aumento dell'energia da fonti rinnovabili al 32% del consumo finale lordo
3. l'obiettivo indicativo di riduzione del 32,5% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 da conseguire attraverso l'aumento dell'efficienza energetica.

Un altro obiettivo che riguarda direttamente il sistema elettrico è il raggiungimento del 15% per le interconnessioni elettriche nel 2030.

L'obiettivo relativo alle emissioni è ripartito tra i settori ETS e non-ETS ed è pari, rispettivamente, ad una riduzione del 43% e del 30% rispetto ai livelli del 2005. Tra i settori da considerare per il raggiungimento dell'obiettivo non-ETS è incluso anche il settore dell'uso del suolo, dei cambiamenti di uso del suolo e della silvicoltura ("LULUCF").

Tali obiettivi sono perseguiti con la proposta presentata il 30 novembre 2016 dalla Commissione relativa ad un nuovo pacchetto legislativo che contiene, tra le altre cose, la modifica dell'Effort Sharing, dell'ETS e il regolamento sulla Governance dell'Unione dell'energia. Le nuove norme in materia di Effort Sharing e di ETS sono state adottate nel corso del 2018 (rispettivamente con il Regolamento 2018/842/UE e la Direttiva 2018/410/UE).

Per l'Italia l'obiettivo di riduzione delle emissioni di GHG soggette al regolamento Effort Sharing, da raggiungere entro il 2030, è pari al 33% del livello del 2005. Per il settore ETS non c'è uno specifico obiettivo nazionale ma tutti i sottosectori soggetti (industrie energetiche, chimiche, petrolchimiche, acciaio, carta, vetro e materiali da costruzione) dovranno nel loro insieme a livello europeo ridurre le emissioni del 43% anche attraverso meccanismi di mercato.

Il Regolamento (UE) 2018/1999 dell'11 dicembre 2018 sulla *governance* dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima ha lo scopo fondamentale di garantire il raggiungimento degli obiettivi energetici e climatici dell'UE per il 2030, con particolare riferimento alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica ed agli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Di fatto costituisce lo strumento attraverso cui l'Unione Europea adempie agli obblighi derivanti dall'accordo di Parigi. Per tale motivo i piani nazionali per l'energia e il clima dei singoli Paesi dovranno includere obiettivi, contributi, politiche e misure a livello nazionale per ognuna delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia.

Il raggiungimento degli obiettivi al 2030 e di quelli molto più ambiziosi in discussione al 2050 comporta una sostanziale trasformazione del settore energetico con una significativa contrazione del contributo delle fonti fossili e corrispondente incremento del contributo delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica. In merito al raggiungimento degli obiettivi del 2030 il mix di soluzioni e strumenti maggiormente compatibile è oggetto del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) che fornisce gli scenari per una strategia organica e sinergica sulle cinque dimensioni dell'energia.

- Decarbonizzazione;
- Efficienza energetica;
- Sicurezza energetica;
- Mercato interno;

- Ricerca, innovazione e competitività.

Tabella 5.3-15: Principali obiettivi del PNIEC

Energie rinnovabili (FER)	2020		2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza Energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni Gas Serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

Nelle tabelle seguenti (da Tabella 5.3-16 a Tabella 5.3-18) sono riportate le proiezioni della produzione nazionale e le importazioni di risorse energetiche riportata dal PNIEC nel periodo 2020-2040 a politiche attuali (Scenario BASE). In base ai risultati degli scenari la dipendenza energetica si riduce significativamente, passando dall'attuale 77,5% al 71,2% nel 2030 e al 67,2% nel 2040.

Tabella 5.3-16: Risorse energetiche interne, proiezioni 2020-2040 (ktep)

	2020	2025	2030	2040
Solidi	50	-	-	-
Prodotti petroliferi	6.005	6.365	6.445	5.910
Gas naturale	5.250	4.740	5.639	4.010
Rinnovabili*	25.910	29.404	29.975	39.699
Produzione nazionale	37.215	40.509	42.059	49.619

Tabella 5.3-17: Importazioni nette, proiezioni 2020-2040 (ktep)

	2020	2025	2030	2040
Solidi	11.630	8.753	8.390	7.460
Prodotti petroliferi	46.726	44.000	42.056	38.476
Gas naturale	50.360	52.150	50.190	52.406
Energia elettrica	3.150	2.810	2.667	2.653
Totale import	111.866	107.713	103.303	100.995

Tabella 5.3-18: Dipendenza energetica, proiezioni 2020-2040 (ktep)

	2020	2025	2030	2040
Dipendenza energetica	75,3%	72,7%	71,2%	67,2%

L'azione combinata di politiche, interventi ed investimenti previsti dal PNIEC determina la riduzione della domanda come effetto dell'efficiamento energetico e riguarda la sostituzione delle fonti fossili con rinnovabili, decarbonizzando il sistema produttivo nazionale (Scenario PNIEC). L'impatto combinato di tutte le politiche si traduce in una minore intensità energetica delle attività economiche (energia consumata per unità di valore aggiunto prodotto) e una minore intensità di carbonio (emissioni per unità di energia consumata).

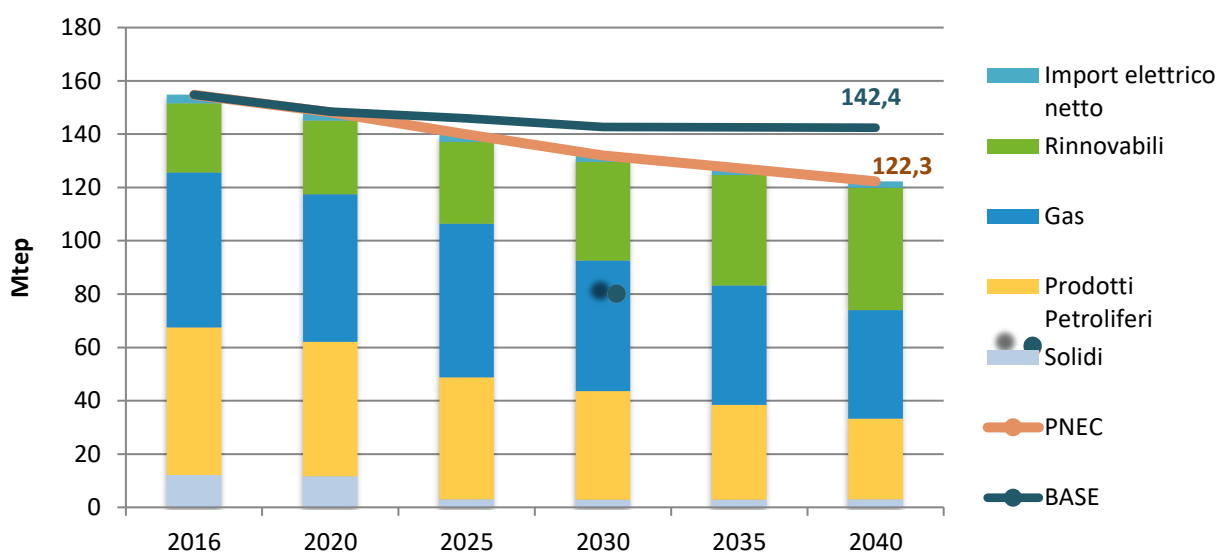


Figura 5.3-17: Evoluzione del consumo interno lordo di energia dello scenario PNIEC e confronto con l'evoluzione dello scenario BASE

Lo scenario BASE è già caratterizzato da miglioramenti dell'efficienza energetica che compensano l'aumento dei consumi trainato dalla crescita economica fino al 2040 ma che non sono sufficienti a mantenere lo stesso tasso di contrazione dei consumi del periodo 2010-2020. Le politiche e misure del Piano Energia e Clima innescano una riduzione più rapida dell'intensità energetica con riduzioni medie annue del 2,3% nel periodo 2020-40, tali da consentire il proseguimento del trend di contrazione dei consumi primari.

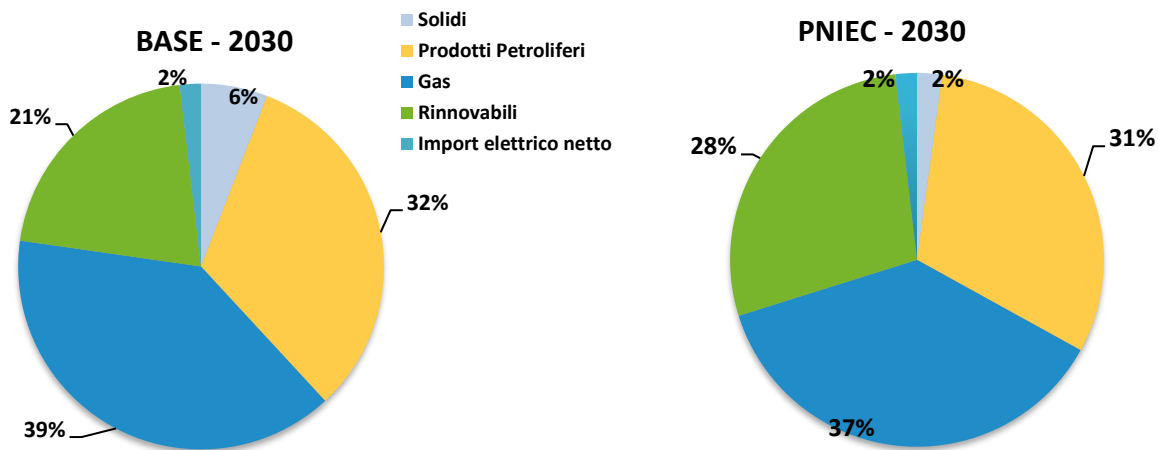


Figura 5.3-18: Mix del consumo interno lordo di energia al 2030 per gli scenari BASE e PNIEC.

Le fonti rinnovabili sostituiscono progressivamente il consumo di combustibili fossili passando dal 18,1% del consumo interno lordo del 2017 a circa il 28% nello scenario PNIEC.

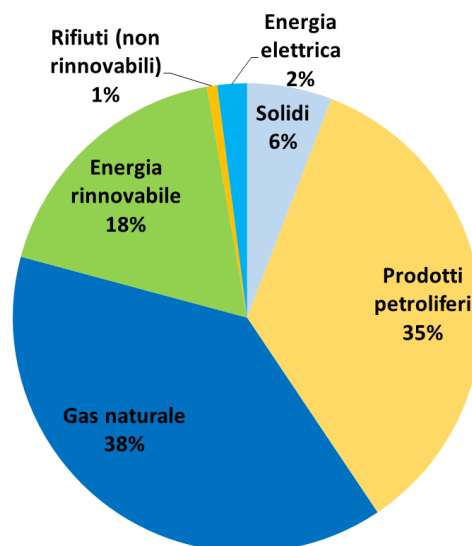


Figura 5.3-19: Mix del consumo interno lordo di energia al 2017.

I prodotti petroliferi dopo il 2030 continuano ad essere utilizzati nel settore dei trasporti, ma il loro utilizzo è significativamente inferiore al 2040 (25% del consumo interno lordo). Il declino è maggiormente significativo negli ultimi anni della proiezione dello scenario quando il petrolio nel trasporto è sostituito cospicuamente da biocarburanti e veicoli ad alimentazione elettrica.

Nello scenario BASE, il consumo di gas naturale è stabile nel lungo termine, contribuendo al 39% del consumo di energia nel 2030. Nello scenario PNIEC nel lungo periodo la competizione con le fonti rinnovabili porta a una contrazione del consumo di gas naturale fossile che passa da 37% del 2030 a poco più di 33% al 2040.

In merito ai consumi di energia finale il successivo grafico (Figura 5.3-20) illustra l'evoluzione attesa per fonte nei due scenari esaminanti dal PNIEC.

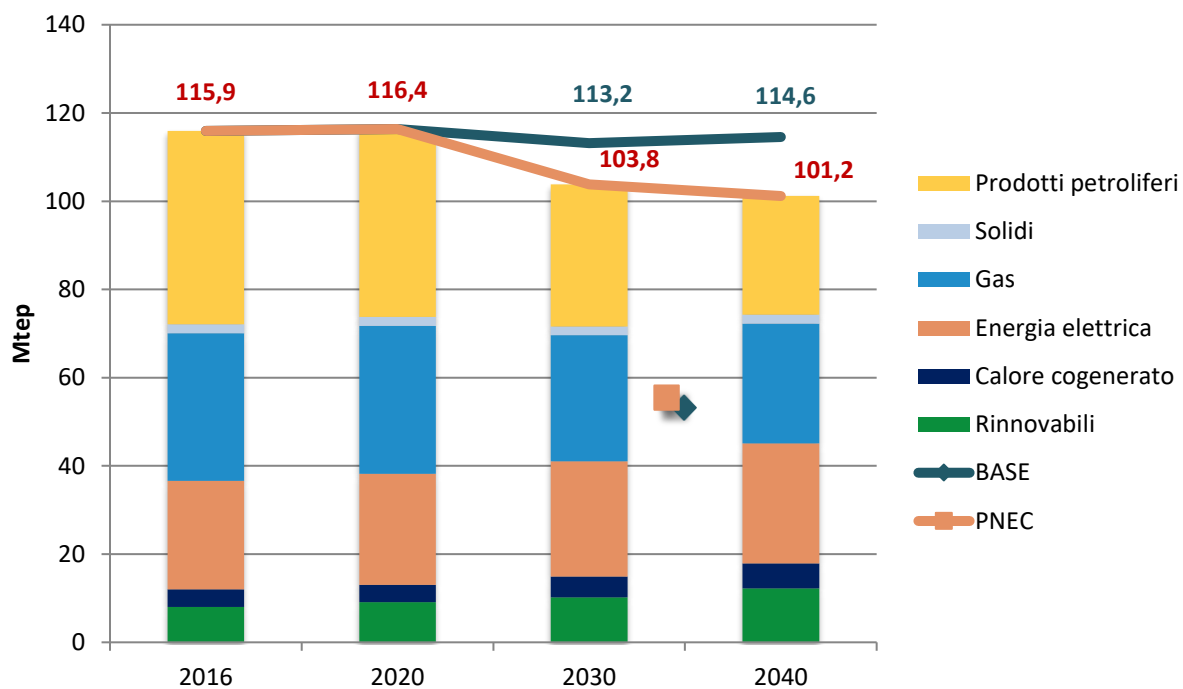


Figura 5.3-20: Evoluzione dei consumi finali per fonte.

Con riferimento alle emissioni, di seguito (Tabella 5.3-19,

Tabella 5.3-20 e Figura 5.3-21) si riporta l'andamento storico delle emissioni nazionali e l'evoluzione attesa nello scenario PNEC.

Tabella 5.3-19: Emissioni nazionali di gas serra e obiettivi europei (Mt CO₂eq) – scenario PNEC.

	1990	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Emissioni nazionali	520	581	504	433	406	358	328
Settori ETS		248	200	156	144	115	109
Settori ESD/ESR		330	301	274	260	241	216
Voli nazionali non soggetti ad ETS		3	3	2	2	2	2
Obiettivi ESD/ESR *				304	291	243	221
Differenza rispetto agli obiettivi				-30	-31	-3	-5

*Obiettivo al 2020 come stabilito dalla Decisione ESD (Effort Sharing Decision) (UE) 2017/1471, obiettivo al 2030 come stabilito dal Regolamento ESR (Effort Sharing Regulation) (UE) pari ad una riduzione del 33% delle emissioni rispetto al livello del 2005. L'obiettivo al 2025 è solo indicativo perchè dipenderà dai livelli emissivi effettivamente registrati negli anni 2016-2018. Le emissioni di NF3 sono incluse negli obiettivi ESD/ESR post-2020.

Tabella 5.3-20: Emissioni nazionali di gas serra storiche fino al 2015 e secondo lo scenario PNEC disaggregate per settore (Mt CO₂eq).

Emissioni di GHG, Mt di CO ₂ eq	2005	2010	2015	2020	2025	2030
DA USI ENERGETICI, di cui:	480	417	353	328	283	256
Industrie energetiche	161	134	106	89	62	57
Industria	84	63	51	53	52	48
Trasporti*	128	115	106	98	95	82
Residenziale e commerciale	87	88	74	71	60	53
Agricoltura cons. energetici	9	8	8	8	7	7
Altro energia	11	10	8	8	8	8
DA ALTRE FONTI, di cui:	101	87	80	78	75	72
Processi industriali	47	36	32	32	30	29
Agricoltura coltivazioni e allevamenti	32	30	29	31	31	31
Rifiuti	22	20	19	16	14	13
TOTALE	581	504	433	406	358	328
Di cui soggetto ad ESD/ESR	330	301	274	260	241	216

* Per quanto riguarda la navigazione il dato è riferito alle navi nazionali e ai movimenti nei porti, le navi internazionali non sono incluse.

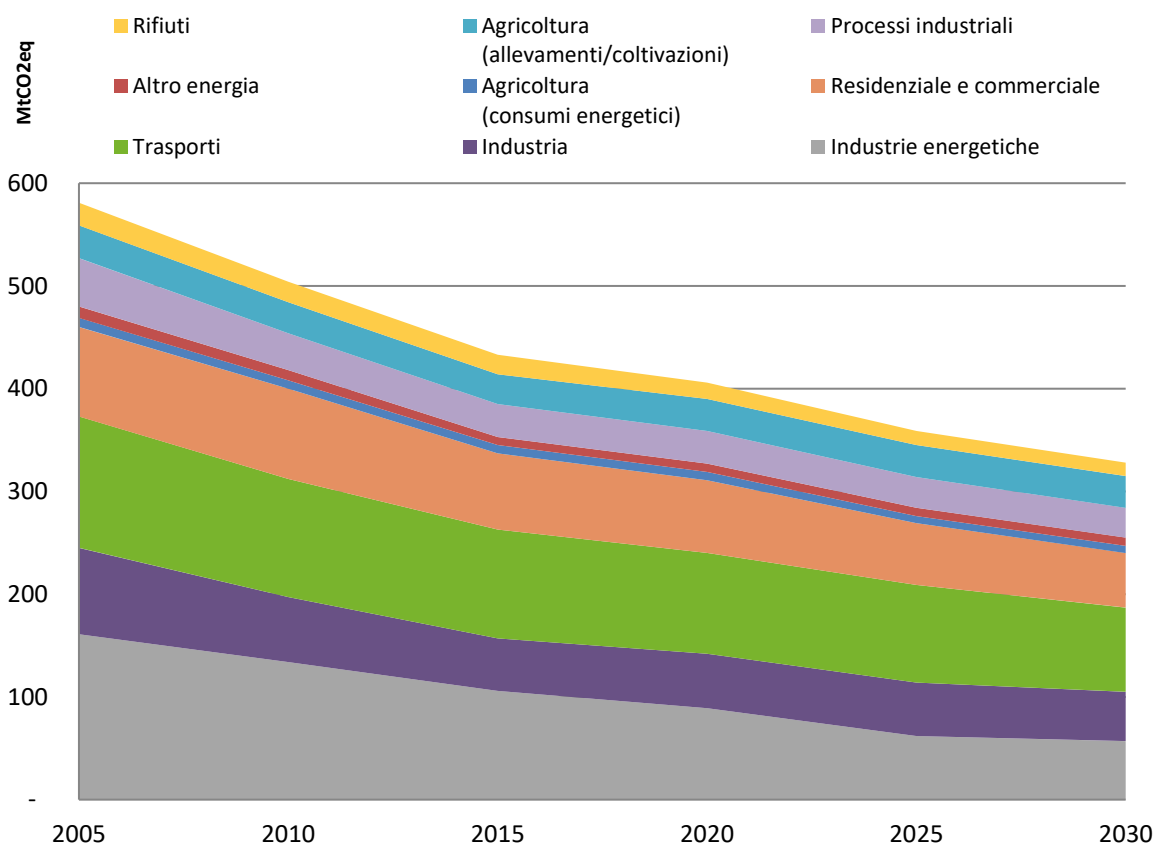


Figura 5.3-21: Emissioni nazionali di gas serra storiche fino al 2015 e secondo lo scenario PNIEC disaggregate per settore (Mt CO₂eq).

L'analisi settoriale nel periodo 2005 - 2030 mostra:

- una fortissima contrazione delle emissioni nelle industrie energetiche (-65%), principalmente dovuta alla riduzione delle emissioni del settore elettrico. In questo settore le emissioni sono direttamente legate alla produzione elettrica da combustibili fossili. La notevole crescita della produzione elettrica da fonti rinnovabili necessaria per raggiungere gli obiettivi è il fattore determinante;
- nel settore dei trasporti una diminuzione delle emissioni del 36% dovuta alla imponente elettrificazione del trasporto auto e, in misura minore, alla penetrazione di biocarburanti;
- nel settore residenziale e commerciale una diminuzione delle emissioni del 39% per il notevole tasso di ristrutturazione degli edifici, il costante efficientamento e la progressiva elettrificazione del settore soprattutto con riferimento al riscaldamento;
- una notevole contrazione (-41%) delle emissioni dall'industria, sia per quanto riguarda i consumi energetici che per quanto riguarda i processi, concentrata soprattutto nel periodo 2005 – 2015, in parte dovuta alla crisi economica e in parte alla variazione strutturale delle attività e all'incremento di efficienza dei processi produttivi i cui effetti sono evidenti anche nella riduzione delle emissioni degli anni di proiezione (-7% dal 2015 al 2030), nonostante l'ipotesi di una importante ripresa produttiva
- emissioni dai rifiuti sostanzialmente inalterate rispetto allo scenario base per l'assenza di ulteriori obiettivi e misure;
- per quanto riguarda l'agricoltura al momento le misure individuate sono ancora in fase di valutazione, pertanto in via conservativa si sono riportate emissioni pari a quelle dello scenario base.

Tabella 5.3-21: Emissioni nazionali di gas serra storiche fino al 2015 e secondo lo scenario PNEC disaggregate per gas (Mt CO₂eq)

Emissioni di GHG, Mt di CO ₂ eq.	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Anidride carbonica	495	425	356	331	288	261
Metano	48	47	43	41	39	37
Protossido di azoto	28	19	18	19	18	18
HFCs	7.1	11.4	14.5	14.1	11.6	9.2
PFCs	1.9	1.5	1.7	1.6	1.6	1.6
SF6	0.6	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3
NF3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALE	581	504	433	406	358	328

5.3.5. Popolazione - Impatto occupazionale dall'entrata in vigore della Legge n. 12/19

Al 31 gennaio 2019, mese precedente dall'entrata in vigore dell'art. 11-ter della Legge 11 febbraio 2019 n. 12, i permessi di ricerca vigenti in terraferma erano 47 (di cui 19 risultavano già sospesi per richiesta dell'operatore) e 26 erano i permessi di ricerca vigenti in mare (di cui 12 già sospesi per richiesta dell'operatore). Il numero dei titoli dei permessi di ricerca sospesi in data antecedente la moratoria prevista nell'ambito del PiTESAI è, pertanto, pari a 31 (di cui uno successivamente è venuto meno). Qualora si consideri di ricomprendere nel perimetro non impattato dalla moratoria anche le Istanze di sospensione

presentate dall'operatore, si verrebbero a sottrarre dal perimetro di partenza ulteriori 17 permessi (9 in terraferma e 8 in mare).

La valutazione dell'impatto occupazionale complessivo attribuibile alla recente norma sul PiTESAI deve partire da alcune premesse importanti.

- Si tratta di un settore certamente non in crescita ma ormai consolidato, se non in contrazione, per una tendenza presente non solo in Italia. La necessaria transizione energetica sta modificando infatti le politiche dei Governi ma le stesse politiche di grandi imprese operanti storicamente nell'*upstream*, incidendo sulle loro logiche di investimento. Gli effetti occupazionali di questo comparto sono del tutto raffrontabili a quelli di altri segmenti energetici.
- Come rilevabile anche dai dati pubblicati sul sito dell'UNMIG, risulta evidente, nel corso degli ultimi 20 anni, un andamento costante nel conferimento di nuove concessioni di coltivazione, pari in media a 1,5 per anno; stesso andamento si riflette per i permessi di ricerca, pari in media a 3 permessi l'anno, con un unico picco nel 2010 che ne ha visti conferiti 9.
- Al 31 dicembre 2020 sono vigenti 189 concessioni di coltivazione di idrocarburi di cui 111 in terraferma, 64 in mare e 14 in Sicilia. Delle 111 concessioni di coltivazione vigenti in terraferma, che non comprendendo le 14 presenti in Sicilia, 59 sono improduttive (il 53% del totale), e delle 64 che si trovano in mare 20 sono improduttive, corrispondente al 31%. L'improduttività è riferita a scelte volontarie del concessionario o perché l'attività produttiva si è conclusa ed è in corso la fase di ripristino ambientale. Nel 47% dei casi la condizione di non produttività dura da più di 5 anni e ci sono anche 20 concessioni che non hanno mai prodotto (a terra e a mare), come ad esempio i titoli che riguardano l'Alto Adriatico, sospesi da una normativa specifica per il rischio di subsidenza.
- Come rilevabile anche dai dati pubblicati sul sito dell'ex UNMIG, risulta evidente, nel corso degli ultimi 20 anni, un andamento costante nel conferimento di nuove concessioni di coltivazione, pari in media a 1,5 per anno; stesso andamento si riflette per i permessi di ricerca, pari in media a 3 permessi l'anno, con un unico picco nel 2010 che ne ha visti conferiti 9. Guardando lo storico dei pozzi perforati negli ultimi 20 anni, le cifre testimoniano che l'attività di esplorazione in Italia era già sostanzialmente ferma anche prima della emanazione della normativa sul PiTESAI; parallelamente alla riduzione del numero di pozzi perforati, anche la numerosità degli impianti di perforazione attivi, indice dell'attività di esplorazione e, più in generale, del volume di investimenti, riflette la stessa tendenza.
- L'insieme delle concessioni di coltivazione oggi vigente è stato rilasciato in buona parte in periodi in cui non c'era ancora una disciplina nazionale in materia di VIA, anche se i programmi lavori successivi sono via via stati assoggettati a tale valutazione. Inoltre, i tempi medi di rilascio di un titolo sono molto ampi (circa 7-8 anni) dato che è spiegabile, almeno in parte, con una complessa fase di acquisizione di permessi e consensi in sede locale. La decisione del Parlamento di offrire un quadro programmatico, ambientalmente sostenibile e condiviso anche con le Regioni sulle aree idonee alle attività di ricerca e prospezione, serve anche a ridurre le difficoltà di investimento, le tensioni, i contenziosi e quindi gli stessi tempi degli investimenti, che potranno riprendere post moratoria in una cornice consolidata (al netto delle considerazioni sopra esposte circa la sostanziale stasi).

Concessioni di coltivazione degli idrocarburi

La norma sul PiTESAI non incide direttamente sulle concessioni di coltivazione né come nuovi conferimenti né come proroghe, tali procedimenti non sono stati infatti sospesi anche nella fase di elaborazione del Piano. Le istanze di nuove concessioni di coltivazione in corso alla data del 13 febbraio 2019 sono ancora tutte in fase di VIA presso il MATTM, tranne una in attesa di intesa regionale

In termini di effetti indiretti, possono invero essere connesse al Piano decisioni di revisione di piani di investimento o di uscita/disimpegno dal settore da parte di alcune Società, che però è difficile stimare come

effetto solo della “moratoria”, essendo spostamenti strutturali di localizzazione degli investimenti che di solito seguono altri fondamentali (andamento del prezzo, fattori geopolitici, ecc.).

Le stime occupazionali connesse alle concessioni di coltivazione attive, considerando gli impiegati diretti e indiretti, attestano un valore delle U.L.A. (unità lavorative anno) intorno alle 10.000 unità. Si ricorda che le ULA rappresentano la capacità di assorbimento occupazionale imputabile all’attività rispetto agli investimenti nel settore e non il numero di lavoratori.

Permessi di ricerca

Nelle more dell’adozione del piano è stata disposta la sospensione dei procedimenti amministrativi, inclusi quelli di valutazione di impatto ambientale, relativi al conferimento di nuovi permessi di prospezione o di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi; sono stati altresì sospesi i permessi di prospezione o di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in essere, sia in terraferma che in mare, con conseguente interruzione di tutte le attività di prospezione e ricerca in corso di esecuzione.

Per stimare l’effetto della moratoria sull’occupazione, tenendo presente che il permesso di ricerca ha una durata minima di 6 anni, si può ipotizzare che ogni anno venga investita la medesima quota di capitale, considerando distinti tra terra e mare i costi imputabili a:

- *Studi geologici e geofisici*
- *Acquisizione dati esistenti*
- *Sismica 2D/3D*
- *Perforazione pozzo.*

Considerato che il periodo di moratoria è pari a 2 anni e che, in media, la perforazione del pozzo esplorativo è fatta oltre il terzo anno, per il calcolo delle ULA imputabili ai permessi di ricerca potenziali/in valutazione sono stati sottratti i costi medi di perforazione. Le ULA (unità lavorative anno) sono state stimate ipotizzando un livello medio degli investimenti secondo un metodo di stima macroeconomico di tipo top-down basato sulle matrici input output.

Al 31 gennaio 2019 erano vigenti 47 permessi di ricerca in terraferma e 26 in mare, ma si specifica che quota parte di questi (31 permessi) era già sospesa in data antecedente l’introduzione della moratoria, per richiesta dell’operatore, e, pertanto, gli investimenti ad essi associati non vanno ad influire sul calcolo delle unità lavorative impattate. Rimangono pertanto 41 permessi esistenti, ai quali si aggiungono 6 permessi nuovi, stimati 2 in mare e 4 in terraferma.

Adottando tali ipotesi:

- si considerano solo i permessi di ricerca sospesi con l’introduzione della moratoria (al netto di quelli che risultavano già sospesi);
- si considera che potenzialmente sono conferiti tre nuovi permessi ogni anno;
- si associa, agli investimenti ascrivibili in questa categoria, un valore delle ULA pari a circa 1.100 unità anno, considerando le unità dirette e indirette.

Se piuttosto che guardare al trend storico di rilascio dei nuovi permessi, si assumesse l’ipotesi estrema di considerare immediatamente rilasciabili tutti i permessi richiesti, il risultato cambierebbe ma non in modo sostanziale, in quanto si stimerebbe un valore delle ULA pari a circa 1.300 unità anno. Si ricorda infatti che i permessi potenziali offrono un contributo marginale in quanto la maggior parte dei costi sono affrontati durante la fase di perforazione, che avviene in media oltre il terzo anno.

Si evidenzia che riformulando il calcolo delle ULA in modo conservativo ricomprendendo nel perimetro non impattato dalla moratoria anche le istanze di sospensione presentate dall’operatore (riportate nelle

premesse), si avrebbe un risultato per lo scenario di base pari a circa 650 ULA, mentre per lo scenario estremo il risultato sarebbe pari a circa 870 ULA.

Il periodo di moratoria introdotto dalla norma del PITSAI, influisce quindi nel “congelare” alcune decisioni e possibilità di investimento e eventualmente spostarle dopo l’adozione del PITSAI, quando il quadro programmatico sarà più certo e forse anche più prevedibile per l’investitore.

Indici ULA (dirette + indirette) /M€ utilizzati:

Tabella 5.3-22: Indici ULA (dirette + indirette) /M€ utilizzati

	Concessioni di coltivazione		Permessi di ricerca		Altri settori			
	Terra	Mare	Terra	Mare	Impianto Fotovoltaico	Impianto Eolico	Agricoltura	Turismo
ULA in media (dirette + indirette) / M€	7,1	11,4	14,7	14,6	11,9	12,9	<u>20,02</u>	14,9

Si specifica che le ULA riportate per le concessioni e gli altri settori sono ULA riferite all’occupazione nella fase di O&M per la durata del ciclo di vita delle attività ad esclusione dei permessi di ricerca per i quali sono stimate le ULA riferite al capitale investito nell’intero periodo di vigenza. Tuttavia, è possibile mettere a paragone le due grandezze considerando che si tratta di attività distinte non necessariamente l’una conseguente all’altra (non tutti i permessi di ricerca si trasformano necessariamente in concessioni).

AMBIENTE TERRESTRE

5.3.6. Biodiversità e ecosistemi

L’Italia, grazie a una straordinaria aggregazione di fattori – posizione geografica centrale nel bacino del Mediterraneo, varietà geomorfologica, microclimatica e vegetazionale, specificità delle vicende paleogeografiche e paleoclimatiche che hanno caratterizzato il territorio – presenta il numero di specie animali e vegetali più elevato d’Europa, con un’elevata incidenza di specie endemiche. Le regioni italiane ospitano una fauna e una flora molto diversificate, derivanti da una elevata complessità ambientale che determina una differenziazione ecosistemica unica nel contesto europeo evidenziata dalla compresenza di specie animali e vegetali appartenenti a diverse sotto-regioni zoogeografiche e fitogeografiche.

“La fauna italiana è stimata in oltre 58.000 specie, di cui circa 55.000 di Invertebrati e 1.812 di Protozoi, che insieme rappresentano circa il 98% della ricchezza di specie totale, nonché 1.258 specie di Vertebrati (2%). [...] Dati di maggior dettaglio relativi ai Vertebrati, esclusi i pesci ossei marini e gli uccelli non nidificanti (svernanti e migratori), evidenziano anche tassi significativi di endemismo, particolarmente per gli Anfibi (31,8%) e i pesci ossei di acqua dolce (18,3%). Per quanto riguarda il grado di minaccia dei Vertebrati, la fonte di riferimento (“Lista Rossa IUCN dei Vertebrati Italiani”) riporta che 672 specie sono state valutate (576 terrestri e 96 marine), di cui 6 estinte nella regione in tempi recenti. Le specie minacciate di estinzione (categorie IUCN “In Pericolo Critico (CR)”, “In Pericolo (EN)” e “Vulnerabile (VU)”) sono 161 (138 terrestri e 23 marine), pari al 28% delle specie valutate. Come riportato nella citata fonte di riferimento, considerando che per il 12% delle specie i dati disponibili non sono sufficienti a valutare il rischio di estinzione e assumendo che

il 28% di queste sia minacciato, si stima che complessivamente circa il 31% dei Vertebrati italiani sia minacciato” (ISPRA, ADA - Biosfera, 2017).

Oltre al ruolo fondamentale degli ecosistemi naturali italiani come habitat di specie che svolgono quindi una funzione essenziale per poter assicurare la conservazione di specie di flora e fauna, numerosi sono gli habitat considerati di per sé di rilevante interesse conservazionistico. Ciò si evidenzia sia nei Rapporti periodici derivanti dall’applicazione della Direttiva 92/43 “Habitat” (<http://www.reportingdirettivahabitat.it/>; http://ec.europa.eu/environment/nature/knowledge/rep_habitats/index_en.htm) che nell’ambito della redazione delle Liste Rosse, in cui numerose sono le specie (<http://www.iucn.it/liste-rosse-italiane.php>) e gli habitat considerati di pregio e meritevoli di misure di tutela dedicate (http://ec.europa.eu/environment/nature/knowledge/redlist_en.htm).

Questa ricchezza, associata però alla marcata pressione antropica esercitata da una densità di popolazione tra le più alte in Europa, pone in rilievo la grande responsabilità dell’Italia nel tutelare la biodiversità, ed evidenzia l’importanza di possedere un quadro accurato dello stato di conservazione e delle prospettive future di flora, fauna e habitat di interesse comunitario, quale base conoscitiva indispensabile per efficaci azioni di conservazione e/o di ripristino.

I risultati ottenuti dall’ultimo Report nazionale sullo stato di conservazione e trend delle specie e gli habitat di interesse comunitario disegnano un resoconto complessivamente non positivo anche se prevedibile, osservando i risultati del precedente ciclo di reporting in cui le prospettive future avevano anticipato il peggioramento attualmente registrato (dati su <http://www.reportingdirettivahabitat.it/>). Dalle valutazioni attuali (2013-2018) emerge un peggioramento rispetto al precedente ciclo di reporting soprattutto per gli habitat, la cui percentuale di stato di conservazione sfavorevole (inadeguato o cattivo) passa dal 67% del 3° report all’85% del 4° (Figura 5.3-22).

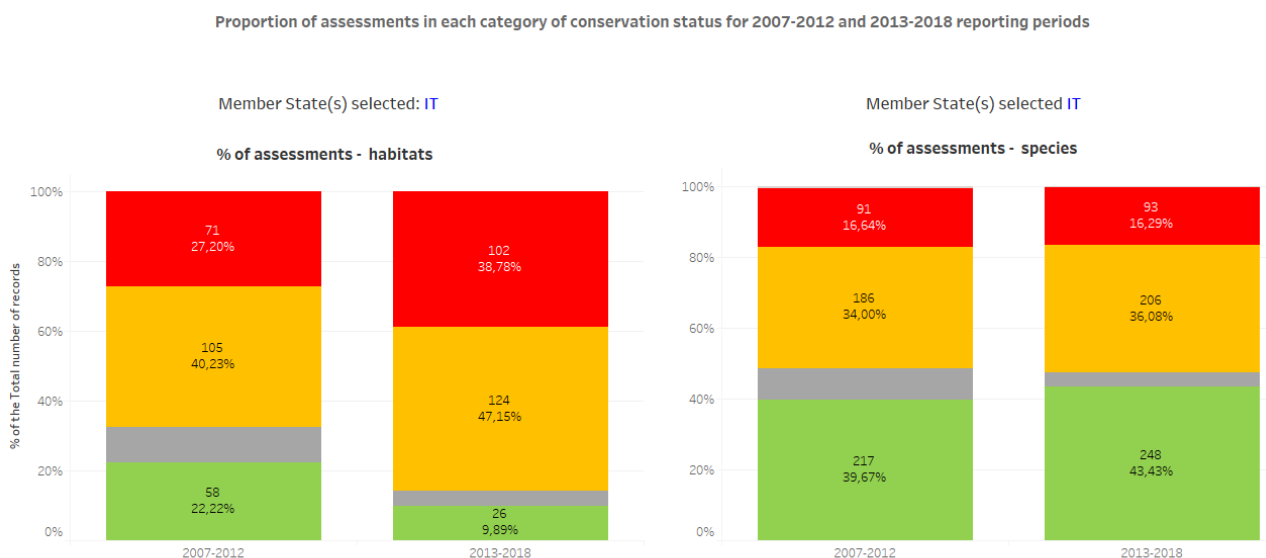


Figura 5.3-22: Stato di conservazione complessivo per le specie e gli habitat di interesse comunitario dagli ultimi due cicli di rendicontazione ex art. 17 Direttiva Habitat (<https://www.eea.europa.eu/themes/biodiversity/state-of-nature-in-the-eu/article-17-national-summary-dashboards>);

Proportion of unfavourable assessments (only U1 and U2) which are improving, deteriorating, stable or unknown

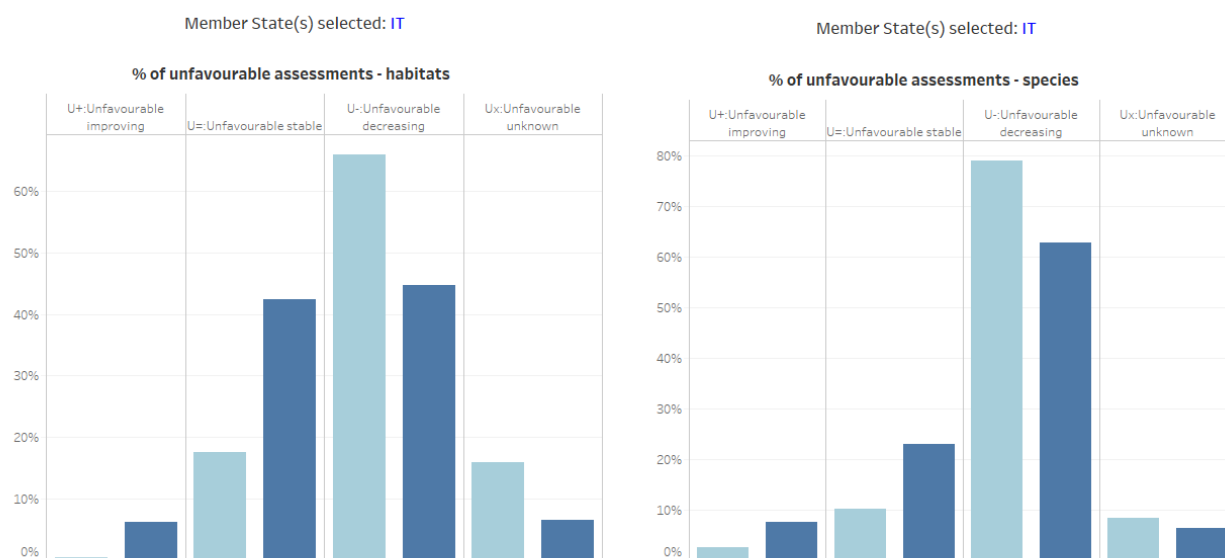
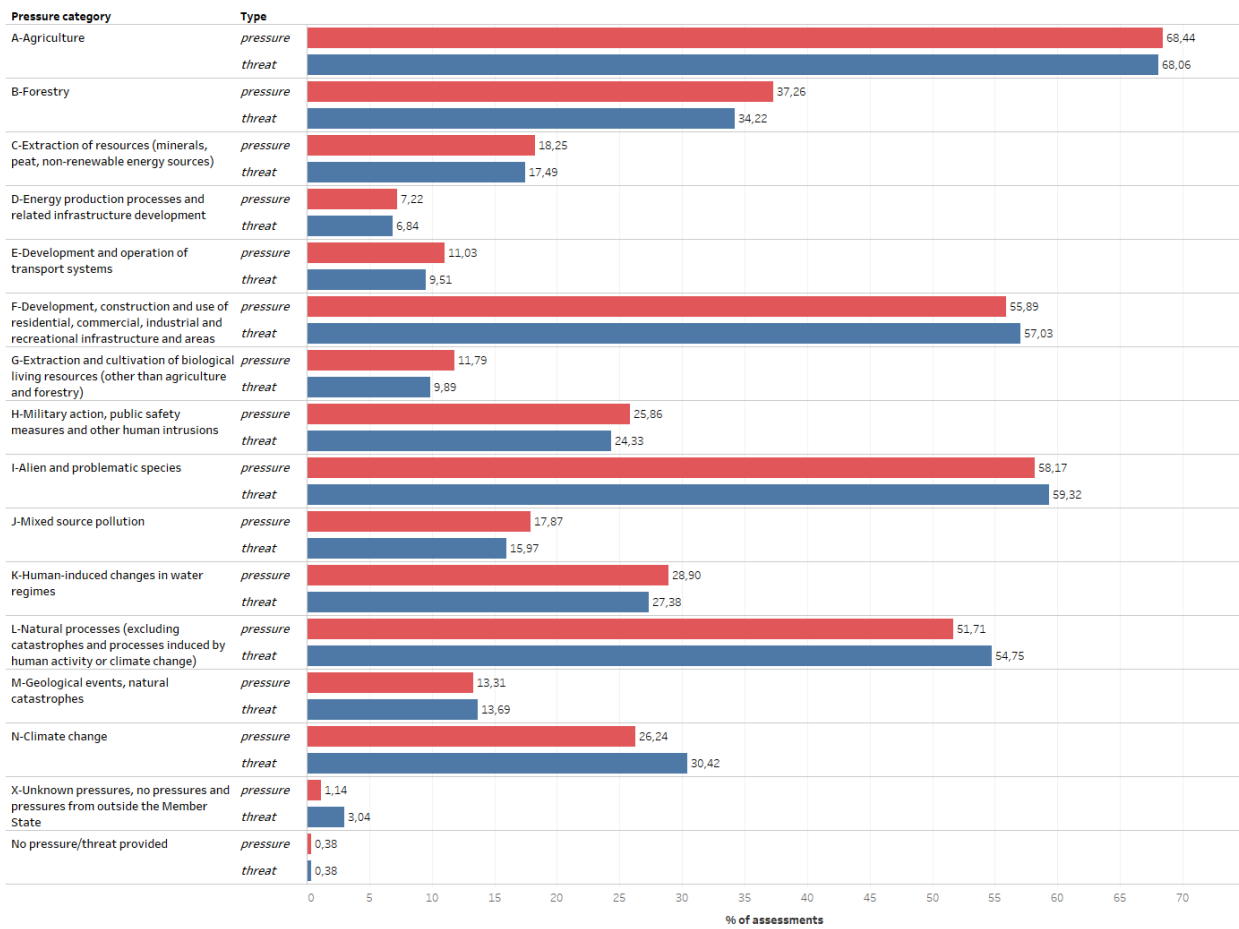


Figura 5.3-23: Trend complessivo per le specie e gli habitat di interesse comunitario dal 4° Rapporto nazionale ex art. 17 Direttiva Habitat (<https://www.eea.europa.eu/themes/biodiversity/state-of-nature-in-the-eu/article-17-national-summary-dashboards>);

Le prospettive future per specie e habitat, che in percentuale ricalcano l'attuale stato di conservazione complessivo, sono legate al perdurare delle minacce antropiche che continueranno a gravare sull'ambiente in un prossimo futuro. Come risulta dalle Figura 5.3-24 e Figura 5.3-25, le principali categorie di minacce sugli habitat e sulle specie sono le modifiche apportate agli ecosistemi per intervento spesso diretto dell'uomo (inquinamento delle acque superficiali, riduzione della connettività degli habitat, uso di biocidi, ormoni o prodotti chimici) accanto alle inadeguate pratiche agricole e forestali, all'abbandono dei sistemi pastorali con la conseguente riduzione degli habitat semi-naturali, all'urbanizzazione e al disturbo antropico. È proprio il disturbo antropico la maggiore minaccia per gli habitat di interesse comunitario, accanto alla realizzazione di infrastrutture, alla piantagione di specie non native e alla modifica degli ecosistemi; gli incendi dolosi sono inoltre una delle minacce più frequenti per lo stato di conservazione degli habitat italiani.

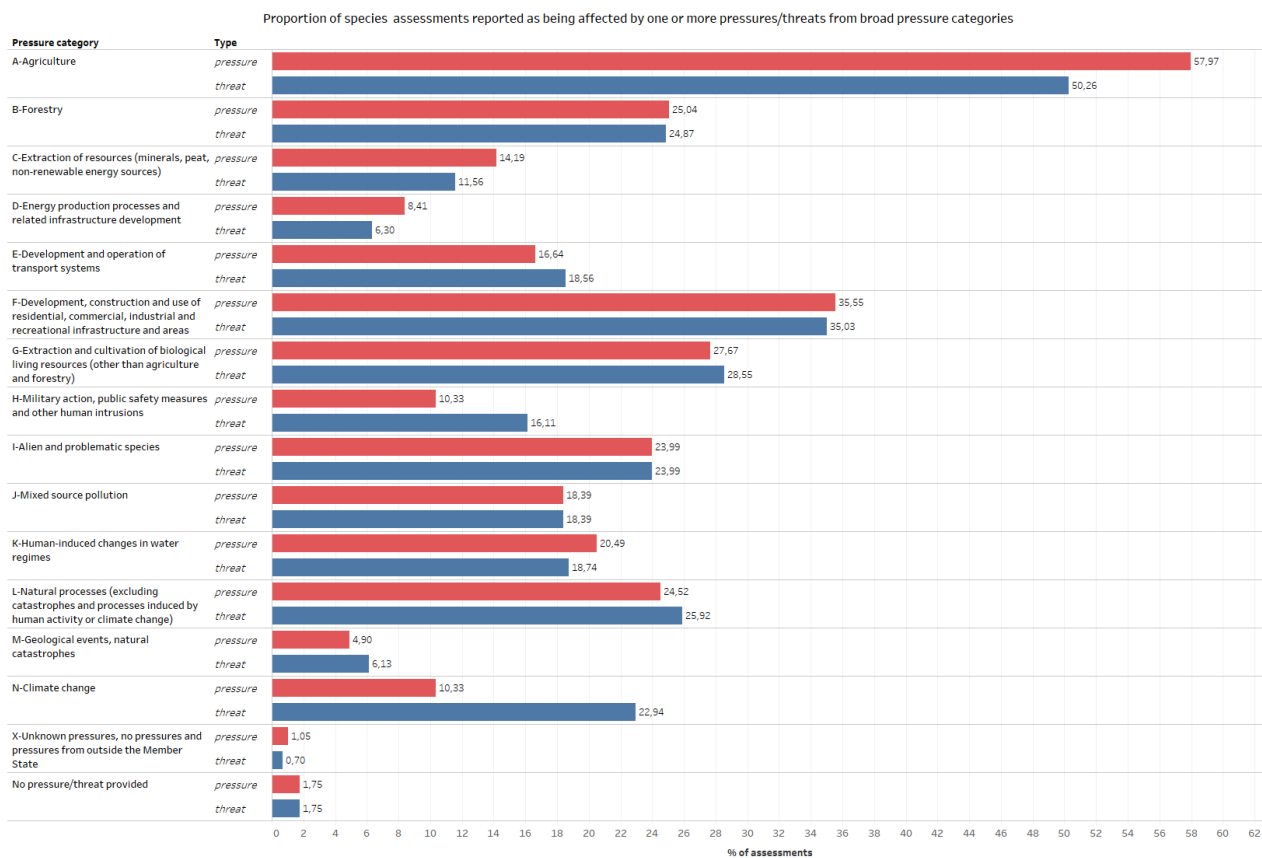
Proportion of habitats assessments reported as being affected by one or more pressures/threats from broad pressure categories



Source: Member State reported data on pressures and threats of habitat types and species (Article 17, Habitats Directive 92/43/EEC-<http://tiny.cc/du16y>)

Source: ETC/BD, EEA

Figura 5.3-24: Principali categorie di minacce alla conservazione degli habitat di interesse comunitario evidenziate dal 4° Rapporto nazionale ex art. 17 Direttiva Habitat (<https://www.eea.europa.eu/themes/biodiversity/state-of-nature-in-the-eu/article-17-national-summary-dashboards>)



Source: Member State reported data on pressures and threats of habitat types and species (Article 17, Habitats Directive 92/43/EEC - <http://tiny.cc/idu16v>)

Owners: ETQ/BD, EEA

Figura 5.3-25: Principali categorie di minacce alla conservazione delle specie di interesse comunitario evidenziate dal 4° Rapporto nazionale ex art. 17 Direttiva Habitat (<https://www.eea.europa.eu/themes/biodiversity/state-of-nature-in-the-eu/article-17-national-summary-dashboards>)

I risultati emersi dal 4° Rapporto e le criticità individuate rappresentano un chiaro e fondamentale strumento per indirizzare gli sforzi e gli impegni, per garantire il mantenimento a lungo termine degli habitat naturali e delle specie. Si tratta di un quadro conoscitivo utile a concentrare gli sforzi, sia a livello nazionale, sia a livello locale, sull'attuazione di concrete misure di conservazione e ripristino, a cominciare dalle misure in fase di definizione nel processo di designazione delle Zone Speciali di Conservazione.

Una caratterizzazione ambientale con riferimento agli ambiti d'influenza territoriale individuati e di pertinenza del PITESAI, ai fini di individuare il pattern del mosaico ambientale con evidenza delle aree ed in particolare degli habitat ad elevata valenza naturale e quelli fragili, a rischio di perdita di biodiversità può essere offerta dai dati del Sistema informativo di Carta della Natura. Questi dati rappresentano un efficace strumento per le analisi dei potenziali impatti e delle necessità di conservazione ed uso sostenibile delle risorse naturali, in grado di tenere in considerazione le variazioni che possono essere provocate da piani e dei programmi che agiscono sulla gestione del territorio.

Carta della Natura è un Sistema Informativo Territoriale istituito da ISPRA ai sensi della Legge 394/91 'Legge Quadro sulle Aree Protette' che, all'Art. 3, ne indica le finalità: "Carta della Natura individua lo stato dell'ambiente naturale in Italia, evidenziando i valori naturali ed i profili di vulnerabilità territoriale".

Tale obiettivo generale è di fatto declinato in tre diversi obiettivi operativi:

- Fornire una rappresentazione dinamica, ed aggiornata, del patrimonio ecologico-naturalistico del Paese, non limitata al sistema delle Aree Protette ma riferibile a tutti gli elementi che costituiscono anche la naturalità diffusa della nazione e che, proprio perché non inseriti in un quadro specifico di protezione e circondati da elementi antropici, assumono un ruolo strategico nella tutela del territorio;
- Predisporre la conoscenza di base per l'individuazione di aree di elevato valore naturale e potenzialmente a rischio, soggette cioè a degrado naturale o ad eccessiva pressione antropica;
- Gettare le basi conoscitive per la definizione delle linee di assetto del territorio, a supporto di strategie in grado di coordinare lo sviluppo socio-economico del territorio e le azioni necessarie di tutela dell'ambiente naturale

Le mappe elaborate per la valutazione dei biotopi permettono dunque la quantificazione del valore intrinseco della biodiversità e delle componenti ecologiche del territorio valutato.

La Carta della Natura è realizzata a diverse scale di studio cui corrispondono diversi tematismi rappresentati e relative unità ambientali cartografate:

- Scala 1:250.000: “tipi e unità di paesaggio”
rappresentazione di unità territoriali che presentano un caratteristico assetto fisiografico e di copertura del suolo, oltre a una precisa connotazione geografica, dette “Unità fisiografiche di paesaggio”
- Scala 1:50.000 e 1:25.000 e di maggior dettaglio: “habitat - biotopi”
redatta con riferimento alla legenda nazionale di Carta della Natura derivata dal codice di nomenclatura della Comunità Europea “CORINE Biotopes” (1:50.000) e secondo una Nuova Legenda nazionale di Carta della Natura derivata dal sistema di nomenclatura europeo Palaeartic (1:25.000).

La figura seguente (Figura 5.3-26) illustra lo stato di avanzamento di Carta della Natura alla scala 1:50.000 nelle diverse regioni italiane.

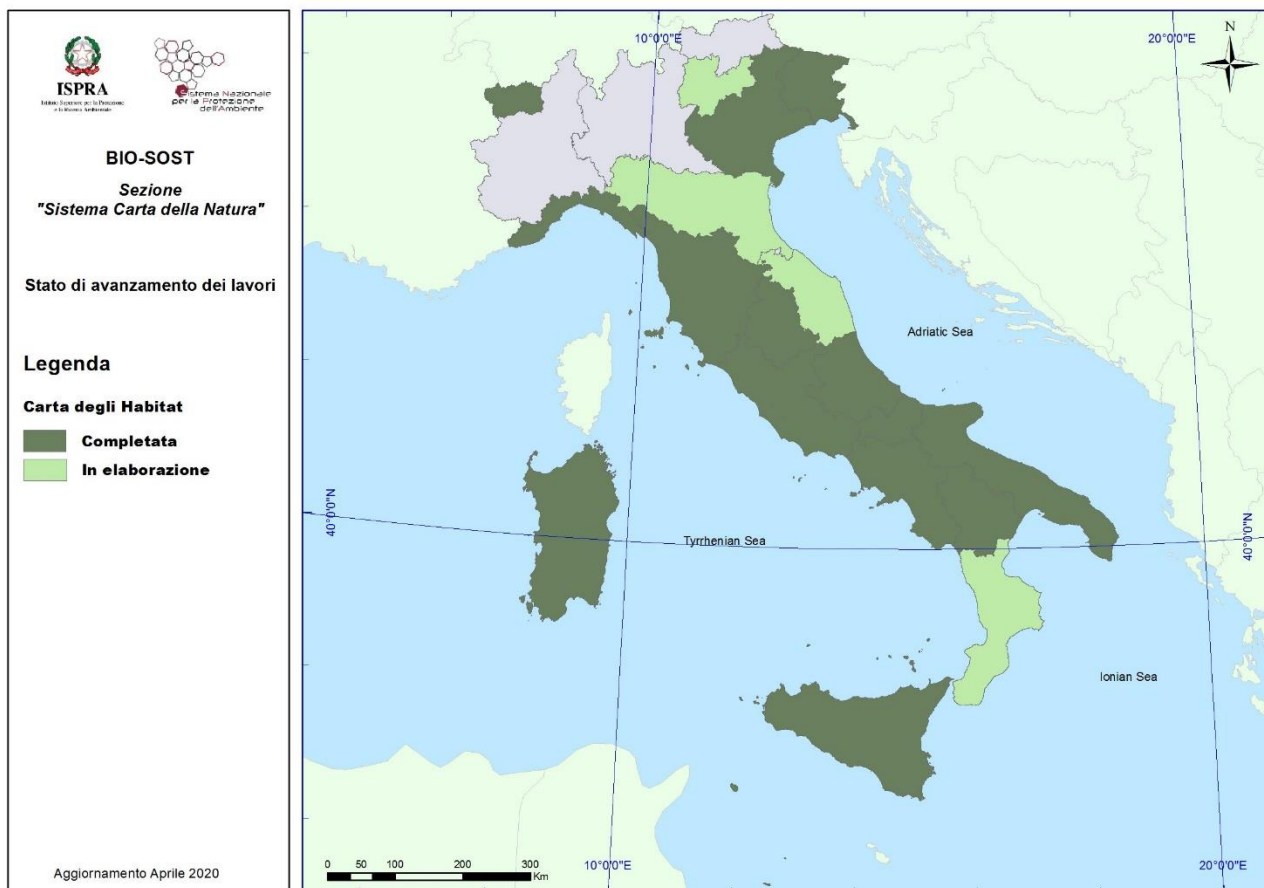


Figura 5.3-26: Carta della Natura stato di avanzamento (Fonte: <https://www.isprambiente.gov.it/it/servizi/sistema-carta-della-natura/carta-della-natura-alla-scala-1-50.000>)

Per ogni biotopo cartografato vengono definiti, sulla base di modelli realizzati ad hoc, indici di qualità e vulnerabilità ambientale che consentono la valutazione delle unità ambientali cartografate (indici di valore ecologico e fragilità ambientale).

E' possibile visionare e consultare obiettivi e prodotti di Carta della Natura al seguente link: <https://www.isprambiente.gov.it/it/servizi/sistema-carta-della-natura/index>

Caratterizzazione delle aree naturali protette, Siti della Rete Natura 2000 e Zone Ramsar

Le diverse tipologie di aree protette, ovvero istituite in base a differenti normative, interessano lo stesso territorio o area marina-costiera e sono in gran parte del tutto o parzialmente sovrapposte.

Le aree protette istituite in base della Legge quadro n. 394/91 e alle leggi di recepimento regionale sono: parchi nazionali, aree marine protette, riserve naturali statali, parchi e riserve naturali regionali e altri stati naturali e aree regionali. In totale le aree protette istituite in base alla L. 394/91 sono 875 (incluse le quattro aree protette al momento non ancora iscritte nell'elenco ufficiale EUAP), e presentano una superficie di 3.173.304 ettari a terra e 2.864.872 in mare, pari al 10,92 % del territorio nazionale.

I siti della rete Natura 2000 (SIC/ZSC + ZPS), che devono garantire la conservazione a lungo termine di specie e habitat di interesse comunitario (al netto di sovrapposizioni tra SIC e ZPS), sono in totale 2.636 e presentano

una superficie di 5.843.817 ha terra e 2.071.607 ha a mare (Fonte: MATTM www.minambiente.it dicembre 2020), in gran parte sovrapposti a zone protette dalla L. 394/91.

Le Zone Ramsar, protette secondo la Convenzione Internazionale di Ramsar (Iran, 1971), classificate come "aree protette" dalla L. 394/91, ma non inserite nell'elenco ufficiale EUAP, sono 65 (55 sono attualmente riconosciute come zone umide di importanza internazionale), con un'area di 82.331 ettari. Queste Zone protette sono pressoché totalmente sovrapposte alla rete Natura 2000 e/o alle aree protette L. 394/91.

Nel paragrafo seguente vengono descritti in modo più esteso i dati relativi al numero e alle superfici delle diverse tipologie di aree protette presenti sul territorio nazionale.

Le aree iscritte nell'Elenco Ufficiale delle Aree protette (EUAP, 2010)

L'Elenco Ufficiale delle Aree Protette (EUAP) raccoglie tutte le aree naturali protette, marine e terrestri, ufficialmente riconosciute, che rispondono ai criteri, stabiliti in base all'art. 2 della L. 394/91. L'ultima versione di tale elenco è stata pubblicata nel 2010 (con D.M. del 27/4/2010 in G.U. del 31/5/2010, n. 125) (Tabella 5.3-23).

Tabella 5.3-23: Tipologie aree protette (EUAP, 2010) (Fonte: Rapporto ISPRA 107/2010)

TIPOLOGIA A.P.	TIPOLOGIA AMBITI	ELEMENTI DA TUTELARE	FINALITA' DELLA TUTELA
PARCO NAZIONALE	aree terrestri, fluviali, lacuali o marine	uno o più ecosistemi, intatti o anche parzialmente alterati da interventi antropici, una o più formazioni fisiche, geologiche, geomorfologiche, biologiche, valori naturalistici, scientifici, estetici, culturali, educativi e ricreativi	gli elementi da tutelare hanno rilievo internazionale o nazionale tale da richiedere l'intervento dello Stato ai fini della loro conservazione per le generazioni presenti e future
PARCO NATURALE REGIONALE/ INTERREGIONALE	aree terrestri, fluviali, lacuali ed eventualmente da tratti di mare prospicienti la costa	sistema omogeneo individuato dagli assetti naturali dei luoghi, dai valori paesaggistici ed artistici e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali	valorizzazione del sistema naturalisticamente e ambientalmente omogeneo
RISERVA NATURALE STATALE/ REGIONALE	aree terrestri, fluviali, lacuali o marine	una o più specie naturalisticamente rilevanti della flora e della fauna, ovvero presentino uno o più ecosistemi importanti per le diversità biologiche o per la conservazione delle risorse genetiche	tutela di una o più specie di habitat
AREE MARINE PROTETTE	ambienti marini (acque, fondali e tratti di costa prospicienti)	caratteristiche naturali, geomorfologiche, fisiche, biochimiche con particolare riguardo alla flora e alla fauna marine e costiere	gli elementi da tutelare presentano un interesse rilevante e rivestono particolare importanza dal punto di vista scientifico,

TIPOLOGIA A.P.	TIPOLOGIA AMBITI	ELEMENTI DA TUTELARE	FINALITA' DELLA TUTELA
			ecologico, culturale, educativo ed economico
ALTRE AREE NATURALI PROTETTE	aree che non rientrano nelle precedenti classificazioni (Aree Naturali Protette Regionali, monumenti naturali, parchi suburbani, parchi provinciali, oasi delle associazioni ambientaliste)		

La superficie terrestre protetta dalle aree iscritte nell'elenco EUAP ammonta a poco più di 3 milioni di ettari (Tabella 5.3-24), pari a oltre il 10 % della superficie territoriale nazionale. Essa è costituita in gran parte da Parchi Nazionali (46,4 %) e Parchi Naturali Regionali (40,8 %). Le regioni che concorrono maggiormente al totale nazionale sono la Campania (350.204 ettari; 11 % del totale nazionale) e l'Abruzzo (305.051 ettari; 9,6 %). Le regioni che hanno tutelato la maggior percentuale del proprio territorio sono l'Abruzzo (28,2 %), la Campania (25,6 %) e la Provincia autonoma di Bolzano (24,4 %) (Fonte: ISPRA, ADA 2019).

Dal 2010 a livello nazionale sono state istituite altre quattro aree protette (Parco Nazionale "Isola di Pantelleria", Area Marina Protetta "Capo Testa – Punta Falcone", Area Marina Protetta "Capo Milazzo" e la Riserva Naturale Statale "Tresero-Dosso del Vallon") che dovrebbero essere incluse nel prossimo aggiornamento dell'Elenco Ufficiale EUAP.

Tabella 5.3-24: Aree protette in Italia (Fonte: Annuario Dati Ambientali, 2019)

Tipologia Area Protetta EUAP - L. 394/91	Numero	Superficie a terra (ha)	Superficie a mare (ha)
Parchi Nazionali	25 ⁵⁴	1.472.321	71.812
Aree Marine Protette	29 ⁵⁵	0	234.281
Riserve Naturali Statali	148 ⁵⁶	125.849	0
Altre aree naturali statali	3	0	2.557.477
Parchi Regionali	134	1.294.656	0
Riserve Naturali Regionali	365	230.240	1.284
Altre aree protette regionali	171	50.238	18
Totale	875	3.173.304	2.864.872

Alle suddette aree occorre aggiungere le aree protette istituite e/o modificate (ampliate o ridotte) dalle Regioni e dalle Province autonome, ai sensi delle leggi di recepimento regionali e delle province autonome della L.N. 394/1991, dal 2010 in poi.

⁵⁴ Nell'Elenco EUAP i Parchi nazionali risultano 24, ma a questi è stato aggiunto il nuovo Parco Nazionale "Isola di Pantelleria, istituito con DPR 28/7/2016 (pubblicato in G.U. 7/10/2016, n. 235)

⁵⁵ Nell'Elenco EUAP le Aree Marine Protette risultano 27, ma a queste occorre aggiungere l'Area Marina Protetta "Capo Testa – Punta Falcone" istituita con DM n. 102 del 17-5-2018 (pubblicato in G.U. Serie Generale n.206 del 05-09-2018) e l'Area Marina Protetta "Capo Milazzo" istituita con DM n. 153 del 26-11-2018 (pubblicato in G.U. Serie Generale n.55 del 06-03-2019)

⁵⁶ Nell'Elenco EUAP le Riserve Naturali Statali risultano 147, ma queste è stata aggiunta la Riserva naturale Statale "Tresero-Dosso del Vallon" istituita con DM 2/12/2010 (pubblicato in G.U. del 17/12/2010, n. 294)

Altre aree di interesse conservazionistico

Oltre alle aree attualmente riconosciute come aree protette ai sensi della L. N. 394/1991 e delle leggi di recepimento regionali, descritte nel precedente paragrafo, sono state individuate altre tipologie di aree di interesse conservazionistico con la finalità di conservare la biodiversità presente a livello nazionale ed i servizi ecosistemici forniti (fra cui cibo, suolo fertile, impollinazione, mitigazione del clima, water security e riduzione del rischio da disastro). Tali aree sono state individuate in quanto in esse sono presenti specie o sottospecie di interesse conservazionistico (endemiche, rare, inserite nelle liste rosse regionali, nazionali o internazionali, specie ombrello, specie chiave, specie di interesse comunitario ecc.) al fine di proteggerle e di ridurre il tasso di estinzione come stabilito dalle decisioni sottoscritte anche dall'Italia nelle Conferenze delle Parti nell'ambito Convenzione per la Diversità Biologica (Rio, 1992).

Tali aree rientrano nelle seguenti tipologie:

- Important Plant Areas – IPA
- Important Bird Areas – IBA
- Aree di Interesse per la Fauna (IFA)
- Aree di Rilevanza Erpetologica Nazionale (AREN)

I dati e la loro distribuzione e consistenza sono resi disponibili anche attraverso canali istituzionali (come il Network nazionale per la Biodiversità dell'ISPRA (http://geoviewer.nnb.isprambiente.it/mapreactor/#/*/*/*/*/*/*/*/*/*/6/16.16/42/0).

Le IPA (*Important Plant Areas*) sono siti di importanza internazionale per le piante spontanee e i loro habitat definite come aree naturali o seminaturali che possiedono un'eccezionale ricchezza floristica, che custodiscono popolazioni di specie rare, minacciate e/o endemiche e/o tipi di habitat vegetazionali di interesse conservazionistico a livello globale o europeo. Le IPA identificate sono pari a 312, più 8 siti puntiformi individuati per alcune comunità algali e in totale coprono una superficie pari a 4.476.830 ha (il 15% del territorio nazionale). 307 IPA su 312 che sono state cartografate, pari all'83% della superficie totale delle IPA, ricadono in aree protette e/o in Siti Natura 2000. Pertanto solo il 17% delle IPA cartografate sono all'esterno di aree sottoposte a tutela per la biodiversità⁵⁷.

Le *Important Bird Areas* – IBA sono aree che rivestono un ruolo fondamentale per la conservazione degli uccelli selvatici, che vengono individuate essenzialmente in base al fatto che ospitano una frazione significativa delle popolazioni di specie rare o minacciate oppure che ospitano eccezionali concentrazioni di uccelli di altre specie. In Italia sono state classificate 172 IBA che in buona parte rientrano in aree protette e in siti Natura 2000. E' in corso il completamento dell'individuazione delle IBA a mare, per proteggere gli uccelli che dipendono dal mare, come la Berta maggiore⁵⁸.

Le IFA (*Important Faunal Areas*), rappresentano le aree prioritarie per la tutela della fauna a invertebrati e vertebrati minori del nostro paese (invertebrati, pesci, anfibi, rettili e micromammiferi, chiroterteri inclusi). La maggior parte della fauna italiana (quasi il 98%, se consideriamo anche quella marina, e oltre il 99% di quella terrestre e d'acqua dolce) è infatti costituita da invertebrati. I vertebrati, che sono il gruppo tassonomico più

⁵⁷ Blasi C., Marignani M., Copiz R., Fipaldini M., Del Vico E. (eds.) 2010. Le Aree Importanti per le Piante nelle Regioni d'Italia: il presente e il futuro della conservazione del nostro patrimonio botanico. Progetto Artiser, Roma. 224 pp. ISBN 9788897091004

⁵⁸ Lipu & ISPRA (2015). Identificazione delle IBA marine per la conservazione della Berta maggiore in Italia. <http://www.lipu.it/iba-e-rete-natura>

noto e studiato, vengono pertanto a costituire solamente l'1-2% dell'intera ricchezza di specie del nostro Paese. La maggior parte delle specie della fauna italiana è costituita dagli artropodi (quasi 46.000 specie terrestri e marine), in prevalenza insetti (37.300 specie). Tra questi ultimi dominano i coleotteri (12.000 specie), seguiti da imenotteri (7.500), ditteri (6.600) e lepidotteri (5.100).

Le Aree di Rilevanza Erpetologica Nazionale (A.R.E.N) ospitano specie o popolazione autoctone di anfibi e rettili (fauna erpetologica) con una distribuzione relativamente omogenea all'interno del loro territorio. Vengono selezionate secondo i criteri riportati nel seguente sito <http://www-9.unipv.it/webshi/conserv/areeril.htm>.

Le Aree di Rilevanza Erpetologica ufficialmente riconosciute dalla S.H.I. a dicembre 2018 erano 116, distribuite in 18 regioni o province autonome: Lombardia (30), Liguria (7), Piemonte (8), Valle d'Aosta (1), Emilia-Romagna (2), Veneto (14), Friuli-Venezia Giulia (3), Provincia di Trento (3), Provincia di Bolzano (2), Toscana (1), Lazio (13), Marche (1), Abruzzo (7), Molise (2), Puglia (4), Basilicata (1), Campania (7) e Calabria (8). Per ora Sardegna e Sicilia non hanno A.R.E. riconosciute, nonostante la preziosa erpetofauna endemica presente nelle due isole. Attualmente le regioni che presentano un maggior numero di A.R.E. sono la Lombardia seguita da Veneto e Lazio. Tuttavia tale numero è determinato anche dal maggior numero di rilevatori presenti in dette regioni. Complessivamente, nelle AREN sono presenti circa 765 popolazioni di rettili e anfibi appartenenti ad almeno 63 specie: 30 specie di anfibi autoctoni (il 68 % delle specie presenti in Italia, pari a 44) e 33 specie di rettili autoctoni (il 54 % delle specie presenti in Italia, pari a 61). Fra questi, 7 taxa di anfibi e 6 di rettili sono inclusi nell'allegato II della Direttiva Habitat 92/43/CEE. Tre di questi vi sono in particolare (*Caretta caretta*, *Salamandra atra aurorae* e *Pelobates fuscus insubricus*), che sono specie di importanza prioritaria in base alla suddetta Direttiva Habitat⁵⁹.

Fra le aree importanti per la biodiversità, vi sono inoltre le Aree chiave della biodiversità (Key Biodiversity Areas - KBA) individuate dall'IUCN (<http://www.keybiodiversityareas.org/>), che sono definite come siti di importanza globale per la conservazione della biodiversità, in quanto considerati come i luoghi più importanti al mondo per le specie minacciate e i loro habitat e/o per ecosistemi a rischio, che possono contribuire significativamente alla persistenza globale della biodiversità. Sono identificati e delineati attraverso una metodologia definita (Langhammer et al. 2007), che include in parte quello utilizzato per identificare le IBA (Heath & Evans 2000) e le IPA (Anderson 2002)⁶⁰.

Inoltre a livello nazionale verranno prossimamente individuate le "Other Effective area-based Conservation Measures - OECMs", ovvero aree geograficamente definite, che non costituiscono aree protette con vincoli specifici per la conservazione della biodiversità, ma che sono gestite in modo da ottenere risultati positivi e duraturi a lungo termine per la conservazione in situ della biodiversità, con associati funzioni e servizi ecosistemici e, in alcuni casi, valori culturali, spirituali, socio-economici e altri rilevanti a livello locale (CBD, 2018). Il ruolo globale di queste aree, il loro contributo essenziale al mantenimento di livelli di diversità biologica soddisfacenti, è stato ufficialmente riconosciuto nel 2018 nell'ambito dei lavori del SBSSTTA CBD COP con la Decisione 14/8 (<https://www.cbd.int/doc/decisions/cop-14/cop-14-dec-08-en.docx>). Attualmente le tipologie di OECMs da riconoscere per il loro inserimento nel Common Database of nationally Designated Areas – CDDA, in cui confluiscono tutti i dati georiferiti delle aree protette individuate a livello nazionale in Europa, sono in corso di definizione da parte dell'Agenzia Europea per l'Ambiente.

⁵⁹ Informazioni tratte da: LE AREE DI RILEVANZA ERPEOLOGICA IN ITALIA 1995 – 2017, a cura della Commissione Conservazione della Società Herpetologica Italiana. <http://www-9.unipv.it/webshi/images/files/Volume%20ARE.pdf>

⁶⁰ IUCN (2016) A Global Standard for the Identification of Key Biodiversity Areas, Version 1.0. First edition. Gland, Switzerland: IUCN. (<https://portals.iucn.org/library/sites/library/files/documents/Rep-2016-005.pdf>).

Zone Ramsar

Le zone umide tutelate ai sensi della Convenzione di Ramsar (1971) sono costituite da paludi, acquitrini, torbe oppure i bacini, naturali o artificiali, permanenti o temporanei, con acqua stagnante o corrente, dolce, salmastra, o salata, ivi comprese le distese di acqua marina la cui profondità, durante la bassa marea, non supera i sei metri. Queste aree sono tutelate per le loro importanti funzioni ecologiche fra cui quelle di regolamentazione del regime delle acque e come habitat di specie di flora e fauna caratteristiche, con particolare riferimento alle specie di uccelli acquatici migratrici. Inoltre le zone umide costituiscono una risorsa di grande valore economico, culturale, scientifico e ricreativo.

Il numero di zone umide di importanza internazionale istituite nel nostro paese è notevolmente incrementato in questi ultimi anni, dal 2007 al 2016, si sono aggiunte 15 nuove aree, che portano le zone designate a 65 e la superficie a 82.331 ettari. Tuttavia per 10 di queste aree devono essere completati i passaggi che determinano il riconoscimento internazionale finale e la loro iscrizione nella Lista delle zone umide di importanza internazionale (art. 2 della Convenzione) definita dal Segretariato della Convenzione di Ramsar.

Le 65 zone Ramsar sono distribuite in 15 regioni e con un'estensione molto variabile, che va da un minimo di 12 ettari dello Stagno Pantano Leone in Sicilia, a un massimo di 13.500 ettari delle Valli residue del comprensorio di Comacchio (Emilia-Romagna) o degli 11.135 ettari dell'area Massaciuccoli - Migliarino - San Rossore (Toscana). Le regioni in cui le aree Ramsar sono più numerose ed estese sono l'Emilia-Romagna con 10 aree, (23.112 ettari), la Toscana con 11 aree (20.756 ettari) e la Sardegna con 8 aree per una superficie di 12.572 ettari.

Pressione antropica in zone umide di importanza internazionale

Dall'Annuario dei Dati Ambientali ISPRA (2019) emerge che, da una valutazione complessiva dei valori assunti dall'indice di Pressione Antropica, la maggior parte delle Zone Ramsar è soggetta a rilevanti pressioni antropiche connesse con urbanizzazione, infrastrutture lineari (ferrovie, strade, autostrade, ecc.), fabbricati industriali o commerciali e attività agricola, in quanto questo tipo di detrattori ambientali occupano spesso aree pianeggianti in cui sono collocate buona parte delle zone Ramsar. Le aree urbanizzate, pur avendo un'estensione relativamente ridotta, contribuiscono in modo significativo alla pressione cui sono soggette le aree in esame. Nel complesso, infatti, circa metà delle aree sono interessate da un livello di pressione alta o molto alta. L'elaborazione degli indici di urbanizzazione e di attività agricola mette in evidenza la forte presenza di ambiente agricolo e secondariamente di superfici urbanizzate nelle zone Ramsar e nelle aree buffer. Si rileva infatti che il 21% delle aree considerate (14 aree su 65) sono interessate per oltre il 70% della loro estensione da aree agricole e presentano quindi un indice di pressione da attività agricola pari al valore massimo (5, molto alta). Le superfici urbanizzate sono presenti in misura inferiore, tanto è vero che la maggior parte delle aree (38 su 65) presenta coperture legate a infrastrutture e urbanizzato inferiori al 10%. Nel complesso, per quanto riguarda l'indice di pressione antropica, si osserva che solo il 22% delle aree Ramsar risente di una pressione antropica di entità bassa (14 aree), il 29% mostra livelli di pressioni media (19 aree), il 49% del totale delle zone umide nella classe alta (22 aree) e molto alta (10 aree), mettendo in evidenza la condizione di criticità di questi ambienti estremamente sensibili alle pressioni delle attività antropica.

Siti della rete Natura 2000

La rete Natura 2000 è costituita dai Siti di Interesse Comunitario (SIC), identificati dagli Stati Membri secondo quanto stabilito dalla Direttiva "Habitat" (92/43/CEE), che sono stati (o sono in corso di) designati quali Zone Speciali di Conservazione (ZSC), e comprende anche le Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva 2009/147/CE "Uccelli" concernente la conservazione degli uccelli selvatici. I SIC/ZSC contribuiscono in modo significativo a conservare o ripristinare gli habitat naturali di cui all'allegato I e le

specie di allegato II della direttiva "Habitat" in uno stato di conservazione soddisfacente. Le ZPS sono istituite per preservare, mantenere o ristabilire, per tutte le specie di uccelli inserite nell'All. I, una varietà e una superficie sufficienti di habitat (art. 3 Dir. "Uccelli").

L'art. 10 della Direttiva Habitat riconosce l'importanza di mantenere gli elementi del paesaggio che svolgono un ruolo di connessione ecologico-funzionale per la flora e la fauna selvatiche, al fine di migliorare la coerenza ecologica della rete Natura 2000.

In Italia, i SIC, le ZSC e le ZPS coprono complessivamente circa il 19% del territorio terrestre nazionale circa il 13% della superficie nazionale a mare (Fonte: MATTM www.minambiente.it – Agg. Dicembre 2020 – vedi Tabella 5.3-25)

All'interno dei siti Natura 2000 in Italia sono protetti complessivamente: 132 habitat, 90 specie di flora e 114 specie di fauna (delle quali 22 mammiferi, 10 rettili, 16 anfibi, 26 pesci, 40 invertebrati) ai sensi della Direttiva Habitat e circa 391 specie di avifauna ai sensi della Direttiva Uccelli. (Fonte: MATT www.minambiente.it, Aggiornamento dicembre 2020).

I siti della Rete Natura 2000 ricadono in 3 Regioni Biogeografiche (Alpina, Continentale e Mediterranea) e una regione marina (Marina Mediterranea). L'area di riferimento per le valutazioni sullo stato di conservazione delle specie e degli habitat non è l'intero territorio nazionale, bensì le singole regioni biogeografiche in cui sono presenti le specie e gli habitat.

L'Italia, a dicembre 2020, ha complessivamente 636 ZPS per una superficie pari a 2.824.495 ha; 357 delle ZPS sono siti di tipo C, ovvero ZPS coincidenti con SIC/ZSC:. Per quanto riguarda i SIC, sono attualmente presenti in Italia 2357 Siti di Importanza Comunitaria (SIC), 2278 dei quali sono stati designati quali Zone Speciali di Conservazione che occupano una superficie totale di 3.092.555 ettari (Fonte: MATT www.minambiente.it, Aggiornamento dicembre 2020).

A dicembre 2020 la Rete Natura 2000 in Italia, al netto delle sovrapposizioni, è costituita da 2.636 siti, per una superficie totale netta di 7.915.424 ettari, di cui 5.843.817 a terra, pari al 19,38% del territorio nazionale e 2.071.607 ha a mare pari al 13,42% della superficie nazionale a mare

Di seguito si riportano i dati complessivi dei siti Natura 2000 per ogni Regione (numero, l'estensione totale in ettari e percentuale a terra e a mare) escludendo le eventuali sovrapposizioni.

Tabella 5.3-25: Siti Natura 2000 (Fonte: MATTM, www.minambiente.it).

REGIONE	Natura 2000***				
	n. siti	superficie a terra		superficie a mare	
		sup. (ha)	%	sup. (ha)	%
**Abruzzo	58	387.084	35,87%	3.410	1,36%
Basilicata	64	174.558	17,48%	35.002	5,93%
Calabria	185	289.805	19,22%	34.050	1,94%
Campania	123	373.031	27,45%	25.071	3,05%
Emilia Romagna	159	265.699	11,84%	34.874	16,04%
Friuli Ven. Giulia	66	153.176	19,35%	5.411	6,50%
**Lazio	200	398.086	23,14%	59.689	5,28%
Liguria	133	139.959	25,84%	9.133	1,67%
Lombardia	246	373.555	15,65%	/	/
**Marche	96	141.588	15,09%	1.241	0,32%
**Molise	88	118.725	26,76%	0	0
*Piemonte	151	404.001	15,91%	/	/
PA Bolzano	44	150.047	20,28%	/	/
PA Trento	143	176.217	28,39%	/	/
Puglia	87	402.514	20,60%	334.421	21,76%
Sardegna	128	454.533	18,86%	410.140	18,29%
Sicilia	245	470.893	18,32%	650.169	17,23%
Toscana	157	327.005	14,23%	442.636	27,08%
Umbria	102	130.094	15,38%	/	/
*Valle d'Aosta	30	98.948	30,34%	/	/
Veneto	131	414.298	22,58%	26.361	7,54%
TOTALE	2636	5.843.817	19,38%	2.071.607	13,42%

Registro delle aree protette – art. 6 Dir. 2000/60/CE

Il “Registro delle Aree Protette” comprende i siti della Rete Natura 2000 e le aree naturali protette designate per la protezione degli habitat e delle specie nelle quali il mantenimento o il miglioramento dello stato delle acque è importante per la loro protezione (con specie e habitat legati agli ecosistemi acquatici – di cui all’Allegato 3).

Dal IV Report ex art. 17 della Dir. 92/43/CEE risulta che le specie animali (esclusi gli uccelli) e floristiche legate agli ecosistemi acquatici pari a 72 (vedi lista aggiornata in Allegato 3) in stato di conservazione favorevole vi sono solo il 17,6% nella regione biogeografia mediterranea, il 12,5 % nella regione biogeografia continentale, l’7,7 % in quella alpina. Fra i gruppi animali che mostrano un peggiore stato di conservazione vi sono i pesci e gli anfibi. Per quanto riguarda gli habitat di interesse comunitario (All. I Dir. Habitat) legati agli ecosistemi acquatici (pari a 38), il 20% sono in uno stato di conservazione favorevole nella regione biogeografia mediterranea, mentre in quella continentale e alpina, nessun habitat raggiunge lo stato di conservazione favorevole.

Per la maggior parte delle specie di uccelli legate agli ecosistemi acquatici pari a 138 (vedi Allegato 3) non si hanno dati utili a valutare il grado di minaccia (circa il 47%), solo il 21 % rientrano in una categoria di minaccia poco preoccupante (LC – minor preoccupazione), mentre per il resto rientrano in categorie di minaccia maggiori ovvero, il 9,4% sono in pericolo di estinzione (EN), 6,5 sono quasi minacciate di estinzione (NT) e il 10, 1 % Vulnerabili (VU). (Rapporto ISPRA 219/2015).

Dal confronto dei dati del III e IV Report ex art. 17 della Direttiva Habitat emerge che lo stato di conservazione di specie e habitat legati agli ambienti acquatici è ancora molto allarmante.

Per queste aree i Piani di Gestione di Distretto Idrografico devono prevedere misure di tutela che si integrano con le misure di Conservazione previste dalle Direttive Habitat e Uccelli e dai Piani di gestione dei siti Natura 2000 e delle aree protette istituite in base alla legge 394/91 e nelle Zone Ramsar, al fine di mantenere lo stato ecologico, chimico e idromorfologico dei corpi idrici ad un livello “buono” o “elevato” e di raggiungere o mantenere lo stato di conservazione favorevole delle specie e habitat di interesse comunitario legati agli ecosistemi acquatici come previsto dalla Direttiva 2000/60/CE (art. 4,c) (Rapporti ISPRA 107/2010, 153/2011, <https://www.minambiente.it/pagina/linee-guida-lindicazione-di-obiettivi-specifici-i-corpi-idrici-ricadenti-nelle-aree-protette>).

Rete Ecologica

La salvaguardia della biodiversità, ovvero della varietà di specie animali e vegetali, si attua anche attraverso la tutela della connettività ecologica, e lo strumento individuato per farlo è la rete ecologica. La rete ecologica è quindi uno strumento finalizzato alla mitigazione del fenomeno di frammentazione degli habitat e, nel suo approccio di tipo ecologico-funzionale, a garantire la permanenza dei processi ecosistemici e la connettività per le specie sensibili.

Il concetto di connettività ecologica è stato introdotto nella normativa italiana dal D.P.R. n. 357 dell'8 settembre 1997, recependo le indicazioni dell'art.10 della direttiva *Habitat che impegna gli Stati membri a promuovere la gestione di elementi di paesaggio che, per la loro struttura lineare e continua e per il loro ruolo di collegamento, sono essenziali per la migrazione, la distribuzione geografica e lo scambio genetico di specie selvatiche*, ed è codificato da normative e strumenti di pianificazione a livello regionale e provinciale.

La rete ecologica è un sistema interconnesso di habitat di cui si intende salvaguardare la biodiversità, ovvero la varietà di specie animali e vegetali potenzialmente minacciate. Tale rete ha una struttura fondata principalmente sulle aree centrali (*core areas*) ossia aree ad alta naturalità che sono già soggette a regime di protezione (come ad esempio le Aree Protette o i siti della Rete Natura 2000); sulle fasce di protezione (*buffer zones*), collocate attorno alle aree centrali per garantire l'indispensabile protezione degli habitat; le fasce di connessione (corridoi ecologici), intesi quali strutture lineari e continue del paesaggio di forme e dimensioni diverse, e le pietre di guado (*stepping stones*) elementi di connessione discontinui. Sia le fasce di connessione che le *stepping stones* connettono tra loro le aree ad alta naturalità e rappresentano l'elemento chiave delle reti ecologiche poiché consentono la mobilità delle specie e l'interscambio genetico, fenomeno indispensabile al mantenimento della biodiversità.

A fronte dei dati ISPRA (2019) che evidenziano che oltre la metà del territorio delle regioni nelle aree appenniniche italiane sono caratterizzate da un livello di frammentazione medio o alto e che, nel complesso, circa il 36% del territorio nazionale è caratterizzato da una frammentazione elevata e molto elevata dovuta ai fenomeni di espansione urbana e di sviluppo della rete infrastrutturale, e del connesso e crescente rischio di insularizzazione delle aree a maggiore naturalità, gli elementi delle reti ecologiche rappresentano quindi importanti aree di riequilibrio ecologico.

Nel corso degli anni il concetto di rete ecologica è andato incontro ad un'evoluzione che lo ha portato a diventare parte dell'attuale modello di infrastruttura verde che vede la centralità delle comunità umane e dei benefici che queste possono trarre da un ambiente in buono stato di conservazione (servizi ecosistemici). In quest'ottica l'infrastruttura verde si presta a costituire un sistema paesistico capace di supportare funzioni di tipo ricreativo e percettivo. Il miglioramento del paesaggio diventa dunque occasione per la creazione, ad esempio, di percorsi a basso impatto ambientale (sentieri e piste ciclabili) che consentono alle persone di

attraversare il territorio e di fruire delle risorse paesaggistiche (boschi, siepi, filari ecc.) ed eventualmente di quelle territoriali (luoghi della memoria, posti di ristoro ecc.).

Mancando un riferimento normativo nazionale, pur essendoci stati diverse esperienze e ricerche a carattere nazionale o sub nazionale, le reti ecologiche sono generalmente pianificate a livello regionale e/o provinciale. Esse sono individuate nei Piani territoriali di coordinamento o nei piani Paesaggistici o ancora quali Piani di settore. L'esperienza ormai consolidata a livello di tutte le regioni e delle provincie italiane (ADA [2009](#), [2010](#), [2012](#)) in termini di reti ecologiche e del loro inserimento negli strumenti di pianificazione territoriale e paesaggistica, si articola su approcci diversi che vanno da reti che coincidono con la rete delle aree protette e dei siti Natura2000 a reti territoriali che, confermando l'obiettivo della conservazione della biodiversità, si relazionano ad altre componenti territoriali, paesaggistiche e culturali fornendo indirizzi per le trasformazioni.

Come detto, in Italia le reti ecologiche vengono individuate e pianificate a livello regionale e/o provinciale, sarà quindi necessario, nell'attuazione del Piano fare riferimento a siti istituzionali di Regioni e Provincie per la verifica puntuale delle interferenze delle attività previste con le reti ecologiche pianificate.

5.3.7. Dissesto geologico-idraulico

Quello che comunemente viene definito "dissesto idrogeologico", o più propriamente "dissesto geologico-idraulico", spesso è la conseguenza diretta dei naturali processi evolutivi del territorio (Benedini & Gisotti, 2000), quando non sia provocato dalle attività antropiche. Le frane, in particolare, si innescano prevalentemente a causa di precipitazioni brevi e intense o di precipitazioni persistenti (Trigila *et al.*, 2018), ma possono attivarsi anche in assenza di fenomeni meteorici e a seguito di fenomeni sismici (Gruppo di lavoro SGI, 2018) o di interventi antropici sul territorio (ad es. escavazioni, realizzazioni di strade, di dighe o invasi). Frane e alluvioni possono mettere a rischio l'incolumità delle persone e provocare danni consistenti agli insediamenti urbani e al patrimonio culturale, alle infrastrutture e alle attività industriali, commerciali o agricole (AA.VV., 2012; Trigila e Iadanza, 2012). L'Italia ha un territorio particolarmente predisposto ai fenomeni di "dissesto geologico-idraulico", sia per le sue caratteristiche geologiche e geomorfologiche sia per i fenomeni meteo climatici a cui è soggetto, e soprattutto al sempre più invasivo impatto dell'uomo e delle sue attività. D'altro canto, l'utilizzo di pratiche agro-pastorali non sempre adeguate e, contemporaneamente, l'abbandono delle tecniche di sistemazione idraulico-forestale, soprattutto in ambito montano-collinare, hanno contribuito a incrementare, assieme agli incendi boschivi, la pericolosità geologico-idraulica (Bazzoffi *et al.*, 2013). Inoltre, nel corso dei secoli, lo sviluppo demografico e l'urbanizzazione del territorio hanno fatto sì che le aree di pianura e quelle litoranee fossero sottoposte a livelli di pressione antropica tali da causare situazioni di squilibrio nelle dinamiche idrauliche e geomorfologiche, amplificando gli effetti di fenomeni evolutivi naturali altrimenti di portata ordinaria (MATTM, 2008). Dal secondo dopoguerra, il dissesto geologico-idraulico è divenuto un problema di grande rilevanza sociale ed economica, proprio in funzione delle interrelazioni esistenti tra processi naturali e attività antropiche (Catenacci, 1992; CNR-GNDICI, 1998; Ubertini, 2009; APAT, 2007).

Il quadro delle aree a pericolosità da frana (molto elevata P4, elevata P3, media P2, moderata P1 e aree di attenzione AA) e delle aree a pericolosità idraulica (elevata P3, media P2 e bassa P1) sul territorio nazionale è rappresentato nella figura seguente (Figura 5.3-27).

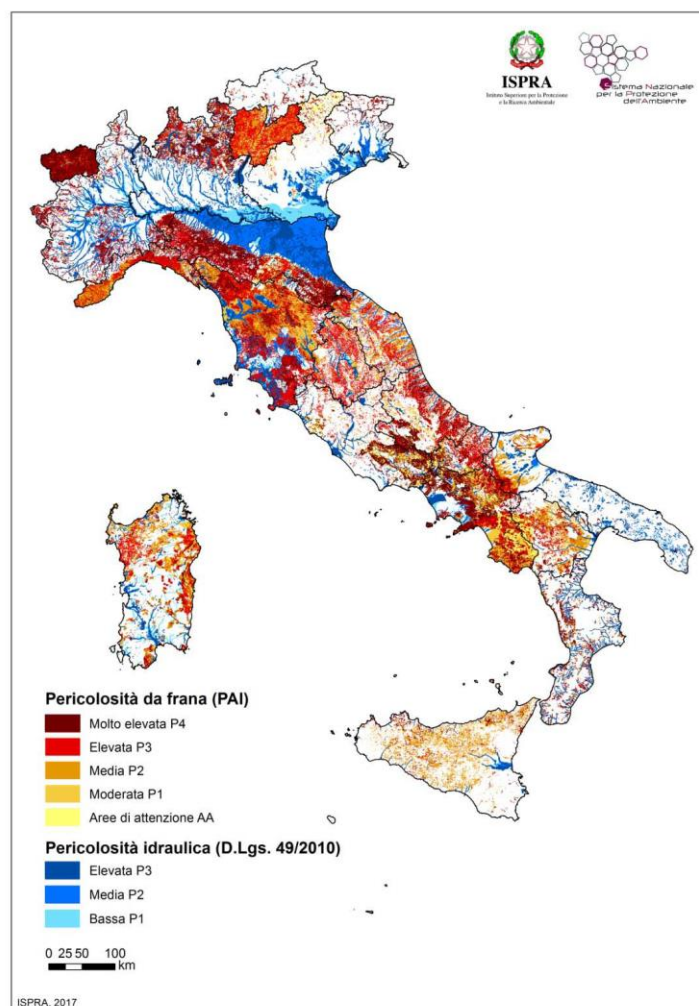


Figura 5.3-27: Aree a pericolosità da frana (PAI) e idraulica (Scenari D.Lgs. 49/2010) – elaborazione 2017. Fonte Trigila et al., 2018

Pericolosità idraulica

La mosaicatura nazionale (versione 4.0 - Dicembre 2017) delle aree a pericolosità idraulica (ovvero aree che potrebbero essere interessate da alluvioni) perimetrate dalle Autorità di Bacino Distrettuali è stata effettuata da ISPRA per i tre scenari di pericolosità individuati dal D.Lgs. 49/2010 (recepimento della Direttiva Alluvioni 2007/60/CE): elevata probabilità, P3, con tempo di ritorno fra 20 e 50 anni (alluvioni frequenti); media probabilità, P2, con tempo di ritorno fra 100 e 200 anni (alluvioni poco frequenti); bassa probabilità, P1, con scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi (Trigila et al., 2018).

Dal confronto tra la mosaicatura nazionale ISPRA 2017 e quella del 2015, emerge un incremento dell'1,5% della superficie a pericolosità idraulica elevata P3, del 4% della superficie a pericolosità media P2 e del 2,5% della superficie a pericolosità bassa P1. Gli incrementi sono legati all'integrazione della mappatura con le aree a pericolosità di territori precedentemente non indagati (es. reticolo idrografico minore), all'aggiornamento degli studi di modellazione idraulica e alla perimetrazione di eventi alluvionali recenti da parte delle Autorità di Bacino Distrettuali.

Le aree a pericolosità idraulica elevata in Italia sono pari a 12.405 km² (4,1% del territorio nazionale), le aree a pericolosità media ammontano a 25.398 km² (8,4%), quelle a pericolosità bassa (scenario massimo atteso) a 32.961 km² (10,9%) (Tabella 5.3-26).

Tabella 5.3-26: Aree a Pericolosità idraulica in Italia. Mosaicatura 2017. Fonte Trigila et al., 2018.

Aree a pericolosità idraulica - Scenari D.Lgs. 49/2010		
	km ²	% su territorio nazionale
Scenario pericolosità Elevata P3	12.405,3	4,1%
Scenario pericolosità Media P2	25.397,6	8,4%
Scenario pericolosità Bassa P1	32.960,9	10,9%

Lo scenario di pericolosità idraulica P3 non é disponibile per il territorio dell'ex Autorità di Bacino regionale delle Marche. Lo scenario a pericolosità idraulica P1 non é disponibile per il territorio dell'ex Autorità di Bacino regionale delle Marche, dell'ex Autorità di Bacino Conca-Marecchia e dei Bacini regionali romagnoli, a eccezione delle Aree costiere marine, e per il reticolo di irrigazione e bonifica del territorio del bacino del Po ricadente nella Regione Emilia-Romagna. A causa di tali lacune, per le regioni Emilia-Romagna e Marche le aree inondabili relative allo scenario P1 risultano inferiori a quelle dello scenario P2 (cfr Figura 5.3-28). Le regioni con i valori più elevati di superficie a pericolosità idraulica media P2 sono: Emilia-Romagna, Toscana, Lombardia, Piemonte e Veneto. La notevole estensione delle aree a pericolosità idraulica media in Emilia-Romagna è legata, oltre che al reticolo idrografico principale e secondario naturale, anche alla fitta rete di canali artificiali di bonifica.

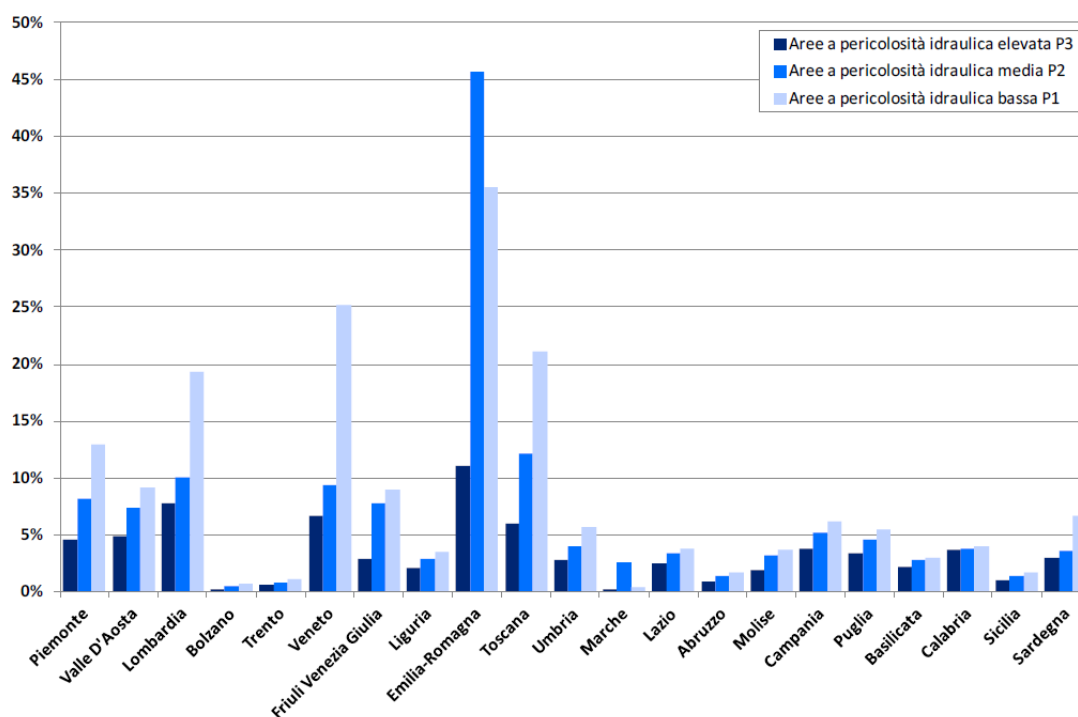


Figura 5.3-28: Percentuale di territorio con aree a pericolosità idraulica su base Regionale. Fonte Trigila et al., 2018

La stima della popolazione esposta a rischio alluvioni in Italia è pari a 2.062.475 abitanti (3,5%) nello scenario di pericolosità idraulica elevata P3 (tempo di ritorno fra 20 e 50 anni); a 6.183.364 (10,4%) nello scenario di pericolosità media P2 (tempo di ritorno fra 100 e 200 anni) e a 9.341.533 (15,7%) nello scenario di pericolosità P1 (scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi) (Figura 5.3-29). La popolazione a rischio nello

scenario P1 è quella massima attesa; tale dato include sia la popolazione a rischio nello scenario P2 sia nello scenario P3.

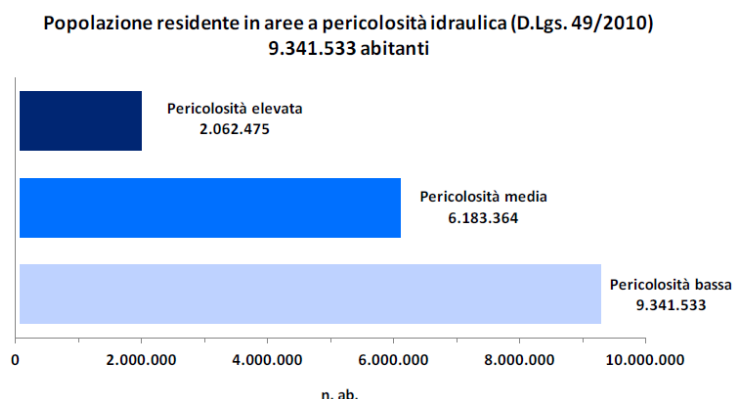


Figura 5.3-29: Popolazione a rischio alluvioni residente in aree a pericolosità idraulica in Italia – elaborazione 2018. Fonte Trigila et al., 2018

Gli edifici a rischio alluvioni in Italia sono: 487.895 (3,4% del totale, pari a 14.515.795 edifici, secondo il 15° Censimento ISTAT della popolazione e delle abitazioni 2011) nello scenario di pericolosità idraulica elevata P3 (tempo di ritorno fra 20 e 50 anni); 1.351.578 (9,3%) nello scenario di pericolosità media P2 (tempo di ritorno fra 100 e 200 anni) e 2.051.126 (14,1%) nello scenario P1 (scarsa probabilità di alluvioni o scenari di eventi estremi) (Figura 5.3-30). Lo scenario P1, che rappresenta lo scenario massimo atteso ovvero la massima estensione delle aree inondabili in Italia, contiene gli scenari P3 e P2, al netto di alcune eccezioni. I dati dei Beni Culturali a rischio relativi ai tre scenari non vanno quindi sommati (Trigila et al., 2018).

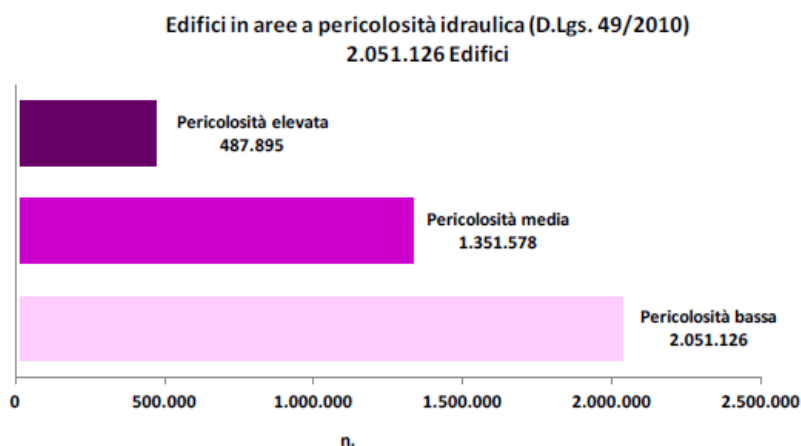


Figura 5.3-30: Edifici a rischio alluvioni in aree a pericolosità idraulica in Italia – elaborazione 2018. Da Trigila et al., 2018

Le unità locali di imprese (l'Unità locale corrisponde ad un'unità giuridico-economica o ad una sua parte, situata in una località topograficamente identificata da un indirizzo e da un numero civico. ISTAT, 2011) esposte a rischio alluvioni in Italia sono: 197.565 (4,1% del totale pari a 4.806.014 unità locali d'impresa, secondo il 9° Censimento ISTAT dell'industria e dei servizi 2011) nello scenario a pericolosità idraulica elevata P3; 596.254 (12,4%) nello scenario a pericolosità idraulica media P2 e 884.581 (18,4%) nello scenario a pericolosità idraulica bassa P1 (Figura 5.3-31). Lo scenario P1, che rappresenta lo scenario massimo atteso ovvero la massima estensione delle aree inondabili in Italia, contiene gli scenari P3 e P2, al netto di alcune eccezioni. I dati delle unità locali a rischio relativi ai tre scenari non vanno quindi sommati (Trigila et al., 2018).

La stima degli addetti esposti nello scenario di pericolosità media P2 è pari a 2.306.229 (14%).

L'elevato numero di unità locali di imprese a rischio idraulico è legato alla maggiore densità di industrie e servizi nelle aree di pianura nel territorio italiano.

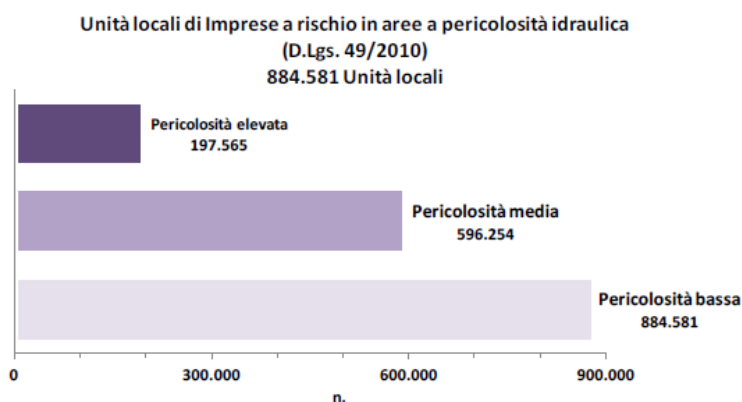


Figura 5.3-31: Unità locali di Imprese a rischio alluvioni in Italia – elaborazione 2018. Da Trigila et al., 2018

I Beni culturali a rischio alluvioni in Italia sono 13.865 (6,8% del totale, pari a 203.665 Beni Culturali, secondo la banca dati VIR al 5 febbraio 2018) nello scenario di pericolosità idraulica elevata P3, 31.137 (15,3%) nello scenario di pericolosità idraulica media P2 e 39.426 (19,4%) nello scenario di pericolosità bassa P1 (Figura 5.3-32). Lo scenario P1, che rappresenta lo scenario massimo atteso ovvero la massima estensione delle aree inondabili in Italia, contiene gli scenari P3 e P2, al netto di alcune eccezioni. I dati dei Beni Culturali a rischio relativi ai tre scenari non vanno quindi sommati (Trigila et al., 2018).

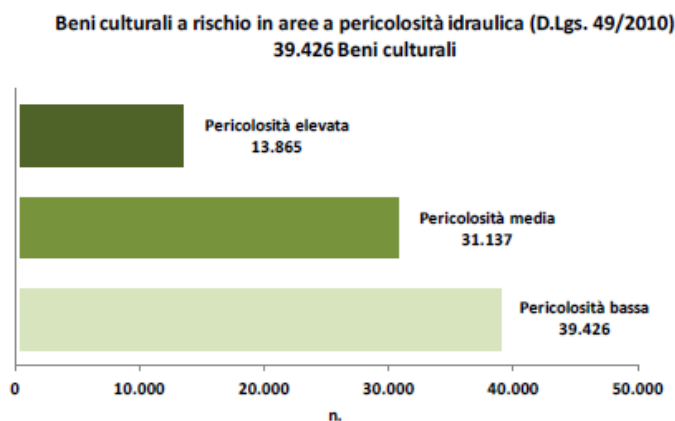


Figura 5.3-32: Beni Culturali a rischio in aree a pericolosità idraulica in Italia – elaborazione 2018. Da Trigila et al., 2018

Pericolosità da frane

La pericolosità da frana rappresenta la probabilità di occorrenza di un fenomeno potenzialmente distruttivo, di una determinata intensità in un dato periodo e in una data area (Varnes, 1984). La maggiore criticità nell'analisi della pericolosità da frana deriva generalmente dalla mancanza di informazioni relative alle date di attivazione delle frane e quindi dalla difficoltà di determinare il tempo di ricorrenza. A causa di queste limitazioni, l'analisi più comunemente effettuata è quella della suscettibilità o pericolosità spaziale, che consente di individuare le porzioni di territorio a maggiore probabilità di accadimento di fenomeni franosi (Trigila et al., 2015).

Le aree a pericolosità da frana dei Piani di Assetto Idrogeologico includono, oltre alle frane già verificatesi, anche le zone di possibile evoluzione dei fenomeni e le zone potenzialmente suscettibili a nuovi fenomeni franosi. I PAI costituiscono uno strumento fondamentale per una corretta pianificazione territoriale attraverso l'applicazione di vincoli e regolamentazioni d'uso del territorio.

L'Italia è il paese europeo maggiormente interessato da fenomeni franosi, con oltre 600.000 frane delle quasi 900.000 censite in Europa (Indagine EuroGeoSurveys; Herrera *et al.*, 2017)

La mosaicatura delle aree a pericolosità da frana dei Piani di Assetto Idrogeologico – PAI è stata effettuata da ISPRA (v. 3.0 - Dicembre 2017) utilizzando una legenda armonizzata in 5 classi per l'intero territorio nazionale: pericolosità molto elevata P4, elevata P3, media P2, moderata P1 e aree di attenzione AA. Dal confronto tra la mosaicatura nazionale ISPRA 2017 e quella del 2015 emerge un incremento del 2,9% della superficie complessiva classificata dai PAI (classi P4, P3, P2, P1 e AA) e del 6,2% delle classi a maggiore pericolosità (elevata P3 e molto elevata P4). È stata registrata una riduzione del 19,5% delle aree di attenzione, che in buona parte sono state riclassificate come aree a pericolosità. Tali variazioni sono legate prevalentemente all'integrazione/revisione delle perimetrazioni da parte delle Autorità di Bacino Distrettuali, anche con studi di maggior dettaglio, e alla mappatura di nuovi fenomeni franosi.

La superficie complessiva, in Italia, delle aree a pericolosità da frana PAI e delle aree di attenzione è pari a 59.981 km² (19,9% del territorio nazionale) (Figura 5.3-33). Come riportato nella Tabella 5.3-27, la superficie delle aree a pericolosità da frana molto elevata è pari a 9.153 km² (3%), quella a pericolosità elevata è pari a 16.257 km² (5,4%), a pericolosità media a 13.836 km² (4,6%), a pericolosità moderata a 13.953 km² (4,6%) e quella delle aree di attenzione è pari a 6.782 km² (2,2%). Se prendiamo in considerazione le classi a maggiore pericolosità (elevata P3 e molto elevata P4), assoggettate ai vincoli di utilizzo del territorio più restrittivi, le aree ammontano a 25.410 km², pari all'8,4% del territorio nazionale. Complessivamente sono state perimetrate nei PAI oltre 860.000 aree a pericolosità da frana, di cui 470.000 circa nelle classi P3 e P4.

Tabella 5.3-27: Aree a pericolosità da frana PAI in Italia – Mosaicatura 2017. Da Trigila *et al.*, 2018

Aree a pericolosità da frana			
		km ²	% su territorio nazionale
P4	Molto elevata	9.153	3,0%
P3	Elevata	16.257	5,4%
P2	Media	13.836	4,6%
P1	Moderata	13.953	4,6%
AA	Aree di Attenzione	6.782	2,2%
Totale Italia		59.981	19,9%

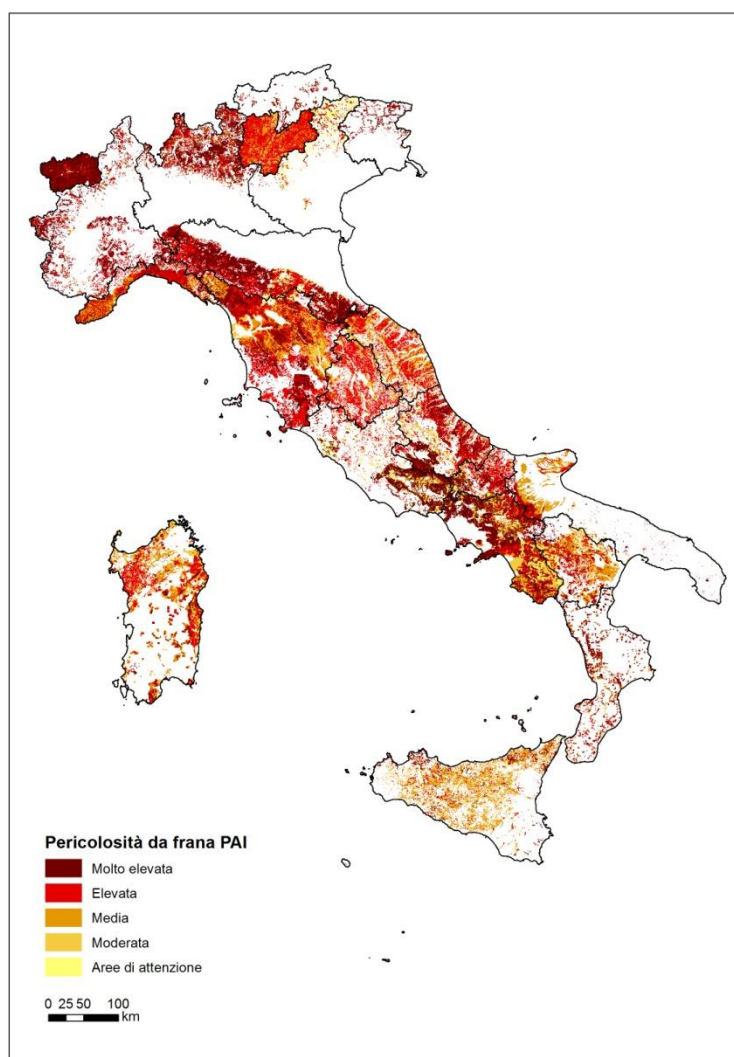


Figura 5.3-33: Aree a pericolosità da frana PAI – Mosaicatura 2017. Da Trigila et al., 2018

La popolazione a rischio frane in Italia è pari a: 507.894 abitanti residenti in aree a pericolosità molto elevata P4 PAI; 774.076 abitanti residenti in aree a pericolosità elevata P3; 1.685.167 abitanti in aree a pericolosità media P2; 2.246.439 abitanti in aree a pericolosità moderata P1 e 475.887 abitanti in aree di attenzione. Se consideriamo le 2 classi a maggiore pericolosità (P3+P4) la popolazione a rischio ammonta a 1.281.970 abitanti, pari al 2,2% del totale (59.433.744 abitanti; Censimento ISTAT 2011) (Trigila et al., 2018). Le regioni con valori più elevati di popolazione a rischio frane residente in aree PAI a pericolosità P3 e P4 sono Campania, Toscana, Emilia-Romagna e Liguria .

Gli edifici totali a rischio frane in Italia sono 227.329 in aree a pericolosità molto elevata P4, 323.394 in aree a pericolosità elevata P3, 548.500 in aree a pericolosità media P2, 599.813 in aree a pericolosità moderata P1 e 184.986 in aree di attenzione. Gli edifici a rischio in aree a pericolosità da frana P3 e P4 sono 550.723 pari al 3,8% del totale (14.515.795 edifici; Censimento ISTAT 2011) (Trigila et al., 2018). Le regioni con numero più elevato di edifici a rischio frane in aree a pericolosità P3 e P4 sono Campania, Toscana, Emilia-Romagna e Calabria.

Le unità locali di imprese (l'Unità locale corrisponde ad un'unità giuridico-economica o ad una sua parte, situata in una località topograficamente identificata da un indirizzo e da un numero civico. ISTAT, 2011) a rischio frane in Italia sono 31.824 in aree a pericolosità molto elevata P4, 51.124 in aree a pericolosità elevata P3, 123.772 in aree a pericolosità media P2, 168.070 in aree a pericolosità moderata P1 e 28.929 in aree di

attenzione. Le unità locali di imprese a rischio in aree a pericolosità da frana P3 e P4 sono pertanto 82.948 pari all'1,7% del totale (4.806.014 unità locali d'impresе; Censimento ISTAT Industria e Servizi 2011), con 217.608 addetti a rischio (Trigila *et al.*, 2018). Le regioni con numero più elevato di unità locali a rischio frane in aree a pericolosità P3 e P4 sono Campania, Toscana, Emilia-Romagna e Lazio.

I Beni Culturali a rischio frane in Italia sono 37.847 pari al 18,6% del totale (203.665 Beni Culturali; banca dati VIR al 5 febbraio 2018). Se consideriamo le classi di pericolosità elevata P3 e molto elevata P4 i Beni culturali esposti sono 11.712 pari al 5,8%. Il numero più elevato di Beni culturali a rischio frane in aree a pericolosità P3 e P4 si registra in Toscana, Marche, Emilia-Romagna, Campania e Liguria.

5.3.8. Pericolosità da sinkhole e subsidenza

I fenomeni di sprofondamento improvviso, noti in letteratura come *sinkholes* sono voragini che si aprono repentinamente nel terreno, in maniera catastrofica con diametro e profondità variabile da alcuni metri a centinaia di metri. Essi sono suddivisi in due grandi gruppi: *sinkholes* di origine naturale e *sinkholes* di origine antropica. I primi si originano per cause naturali dipendenti dal contesto geologico-idrogeologico dell'area; i *sinkholes* antropogenici, invece, sono causati direttamente dall'azione dell'uomo. I processi che originano questi fenomeni sono molto complessi e talvolta di difficile definizione, non riconducibili alla sola gravità, alla dissoluzione carsica, ma a una serie di cause predisponenti e innescanti: fenomeni di liquefazione, presenza di cavità nel sottosuolo anche a notevole profondità, copertura costituita da terreni facilmente asportabili, presenza di lineamenti tettonici, faglie o fratture, risalita di CO₂ e H₂S, eventi sismici, eventi pluviometrici importanti, attività antropiche quali emungimenti, estrazioni, scavi, ecc.. Le aree suscettibili ai *sinkholes* naturali, individuate sulla base della presenza di episodi di sprofondamento e di contesti geologici-idrogeologici predisponenti, sono concentrate sul medio versante tirrenico e in particolare nel Lazio, in Abruzzo, in Campania e in Toscana (Figura 5.3-34 e Figura 5.3-35). Il versante adriatico, a esclusione del Friuli-Venezia Giulia, a causa del proprio assetto geologico-strutturale, non è interessato da questo tipo di *sinkholes*, così come l'arco alpino e le Dolomiti. Nelle pianure e conche interne del Veneto, del Friuli-Venezia Giulia e della Provincia autonoma di Bolzano i fenomeni di sprofondamento sono strettamente controllati dalla dissoluzione di litotipi evaporitici e carbonatici che si rinvengono al di sotto di una copertura generalmente di modesto spessore.

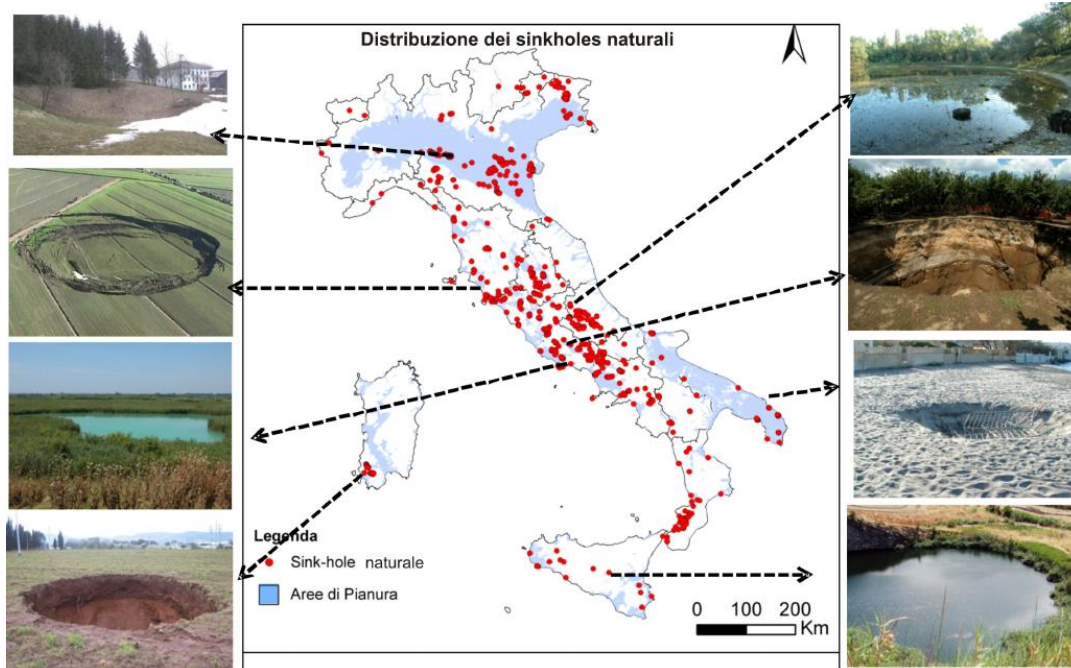


Figura 5.3-34: Distribuzione dei sinkholes naturali nelle aree di pianura italiane. Immagini di casi peculiari. Da Annuario dei dati ambientali ISPRA 2019

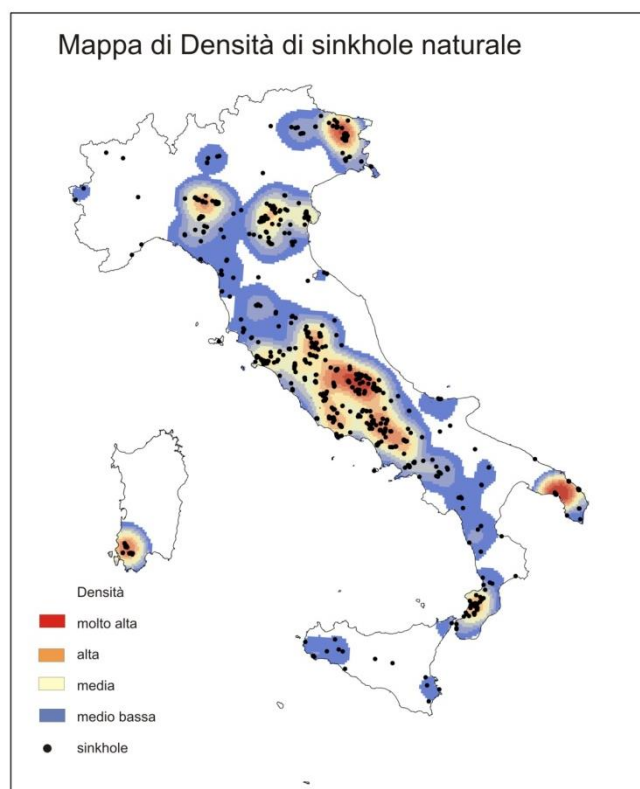


Figura 5.3-35: Mappa di densità dei sinkholes naturali sul territorio italiano. Da Annuario dei dati ambientali ISPRA. Ed. 2019.

I fenomeni in Calabria, invece, sono riconducibili a piccole cavità, oggi ricolmate, di difficile ubicazione, originatesi nella totalità dei casi durante eventi sismici e connesse a fenomeni di liquefazione dei terreni. Il contesto geologico appare sostanzialmente differente in Sicilia e in Puglia, in cui i casi di sprofondamento sono condizionati dalla presenza di terreni evaporitici (gesso e sale) o calcarei e da coperture argillose o sabbiose di spessore più modesto. I sinkholes naturali, cioè connessi al carsismo e alla circolazione idrogeologica del territorio, sinora censiti nelle aree di pianura sono più di 1.500 e sono state individuate circa 200 aree a rischio sprofondamento naturale. Spesso vi è una stretta correlazione tra evento sismico e innesco di un fenomeno di sprofondamento (Annuario dei Dati Ambientali, ISPRA. Ed. 2019).

Subsidenza

Il fenomeno della subsidenza consiste in un lento processo di abbassamento del terreno che interessa prevalentemente aree costiere e di pianura e coinvolge anche importanti città d'arte, come ad esempio Venezia e Ravenna. La subsidenza è generalmente causata da fattori geologici (compattazione dei sedimenti, tettonica, isostasia), ma negli ultimi decenni è stata localmente aggravata dall'azione dell'uomo ed ha raggiunto dimensioni superiori (sia in termini di estensione areale che di velocità) a quelle che avrebbe raggiunto naturalmente. Quella naturale ha in genere tassi di qualche millimetro l'anno, pertanto le sue conseguenze sono relativamente ridotte, manifestandosi perlopiù in tempi molto lunghi. Diverso è il caso della subsidenza indotta e/o accelerata da cause antropiche (estrazione di fluidi dal sottosuolo o bonifiche idrauliche), che raggiunge valori da dieci a oltre cento volte maggiori, e i suoi effetti si manifestano in tempi più brevi determinando, in alcuni casi, localmente, la compromissione di opere e attività umane. La

subsidenza è un importante fattore di rischio ambientale, specialmente nelle aree intensamente urbanizzate o di recente urbanizzazione e nelle aree costiere, in particolare quelle poste sotto il livello del mare, anche in relazione alle variazioni climatiche nel contesto mediterraneo. L'interazione di processi naturali e antropici rende complesso il suo studio e pertanto anche la sua mitigazione. Sebbene siano presenti reti di monitoraggio strumentali in alcune aree del territorio nazionale, ad esempio nella Pianura Padana, e le informazioni satellitari coprono l'intero territorio nazionale in maniera soddisfacente, la conoscenza del fenomeno è ancora parziale e disomogenea. In alcune zone, come ad esempio in Emilia-Romagna o nella Laguna di Venezia, dove l'estrazione di fluidi dal sottosuolo è rilevante, gli interventi legislativi adottati a tutela del territorio hanno rallentato o addirittura arrestato localmente la subsidenza.

Il fenomeno coinvolge circa il 14% dei comuni italiani (1.093 Comuni). Si tratta prevalentemente di comuni situati nelle regioni del Nord, in particolare nell'area della Pianura Padana. Nell'Italia centrale e meridionale il fenomeno interessa prevalentemente le pianure costiere (Figura 5.3-36). Le regioni più esposte sono il Veneto e l'Emilia-Romagna, con circa il 50% dei comuni interessati (rispettivamente 307 e 179 comuni), seguite dalla Toscana (28%, 79 comuni), Campania (19%, 103 comuni), Lombardia (17%, 257 comuni) e Friuli-Venezia-Giulia (11%, 24 comuni) (Annuario dei Dati Ambientali, ISPRA. Ed. 2019).

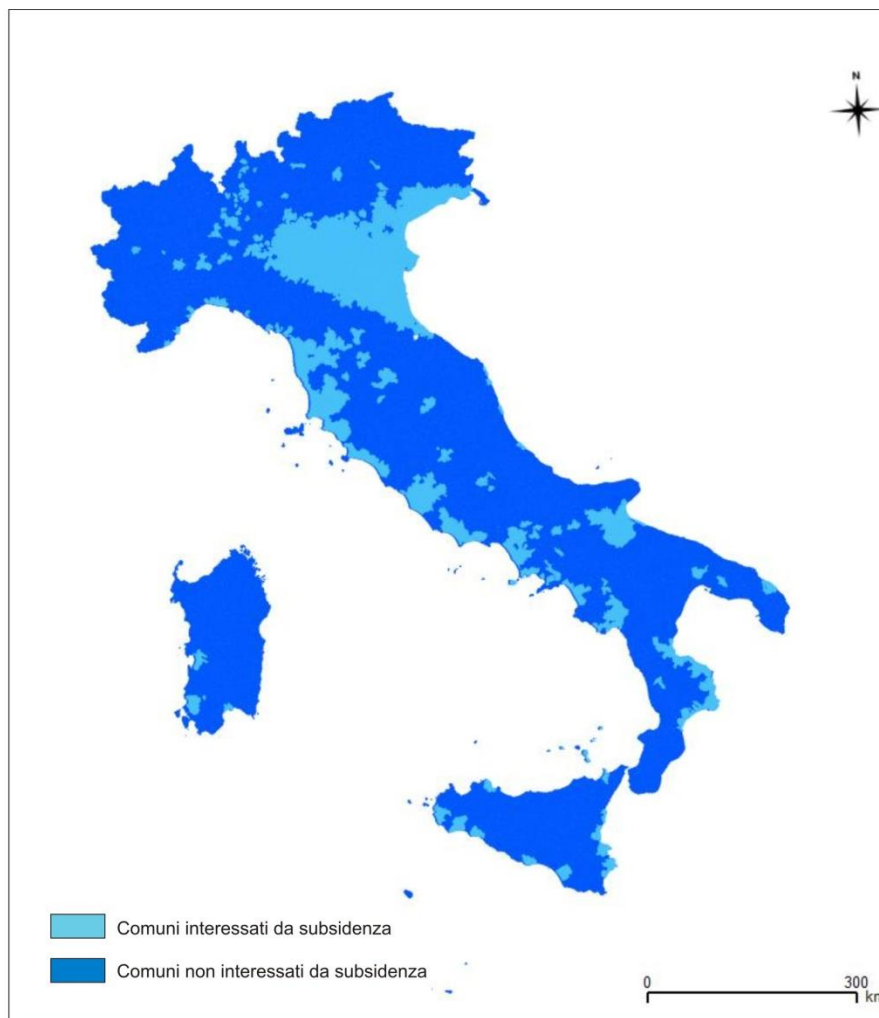


Figura 5.3-36: Comuni interessati da subsidenza. Elaborazione ISPRA da dati raccolti dalla letteratura scientifica, SNPA e Regioni, aggiornati a dicembre 2018. Da Annuario dei dati ambientali, ISPRA. Ed. 2019.

Solo in alcune aree o Regioni esiste un sistema di monitoraggio che consente di ottenere informazioni sull'andamento del fenomeno nel tempo. In Emilia-Romagna, nel 2018, sono state pubblicate la Carta delle

velocità di movimento verticale del suolo nel periodo 2011-2016 e tutte le informazioni relative agli studi effettuati per il rilievo della subsidenza. Dal rilievo si evince che gran parte del territorio (79%) non presenta nel periodo 2011-16 variazioni di tendenza rispetto al periodo 2006-2011, mentre il 18% della superficie evidenzia una riduzione della subsidenza. Da decenni in tale Regione, a causa dell'incidenza del fenomeno dovuta alle caratteristiche litostratigrafiche, idrogeologiche, tettoniche e all'estrazione di fluidi dal sottosuolo, la subsidenza viene monitorata attraverso misure di livellazione geometrica e GNSS, alle quali si sono aggiunti, negli ultimi anni, i dati di interferometria satellitare (InSAR). Anche altre Regioni hanno sviluppato sistemi di monitoraggio del territorio da satellite come ad esempio la Toscana, il Veneto, la Valle d'Aosta e grazie al *Copernicus European Ground Motion Service* (<https://land.copernicus.eu/pan-european/european-ground-motion-service>) che dal 2022 metterà a disposizione dei Paesi Europei dati di interferometria satellitare (derivati da immagini radar Sentinel-1) aggiornati annualmente, si presume che il monitoraggio della subsidenza verrà effettuato con maggiore regolarità su tutto il territorio nazionale.

Al riguardo, per finalità esemplificative, si rileva che Arpa Emilia Romagna, su incarico della Regione Emilia Romagna e in collaborazione con il Dipartimento di ingegneria civile, ambientale e dei materiali (Dicam) della Facoltà di Ingegneria dell'Università di Bologna, ha progettato e istituito nel 1997-98 una rete regionale di monitoraggio della subsidenza.

La rete è costituita, in particolare, da una rete di livellazione geometrica di alta precisione con oltre 2300 capisaldi e da una rete di circa 60 punti Gps. Entrambe le reti sono state progettate a partire dal vasto patrimonio di capisaldi esistenti in un'ottica di ottimizzazione e valorizzazione delle precedenti esperienze, selezionate ed integrate con capisaldi istituiti ex novo, in funzione di un monitoraggio a scala regionale.

Si riporta l'ultimo elaborato realizzato da ARPAE relativo alla subsidenza, con il rilievo del 2016.

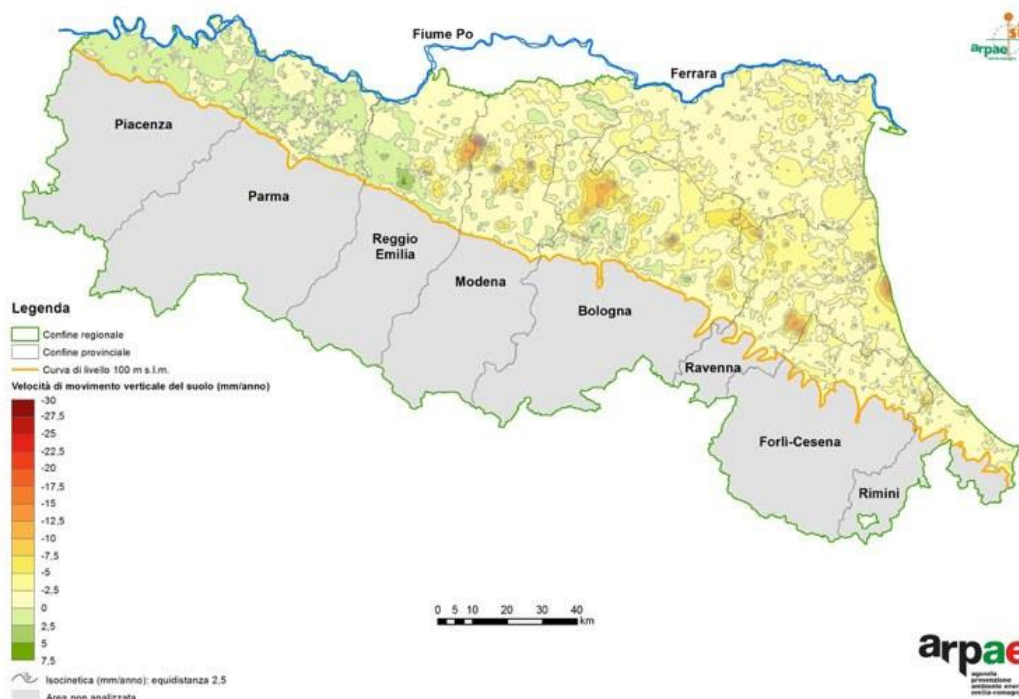


Figura 5.3-37. Carta delle velocità di movimento del suolo aggiornati al periodo 2016 (fonte ARPAE – 2018)

Per le finalità del Piano, si richiama che per la categoria ambientale 'subsidenza' sono inserite tra:

- i vincoli assoluti: area del Parco del Delta del Po, nei siti Rete Natura 2000 anche a mare gestiti dall'Ente Parco e nell'area della Riserva di Biosfera;
- i vincoli relativi di esclusione: aree con intensità/velocità del movimento verticale del suolo molto elevato, presumibile superiore a 25 mm/anno ove censite a livello regionale;
- vincoli relativi di attenzione/approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche: tutte le restanti aree non escluse, ove è presente il fenomeno.

5.3.9. Pericolosità sismica

La posizione che l'Italia occupa nel contesto geodinamico Mediterraneo, caratterizzato dalla convergenza delle placche europea ed africana, con l'interposizione della microplacca Adria, da processi di distensione nei settori di retrocatena, di flessurazione dei margini di avampaese e di sollevamento delle aree di catena, la rende un Paese tettonicamente e sismicamente attivo. Ciò determina condizioni di pericolosità sismica elevata in molti settori del territorio italiano, in particolare lungo le Alpi orientali, tutta la Catena Appenninica compreso l'Arco Calabro-Peloritano e la sua prosecuzione siculo-maghrebide, la Sicilia orientale e la Puglia Garganica. La pericolosità sismica è determinata da due componenti: lo scuotimento sismico, in genere causa della maggior parte dei danni, e la fagliazione superficiale.

Nella definizione degli scenari di rischio sismico entrano in gioco anche altri fattori, connessi con il manifestarsi di fenomeni secondari sismoindotti e/o con il contesto geologico e morfologico (frane, liquefazioni, polarizzazione delle onde sismiche, amplificazioni, effetti di sito s.l., etc.).

La presenza sul territorio di un gran numero di faglie attive e capaci, cioè faglie che, muovendosi durante i forti terremoti, possono rompere o deformare la superficie topografica, induce quindi una pericolosità per «fagliazione superficiale», in grado di procurare danni a strutture e infrastrutture antropiche.

Lo scuotimento sismico esprime l'accelerazione al suolo indotta dall'energia liberata dal terremoto e che si trasferisce alle strutture, determinandone il danneggiamento e/o la distruzione. La Pericolosità legata allo scuotimento sismico è rappresentata nella "Mappa di Pericolosità sismica a scala nazionale", elaborata dall'INGV (Figura 5.3-38). Questa mappa è allegata all'OPCM 3519 del 28 aprile 2006, che ha aggiornato i criteri nazionali per la classificazione sismica. In base a tali criteri il territorio italiano è suddiviso in quattro zone caratterizzate da differenti classi di accelerazione massima su terreno rigido (a_g), espresse come frazione dell'accelerazione di gravità g , con probabilità di superamento del 10% in 50 anni: $a_g > 0,25$ per la Zona sismica 1; $0,15 < a_g \leq 0,25$ per la Zona sismica 2; $0,05 < a_g \leq 0,15$ per la Zona sismica 3 e $a_g \leq 0,05$ per la Zona sismica 4.

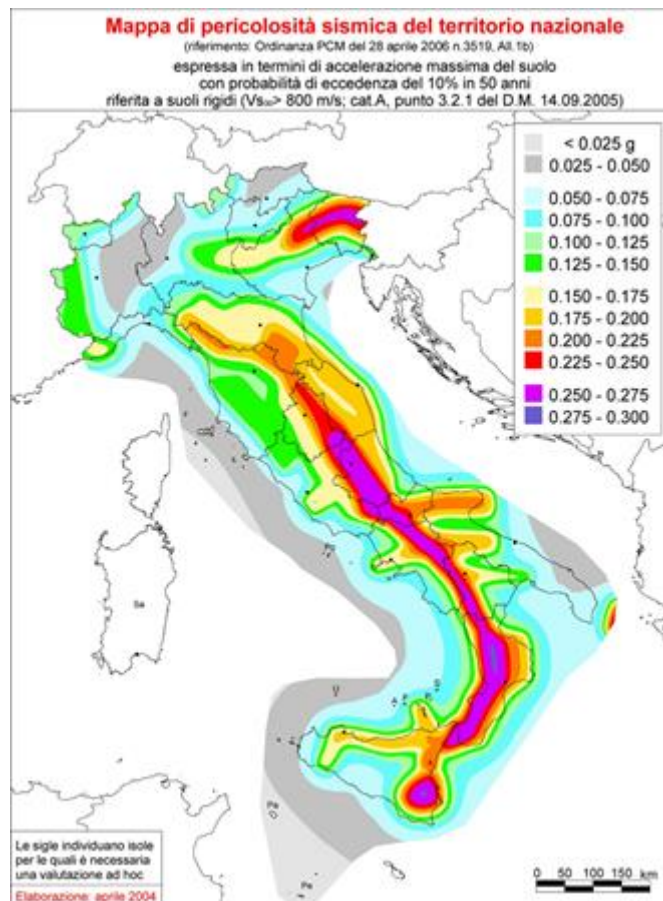


Figura 5.3-38: Mapa di pericolosità sismica (approvata con l'OPCM 3519/2006), realizzata dall'Istituto Nazionale di Geologia e Vulcanologia, di riferimento ai fini dell'individuazione dei valori di a_g (a_g è l'accelerazione al suolo espressa come frazione dell'accelerazione di gravità g) e delle zone sismiche. I valori di a_g massima vengono forniti per i punti di un reticolo di riferimento i cui nodi distano non più di 10 km (reticolo di $0,05^\circ$) e per diverse probabilità di superamento in 50 anni. Esistono diverse mappe per differenti periodi di ritorno.

Le attività ricadenti in aree con sismicità elevata e molto elevata (secondo le mappe di pericolosità sismica nazionale) saranno ulteriormente approfondite, verificando ulteriormente la possibilità di applicazione delle misure di monitoraggio secondo le Linee guida per i monitoraggi "Indirizzi e linee guida per il monitoraggio delle attività di sottosuolo (ILG)", istituiti a novembre 2014 dal MiSE (ed in fase di aggiornamento) - qualora non già in essere.

Pericolosità per fagliazione superficiale. Le faglie capaci in Italia

Un'altra componente della pericolosità legata all'attività sismica, a cui è soggetto il territorio italiano, è quella da fagliazione superficiale. Essa è dovuta alla presenza sul territorio nazionale di Faglie Capaci e cioè di superfici di rottura della crosta terrestre potenzialmente in grado di riattivarsi in un prossimo futuro in associazione con eventi sismici o anche in modo lento e continuo ed in assenza di sismicità, per *creep* asismico, dislocando o comunque deformando la superficie del terreno. Le dislocazioni lungo le faglie capaci sono in grado di produrre danneggiamenti, anche rilevanti, alle strutture e infrastrutture antropiche che vengono interessate. Gli impianti e le infrastrutture rilevanti dal punto di vista del rischio potenzialmente associato (centrali nucleari, impianti di rigassificazione, impianti a Rischio di Incidente Rilevante, grandi invasi, dighe), devono essere collocati ad adeguata distanza dalle faglie capaci; altre infrastrutture, quali quelle

lineari (es. gasdotti, oleodotti, acquedotti), qualora non possano evitare di attraversarle, devono essere progettate con opportuni accorgimenti tecnici che consentano di attutire la deformazione indotta dal processo di fagliazione, scongiurando che si verifichino danni rilevanti.

I dati sulle caratteristiche delle Faglie Attive e Capaci in Italia, quali la traccia in superficie, la geometria e cinematica, i terremoti associati, il potenziale di fagliazione e il tasso di deformazione atteso, ecc., sono raccolti e descritti da ISPRA nel Catalogo ITHACA (*ITaly HAZard from CAPable faults*). Il Catalogo, consultabile attraverso un'interfaccia web-GIS, rappresenta uno strumento applicativo utile per la stima della pericolosità da fagliazione superficiale in Italia e, quindi, di supporto per gli studi di pianificazione territoriale. Il Catalogo contiene sia Faglie Capaci (attivate negli ultimi 125.000 anni) che Potenzialmente Capaci (attive nel Quaternario, ossia c.a. ultimi 2 Milioni di anni) (Figura 5.3-39). Queste ultime comprendono faglie la cui attività non è ben vincolata nel tempo, in ragione della mancanza di studi specifici e di dettaglio, e per le quali sono necessari ulteriori approfondimenti, in particolare, nei casi di presenza e/o di progettazione di opere il cui danneggiamento possa indurre un elevato impatto ambientale e/o un incremento significativo del rischio per la popolazione.

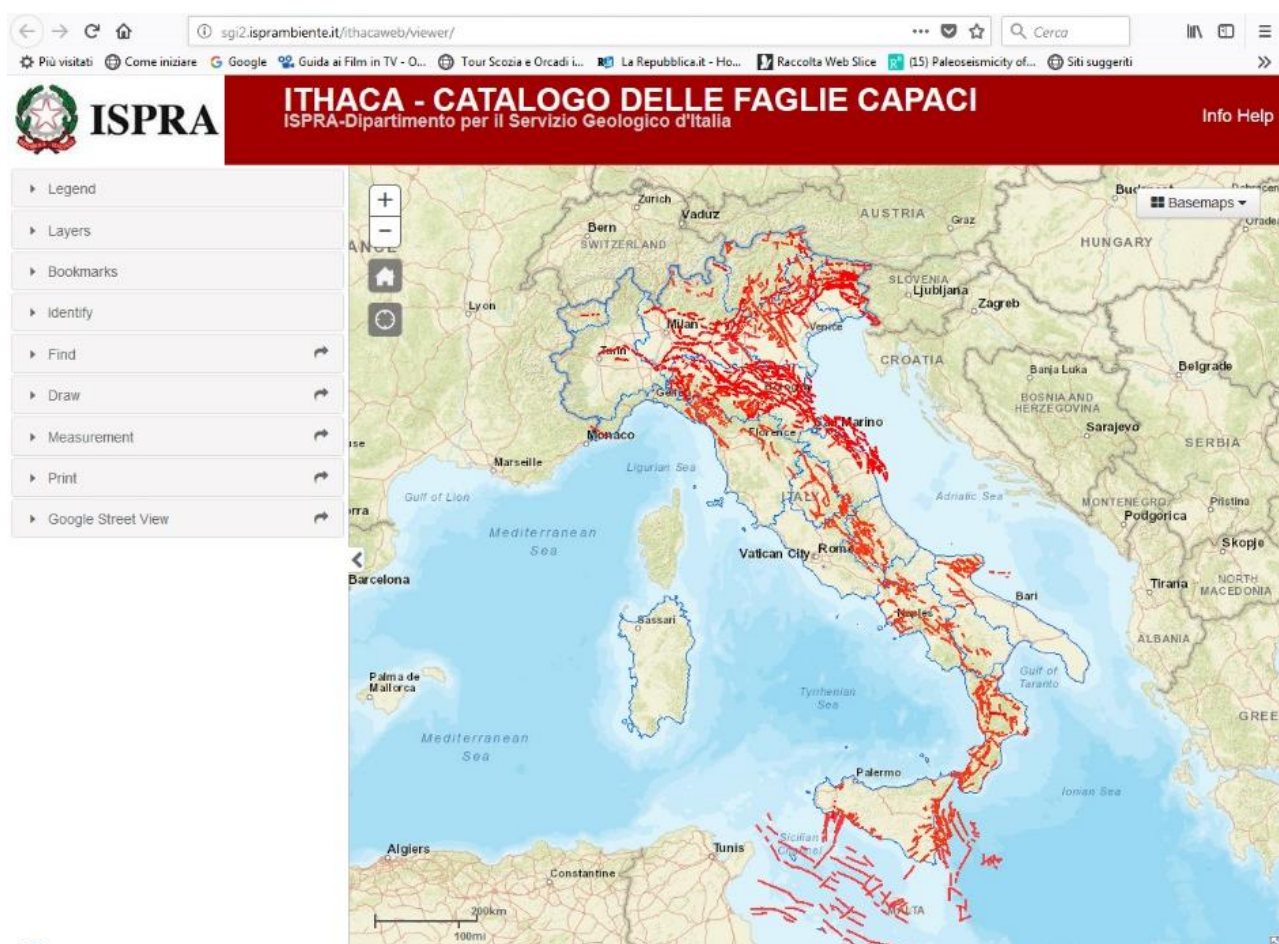


Figura 5.3-39: Screen-shot del sito web di ITHACA (*ITaly HAZard from CAPable faults*; <http://sgi2.isprambiente.it/ithacaweb/viewer/>), Catalogo delle Faglie Attive e Capaci in Italia. Sono rappresentate le Faglie Capaci (attivate negli ultimi 125.000 anni) e Potenzialmente Capaci (attive nel Quaternario, ossia c.a. ultimi 2 Milioni di anni) note in letteratura in Italia.

Il Catalogo ITHACA colleziona le informazioni sulle faglie capaci che interessano il territorio italiano disponibili in letteratura, a seguito di un esame critico degli articoli scientifici e dei *report* pubblicati. La maggior parte delle faglie catalogate deriva esclusivamente da studi pubblicati in letteratura e solo in alcuni casi sono stati

eseguiti approfondimenti attraverso l'analisi di foto aeree, di immagini satellitari e DTM, rilevamenti geologici e morfotettonici, indagini paleosismologiche. Il contenuto del Catalogo è, quindi, strettamente correlato all'esistenza e alla qualità delle fonti bibliografiche e cartografiche e al livello di studio e approfondimento eventualmente eseguito da ISPRA. ITHACA non ha, quindi, una copertura omogenea a livello nazionale e non rappresenta la totalità delle faglie capaci presenti sul territorio italiano, ma solo quelle per cui esiste almeno uno studio (anche a piccola scala) che le indica come tali. Il dettaglio delle informazioni fornite e l'accuratezza della posizione spaziale sono funzione della qualità delle indagini che sono state effettuate (rilevabile dal campo "study quality") e della scala alla quale è stato pubblicato il dato (molto variabile), indicata nel campo "mapping scale". Tali informazioni sono presenti nella Scheda descrittiva associata ad ogni faglia insieme ad altre informazioni orientate a caratterizzare la struttura in relazione al suo potenziale di fagliazione. Il campo "mapping scale" indica la risoluzione spaziale massima alla quale si può utilizzare la traccia della faglia. Nella maggior parte dei casi, la risoluzione alla quale è stata mappata la faglia non consente applicazioni alla scala di dettaglio, per le quali sono necessari indagini e rilievi specifici. Infatti, le pubblicazioni scientifiche da cui deriva il dato catalogato raramente forniscono la traccia della faglia a grande scala. Per i suddetti motivi le tracce delle faglie riportate in ITHACA non possono essere utilizzate per realizzare zonazioni a livello locale per tutto il territorio nazionale.

Ai fini del Piano in oggetto, si richiama che per la categoria ambientale relativa alle 'aree interessate da fenomeni di fagliazione superficiale - le Faglie attive e capaci' viene previsto che per:

- i vincoli relativi di esclusione: nelle zone in cui sono presenti faglie superficiali è esclusa ogni attività che possa originare una forma di sovrappressione (ad esempio nella fase di re-iniezione dell'acqua di strato);
- vincoli relativi di attenzione/approfondimento da considerare nelle VINCA e nelle VIA: tutte le restanti zone (con la relativa Zona di rispetto specifica) sono da attenzionare.

Secondo quanto sopra, nelle zone in cui sono presenti faglie potenzialmente attive, e faglie attive e capaci, si esclude ogni forma di creazione di sovrappressione nei livelli che vadano a interferire, o siano vicini, con le suddette faglie (in caso di lineamenti dettagliatamente localizzati e definiti spazialmente). Si ritiene inoltre di escludere qualsiasi tipo di operazione di perforazione o realizzazioni di centrali di trattamento di idrocarburi in corrispondenza di faglie attive con evidenza superficiale, e quindi facilmente identificabili. In questo caso il vincolo di esclusione riguarda le attività potenzialmente conducibili nei titoli concessori.

Nel caso di faglie attive e/o capaci a ridosso di giacimenti attualmente in produzione, si verificherà ulteriormente la possibilità di applicazione degli ILG istituiti dal MiSE nel 2014, ed in fase di aggiornamento, laddove non siano già in corso.

Sorgenti Sismogenetiche

A completamento del database ITHACA sopra mostrato, si può considerare il DISS, ovvero il Database delle Sorgenti Sismogenetiche realizzato dall'INGV. Il database è una compilazione di tutte le sorgenti potenziali per terremoti superiori alla magnitudo 5.5 in Italia e nelle aree prossime al territorio nazionale. Il DISS è un database di faglie, tettonica e informazioni paleosismologiche dedicato ad applicazioni potenziali nella valutazione del rischio sismico a scala regionale e nazionale. Il DISS rappresenta faglie in tre dimensioni, tutti i record sono parametrizzati e tende ad essere il più completo possibile.

Gli oggetti principali riportati all'interno del DISS sono:

- la sorgente sismogenetica individuale ([individual seismogenic source](#)), una rappresentazione tridimensionale semplificata del piano di faglia rettangolare, volta a mostrare il comportamento caratteristico relativo alle dimensioni e alla magnitudo aspettata.
- La sorgente composita sismogenetica ([composite seismogenic source](#)), una rappresentazione semplificata tridimensionale di una faglia crostale contenente un numero non specificato di sorgenti sismogenetiche che non possono essere isolate. Le sorgenti sismogenetiche composite non sono associate a uno specifico set di terremoti o di distribuzione di terremoti.
- La [debated seismogenic source](#) è una faglia attiva che è stata proposta e dibattuta in letteratura come potenziale sorgente sismogenetica, ma che non era considerata abbastanza affidabile o dove i parametri non sono perfettamente vincolati né inclusi in altre categorie note.
- La zona di subduzione ([subduction zone](#)), è una rappresentazione semplificata e tridimensionale del complesso sistema di subduzione, identificato principalmente da contouring colorato in profondità.

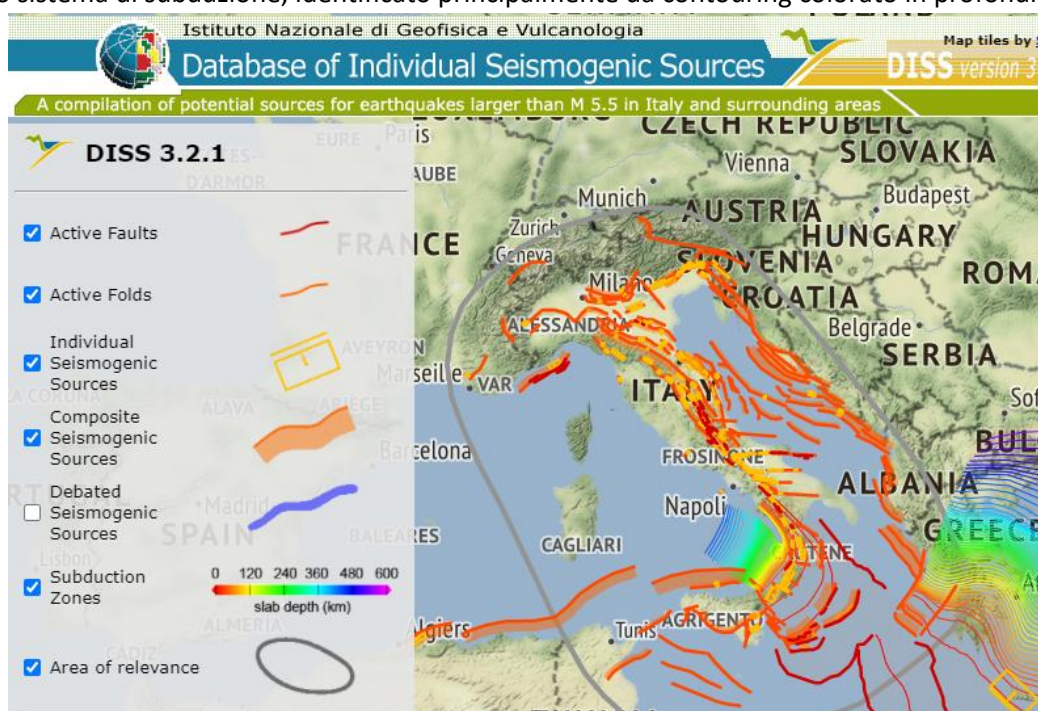


Figura 5.3-40: *Screen-shot del sito web di DISS 3.2.1 (Database of Individual Seismogenic Sources; <http://diss.rm.ingv.it/dissGM/>) Catalogo delle sorgenti sismogenetiche in Italia a cura dell'INGV.*

Sismicità indotta e innescata

È noto che alcune attività antropiche sono potenzialmente in grado di indurre o innescare terremoti, poiché possono creare interferenze con il campo di stress crostale locale e alterare le condizioni di equilibrio, soprattutto quando sono prossime allo stato limite di rottura. Il riempimento d'invasi idrici, la produzione di energia geotermica, l'attività mineraria, le attività di esplorazione, estrazione e/o iniezione di fluidi nel sottosuolo (produzione di idrocarburi, lo stoccaggio di gas, il sequestro sotterraneo di CO₂, la reiniezione delle acque di strato nel sottosuolo, etc), le tecniche di *fracking* utilizzate per l'estrazione di shale oil e/o shale gas, o anche per lo sviluppo di serbatoi di stoccaggio, le esplosioni legate ai test nucleari, etc sono tra le principali attività antropiche responsabili di sismicità indotta e/o innescata al livello globale (National Research Council, 2013).

Con il termine “sismicità indotta” si intende la sismicità generata da variazioni del campo di stress attribuibili ad attività antropiche (McGarr et al., 2002). In genere, si tratta di tremori di modesta energia che possono essere rilevati esclusivamente da strumenti ad alta sensibilità. Tuttavia, in casi particolari, i terremoti indotti possono essere sufficientemente energetici (raggiungendo magnitudo intorno a valori 3-3.5), da essere percepiti e/o arrecare danneggiamenti.

Le attività antropiche sono responsabili solo di una minima frazione delle variazioni del campo di stress che genera la sismicità, mentre il ruolo principale è svolto dal campo di stress naturale dovuto alla tettonica.

Quando l'azione antropica s'inserisce in settori crostali in cui il campo di stress naturale, dovuto alla tettonica, presenta condizioni critiche (in corrispondenza di strutture sismogeniche cariche), le variazioni di tensione indotte possono innescare terremoti la cui energia è funzione delle condizioni di stress locali e/o regionali. In tali casi, si parla di “sismicità innescata”. Anche minime variazioni del campo di stress o della forza d'attrito lungo faglie pre-esistenti possono dare inizio (innescare) alla rottura. Il meccanismo del *triggering* (innesco) condiziona l'evoluzione delle sequenze sismiche ed è il motivo per cui terremoti anche piccoli, in contesti sismogenici attivi, possono essere il preludio ad eventi di maggiore magnitudo, o che uno stesso terremoto di forte magnitudo possa innescare altri eventi di maggiore o minore energia. Questo è il principale motivo, per cui, in un territorio come l'Italia, ricco di sorgenti sismiche primarie, di strutture tettoniche secondarie e di elementi a esse correlate, più o meno, passivi e/o ereditati, la sismicità indotta/innescata dalle attività antropiche presenta implicazioni sul rischio sismico delle aree interessate.

La sismicità indotta produce un incremento del livello di rischio sismico attraverso tre fattori che intervengono nelle stime di pericolosità (Mucciarelli, 2013):

- Deviazione della distribuzione della sismicità dal modello assunto per le stime ordinarie, causando eventi che seguono processi fortemente non lineari nello spazio e nel tempo;
- Accelerazioni elevate dovute alle ridotte profondità degli ipocentri dei terremoti indotti. La minore profondità degli ipocentri, a parità di magnitudo, ha come conseguenza una maggiore attenuazione allontanandosi dall'epicentro, ma anche maggiori accelerazioni e intensità macrosismiche e maggiore probabilità di occorrenza di effetti primari (fagliazione) in superficie;
- Anticipo dell'occorrenza di scosse naturali, amplificando gli effetti del deficit di protezione antisismica e di adeguamento delle strutture ed infrastrutture, che caratterizzano il panorama architettonico ed urbanistico italiano.

La distinzione tra sismicità indotta e innescata nella realtà non è netta. Infatti, molti dei terremoti indotti si verificano lungo piccole faglie pre-esistenti che si attivano a causa dei fluidi che vi penetrano internamente e che alterano le condizioni di sforzo normale pre-esistenti. La sismicità indotta avviene quando la pressione di un fluido lungo la superficie di una faglia o frattura raggiunge un valore critico al di sopra del quale viene superato l'attrito che impedisce lo scivolamento della faglia. La diffusione di fluidi nel sottosuolo genera incremento della pressione di poro e porta a una riduzione dello stress normale efficace lungo il piano di faglia. L'aumento del rapporto tra lo stress di taglio e lo stress normale può dare origine alla rottura.

Nel rapporto ICHESE (2014) viene riportato che numerosi studi scientifici hanno descritto casi nei quali l'estrazione e/o l'iniezione di fluidi in campi petroliferi o geotermici è stata associata al verificarsi di terremoti, a volte anche di magnitudo maggiore di 5, anche se spesso è difficile dimostrare con certezza la diretta correlazione. I casi riportati si riferiscono in gran parte all'aumento di pressione di carico legato a serbatoi molto grandi e a iniezioni di grandi volumi di fluido (in genere acqua di processo) nella roccia circostante, non nello stesso serbatoio in cui avviene l'estrazione, durante operazioni per recupero avanzato di idrocarburi o per tenere costante la pressione. Esistono comunque alcuni casi in cui l'attività sismica è stata associata a re-iniezione di acqua di processo nello stesso serbatoio dal quale è stato estratto olio o gas (ICHESE, 2014).

L'evento sismico più energetico considerato attribuibile all'iniezione di fluidi ad alta pressione è quello di magnitudo Mw 5.5, avvenuto nel 2017 nei pressi di Pohang in Corea del Sud (Grigoli et al., 2018).

L'attenzione verso la sismicità indotta è aumentata negli ultimi decenni, a seguito dell'osservazione di un forte incremento della sismicità in alcune aree degli stati Uniti d'America, in relazione all'aumentare delle attività antropiche. Negli USA, infatti, il numero di terremoti è rimasto costante dagli anni '70 al 2000, poi è aumentato per le attività umane (Ellsworth, 2013), in particolare per l'applicazione della tecnica del *fracking*.

In Italia, dopo i primi studi del prof. Caloi, pubblicati dopo il disastroso evento della frana del Vajont del 1964 (Caloi, 1970), il tema della sismicità indotta è stato quasi ignorato e talvolta negato, sebbene si siano verificati episodi di sismicità indotta/innescata, documentati o dubbi, soprattutto connessi con la realizzazione dei grandi bacini idrici e di attività geotermiche, dal 1949 al 2012 (ISPRA, 2014). Il tema è tornato ad avere una forte attenzione a seguito della sequenza sismica del 2012 in Emilia e l'istituzione, da parte del MiSE, della commissione ICHESE, a cui fu assegnato il compito di stabilire se i terremoti avessero avuto cause antropiche.

Infatti, a seguito della Nota del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Prot. 0042579/GAB dell'8 agosto 2013, nella quale si chiedeva a ISPRA *"sulla base delle conoscenze e dell'esperienza possedute nell'ambito anche della geologia della tettonica attiva e della fagliazione superficiale, nonché degli impatti ambientali conseguenti"* di procedere *"ad una raccolta organica e ragionata delle informazioni consolidate e disponibili"* sullo stato delle conoscenze sulle *"possibili relazioni tra le attività di esplorazione ai fini della ricerca e coltivazione di campi di idrocarburi, sia sulla terraferma che in mare, anche condotte con tecniche nuove, ma non completamente conosciute, come quella dell'idrofrantumazione, e l'aumento, se non l'innescò, di una ulteriore attività sismica"*, è stata promossa da ISPRA la creazione di un Tavolo di Lavoro (Prot. 0045349 del 12 novembre 2013) che ha visto coinvolti, oltre all'Istituto stesso, anche l'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia INGV, il Consiglio Nazionale delle Ricerche CNR, l'Istituto Nazionale di Oceanografia e Geofisica Sperimentale OGS, il Dipartimento della Protezione Civile della Presidenza del Consiglio dei Ministri e il Ministero dello sviluppo economico – Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche. Il risultato di questo Tavolo di Lavoro è stato il *Rapporto sullo stato delle conoscenze riguardo alle possibili relazioni tra attività antropiche e sismicità indotta/innescata in Italia nel 2014* (https://www.isprambiente.gov.it/files/notizie-ispra/notizia-2014/rapporto-sismicita-indotta-innescata-in-italia/Rapporto_sismicita_indotta_innescata_in_italia.pdf).

Nel *Report on the Hydrocarbon Exploration and Seismicity in Emilia Region* del 2014, la Commissione non esclude che i terremoti potessero essere stati causati dalle attività svolte nel campo di estrazione di idrocarburi di Cavone. Negli anni successivi alcuni studi scientifici mostrarono che la probabilità che le attività svolte a Cavone avessero potuto innescare il terremoto dell'Emilia è molto bassa. Sono stati necessari circa 3 anni, il lavoro di esperti internazionali e numerosi studi scientifici per escludere con ragionevole evidenza che le attività umane avessero causato il terremoto. Dal rapporto ICHESE emerse la necessità di eseguire dei monitoraggi specifici per acquisire le necessarie informazioni sulla microsismicità eventualmente indotta dalle attività antropiche. Quindi, nel 2014, il MiSE, a seguito dell'istituzione di un apposito Gruppo di Lavoro di esperti, emanò gli *"Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche"* (ILG) che rappresentano gli indirizzi e i criteri generali per la formulazione di buone pratiche, da applicare alle singole concessioni in funzione delle caratteristiche del sito e del progetto di reiniezione, estrazione o stoccaggio. Gli ILG possono essere adottati, attraverso specifici adattamenti, anche per invasi idrici artificiali, geotermia tradizionale, a ciclo chiuso o stimolata, stoccaggio di CO₂, cave e miniere.

Pertanto, dal 2014, in Italia tali ILG rappresentano un riferimento per il monitoraggio delle attività di coltivazione di idrocarburi, reiniezione di fluidi e stoccaggio di gas nel sottosuolo. Gli ILG definiscono: dei domini di rilevazione entro i quali monitorare i fenomeni; come deve essere fatta la caratterizzazione geologica, strutturale e sismotettonica; le caratteristiche del monitoraggio sismico, delle deformazioni del

suolo e delle pressioni di poro; indirizzi in materia di gestione, controllo e intervento proponendo un sistema decisionale a semaforo; un sistema di divulgazione dei dati e delle informazioni. Il previsto monitoraggio sismico di dettaglio (che deve iniziare prima della perturbazione antropica, per conoscere le condizioni precedenti del sistema) permette di apprezzare la microsismicità, analizzarne l'evoluzione man mano che i fluidi si diffondono e valutare la sua migrazione eventualmente verso zone di faglia note (e.g. Ogwari et al., 2016). I sistemi di monitoraggio previsti negli ILG costituiscono gli strumenti necessari a garantire che le attività industriali di sottosuolo, in particolare quelle che prevedono la reiniezione di fluidi, siano svolte con le dovute precauzioni. La descrizione dell'applicazione degli ILG in alcuni siti pilota è riportata in Braun et al. (2020).

Per monitorare la sismicità indotta da attività di estrazione di idrocarburi o reiniezione di fluidi, in caso di rilascio dei nuovi titoli concessori, e nei casi riscontrati di proroga di titoli e attività esistenti, il Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016 art. 13 prevede che vengano applicate gli indirizzi e le linee guida (ILG) alle concessioni individuate secondo i criteri degli ILG stessi. Come riportato al comma 2 del sopracitato articolo *“Gli «Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche» predisposto dal Gruppo di lavoro istituito con delibera 27 febbraio 2014 del Presidente della CIRM e pubblicato sul sito internet della DGS-UNMIG sono considerati specifiche tecniche avanzate.”* (3.1.4).

Problema dell'integrità dei pozzi

I processi geodinamici che avvengono a scala planetaria inducono campi di stress differenti nelle diverse regioni del globo (Ruff, 2002; Zoback & Zoback, 2002). Tali processi agiscono con particolare energia nella regione mediterranea, determinando, per il territorio italiano, una distribuzione complessa dei campi di stress crostali regionali, con settori caratterizzati da compressione, altri da trascorrenza, altri ancora da prevalente distensione (Montone et al., 1999). In alcune regioni (Appennino centro-settentrionale) il regime di stress di primo ordine cambia con la profondità, passando da distensivo a compressivo, mentre in altre (Appennino meridionale) sembra essere continuo nell'intera crosta, di tipo *normal fault* (Montone, et al., 1999; Mariucci et al., 1999; Montone et al., 2004).

Nel caso in cui una perforazione sia effettuata in una zona caratterizzata da un campo di stress anisotropo, la sezione in pianta del foro, inizialmente circolare, può assumere col tempo una forma circa ellittica. Tali allargamenti su pareti opposte del foro, allineati con la direzione di stress orizzontale minimo, dovuti allo sviluppo di fratture di taglio coniugate, sono detti *breakout*. I *breakout* possono, comunque, essere collegati anche a rotture per estensione (Haimson, 1997).

I *breakout* nei pozzi possono formarsi a causa di campi di stress sia regionali che locali, correlati a differenti possibili strutture tettoniche (Aleksandrowski et al., 1992). In Italia i casi noti di *breakout* sono molte decine. Alcune analisi dello stress crostale in Italia da dati di *breakout* sono forniti da Mariucci e Müller (2003), Barba et al. (2010), Mariucci e Montone (2020). *Breakout* possono formarsi anche se i pozzi attraversano direttamente strutture tettoniche, come nel caso descritto da Mariucci et al. (2002) in Basilicata. È evidente la necessità di monitorare questi tipi di fenomeni per scongiurare la fuoriuscita di idrocarburi o di reflui ed evitare la contaminazione delle falde acquifere.

5.3.10. Zone vulcaniche

Il vulcanismo che interessa il territorio italiano è legato, in linea generale, al processo di subduzione della placca africana al di sotto di quella euroasiatica. L'interazione tra le due placche ha generato, in tempi diversi, le catene montuose delle Alpi e degli Appennini, l'apertura del bacino tirrenico e la progressiva chiusura del bacino adriatico determinando un quadro geodinamico estremamente complesso in cui coesistono aree stabili, in compressione ed in distensione. Tale complessità geodinamica si riflette nella variabilità degli stili eruttivi dei vulcani italiani che hanno dato origine, nel tempo, ad uno spettro di eruzioni che va da eventi a bassa/nulla esplosività sino ad eventi ad altissima esplosività.

Oltre ad Etna e Stromboli, in permanente attività negli ultimi secoli, i vulcani italiani che possono essere ritenuti attivi, per i quali, cioè, l'intervallo di tempo trascorso dall'ultima eruzione ad oggi è minore del massimo intervallo di quiescenza conosciuto, sono il Vesuvio (ultima eruzione nel 1944), Ischia (1302), Campi Flegrei (1538), Vulcano (1888-1890), Lipari (729), i Colli Albani (36.000 b.p.) e l'area del Canale di Sicilia - Pantelleria (Isola Ferdinandea, 1831; Pinne marine, 1867; mare di Pantelleria 1891). Tra i numerosi vulcani sottomarini del Tirreno e del Canale di Sicilia si hanno evidenze di attività recente anche per il Marsili e Palinuro, mentre mancano dati certi per gli altri edifici vulcanici sommersi (Figura 1).

L'attività vulcanica produce una serie di fenomeni che possono rappresentare un serio pericolo per l'uomo, le sue attività e l'ambiente. Tali fenomeni sono direttamente (colate di lava, flussi piroclastici, eiezione di materiali) o indirettamente (colate di fango, terremoti, tsunami) legati alle eruzioni. Generalmente il loro grado d'intensità - e quindi la pericolosità di un vulcano attivo - è strettamente correlato con il tempo di quiescenza. Più questo è prolungato, più aumenta la probabilità di una ripresa dell'attività con eruzioni ad alta esplosività, a causa del continuo accumulo di magma e gas all'interno della camera magmatica. Le forze in gioco sono enormi e sfuggono alla possibilità di mitigazione da parte dell'uomo.

Parti localizzate del territorio italiano sono pertanto affette da un elevato grado di pericolosità vulcanica.

Poiché non è possibile mitigare tale pericolosità è evidente come la crescita dell'urbanizzazione nell'area vulcanica napoletana, spintasi sui fianchi dell'apparato (Vesuvio, Ischia) e all'interno del campo vulcanico flegreo, abbia accresciuto esponenzialmente il rischio, ponendo enormi problematiche di gestione delle future fasi emergenziali, anche in caso di eruzioni di modesta intensità. Diverso il discorso per l'Etna in cui l'attuale stato di condotto aperto, con libera fuoriuscita dei gas, riduce la possibilità di eruzioni ad alta esplosività. Il maggior pericolo è legato alle colate di lava che possono raggiungere i centri abitati etnei lasciando comunque il tempo per l'evacuazione della popolazione. Stromboli è un vulcano in perenne attività, capace di violente ed improvvise eruzioni che possono coinvolgere gran parte dei centri abitati isolani. Durante le fasi parossistiche, oltre alle problematiche relative ai prodotti di ricaduta, possono verificarsi movimenti franosi lungo i fianchi, subaerei e sottomarini, di dimensioni tali da innescare tsunami, anche di entità molto superiore a quello verificatosi nel 2002.

Rischio decisamente inferiore, ma non del tutto trascurabile, è connesso ai vulcani sottomarini, sia nel Tirreno, sia nel Canale di Sicilia. La pericolosità di tali vulcani non è legata solo all'attività endogena, ma anche alla possibile attivazione di movimenti gravitativi lungo il versante del vulcano, che potrebbero generare onde di tsunami.

Un discorso a parte è necessario per l'area del Canale di Sicilia-Pantelleria a causa della concentrazione di permessi di ricerca per idrocarburi presenti nell'area.

Negli ultimi anni diversi studi hanno evidenziato la presenza di numerosi con vulcanici con evidenza di attività recente con l'eruzione subaerea e l'emersione dell'isola Ferdinandea (Graham) nel 1831, parte del grande apparato vulcanico sommerso Empedocle, e le eruzioni sottomarine dei seamounts Terribile e Pinne nel settore nordorientale e del mare di Pantelleria (1890) nel settore meridionale. Oltre ai con vulcanici sono diffusamente presenti Pockmarks, depressioni circolari legate al degassamento, anche violento, dei fluidi, in sedimenti inconsolidati.

Attualmente in tutti i centri eruttivi attivi in Italia vengono costantemente monitorati i parametri significativi dell'attività vulcanica, quali quello sismico, geochimico, delle deformazioni del suolo, gravimetrico e visivo.

Negli ultimi decenni solo Etna e Stromboli hanno dato luogo ad eruzioni di rilievo con conseguenti disagi al traffico aereo e, purtroppo, anche con coinvolgimento della popolazione. Ferimenti si sono registrati durante le eruzioni etnee del 2002 e 2017, mentre una vittima è stata provocata dalla recente eruzione dello Stromboli. Attualmente il Vesuvio non mostra alcun segnale di riattivazione mentre dal 2011 ad oggi è stato registrato un sollevamento del suolo di circa 57cm nell'area di Pozzuoli (Campi Flegrei), accompagnato da un incremento dei microterremoti. La situazione non è tale da suggerire significative evoluzioni a breve termine, ma è costantemente monitorata dall'Osservatorio Vesuviano-INGV che produce un report settimanale⁶¹. Tenuti sotto controllo anche i Colli Albani alla luce del costante sollevamento del suolo degli ultimi anni e dalle nuove ricerche di INGV e CNR (Marra et al., 2016; Trasatti et al., 2018) che ipotizzano una lenta ricarica della camera magmatica che potrebbe essere preludio, a lungo termine, di una nuova fase eruttiva.

Nel caso di Vesuvio e Campi Flegrei, il Dipartimento di Protezione Civile ha predisposto appositi piani di emergenza, volti a gestire le fasi di eventuali eruzioni anche tramite l'evacuazione delle aree ritenute a rischio sulla base degli scenari eruttivi di riferimento. I piani nazionali vengono anche testati periodicamente, come fatto nell'ottobre 2019 con l'esercitazione Exe Flegrei, che ha coinvolto tutti i Centri di Competenza del DPC.

Sarebbe, comunque, necessario e auspicabile che tale pianificazione fosse accompagnata sia da un'azione di decongestionamento di una situazione urbanistica inconciliabile con la presenza di strutture vulcaniche attive, sia da un'opera di corretta sensibilizzazione della popolazione che prenda coscienza dell'ineluttabilità dell'evento, della possibilità di lunghi tempi d'attesa e di falsi allarmi, e la possibilità che l'eruzione si manifesti con intensità e modalità diverse da quelle previste.

⁶¹ <http://www.ov.ingv.it/ov/it/campi-flegrei.html>

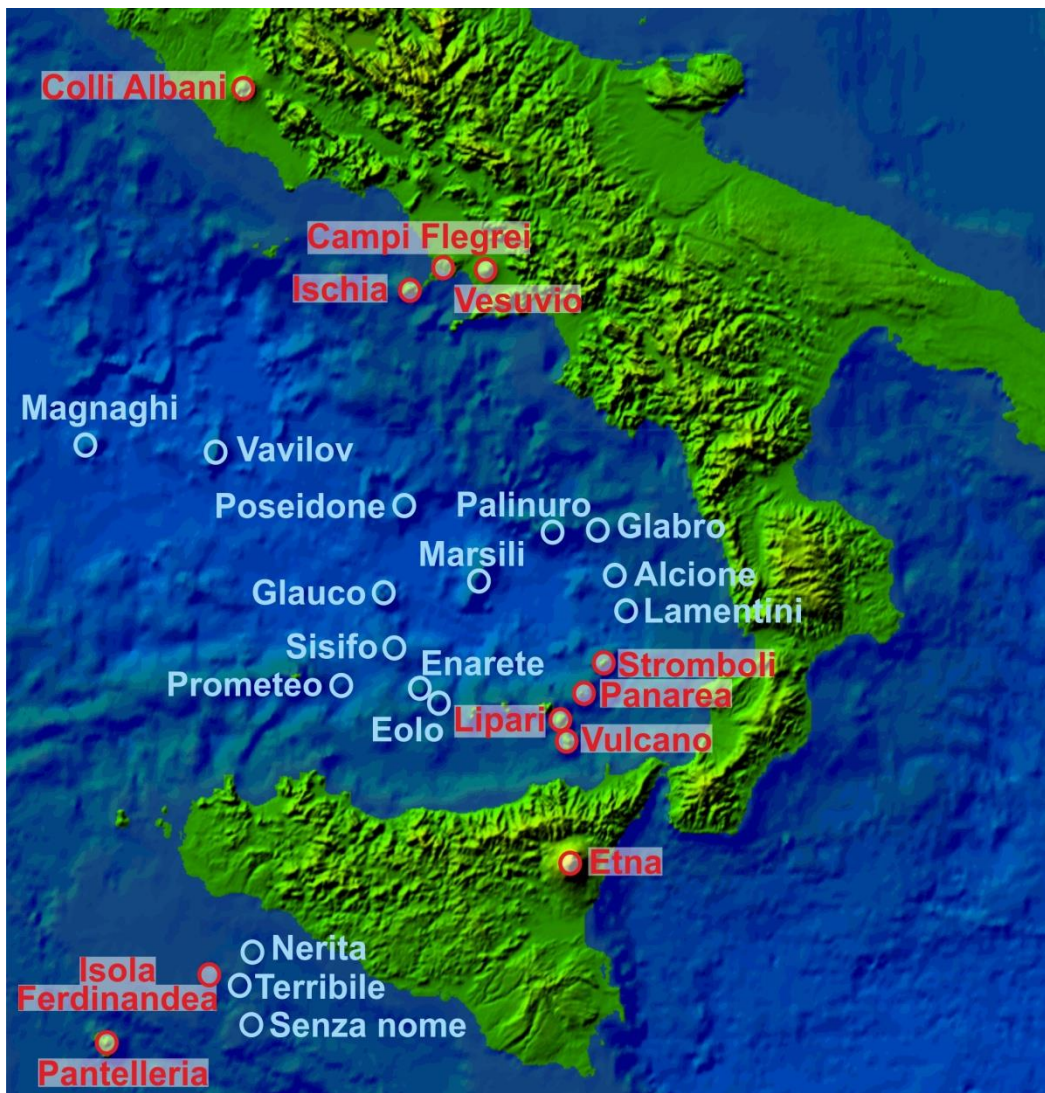


Figura 5.3-41: b) Vulcani attivi (cerchi rossi) e vulcani sottomarini (cerchi celesti) in Italia. Fonti: Elaborazione ISPRA su dati INGV

5.3.11. Uso e copertura del suolo

Il suolo è una risorsa limitata i cui tempi di formazione sono generalmente molto lunghi ma che può essere distrutto fisicamente in tempi molto brevi o alterato chimicamente e biologicamente, nonostante la sua resilienza, sino alla perdita delle proprie funzioni. Componente chiave delle risorse fondiari dello sviluppo agricolo e della sostenibilità ecologica, il suolo costituisce la base della produzione di cibo, foraggio, carburante e fibre. L'impermeabilizzazione rappresenta la principale causa di degrado del suolo in Europa, in quanto comporta un rischio accresciuto di inondazioni, contribuisce ai cambiamenti climatici, minaccia la biodiversità, provoca la perdita di terreni agricoli fertili e aree naturali e seminaturali, contribuisce insieme alla diffusione urbana alla progressiva e sistematica distruzione del paesaggio, soprattutto rurale. La copertura con materiali impermeabili è probabilmente l'uso più impattante che si può fare della risorsa suolo poiché ne determina la perdita totale o una compromissione della sua funzionalità tale da limitare/inibire il suo insostituibile ruolo nel ciclo degli elementi nutritivi. Le funzioni produttive dei suoli sono, pertanto, inevitabilmente perse, così come la loro possibilità di assorbire CO₂, di fornire supporto e sostentamento per la componente biotica dell'ecosistema, di garantire la biodiversità e, spesso, la fruizione sociale.

Copertura del suolo

Per copertura del suolo (Land Cover) si intende la copertura biofisica della superficie terrestre, comprese le superfici artificiali, le zone agricole, i boschi e le foreste, le aree seminaturali, le zone umide, i corpi idrici, come definita dalla direttiva 2007/2/CE. L'impermeabilizzazione del suolo, ovvero la copertura permanente di parte del terreno e del relativo suolo con materiali artificiali (quali asfalto o calcestruzzo) per la costruzione, ad esempio, di edifici e strade, costituisce la forma più evidente e più diffusa di copertura artificiale. Altre forme di copertura artificiale del suolo vanno dalla perdita totale della "risorsa suolo" attraverso la rimozione per escavazione (comprese le attività estrattive a cielo aperto), alla perdita parziale, più o meno rimediabile, della funzionalità della risorsa a causa di fenomeni quali la compattazione (es. aree non asfaltate adibite a parcheggio).

La copertura del suolo al 2017 (Tabella 5.3-28) viene stimata attraverso la nuova cartografia nazionale ad alta risoluzione (Figura 5.3-42).

Tabella 5.3-28: Copertura del suolo in Italia nel 2017. Fonte: carta nazionale di copertura del suolo ISPRA

Classi di copertura	Superficie (ha)	Superficie (%)	Differenza 2012-2017 (%)
Superfici artificiali e costruzioni	2.306.253	7,65	1,09
Superfici naturali non vegetate	490.455	1,63	-0,53
Alberi	13.845.858	45,94	4,70
Arbusti	1.390.127	4,61	-10,18
Vegetazione erbacea	11.663.525	38,70	-3,96
Acque e zone umide	443.507	1,47	-1,05



Figura 5.3-42: Carta nazionale di copertura del suolo, 2017. Fonte ISPRA “Territorio e trasformazioni in Italia”

Uso del suolo

L'uso del suolo (*Land Use*) è un riflesso delle interazioni tra l'uomo e la copertura del suolo e costituisce una descrizione di come il suolo venga impiegato in attività antropiche. La direttiva 2007/2/CE definisce l'uso del suolo come una classificazione del territorio in base alla dimensione funzionale o alla destinazione socioeconomica presenti e programmate per il futuro (ad esempio: residenziale, industriale, commerciale, agricolo, silvicolo, ricreativo). Un cambio di uso del suolo (e ancora meno un cambio di destinazione d'uso del suolo previsto da uno strumento urbanistico) potrebbe non avere alcun effetto sullo stato reale del suolo, che potrebbe mantenere intatte le sue funzioni e le sue capacità di fornire servizi ecosistemici.

L'uso del territorio secondo la nuova cartografia ISPRA è stato suddiviso nelle tre classi di primo livello (urbano, agricolo e naturale) e nelle sei sottoclassi che integrano anche la copertura artificiale e non artificiale (artificiale in ambito urbano, non artificiale in ambito urbano, artificiale in ambito agricolo, non artificiale in ambito agricolo, artificiale in ambito naturale e non artificiale in ambito naturale). Si riportano di seguito le superfici e le percentuali complessive al 2017 e le superfici nei diversi ambiti suddivise, in base alla copertura, nelle sei sottoclassi, con il confronto tra il 2012 e il 2017 (*Tabella 5.3-29* e *Figura 5.3-43*). A livello nazionale, la superficie maggiore tra le classi di uso del suolo si riconduce all'ambito agricolo, con 15.509.775 ettari, seguita dall'ambito naturale con 12.975.448 ettari e dall'ambito urbano con 1.654.502 ettari, indicando la vocazione agricola italiana e la grande estensione di superfici naturali, soprattutto nelle aree montuose alpine e appenniniche.

In ambito agricolo e naturale le superfici non artificiali occupano le superfici maggiori, con 14.467.707 ettari in ambito agricolo e 12.735.356 ettari in ambito naturale, mentre le superfici artificiali in queste due classi occupano 1.042.068 ettari per l'agricolo e 240.092 per l'ambito naturale; in ambito urbano si trova invece la situazione inversa, con una maggiore estensione delle superfici artificiali (1.024.267 ettari) e 630.235 ettari di superficie non artificiale.

La differenza percentuale tra il 2012 e il 2017 mostra che è stato perso lo 0,17% delle aree ad uso agricolo. La perdita si è concentrata nelle aree agricole a copertura non artificiale (-0,26%) mentre, allo stesso tempo, si è assistito a una crescita di aree artificiali in ambito agricolo (+1,06%). In ambito urbano e naturale la differenza tra il 2012 e il 2017 è invece positiva, con una crescita dello 0,64% dell'ambito urbano e dello 0,12% di quello naturale. Osservando la tipologia di superficie nelle due classi, le aree non artificiali in ambito urbano sono diminuite dello 0,11%, mentre le aree non artificiali in ambito naturale sono aumentate dello 0,10%; infine le aree artificiali sono cresciute in entrambi gli ambiti (1,11% in ambito urbano e 1,15% in ambito naturale). I cambiamenti si sono quindi registrati complessivamente con una perdita di suolo non artificiale negli ambiti più antropizzati e un guadagno di superfici artificiali in tutte le classi analizzate. La tendenza mostra inoltre un progressivo abbandono delle attività agricole, che vengono convertite ad uso urbano o soggette a una progressiva rinaturalizzazione. Le sei sottoclassi dei tre ambiti principali sono così suddivise: le aree dell'ambito agricolo, sono costituite da suolo non artificiale per il 48% della superficie nazionale e da suolo artificiale per il 3,5%; l'ambito naturale è costituito per il 42,3% da suolo non artificiale e per lo 0,8% da suolo artificiale; il suolo artificiale in ambito urbano occupa il 3,4% della superficie totale e il suolo non artificiale copre il 2,1% delle aree inserite in ambito urbano (*Figura 5.3-43*).

Tabella 5.3-29: Ambiti di uso del suolo prevalente (ettari e percentuale) in Italia nel 2017, suddiviso nelle tre classi. Fonte: carta nazionale di uso del suolo ISPRA

	Superficie (ha)	Superficie (%)	Differenza 2012-2017 (%)
Urbano	1.654.502	5,49	0,64
Agricolo	15.509.775	51,46	-0,17
Naturale	12.975.448	43,05	0,12

Tabella 5.3-30: Ambiti di uso del suolo prevalente (ettari e percentuale) in Italia nel 2017, suddiviso in aree non artificiali e artificiali. Fonte: carta nazionale di uso del suolo ISPRA.

Aree non artificiali	Superficie (ha)	Superficie (%)	Differenza 2012-2017 (%)
in ambito urbano	630.235	2,26	-0,11
in ambito agricolo	14.467.707	51,98	-0,26

in ambito naturale	12.735.356	45,76	0,10
Aree artificiali			
in ambito urbano	1.024.267	44,41	1,11
in ambito agricolo	1.042.068	45,18	1,06
in ambito naturale	240.092	10,41	1,15

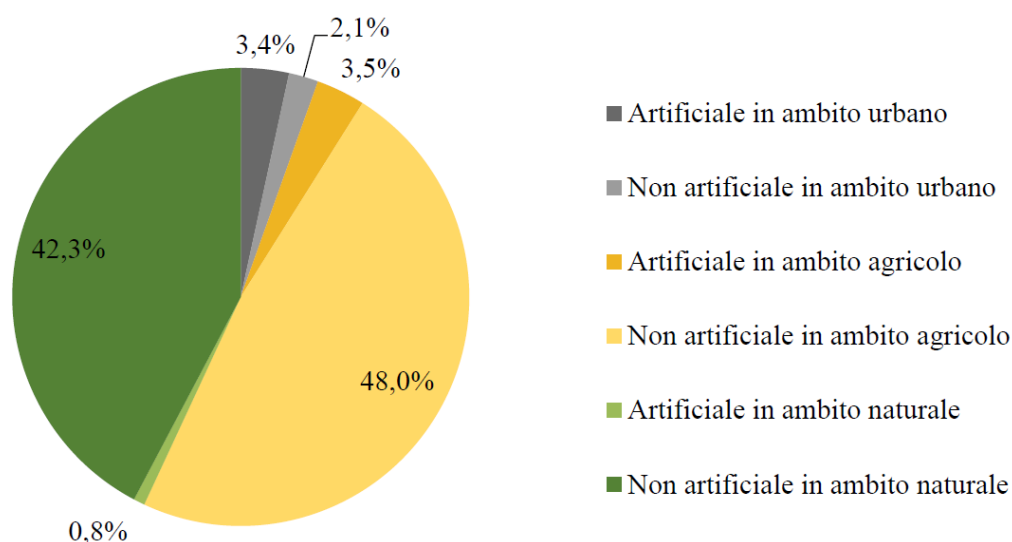


Figura 5.3-43: Ambiti di uso del suolo prevalente (percentuale) in Italia nel 2017, suddiviso in aree non artificiali e artificiali. Fonte: carta nazionale di uso del suolo ISPRA.

Consumo di suolo

Il consumo di suolo è un fenomeno associato alla perdita di una risorsa ambientale fondamentale, dovuta all'occupazione di superficie originariamente agricola, naturale o seminaturale. Il fenomeno si riferisce a un incremento della copertura artificiale di terreno, legato alle dinamiche insediative e infrastrutturali. Un processo prevalentemente dovuto alla costruzione di nuovi edifici, fabbricati e insediamenti, all'espansione delle città, alla densificazione o alla conversione di terreno entro un'area urbana, all'infrastrutturazione del territorio.

Il consumo di suolo è, quindi, definito come una variazione da una copertura non artificiale (suolo non consumato) a una copertura artificiale del suolo (suolo consumato).

Il quadro conoscitivo sul consumo di suolo nel nostro Paese è disponibile grazie ai dati aggiornati al 2019 da parte del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA) e, in particolare, sulla base della cartografia prodotta dalla rete dei referenti per il monitoraggio del territorio e del consumo di suolo del SNPA, formata da ISPRA e dalle Agenzie per la Protezione dell'Ambiente delle Regioni e delle Province autonome.

Il consumo di suolo nel 2019 (SNPA 2020, Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici) continua a crescere in Italia e nell'ultimo anno le nuove coperture artificiali, stimate in valori assoluti e quindi secondo il principio del consumo di suolo netto, hanno riguardato altri 57,5 chilometri quadrati di territorio, ovvero, in media, circa 16 ettari al giorno. Un incremento che, purtroppo, non mostra segnali di rallentamento e che, in linea con quelli rilevati nel recente passato, fa perdere al nostro Paese quasi due metri quadrati di suolo ogni secondo. Nelle attività di acquisizione dei dati sono state rilevate anche le trasformazioni da suolo consumato a suolo non consumato (in genere ripristino di cantieri e di altre aree che l'anno precedente appartenevano alla classe "consumo di suolo reversibile"). Si può così valutare il bilancio

tra nuovo consumo e aree ripristinate, riducendo di conseguenza, secondo il principio del consumo di suolo netto, i valori assoluti dei cambiamenti dell'ultimo anno, portando la stima a circa 52 km² (Tabella 5.3-31).

Tabella 5.3-31: Stima del consumo di suolo annuale (nuova superficie a copertura artificiale), del consumo di suolo annuale netto (bilancio tra nuovo consumo e aree ripristinate), della densità del consumo (incremento in metri quadrati per ogni ettaro di territorio) e del consumo di suolo annuale netto avvenuto in aree "utili", a livello nazionale. Fonte: elaborazioni ISPRA su cartografia SNPA

	2018	2019
Consumo di suolo (km²)	50,9	57,5
Consumo di suolo (incr. %)	0,26	0,24
Consumo di suolo netto (km²)	48,1	51,9
Consumo di suolo netto (incr. %)	0,21	0,24
Densità del consumo di suolo netto (m²/ha)	1,60	1,72
Consumo di suolo utile netto (km²)	43,2	46,8
Densità del consumo di suolo utile netto (m²/ha)	2,09	2,26

Una crescita delle superfici artificiali solo in parte compensata dal ripristino di aree naturali, pari quest'anno a 5,6 km², dovuti al passaggio da suolo consumato a suolo non consumato (in genere grazie al recupero di aree di cantiere o di superfici che erano state già classificate come consumo di suolo reversibile). Un piccolo segnale positivo, ma ancora del tutto insufficiente, tuttavia, per raggiungere l'obiettivo di azzeramento del consumo di suolo netto, che, negli ultimi dodici mesi, è invece risultato pari a 51,9 km², di cui 13,5 di consumo permanente.

In aggiunta, si deve tuttavia considerare che altri 8,6 km² sono passati, nell'ultimo anno, da suolo consumato reversibile (tra quello rilevato nel 2019) a permanente, sigillando ulteriormente il territorio. L'impermeabilizzazione è quindi cresciuta, complessivamente, di 22,1 km², considerando anche il nuovo consumo di suolo permanente.

Inoltre, altri 3,9 km² sono stati coperti da serre permanenti e da altre forme coperture del suolo che non sono, con l'attuale sistema di classificazione, considerate come consumo di suolo permanente o reversibile. Si possono, infine, aggiungere ulteriori 3,1 km² dovuti alle nuove aree rilevate nel 2019 di dimensione inferiore ai 1.000 m².

Il ripristino di suolo ha coinvolto 5,6 km² di territorio nel 2019, contro i 2,8 km² ripristinati nell'anno precedente (Tabella 5.3-32).

Tabella 5.3-32: Velocità di consumo di suolo e di ripristino di suolo a confronto. Fonte: elaborazioni ISPRA su cartografia SNPA

	2015 2016	2016 2017	2017 2018	2018 2019
Velocità di consumo di suolo netto (ha/giorno)	13,7	14,6	15,6	14,2

La velocità del consumo di suolo netto si mantiene, quindi, stabile, con valori intorno ai 14 ettari al giorno, ed è ancora molto lontana dagli obiettivi comunitari, che dovrebbero portare il consumo netto a zero entro

il 2050. I dati confermano che, quindi, si continua a incrementare il livello di artificializzazione e di impermeabilizzazione del territorio, causando la perdita, spesso irreversibile, di aree naturali e agricole. Tali superfici sono state sostituite da nuovi edifici, infrastrutture, insediamenti commerciali, logistici, produttivi e di servizio e da altre aree a copertura artificiale all'interno e all'esterno delle aree urbane esistenti.

I dati della nuova cartografia SNPA del consumo di suolo, che aggiorna e rivede l'intera serie storica sulla base delle nuove immagini satellitari ad alta risoluzione, consentono un'analisi più accurata del territorio permettendo di ottenere nuove stime sul suolo consumato. A livello nazionale, la copertura artificiale del suolo può ora essere stimata in circa 21.400 km² (per oltre l'88% situati su suolo utile), a cui devono essere aggiunti altri 590 km² di aree soggette ad altre forme di alterazione diretta a causa della copertura artificiale del suolo (come ad esempio le serre non pavimentate e i ponti) oggi non considerate, a differenza del passato, come causa di consumo di suolo. Potrebbero, inoltre, essere considerate altre forme di elevato degrado del suolo legate direttamente alla presenza di aree artificiali, in particolare dove la dimensione degli spazi residui non artificiali è inferiore a 1.000 m² (pari ad altri 761 km² stimati a livello nazionale). Dai dati di quest'anno è stata, invece, esclusa buona parte delle strade minori in ambiente agricolo o forestale che erano presenti nelle stime degli scorsi anni. Queste modifiche nel sistema di acquisizione dei dati hanno portato a una revisione completa dei valori anche per gli anni passati. (Tabella 5.3-33).

Tabella 5.3-33: Stima del suolo consumato (superficie a copertura artificiale) a livello nazionale. Fonte: elaborazioni ISPRA su cartografia SNPA

	2019
Suolo consumato (% sul territorio nazionale)	7,10
Altre coperture non considerate (% sul territorio nazionale)	0,2
Aree con superficie inferiore ai 1000 m ² (% sul territorio nazionale)	0,25
Suolo consumato – superficie a copertura artificiale (% sul territorio nazionale)	7,19
Suolo consumato (% all'interno del suolo utile)	9,12
Suolo consumato – superfici a copertura artificiale (Km ²)	21.398
Altre coperture non considerate (Km ²)	590
Aree con superfici inferiore ai 1000 m ² (Km ²)	761
Suolo consumato su suolo utile (Km ²)	18.852

I cambiamenti rilevati nell'ultimo anno si concentrano in alcune aree del Paese, rimanendo particolarmente elevati in Veneto (anche se con una tendenza al rallentamento), in Lombardia e nelle pianure del Nord. Il fenomeno sembra intensificarsi e accelerare lungo le coste siciliane e della Puglia meridionale e nell'area metropolitana di Roma, mentre gradi elevati di trasformazione permangono lungo quasi tutta la costa adriatica (Figura 5.3-44). La maggior densità dei cambiamenti è stata registrata quest'anno lungo la fascia costiera, nelle aree di pianura, nelle città e nelle zone periurbane dei principali poli e aree di cintura a scapito, principalmente di suoli precedentemente agricoli e a vegetazione erbacea, anche in ambito urbano.

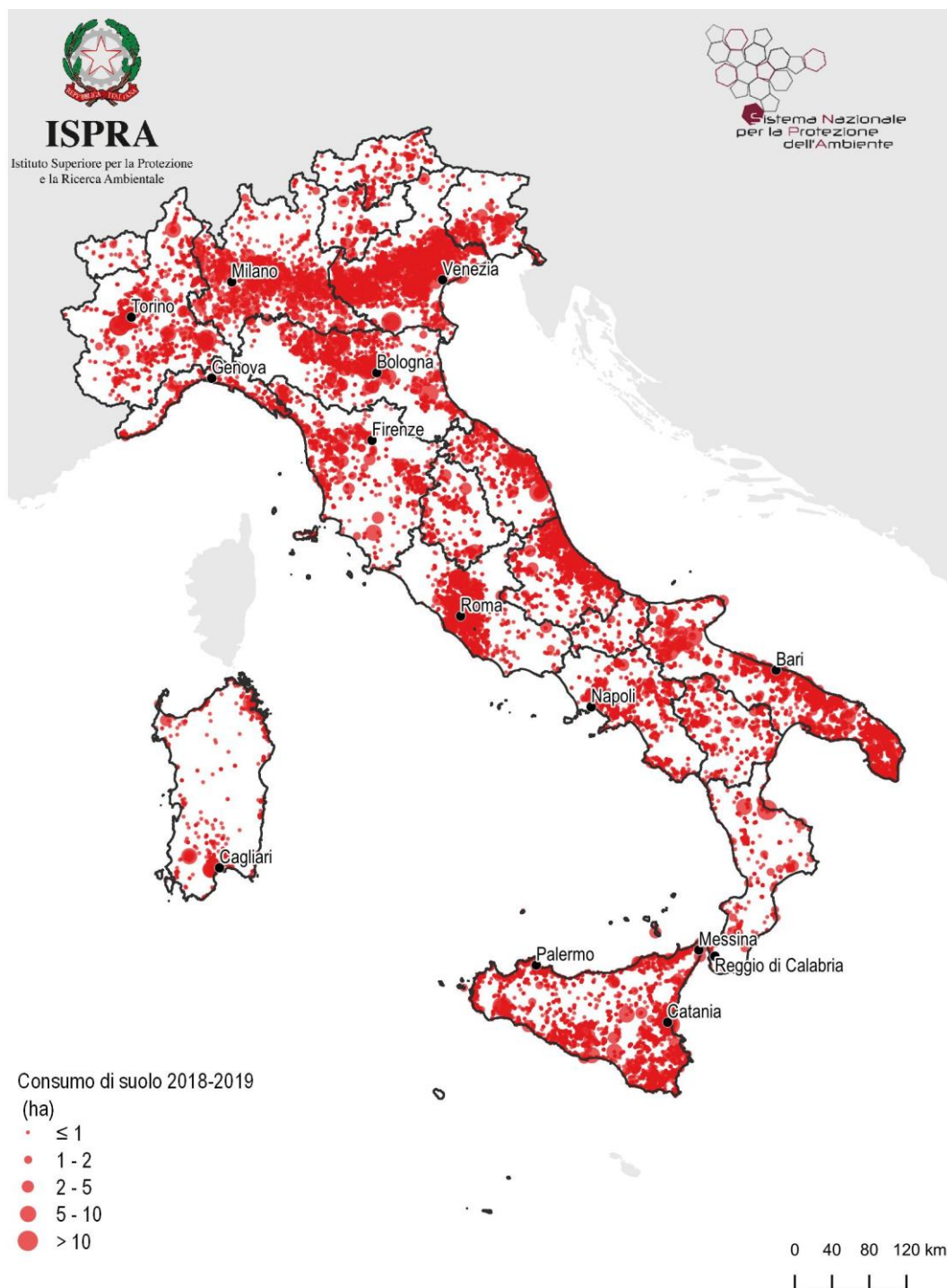


Figura 5.3-44 Localizzazione dei principali cambiamenti dovuti al consumo di suolo tra il 2018 e il 2019. Fonte: elaborazioni ISPRA su cartografia SNPA

In 13 regioni il suolo consumato supera il 5% (Tabella 5.3-34), con i valori percentuali più elevati in Lombardia (che, con le ultime revisioni che escludono alcune tipologie di consumo di suolo, si attesta al 12,05%), Veneto (11,87%) e Campania (10,30%). Seguono Emilia-Romagna, Puglia, Lazio, Friuli-Venezia Giulia e Liguria, con valori compresi tra il 7 e il 9%. La Valle d'Aosta è la Regione la percentuale più bassa (2,15%). Naturalmente va considerata sia la diversa morfologia regionale sia la storica e peculiare evoluzione del territorio nell'interpretare la rilevanza dei valori riscontrati.

Il confronto tra ripartizioni geografiche (Tabella 5.3-34) conferma i valori più alti di suolo consumato per le due ripartizioni del Nord, peraltro le uniche sopra il valore percentuale nazionale.

La Lombardia detiene il primato anche in termini assoluti, con oltre 288mila ettari del suo territorio coperto artificialmente (il 13,4% delle aree artificiali italiane è in questa Regione), contro i 7.000 ettari della Valle d'Aosta.

Gli incrementi maggiori, indicati dal consumo di suolo netto in ettari dell'ultimo anno, sono avvenuti nelle regioni Veneto (con 785 ettari in più), Lombardia (+642 ettari), Puglia (+625), Sicilia (+611) ed Emilia-Romagna (+404). La Valle d'Aosta è la prima Regione a consumo "quasi zero" (solo 3 ettari in più). Umbria, Liguria, Molise, Basilicata e Trentino-Alto Adige sono le altre regioni che, quest'anno, hanno avuto incrementi inferiori ai 100 ettari.

In termini di incremento percentuale rispetto alla superficie artificiale dell'anno precedente (Tabella 5.3-34), i valori più elevati sono in Puglia (+0,40%), Abruzzo (+0,39%), Sicilia (+0,37%) e Veneto (+0,36%).

Tabella 5.3-34: Stima del consumo di suolo a livello regionale, in percentuale sulla superficie territoriale e in ettari. Fonte: elaborazioni ISPRA su cartografia SNPA.

Regione	Suolo consumato 2019 (ha)	Altre coperture non considerate e aree con superficie <1.000 m ² (km ²)	Suolo consumato 2019 (%)	Altre coperture non considerate e aree con superficie <1.000 m ² (%)	Consumo di suolo netto 2018-2019 (ha)	Consumo di suolo netto 2018-2019 (%)	Densità consumo di suolo netto 2018-2019 (m ² /ha)
Piemonte	170.755	328	6,72	0,10	222	0,13	0,88
Valle d'Aosta	7.005	7.950	2,15	0,31	3	0,04	0,08
Lombardia	287.740	17.563	12,05	0,74	642	0,22	2,69
Liguria	39.215	2.784	7,24	0,51	52	0,13	0,96
Nord-Ovest	504.716	28.625	8,71	0,49	919	0,18	1,59
Friuli-Venezia Giulia	63.191	3.047	7,98	0,38	125	0,20	1,57
Trentino-Alto Adige	43.354	1.983	3,19	0,15	97	0,22	0,71
Emilia-Romagna	199.869	9.517	8,90	0,42	404	0,20	1,80
Veneto	217.619	12.406	11,87	0,68	785	0,36	4,28
Nord-Est	524.033	26.952	8,41	0,43	1.412	0,27	2,27
Umbria	44.352	1.572	5,25	0,19	68	0,15	0,80
Marche	64.669	2.079	6,89	0,22	201	0,31	2,15
Toscana	141.442	6.121	6,15	0,27	230	0,16	1,00
Lazio	138.930	12.920	8,08	0,75	288	0,21	1,67
Centro	389.392	22.691	6,71	0,39	787	0,20	1,36
Basilicata	31.501	2.414	3,15	0,24	90	0,29	0,90
Molise	17.215	425	3,88	0,10	30	0,17	0,68
Abruzzo	53.533	1.919	4,96	0,18	210	0,39	1,94
Calabria	75.965	6.492	5,04	0,43	118	0,16	0,78
Puglia	157.159	6.259	8,12	0,32	626	0,40	3,23
Campania	140.033	15.750	10,30	1,16	219	0,16	1,61
Sud	475.406	33.259	6,49	0,45	1.293	0,27	1,76
Sardegna	79.116	5.702	3,28	0,24	165	0,21	0,68
Sicilia	167.123	17.867	6,50	0,69	611	0,37	2,38
Isole	246.239	23.569	4,94	0,47	776	0,32	1,56
ITALIA	2.139.786	135.096	7,10	0,45	5.186	0,24	1,72

Nell'ultimo anno le Isole (+0,32) registrano il valore di crescita percentuale del consumo di suolo più alto (Figura 5.3-45), seguono il Nord-Est (0,27%) e il Sud (0,27%). Le altre tre ripartizioni si attestano allo 0,18% (Nord-Ovest) e 0,20% (Centro), mantenendosi al di sotto del valore nazionale (0,24%).

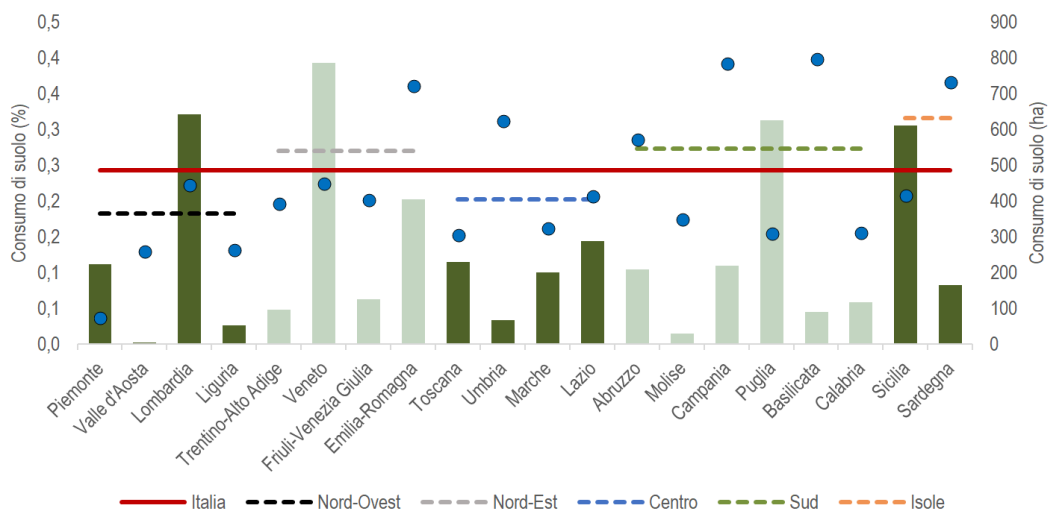


Figura 5.3-45 Consumo di suolo netto a livello regionale. Incremento percentuale (in azzurro) e in ettari (verde) tra il 2018 e il 2019. È dato anche l'incremento percentuale nazionale (rosso) e per ripartizione geografica. Fonte: elaborazioni ISPRA su cartografia SNPA

La densità dei cambiamenti netti del 2019, ovvero il consumo di suolo rapportato alla superficie territoriale, rende evidente il peso del Nord-Est che consuma 2,27 metri quadrati ogni ettaro di territorio, contro una media nazionale di 1,72 m²/ha. Tra le regioni, la densità del consumo di suolo è più alta in Veneto (4,28 m²/ha), Puglia (3,23 m²/ha), Lombardia (2,69 m²/ha) e Sicilia (2,38 m²/ha).⁷

Condizioni di criticità e aree di particolare valore ambientale

La conformazione territoriale del nostro paese, considerate le sue peculiarità geologiche, morfologiche e idrografiche, così come la sua biodiversità, la capacità di supportare una produzione agricola di qualità, il paesaggio e gli aspetti storici, sociali e culturali, rendono la tutela del suolo una chiave fondamentale per la sostenibilità del nostro territorio. Ciononostante, il consumo di suolo negli ultimi anni è intervenuto anche nelle fasce di pericolosità per frane e alluvioni, in zone a rischio sismico di varia natura, così come in altre aree vincolate, nelle aree protette, lungo la costa e le sponde dei corpi idrici, nelle pianure e nelle valli dove il suolo è più fertile o in corrispondenza di aree agricole e di preziosi ambienti naturali.

L'evoluzione recente del nostro territorio a causa delle nuove coperture artificiali è stata analizzata nel dettaglio dei diversi usi e coperture del suolo oltre che nelle diverse conformazioni di altitudine, pendenza e distanza dalla costa. Comprendere la distribuzione delle trasformazioni del suolo consumato e la loro variazione nel tempo è uno sforzo che si rende necessario per fornire una caratterizzazione efficace del fenomeno, in grado di essere, al contempo, base conoscitiva, supporto e riscontro analitico per le politiche sul territorio e per la tutela delle aree più fragili del nostro paese.

Da una lettura dei dati in Tabella 5.3-35 si conferma la tendenza a consumare sui suoli maggiormente accessibili (fascia costiera, pianure e fondi valle) e nelle aree a vocazione agricola in prossimità della frangia urbana dei grandi poli. Si accentua anche la tendenza alla saturazione delle aree naturali in ambiente urbano, preziose per assicurare la qualità della vita e una maggiore capacità di adattamento ai cambiamenti globali in corso.

Tabella 5.3-35: Distribuzione del suolo consumato (2019) e del consumo di suolo annuale netto (2018-2019) nei diversi ambiti analizzati. Fonte: elaborazione ISPRA su cartografia SNPA e altre fonti

Distribuzione territoriale del consumo di suolo		Suolo consumato (ha)	Suolo consumato (%)	Consumo di suolo (ha)	Densità di consumo di suolo (m ² /ha)
Aree EUAP (Elenco Ufficiale Aree Protette)	all'interno	58.391	1,9	62	0,2
	all'esterno	2.081.398	7,7	5.125	1,9
Aree vincolate per la tutela paesaggistica	all'interno	559.296	5,4	1.086	1,1
	all'esterno	1.580.490	8,0	4.101	2,1
Aree a pericolosità idraulica	P1	352.580	11,0	797	2,5
	P2	243.407	10,0	621	2,5
	P3	82.302	6,7	205	1,7
	altro	1.461.497	6,3	3.564	1,5
Aree a pericolosità da frana	P1	77.060	5,7	89	0,7
	P2	61.397	5,0	91	0,7
	P3	40.104	2,7	48	0,3
	P4	21.756	2,5	21	0,2
	AA	34.697	4,1	62	0,7
	altro	1.904.772	7,8	4.876	2,0
Aree a pericolosità sismica	Alta	729.711	7,0	1.981	1,9
	Molto alta	84.946	4,6	203	1,1
	altro	1.325.128	7,4	3.002	1,7
Aree percorse dal fuoco	all'interno	3.503	1,0	21	0,5
	all'esterno	2.136.282	7,2	5.166	1,7
Siti contaminati di interesse nazionale	all'interno	23.386	13,6	151	8,8
	all'esterno	2.116.399	7,1	5.036	1,7
Corpi idrici	0-150 m	39.348	7,1	58	1,1
	> 150 m	2.100.438	7,1	5.128	1,7
Fascia costiera	0-300 m	60.951	22,8	94	3,5
	300-1000 m	85.732	18,8	200	4,4
	1000-10000 m	367.411	8,7	1.082	2,6
	>10000 m	1.625.692	6,5	3.810	1,5
Classi altimetriche	0-300 m	1.585.946	11,3	4.364	3,1
	300-600 m	358.891	5,4	511	0,8
	> 600 m	194.949	2,1	311	0,3
Classi di pendenza	0-10 %	1.776.200	11,7	4.640	3,1
	>10 %	363.586	2,4	547	0,4
Copertura del suolo	Superfici naturali non vegetate	-	-	9	0,2
	Superfici arboree	-	-	832	0,7
	Arbusti	-	-	279	1,3
	Vegetazione erbacea	-	-	4.609	3,4
	Acque e zone umide	-	-	20	0,4
Uso del suolo	Urbano	1.314.225	61,9	1.219	5,7
	Agricolo	671.834	4,7	4.040	2,8
	Naturale	153.644	1,1	490	0,4

5.3.12. Ambiente idrico

Con l'attuazione della Direttiva Quadro sulle Acque (Dir 2000/60/CE) e delle Direttive figlie, l'UE ha posto le basi per un concetto di protezione delle acque attraverso una visione integrata di tutte le acque. Biettivi della

Direttiva sono: prevenire il deterioramento qualitativo e quantitativo, migliorare lo stato delle acque e assicurare un utilizzo sostenibile basato sulla protezione a lungo termine delle risorse idriche disponibili.

Il Piano di Gestione Distrettuale è lo strumento di programmazione/attuazione per il raggiungimento degli obiettivi previsti dalla Direttiva, tra cui il raggiungimento dello stato buono per tutti i corpi idrici entro il 2015 con la possibilità di prorogare, a precise condizioni, al 2021 o al 2027, o derogare per situazioni e motivazioni specifiche o per condizioni naturali.

I “corpi idrici” sono l’unità di base necessaria per la costruzione del quadro conoscitivo e, quindi della pianificazione e della gestione, in cui si misurano la qualità e quantità dello stato delle acque, l’effetto delle pressioni e degli impatti sulle stesse, i costi ed i benefici delle misure e l’efficacia delle stesse. L’obiettivo non è stato totalmente raggiunto, non solo dall’Italia, ma anche dagli altri paesi dell’Unione Europea.

La Direttiva Quadro Acque all’art. 6 prevede inoltre che sia istituito il registro delle aree protette che comprende, tra le altre, le aree di salvaguardia delle acque superficiali e sotterranee destinate al consumo umano. L’art. 94 del D. Lgs. 152/2006 stabilisce che le regioni individuino le aree di salvaguardia e definisce le specifiche per l’individuazione dei confini di tali aree distinte in zone di tutela assoluta, zone di rispetto e zone di protezione. La zona di tutela assoluta è costituita dall’area immediatamente circostante le captazioni o derivazioni. La zona di rispetto è costituita dalla porzione di territorio circostante la zona di tutela assoluta da sottoporre a vincoli e destinazioni d’uso tali da tutelare qualitativamente e quantitativamente la risorsa idrica captata. In particolare in questa tipologia di zona è vietata l’apertura di pozzi, ad eccezione di quelli per l’estrazione di acque destinate al consumo umano e di quelli finalizzati alla variazione dell’estrazione ed alla protezione delle caratteristiche quali-quantitative della risorsa idrica (art. 94, comma 4, lett. g). Le zone di protezione devono essere delimitate dalle regioni e delle province autonome per assicurare la protezione del patrimonio idrico.

Nel RA sarà sviluppata l’analisi sullo stato di individuazione di tali aree che presenta un quadro non sempre omogeneo su tutto il territorio nazionale.

Dall’analisi dei dati contenuti nei Piani di Gestione delle Acque 2016-2021, emerge che la principale pressione significativa per la categoria fiumi è la pressione diffusa mentre per i laghi non c’è una pressione preponderante (Figura 5.3-46). Anche per le acque sotterranee la principale pressione significativa è quella diffusa (

Figura 5.3-47) di cui si rappresentano i diversi usi (Figura 5.3-48). Una pressione è definita “significativa” qualora da sola, o in combinazione con altre, contribuisce ad un impatto peggiorativo che può mettere a rischio il raggiungimento degli obiettivi ambientali di cui all’Articolo 4, comma 1, della Direttiva che comprendono il raggiungimento dello stato buono, il non deterioramento dello stato, l’impedimento della tendenza all’aumento dell’inquinamento delle acque sotterranee e il raggiungimento degli obiettivi per le aree protette.

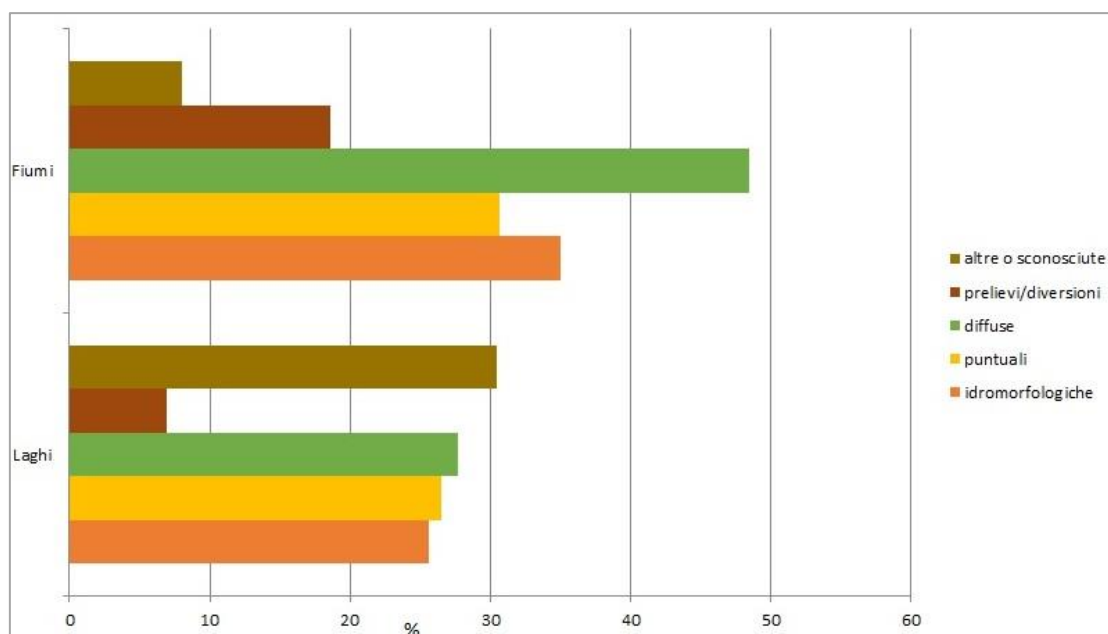


Figura 5.3-46: Corpi idrici superficiali soggetti a una o più tipologie di pressione, distribuzione delle principali tipologie di pressione per categoria di corpo idrico. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016
 Note: le percentuali sono calcolate rispetto al numero di corpi idrici di ciascuna categoria

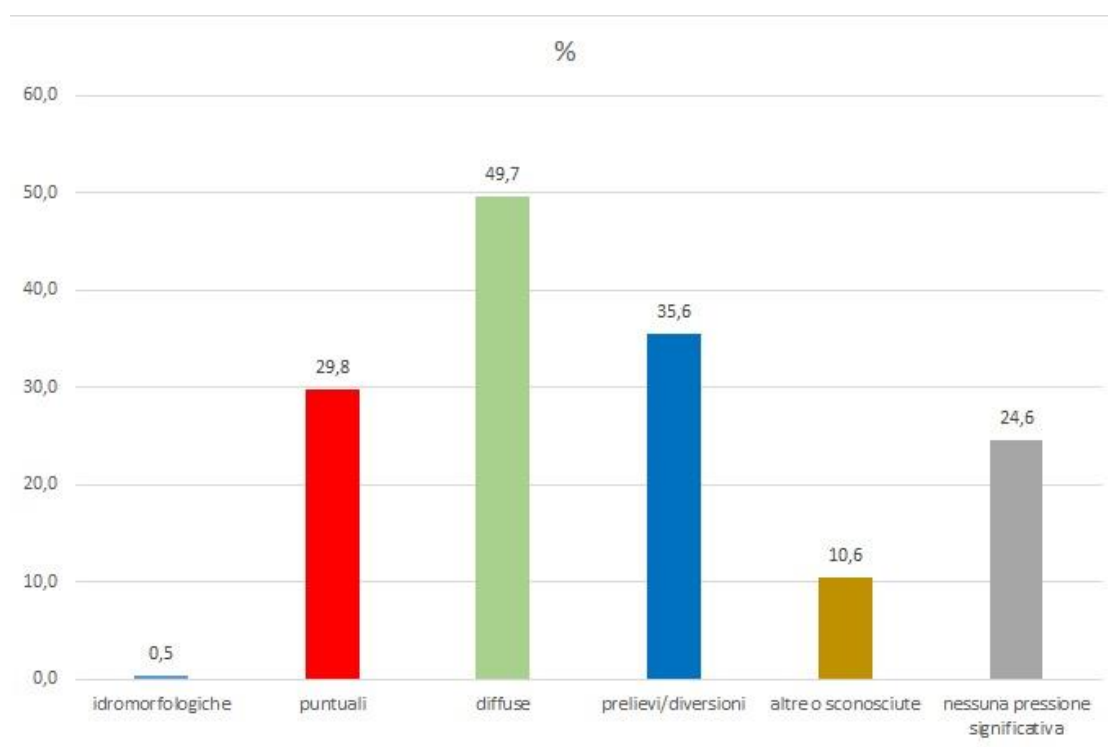


Figura 5.3-47: Corpi idrici sotterranei soggetti a una o più tipologie di pressione, distribuzione delle principali tipologie di pressione (Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016)

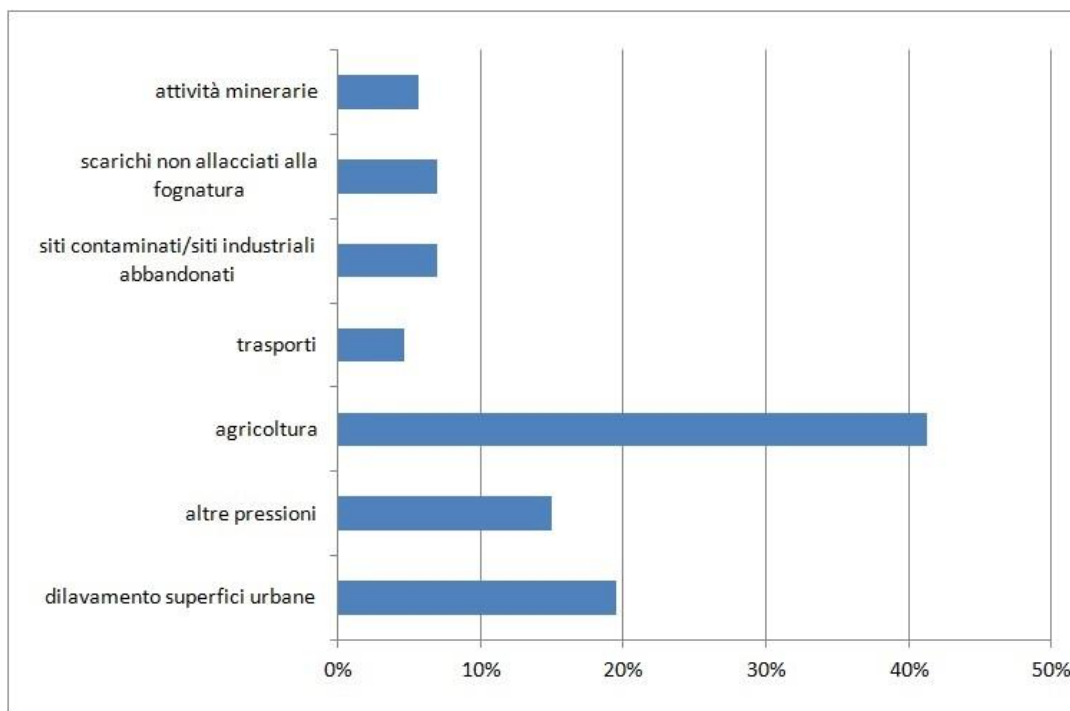


Figura 5.3-48: Corpi idrici sotterranei, Pressioni diffuse - distribuzione tra i diversi usi Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016

Stato ecologico e chimico delle acque superficiali interne

Tra gli obiettivi ambientali previsti dalla Direttiva per tutte le acque superficiali vi è il raggiungimento del “buono stato ecologico” e del “buono stato chimico” entro il 2015. Il sistema di classificazione prevede che lo stato ambientale sia determinato dal valore più basso tra lo stato ecologico e lo stato chimico. Se la valutazione complessiva è inferiore al buono, il corpo idrico avrà fallito l’obiettivo di qualità.

Lo stato ecologico delle acque superficiali interne si basa sulla valutazione dello stato di qualità di quattro Elementi di Qualità Biologica (EQB) selezionati in base all’analisi delle pressioni. Gli elementi di qualità biologica da monitorare sono: macrobenthos, macrofite, fauna ittica e le diatomee per i fiumi e il fitoplancton per i laghi. Sono inoltre monitorati, a sostegno degli EQB, gli elementi chimico-fisici, gli inquinanti specifici non compresi nell’elenco di priorità (Tabella 1/B del DM Ambiente 260/2010) e gli elementi idromorfologici. Lo stato ecologico complessivo del corpo idrico è assegnato in base al più basso dei valori di classificazione tra quelli ottenuti dalle componenti monitorate, valendo il principio del one out - all out. La classificazione dello stato ecologico si basa su cinque classi di qualità: elevato, buono, sufficiente, scarso e cattivo.

Per la classificazione dello stato ecologico la norma prevede che siano individuati i siti di riferimento, siti collocati in corpi idrici caratterizzati da condizioni di pregio ecologico e lieve alterazione antropica, che consentono di definire condizioni chimico-fisiche, idromorfologiche e biologiche corrispondenti allo stato elevato, così da poter procedere alla classificazione dei corpi idrici della stessa tipologia tramite valutazione del loro scostamento da questa situazione pressoché indisturbata, considerata quindi di riferimento.

Per la valutazione dello Stato chimico delle acque superficiali interne si applicano, per le sostanze inquinanti indicate come “prioritarie” e “pericolose prioritarie” (tab. 1/A-colonna d’acqua e biota dell’allegato 1 alla parte terza del D.Lgs 152/2006), gli Standard di Qualità Ambientali (SQA). Gli SQA rappresentano i valori di concentrazione per ciascuna sostanza in elenco che non devono essere superati nei corpi idrici ai fini della

classificazione del “buono stato chimico”. La classificazione dello stato chimico si basa su due classi: buono e non buono.

Gli indicatori di stato di qualità riportati nella

Figura 5.3-49 e nella Figura 5.3-50 fanno riferimento ai dati del Reporting WISE 2016 (Water Information System for Europe) relativo al primo aggiornamento dei Piani di Gestione Acque (2016-2021). Il Piano di Gestione viene aggiornato ogni sei anni e lo scopo è di verificare l'efficacia dei programmi di misure messi in atto dalle Amministrazioni competenti per il contenimento delle pressioni e il raggiungimento del buono stato entro le date fissate dalla normativa.

I corpi idrici superficiali interni identificati sul territorio italiano sono 7840, 7493 ricadono nella categoria fiume e 347 nella categoria lago. A livello nazionale, il 42% dei corpi idrici superficiali di acque interne raggiunge l'obiettivo di qualità ecologico. Relativamente allo stato chimico il 74 % dei corpi idrici presenta uno stato buono, il 7% non buono, mentre il 19% non è stato classificato.

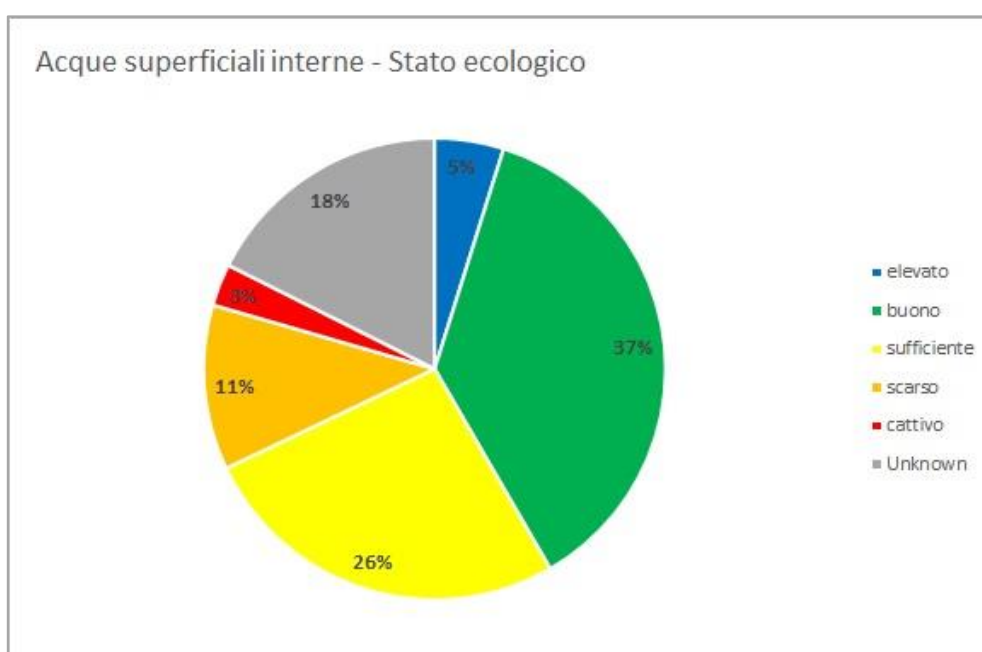


Figura 5.3-49: Stato ecologico acque superficiali interne. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016

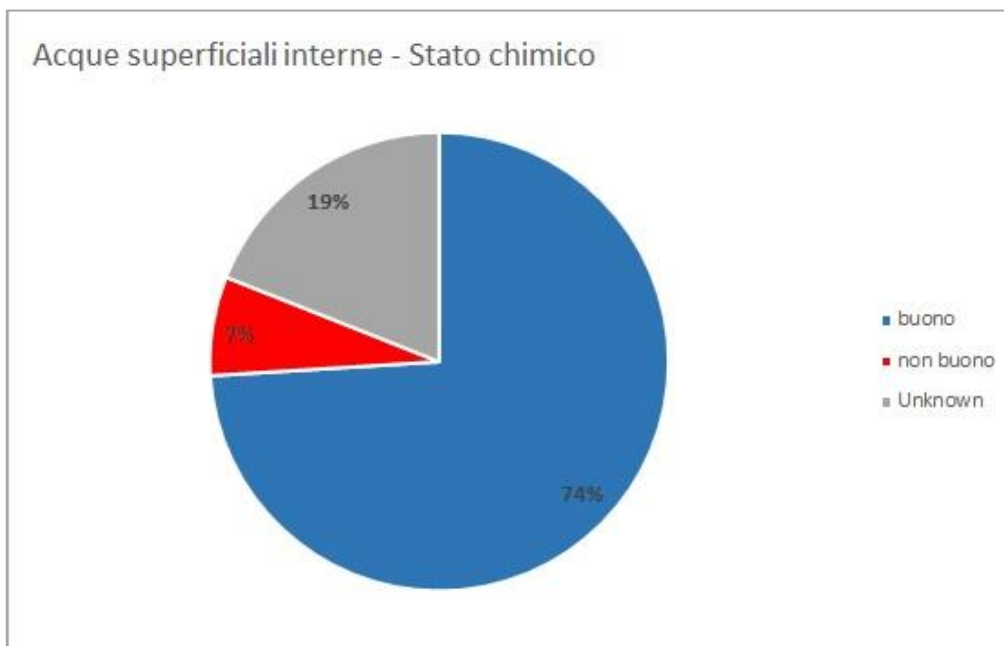


Figura 5.3-50: Stato chimico acque superficiali interne. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016

Stato chimico e quantitativo delle acque sotterranee

Lo stato chimico delle acque sotterranee evidenzia le zone sulle quali insistono criticità ambientali rappresentate dagli impatti di tipo chimico delle attività antropiche sui corpi idrici sotterranei. La classificazione si basa su due giudizi: buono e non buono. Le acque che non raggiungono lo stato chimico buono sono quelle in cui risulta evidente un impatto antropico, sia per livelli di concentrazione dei contaminanti in riferimento agli SQA definiti dalla normativa, sia per le tendenze significative e durature all'aumento nel tempo degli inquinanti stessi. Nella classe buono rientrano tutte le acque sotterranee che non presentano evidenze di impatto antropico e anche quelle in cui sono presenti sostanze indesiderate o contaminanti riconducibili a un'origine naturale (ISPRA, ADA 2017).

Lo Stato Quantitativo delle Acque Sotterranee evidenzia i corpi idrici sotterranei nei quali risulta critico l'equilibrio del ravvenamento naturale rispetto ai prelievi di acque sotterranee operati dalle attività antropiche. È un indice che descrive l'impatto antropico sulla quantità della risorsa idrica sotterranea, individuando come critici i corpi idrici nei quali la quantità di acqua prelevata (anche a fini energetici) sul lungo periodo è maggiore di quella che naturalmente si infila nel sottosuolo a ricaricare i medesimi.

Sulla base dei dati trasmessi nel 2016 dall'Italia, attraverso il sistema WISE, per il reporting della DQA relativo al secondo Piano di Gestione (2016-2021) degli 8 distretti idrografici nazionali, sono stati identificati sul territorio italiano 1052 corpi idrici sotterranei. Il 58% dei corpi idrici ha uno stato chimico buono (Figura 5.3-51), mentre i corpi idrici in stato quantitativo buono sono il 61% (Figura 5.3-52).

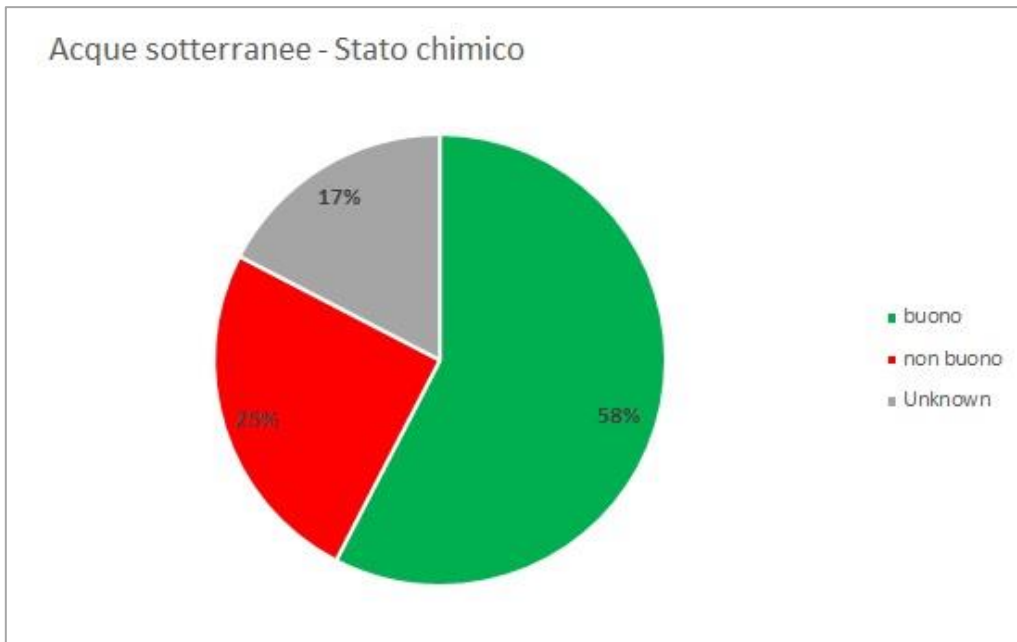


Figura 5.3-51: Stato chimico acque sotterranee. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016

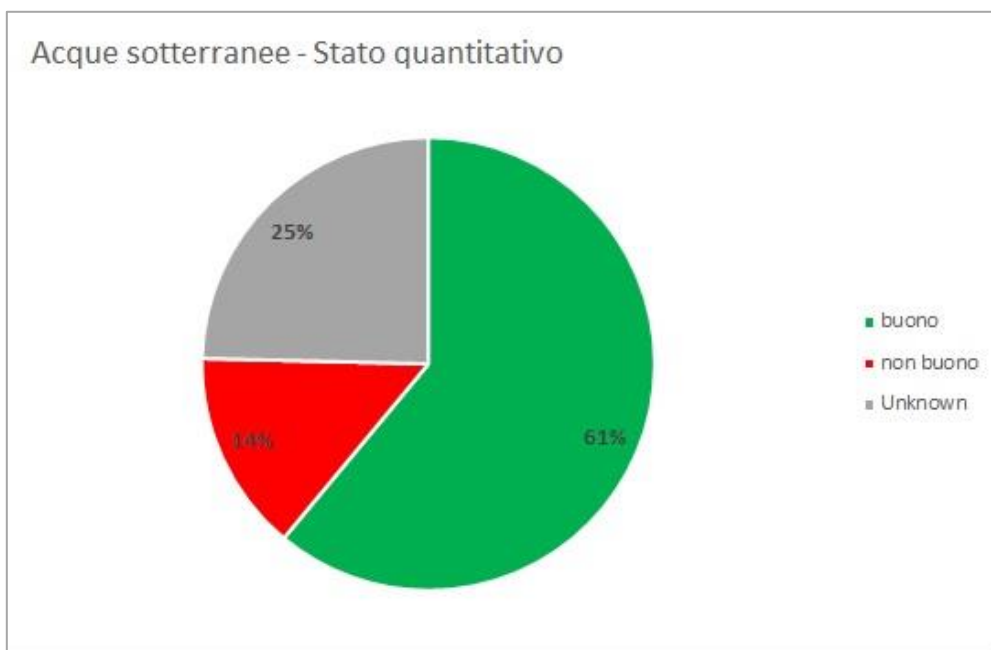


Figura 5.3-52: Stato quantitativo acque sotterranee. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016

5.3.13. Caratteristiche dei beni culturali e paesaggistici

Il contesto territoriale italiano presenta una altissima diversità di beni culturali e paesaggistici eccezionali, oltre a quelli della vita quotidiana e quelli degradati (art. 2 Convenzione Europea del Paesaggio, 2000). Questi paesaggi sono rappresentativi di una identità *il cui carattere deriva dall'azione di fattori naturali, umani e dalle loro interrelazioni* (art. 131 D. Lgs. 42/2004).

La norma di riferimento per la tutela del paesaggio e dei beni culturali è il D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del paesaggio" e s.m.i., che attribuisce al Ministero della Cultura il compito di tutelare, conservare e valorizzare il patrimonio culturale nazionale.

Tale patrimonio culturale è, infatti, composto, secondo l'art. 2 del suddetto Decreto, dai *beni culturali* ossia *le cose immobili e mobili che, ai sensi degli articoli 10 e 11, presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico e le altre cose individuate dalla legge o in base alla legge quali testimonianze aventi valore di civiltà*, e dai *beni paesaggistici* ossia *gli immobili e le aree indicati all'articolo 134, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio, e gli altri beni individuati dalla legge o in base alla legge*.

Seppur sia difficile esprimere il valore di tale diversità in termini quantitativi stante un "oggetto" il cui carattere qualitativo e sito-specifico è fondamentale e rilevante, è possibile comprendere l'importanza del valore delle sole aree vincolate ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio (art. 136 e 142 del D. Lgs. 42/2004) per il contesto italiano, considerando che solo i beni cosiddetti paesaggistici coprono il 34% del territorio nazionale. (ISPRA, ADA 2018).

L'individuazione dei degli elementi del patrimonio culturale spetta sia al Ministero competente mediante appositi decreti ministeriali, sia alle Regioni mediante appositi atti amministrativi, leggi regionali ovvero mediante la compilazione dei piani urbanistici territoriali. Ai fini della tutela del patrimonio culturale e paesaggistico, il Codice prevede norme per la individuazione e tutela per i seguenti beni:

- Le espressioni di identità culturale collettiva contemplate dalle Convenzioni UNESCO per la salvaguardia del patrimonio culturale immateriale e per la protezione e la promozione delle diversità culturali (art.7). Tali aree sono dotate di specifico piano di gestione che hanno come obiettivo primario assicurare un'efficace protezione del bene, per garantirne la trasmissione alle future generazioni;
- I beni culturali (esplicitati nei comma 2/3/4) che presentano interesse artistico, storico, archeologico o etnoantropologico (art.10);
- Le zone di rispetto del vincolo (tutela indiretta) con l'obiettivo di evitare che sia messa in pericolo l'integrità dei beni culturali immobili, ne sia danneggiata la prospettiva o la luce o ne siano alterate le condizioni di ambiente e di decoro (art.45/46/47);
- Gli oggetti archeologici e storici rinvenuti nei fondali della zona di mare estesa dodici miglia marine a partire dal limite esterno del mare territoriale (art.94);
- I beni paesaggistici (art. 134) quali
 - a) gli immobili e le aree di cui all'articolo 136, individuati ai sensi degli articoli da 138 a 141;
 - b) le aree di cui all'articolo 142;
 - c) gli ulteriori immobili ed aree specificamente individuati a termini dell'articolo 136 e sottoposti a tutela dai piani paesaggistici previsti dagli articoli 143 e 156;
- Le zone di rispetto del vincolo (tutela indiretta) volte ad assicurare la conservazione dei valori espressi dai beni protetti nel caso di aperture di strade e di cave, di posa di condotte per impianti industriali e civili e di palificazioni nell'ambito e in vista delle aree indicate alle lettere c) e d) del comma 1 dell'articolo 136 ovvero in prossimità degli immobili indicati alle lettere a) e b) del comma 1 dello stesso articolo (art.152).

Come detto, ai sensi dell'art.143 del Decreto, anche i Piani paesaggistici regionali o i Piani territoriali regionali a valenza paesaggistica prevedono specifiche norme prescrittive di tutela e di utilizzo dei suddetti beni e di altri beni e contesti sottoposti a forme di tutela ai sensi di leggi regionali.

I contenuti del Piani Paesaggistici comprendono, in linea di massima:

- la ricognizione del territorio oggetto di pianificazione, mediante l'analisi delle sue caratteristiche paesaggistiche (natura, storia e dalle loro interrelazioni);
- la ricognizione degli immobili e delle aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'articolo 136, la loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione delle specifiche prescrizioni d'uso;

- la ricognizione delle aree tutelate per legge (art. 142, comma 1), la loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché la determinazione di prescrizioni volte ad assicurare la conservazione dei caratteri distintivi di dette aree e, compatibilmente con essi, la valorizzazione;
- l'eventuale individuazione di ulteriori immobili od aree, di notevole interesse pubblico, la loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché la determinazione delle specifiche prescrizioni d'uso;
- l'individuazione di eventuali ulteriori contesti da sottoporre a specifiche misure di salvaguardia e di utilizzazione;
- l'analisi delle dinamiche di trasformazione del territorio ai fini dell'individuazione dei fattori di rischio e degli elementi di vulnerabilità del paesaggio, nonché comparazione con gli altri
- atti di programmazione, di pianificazione e di difesa del suolo;
- l'individuazione degli interventi di recupero e riqualificazione delle aree significativamente compromesse o degradate e degli altri interventi di valorizzazione compatibili con le esigenze della tutela;
- l'individuazione delle misure necessarie per il corretto inserimento, nel contesto paesaggistico, degli interventi di trasformazione del territorio, al fine di realizzare uno sviluppo sostenibile delle aree interessate; l'individuazione dei diversi ambiti e dei relativi obiettivi di qualità.

Ogni Regione, poi, tende ad effettuare ulteriori elaborazioni di questi contenuti, ad esempio ampliando il campo delle valutazioni agli elementi di valore specifici che possono interessare il territorio regionale connotandone il paesaggio, quali le reti ecologiche, oppure con approfondimenti normativi relativi ad ambiti di salvaguardia particolari.

Le cartografie dei Piani Paesaggistici Regionali, prodotti ai sensi del D.lgs. 42/2004, contengono le informazioni necessarie per verificare il tipo di interferenze di nuovi interventi con i valori paesaggistici e i beni culturali in esso contenuti, inclusi i beni archeologici.

L'efficacia di tale regime vincolistico di tutela delle aree di maggiore e comprovata importanza è però fortemente messo in discussione dai dati legati ai cambiamenti di uso del suolo in termini di consumo di suolo ossia di variazione da una copertura non artificiale (agricola, naturale o seminaturale intese quali suoli non consumati) a una copertura artificiale del suolo (suolo consumato) in tali aree.

Con specifico riferimento al regime vincolistico individuato all'art. 142 comma 1 lett. a, b, c relativo a coste, laghi, fiumi presenta un suolo consumato pari a 326.345, circa il 7,3% della sua estensione, in linea con il dato di consumo di suolo nazionale (7,1%). I dati di consumo di suolo all'interno delle zone montuose (art. 142, lett. d) risultano ovviamente fortemente influenzati dalle caratteristiche orografiche del territorio, con valori che si attestano a meno dell'1% della loro estensione. La percentuale di territorio vulcanico (art. 142 lett. l) consumato è significativamente influenzato dal dato della Regione Campania le cui aree vulcaniche risultano coperte artificialmente per 12.146 ha (il 27,2% della loro estensione). Le superfici soggette a vincolo ex art. 136 presentano valori di suolo consumato pari a 297.632 ettari equivalenti a circa il 5,3% del territorio vincolato. Tra il 2018 e il 2019 il 10% circa dell'incremento di suolo consumato in Italia è avvenuto all'interno delle aree vincolate sia con il vincolo ex art. 142 lett. a, b, c (coste, laghi e fiumi) che con ex art. 136 (*ope legis*). ([SNPA 2020, Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici](#)).

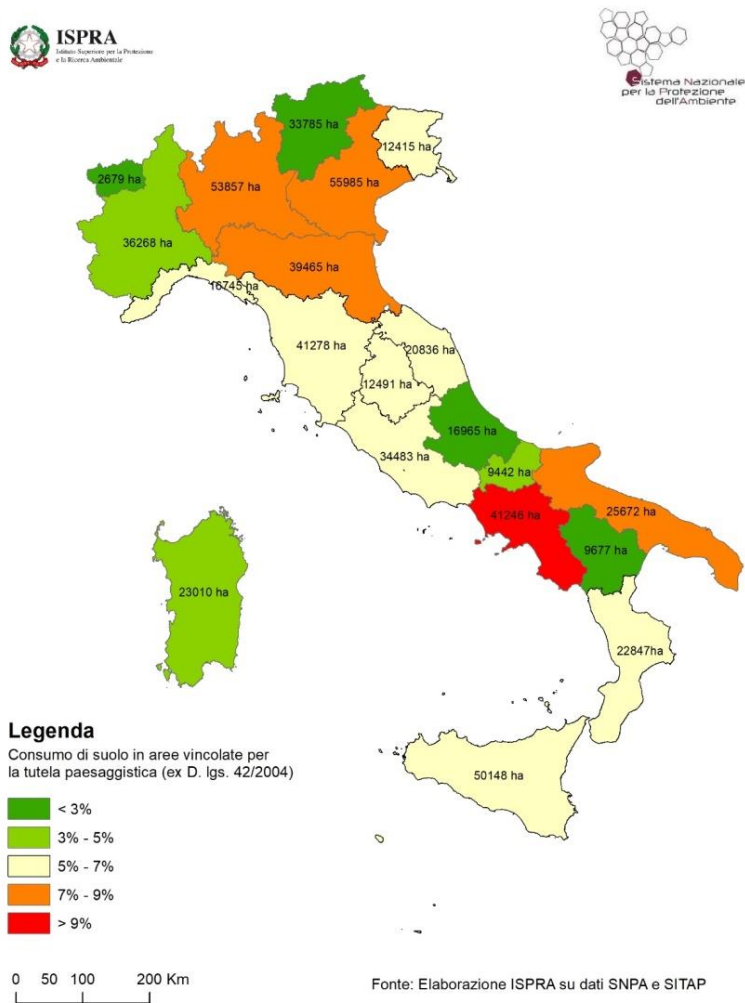


Figura 5.3-53: Suolo consumato (2019) nelle aree vincolate per la tutela paesaggistica (ex D.lgs 42/2004). (SNPA 2020, Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici).

Altro elemento di pressione sulla qualità e sul valore dei paesaggi italiani è quello legato alla frammentazione del territorio intesa quale processo di riduzione della continuità di ecosistemi, habitat e unità di paesaggio a seguito di fenomeni come l'espansione urbana o lo sviluppo della rete infrastrutturale. Tale processo è responsabile della trasformazione di aree di grandi dimensioni prive di elementi artificiali significativi che le frammentano interrompendone la continuità, in parti di territorio di minor estensione e più isolate. La riduzione della connettività ecologica derivante dall'incremento della frammentazione si traduce nella riduzione della resilienza e capacità degli habitat di fornire determinati servizi ecosistemici, oltre a influenzare negativamente l'accesso alle risorse da parte della fauna, incrementandone l'isolamento e quindi la vulnerabilità. Come deriva dalla definizione dell'art. 131 del Codice, tali effetti si riflettono direttamente anche sulla qualità dei paesaggi.

I dati ISPRA (2019) su tale fenomeno (Figura 5.3-53: **Suolo consumato (2019) nelle aree vincolate per la tutela paesaggistica (ex D.lgs 42/2004).**) mostrano come le aree a frammentazione molto bassa si concentrino nelle regioni dell'arco alpino, mentre le regioni nelle aree appenniniche sono caratterizzate per oltre la metà del loro territorio da un livello di frammentazione medio o alto. Nel complesso circa il 36% del territorio nazionale è caratterizzato da una frammentazione elevata e molto elevata, in particolare le regioni in cui si registrano i valori più alti sono Veneto e Lombardia. Nelle regioni il cui territorio ricade sia nell'area alpina che padana si evidenzia una ripartizione del territorio più omogenea tra le 5 classi di frammentazione, con valori

percentuali leggermente maggiori per le classi estreme di frammentazione (alta e bassa frammentazione). Il Centro, e buona parte del Sud Italia, sono caratterizzati dall'assenza di aree a frammentazione molto bassa.

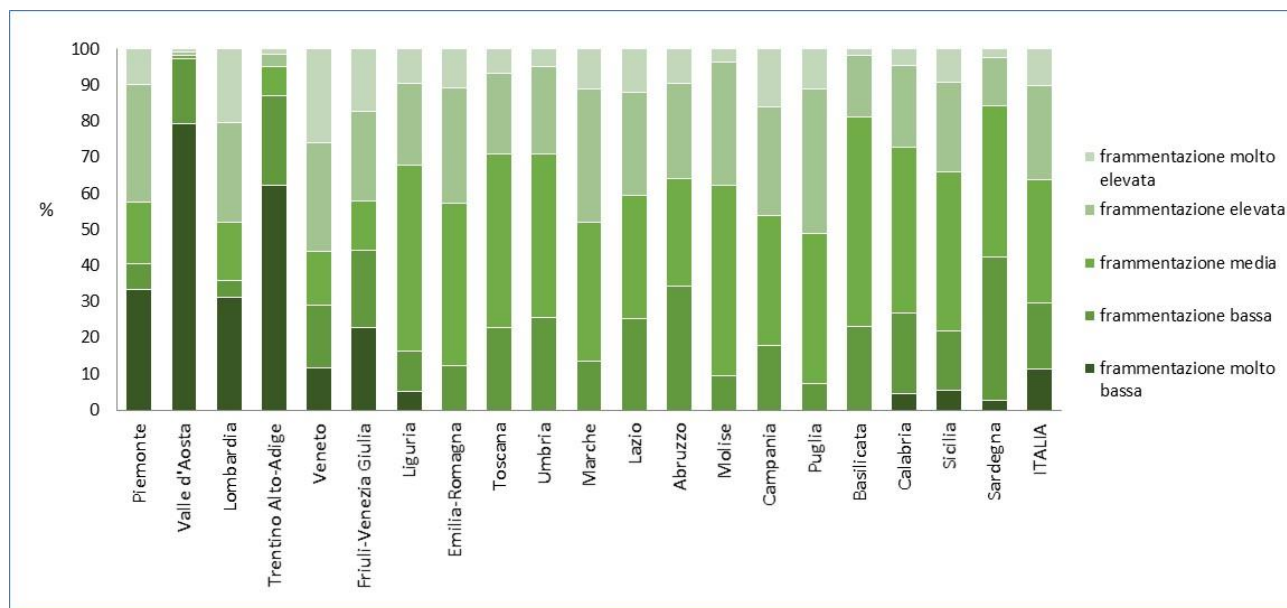


Figura 5.3-54: Copertura percentuale del territorio per classe di frammentazione nelle regioni italiane (2019). (SNPA 2020, Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici).

I dati sopraesposti evidenziano quindi, stante l'importanza del paesaggio inteso come bene primario del Patrimonio culturale della Nazione (espressamente protetto dall'art. 9 della Carta costituzionale) costituendone il fondamento identitario che gli altri beni contiene e raccorda (Banchini, 2017), la necessità di operare nel e su un paesaggio, quale quello italiano che si sta progressivamente omologando e semplificando, diventando sempre meno resiliente, attraverso trasformazioni che siano consapevoli ed informate dei valori complessi e sinergici espressi dal contesto in cui si intende operare. Tali trasformazioni dovranno essere *in linea di coerenza, o almeno di dialogo, con quegli elementi strutturanti e di "lunga durata" che sono sempre riconoscibili nella vicenda storica di ogni territorio, e che svolgono un ruolo fondamentale nel connotarne l'identità: il tutto, in definitiva, nell'ottica di quella pianificazione paesaggistica diffusa e di quella "qualità nel paesaggio quotidiano" che la Convenzione Europea del Paesaggio indica come obiettivo per tutte le trasformazioni territoriali e anche per i territori degradati, ponendo anzi fortemente l'accento sul tema della loro riqualificazione e del loro recupero (Banchini, 2017).*

Secondo l'ISTAT (BES, 2020 pag.161), *il benessere di una società si riflette anche nel suo modo di abitare il territorio e di prendersi cura della propria eredità culturale. In Italia, per ragioni storiche, questi aspetti assumono una speciale rilevanza, tanto che la tutela del paesaggio e del patrimonio storico e artistico è menzionata dalla nostra Costituzione tra i suoi principi fondamentali. Paesaggio e patrimonio culturale sono quindi da considerare, oltre che beni comuni, indicatori di qualità della vita civile.* Al fine di inquadrare anche il contesto in cui le attività del Piano si inseriranno si riportano i risultati del Rapporto BES 2020: Il Benessere Equo e Sostenibile in Italia dell'ISTAT sul tema Paesaggio e patrimonio culturale, che evidenzia come nell'ultimo decennio si sono combinate contraddizioni storiche e nuove opportunità. *Tra le prime spiccano una spesa pubblica tra le meno generose d'Europa nella gestione del patrimonio culturale (e troppo dipendente, in periferia, dalle ineguali capacità della finanza locale) e una diffusa carenza di governo del territorio (testimoniata dalla persistenza dell'abusivismo edilizio, tanto più grave in un Paese particolarmente vulnerabile al rischio sismico e idrogeologico). Tra le seconde, la crescente attenzione, nelle politiche agricole e nel pubblico, per i paesaggi rurali (di cui si vede un riflesso nella diffusione dell'agriturismo) e una certa*

riduzione delle pressioni sul paesaggio generate dal sistema economico, in particolare nei settori delle costruzioni e delle attività estrattive – in larga misura, un effetto collaterale del rallentamento dell'attività produttiva seguito alla crisi del 2009, che può tuttavia dare occasione a politiche innovative, orientate a una maggiore sostenibilità (BES, 2020 pag.161).

Gli indicatori proposti fanno in prima battuta riferimento alla *Spesa pubblica per Servizi culturali e Protezione della biodiversità e del paesaggio* (sia a livello nazionale che comunale) (pag.161/162), mentre la dimensione del patrimonio culturale viene quindi osservata attraverso le dinamiche del sistema museale (*Densità e rilevanza del patrimonio museale* pag.163/165).

In riferimento agli indicatori del paesaggio sono stati considerati la diffusione dell'agriturismo (ambito rurale) (*Erosione dello spazio rurale da dispersione urbana, Erosione dello spazio rurale da abbandono, Diffusione delle aziende agrituristiche* pag.166/167), l'impatto degli incendi boschivi e la pressione delle attività estrattive (ambito naturale) (*Pressione delle attività estrattive e Pressione delle attività estrattive* pag.167/168), nonché l'indice di abusivismo edilizio (ambito urbano) (*Abusivismo edilizio* pag. 169). Al fine di una più completa valutazione, vengono analizzati anche alcuni indicatori soggettivi, riferiti alla percezione del degrado e all'attenzione sociale per il paesaggio nell'esperienza della vita quotidiana (*Insoddisfazione per il paesaggio del luogo di vita e Preoccupazione per il deterioramento del paesaggio* pag.170).

5.3.14. Patrimonio agroalimentare

L'integrità funzionale degli ambienti agricoli è strettamente dipendente dalla presenza di condizioni che mantengano elevata l'efficienza dei servizi ecosistemici. I dati ISTAT mostrano una diminuzione della SAU dal 1950 ad oggi.

L'agricoltura necessita:

- di suoli che, anche ad opera della diversificazione e dell'abbondanza degli organismi che vi dimorano (biodiversità del suolo), abbiano e mantengano una idonea fertilità e resilienza;
- di una maggiore attenzione e consapevolezza alla biodiversità pianificata e associata nella gestione agricola;
- di sistemi di prevenzione e di lotta alle infestanti e ad agenti patogeni caratterizzati da un basso impatto sugli altri organismi viventi (biologica, integrata o biodinamica);
- di approvvigionamento idrico per i sistemi di irrigazione;
- della cospicua presenza di insetti pronubi, per il determinante servizio che svolgono nella fecondazione (impollinazione entomofila) e quindi nella riproduzione di gran parte della flora coltivata.

Le criticità del settore agricolo possono essere riassunte come segue:

- generale declino della biodiversità in tutti i suoi aspetti (diversità genetica, delle specie e degli agro-ecosistemi), considerando anche l'abbandono di pratiche agricole tradizionali e di specie animali o vegetali autoctone, ritenute non più valide economicamente o tecnicamente o di infrastrutture paesaggistiche tradizionali quali i muri a secco, i canali di irrigazione ecc;
- erosione del suolo, perdita di sostanza organica e di biodiversità del suolo, desertificazione;
- conflitti sull'uso del suolo legati all'aumento di produttività agricola, con conseguente interruzione del *continuum* ambientale e della connettività ecologica;
- utilizzazione di tecniche agricole non sostenibili;

- introduzione di specie per cause diverse (lotta biologica o integrata, miglioramento delle razze o varietà, aumento produttività ecc.) o di altro materiale genetico alieno e conseguente ibridazione dei ceppi, razze e/o varietà locali oltre che delle specie native;
- inquinamento causato da prodotti chimici utilizzati nelle consuete pratiche agronomiche (fertilizzanti azotati e fosfatici, prodotti fitosanitari coltivazioni di biomassa a scopo energetico ecc.) o da altre sostanze provenienti da fonti inquinanti atmosferiche o dall'uso in agricoltura di deiezione animali, acque reflue, fanghi di depurazione ecc. (presidi farmacologici per la zootecnia e la medicina, radionuclidi, metalli pesanti, idrocarburi policiclici aromatici ecc.);
- trasferimento di parassiti o malattie dalle aree agricole alle aree selvatiche;
- effetti dei cambiamenti climatici, che possono accentuare le differenze regionali e acuire le disparità economiche tra le zone rurali;
- abbandono colturale, specialmente nelle aree di colline e di montagna e marginali del Paese, segnalato dalla riduzione della SAU;
- omogeneizzazione delle colture con selezione di varietà coltivate estensivamente, mirate alle richieste del mercato ma non rispondenti ai principi dell'agricoltura sostenibile.

Obiettivi specifici per favorire la conservazione e la sostenibilità delle attività agricole e forestali possono essere:

- favorire la conservazione e l'uso sostenibile della biodiversità agricola e la tutela e la diffusione di sistemi agricoli e forestali ad alto valore naturale(HNV);
- mantenere e, laddove necessario, recuperare i servizi ecosistemici dell'ambiente agricolo in fase di danneggiamento a causa in particolare all'impatto di prodotti chimici, alla perdita di suolo e di biodiversità del suolo, al mantenimento di connettività, all'inquinamento dell'aria, del suolo e dell'acqua;
- promuovere il presidio del territorio (in particolare in aree marginali o soggette a marginalizzazione e abbandono) attraverso politiche integrate che favoriscano l'agricoltura sostenibile con benefici per la biodiversità, per il mantenimento degli equilibri idrogeologici e dei nutrienti, evitando l'abbandono e/o la marginalizzazione delle aree agricole (applicazione della condizionalità, che fa sì che l'agricoltore assuma anche il ruolo del custode delle propri terre);
- promuovere la tutela e la valorizzazione di specie locali e autoctone;
- implementare le anagrafi delle specie da allevamento, così da censire e monitorare l'entità delle popolazioni di specie autoctone pure;
- promuovere l'uso delle terre in base alla loro attitudine/vocazione e favorire la tutela e la valorizzazione di specie locali e autoctone, anche valutando la necessità e l'opportunità di modificare le colture e le varietà sulla base delle tendenze climatiche;
- favorire il mantenimento degli ecosistemi e del paesaggio rurale attraverso una gestione mirata dei terreni agricoli allo scopo di creare e/o mantenere una sorta di "infrastruttura verde"

La conoscenza dello stato di conservazione degli ecosistemi, associata ad una loro rappresentazione spaziale, consente di supportare scelte consapevoli in materia di pianificazione e gestione delle risorse oltre che di conservazione. In particolare, andrà promossa la valutazione dello stato di conservazione degli ecosistemi come propedeutica alla identificazione delle priorità di ripristino soprattutto in un'ottica di mantenimento e potenziamento dei Servizi Ecosistemici.

Sono stati pubblicati studi sull'importanza di valutare il nesso tra settore agroalimentare, servizi ecosistemici ed esternalità in materia di salute umana (TEEB, 2018).

5.3.15. Patrimonio forestale

Normativa

La materia foreste, nella legislazione nazionale, è oggi contemporaneamente sottoposta alla competenza di differenti amministrazioni: del Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali (MiPAAF) chiamato ad elaborare specifiche linee di programmazione, di coordinamento e di indirizzo in materia di politica forestale nazionale in coerenza con la normativa e gli impegni assunti in sede europea ed internazionale; delle Regioni e Province Autonome per gli aspetti concernenti la gestione del territorio e la produzione e trasformazione di beni; del Ministero della Transizione ecologica (MiTE), con competenza primaria in materia di tutela e conservazione dell'ambiente e della biodiversità (Codice Ambientale - D.lgs. n. 152/06); del Ministero della cultura (MiC) per la parte primaria inerente la conservazione del paesaggio (Codice Urbani - D.lgs. n. 42 del 2004).

La competenza primaria in materia di gestione territoriale e forestale rimane comunque alle Regioni e alle Province Autonome (Decreti delegati n. 11 del 1972 e n. 616 del 1977, Legge Costituzionale n. 3 del 2001), da ciò deriva una serie di normative di settore quali Leggi Forestali regionali, Programmi forestali regionali, Piani forestali di indirizzo territoriale, Piani di gestione forestale.

Il settore forestale ha una disciplina nazionale, oltre al Regio Decreto 3267 del 1923 (in tema di riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e terreni montani) con cui viene riconosciuto alle foreste un ruolo fondamentale nella regimazione delle acque e assoggettandole al vincolo idrogeologico con prescrizioni e limitazioni alla gestione silvicolturale e che ancora oggi fa da cornice al sistema forestale nazionale, attraverso le disposizioni a presidio dell'ordinato regime delle acque e di un ordinato utilizzo delle aree forestali. Riveste particolare importanza il recente Testo Unico in materia di foreste e filiere forestali (TUFF - D.lgs. 3 Aprile 2018 n. 34), che prevede una serie di documenti strategici e regolamentari di riferimento (Strategia forestale nazionale, Programmi forestali regionali, Piani forestali di indirizzo territoriale, Piani di gestione forestale). Con il Decreto n. 8746 del 14 settembre 2018 viene inoltre ricostituito il "Tavolo di Filiera del Legno" che ha funzione di coordinamento tra le componenti della filiera forestale e dell'energia e le diverse politiche del settore. Riguardano il settore forestale anche il D.lgs. 18 maggio 2001 n. 227 in materia di selvicoltura e foreste che definisce una strategia nazionale di riferimento (Programma Quadro per il Settore Forestale del 2008) e il DPCM n. 143 del 17 luglio 2017 con il quale viene ufficialmente istituita la Direzione generale delle foreste, che diviene così la terza Direzione generale del Dipartimento per le politiche europee e lo sviluppo rurale, che ha tra i compiti il controllo ed il monitoraggio del consumo di suolo forestale, il coordinamento e la tutela dei patrimoni genetici forestali, la tutela dei prodotti del sottobosco, FLEGT ed EUTR.

A livello nazionale interessano il settore forestale anche L. 221/2015 "Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di *green economy* e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali"; la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile; la Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici (2015) decreto n. 86; Strategia nazionale sul verde urbano; la Legge 14 gennaio 2013, n. 10; Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 20 febbraio 2019 "Piano nazionale per la mitigazione del rischio idrogeologico, il ripristino e la tutela della risorsa ambientale" e il vincolo paesaggistico che, dal 1985 (Legge dell'8 agosto 1985, n. 431), ricade sul 100% dei boschi italiani (caso unico in Europa).

Quello forestale è un tema trasversale che interessa anche la Politica Agricola Comune (PAC) e i Piani di Sviluppo Rurale (PSR) per il periodo 2014 – 2020 (cambiamento climatico, ambiente, energia, commercio e sviluppo sostenibile), esso si integra nelle politiche di sviluppo rurale nelle diverse fasi di programmazione (2000-2006, 2007-2013, 2014-2020 e nella prossima 2021-2027) trovando particolare attenzione nella conservazione e salvaguardia della biodiversità e nella lotta al cambiamento climatico.

A livello internazionale ed europeo si segnalano: *“Una nuova strategia forestale dell’Unione europea: per le foreste e il settore forestale COM(2013) 659”*, il Regolamento LULUCF, il Regolamento (UE) n. 1305/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, il Regolamento (UE) n. 995/2010 (*Due Diligence*) in materia di controllo degli operatori della filiera legno (EUTR - *European Timber Regulation*) e il Regolamento (CE) n. 2173/2005 del 20 dicembre 2005 (FLEGT – *Forest Law Enforcement Governance and Trade*); il *“Closing the loop - An EU action plan for the Circular Economy COM/2015/0614 final”* (Piano d’Azione UE per l’Economia Circolare); l’*“European Bioeconomy Strategy and its Action Plan - COM(2012)60”* (la Strategia Europea per la Bioeconomia aggiornata al 2018 - SWD(2017)374); il Programma generale di azione dell’Unione in materia di ambiente fino al 2020 (7° PAA) *“Vivere bene entro i limiti del nostro pianeta”* (Decisione n. 1386/2013/UE del parlamento europeo e del consiglio del 20 novembre 2013); *Trasformare il nostro mondo: l’Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile (A/RES/70/1)*; l’Accordo di Parigi (C.N.735.2016.TREATIES-XXVII.7.d); la Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici e il Protocollo di Kyoto, il *Sendai Framework for Disaster Risk Reduction (2015-2030)*.

Stato della componente

L’Italia è particolarmente ricca di foreste (oltre un terzo della superficie nazionale è coperta da boschi). A partire già dal secondo dopoguerra la superficie forestale italiana ha avuto una graduale e continua espansione: da 8.675.100 ettari del 1985 si è passati a 10.982.013 ettari del 2015, con un incremento pari al 27%. La stima deriva dai risultati della fotointerpretazione, conclusa nel 2014, corretti secondo i dati dei rilievi al suolo del secondo inventario forestale INFC2005 (MiPAAFT, 2019). Il confronto delle stime di superficie prodotte dai tre inventari forestali nazionali realizzati in Italia (1985, 2005 e 2015) testimonia il sensibile aumento della superficie forestale avvenuto negli ultimi decenni (Figura 5.3-55: **Evoluzione della superficie forestale nazionale (milioni di ha) (1985, 2005, 2015)**.fonte RaF,2019); il fenomeno riguarda, con intensità diversa, tutte le Regioni italiane (Figura 5.3-56: **Superficie forestale (ha), secondo la definizione FAO-FRA, stimata dagli inventari forestali nazionali, per Regioni e Province Autonome (2005, 2015)**. NOTE: (1) Le stime INFC2015 sono preliminari e provvisorie e non comprendono gli impianti di arboricoltura, una categoria molto dinamica per la quale si attende la conclusione dei rilievi al suolo INFC2015 in corso per una stima definitiva. I valori riportati per INFC2015 hanno esclusivamente valore indicativo e non sono utilizzabili per scopi di carattere amministrativo. (2) Dati Istat 2002, valori di riferimento per INFC2005.fonte RaF,2019).

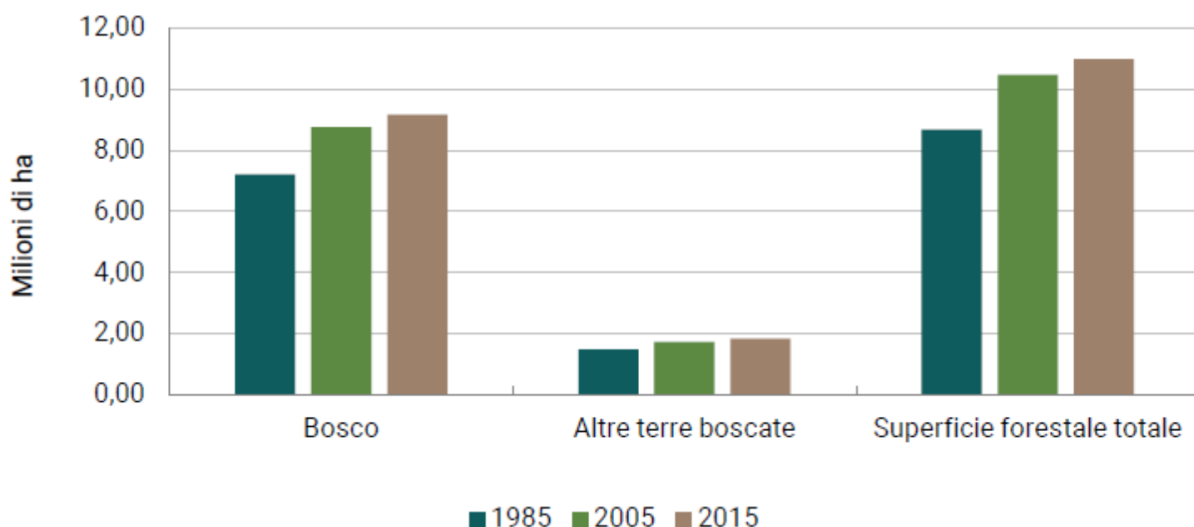


Figura 5.3-55: Evoluzione della superficie forestale nazionale (milioni di ha) (1985, 2005, 2015).

	INFC2005			Proiezioni INFC2015 ⁽¹⁾			Superficie territoriale ⁽²⁾
	Bosco	Altre Terre boscate	Superficie forestale totale	Bosco	Altre Terre boscate	Superficie forestale totale	
Abruzzo	301.492	47.099	438.590	423.943	51.150	475.093	1.079.512
Basilicata	263.098	93.329	356.426	290.190	103.674	393.864	999.461
P.A. Bolzano	336.609	35.405	372.174	342.776	36.127	378.903	739.997
Calabria	468.151	144.781	612.931	511.793	159.175	670.968	1.508.055
Campania	384.395	60.879	445.274	420.195	66.750	486.945	1.359.025
Emilia-Romagna	563.263	45.555	608.818	581.746	47.878	629.625	2.212.309
Friuli-Venezia Giulia	323.832	33.392	357.224	330.578	34.908	365.486	785.648
Lazio	543.884	61.974	605.859	599.211	68.493	667.704	1.720.768
Liguria	339.107	36.027	375.134	359.315	38.216	397.531	542.024
Lombardia	606.045	59.657	665.703	602.170	62.022	664.192	2.386.285
Marche	291.394	16.682	308.076	294.124	16.908	311.032	969.406
Molise	132.562	16.079	148.641	153.480	18.742	172.222	443.765
Piemonte	870.594	69.522	940.116	882.268	72.843	955.110	2.539.983
Puglia	145.889	33.151	179.040	153.903	35.183	189.086	1.936.580
Sardegna	583.472	629.778	1.213.250	583.142	658.266	1.241.409	2.408.989
Sicilia	256.303	81.868	338.171	288.943	92.704	381.647	2.570.282
Toscana	1.015.728	135.811	1.151.539	1.055.144	141.848	1.196.992	2.299.018
P.A. Trento	375.402	32.129	407.531	377.862	32.339	410.201	620.690
Umbria	371.574	18.681	390.255	396.540	20.120	416.660	845.604
Valle d'Aosta	98.439	7.489	105.928	103.820	7.898	111.719	326.322
Veneto	397.889	48.967	446.856	414.361	51.264	465.624	1.839.122
Italia	8.759.200	1.708.333	10.467.533	9.165.505	1.816.508	10.982.013	30.132.845

Figura 5.3-56: Superficie forestale (ha), secondo la definizione FAO-FRA, stimata dagli inventari forestali nazionali, per Regioni e Province Autonome (2005, 2015). NOTE: (1) Le stime INFC2015 sono preliminari e provvisorie e non comprendono gli impianti di arboricoltura, una categoria molto dinamica per la quale si attende la conclusione dei rilievi al suolo INFC2015 in corso per una stima definitiva. I valori riportati per INFC2015 hanno esclusivamente valore indicativo e non sono utilizzabili per scopi di carattere amministrativo. (2) Dati Istat 2002, valori di riferimento per INFC2005.

L'incremento annuo della superficie forestale totale (bosco e altre terre boscate) per gli intervalli 1985-2005 e 2005-2015 è pari rispettivamente a 0,3% e 0,2% della superficie nazionale; i rispettivi incrementi annui per il bosco sono di 77.960 ha e 52.856 ha.

Questa trasformazione di uso e copertura del suolo è legata sia a interventi attivi di afforestazione e riforestazione, sia soprattutto a processi naturali di successione vegetazionale e di espansione del bosco su coltivi e pascoli abbandonati, specialmente nelle aree collinari e montane. Uno studio (Marchetti *et al.*, 2018) su abbondanza e superficie media di radure aventi estensione inferiore a 0,5 ha all'interno di popolamenti forestali (*Small Open Areas* - SOA), osservando la dinamica di cambiamento dal 1990 al 2013 (Figura 5.3-57: **Numero e superficie media (ha) delle radure (SOA - *Small Open Areas*) (1990, 2013)**). fonte RaF, 2019), evidenzia un aumento delle radure in termini di abbondanza (+181,6%) e superficie (+18,0%), con una sensibile riduzione della dimensione media (-56,3%). La riduzione in termini di superficie media è per lo più dovuta ai fenomeni di ricolonizzazione ed espansione della copertura delle chiome dei popolamenti in cui le radure ricadono e che, con il tempo, ne comportano il completo assorbimento da parte del bosco (Marchetti *et al.*, 2018). L'aumento di copertura e abbondanza delle radure è infatti dovuto quasi esclusivamente ai *gap* presenti all'interno di popolamenti di neoformazione ancora radi in termini di copertura, ma che tenderanno a colmarsi nel giro di pochi anni a venire (MiPAAFT *et al.*, 2019).

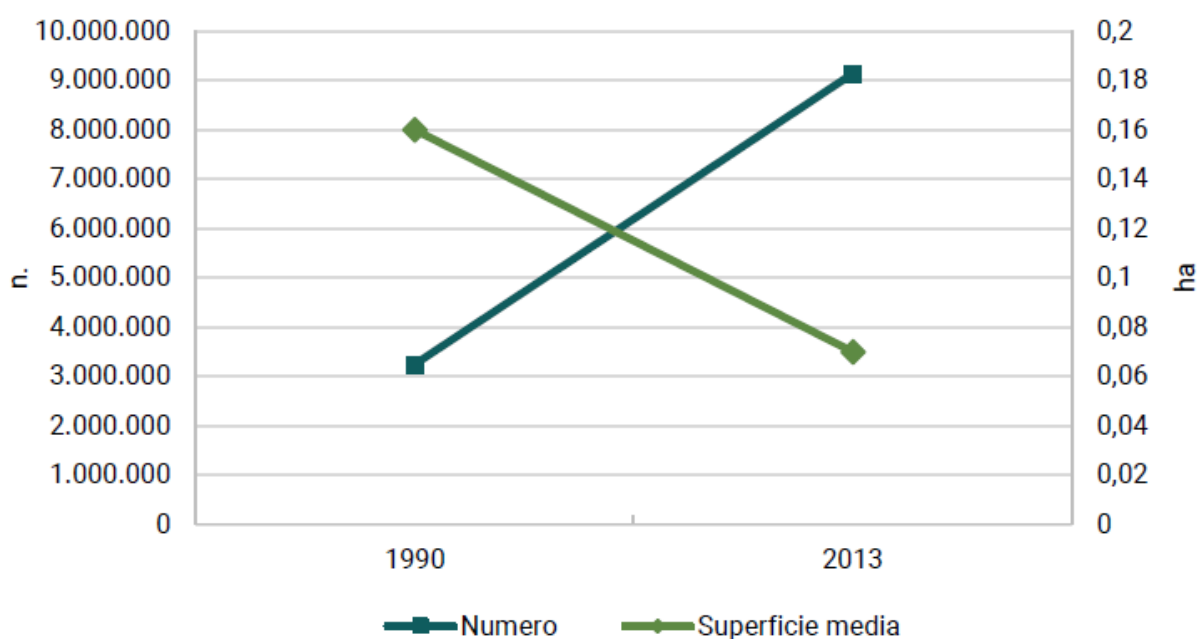


Figura 5.3-57: Numero e superficie media (ha) delle radure (SOA - *Small Open Areas*) (1990, 2013).

	1990			2013			Differenza		
	Numero	Superficie (ha)	Superficie media (ha)	Numero	Superficie (ha)	Superficie media (ha)	Numero	Superficie (ha)	Superficie media (ha)
SOA	3.246.709	505.087	0,16	9.142.196	596.094	0,07	5.895.487	91.006	-0,09

Figura 5.3-58. Numero, superficie totale (ha) e superficie media (ha) delle radure (SOA - *Small Open Areas*) (1990, 2013).

Il patrimonio forestale italiano è caratterizzato da un'ampia varietà di formazioni, ciascuna con una diversa composizione specifica. L'inventario forestale nazionale individua 23 categorie forestali, di cui 20 per le formazioni arboree e 3 per gli arbusteti, distinte in base alla prevalenza di una o più specie legnose. Le categorie forestali più diffuse in Italia sono quelle dominate dalle latifoglie decidue quali le faggete, i boschi di rovere, roverella e farnia, i boschi di cerro, farnetto, fragno e vallonea e gli altri boschi caducifogli, che occupano ciascuna una superficie prossima o superiore a un milione di ha. Altre categorie forestali molto rappresentate sono i castagneti, gli ostrieti e carpineti, le leccete e i boschi di abete rosso, che raggiungono superfici comprese tra mezzo milione e un milione di ha (**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** Figura 5.3-60. Superficie delle categorie forestali (ha) per i Boschi alti, gli Impianti di arboricoltura da legno e gli Arbusteti, per Regioni e Province Autonome (2005). fonte RaF,2019).

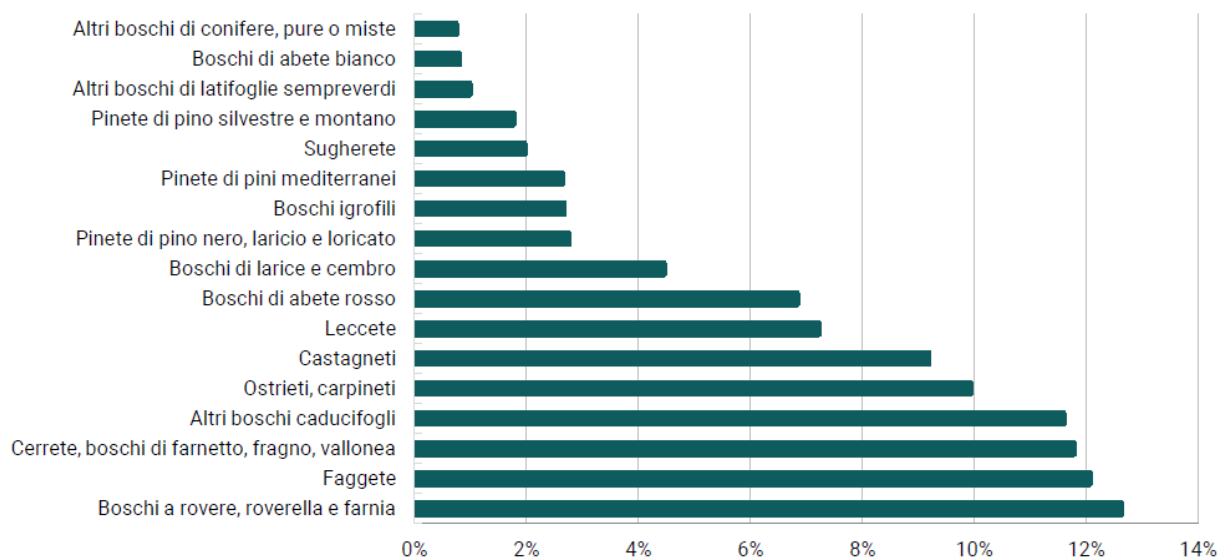


Figura 5.3-59. Ripartizione percentuale della superficie dei Boschi alti per categoria forestale (2005).

	Boschi di larice e cembro	Boschi di abete rosso	Boschi di abete bianco	Pinete di pino silvestre e montano	Pinete di pino nero, laricio e loricato	Pinete di pini mediterranei	Altri boschi di conifere, pure o miste	Fagete	Boschi a rovere, roverella e farnia	Cerrete, boschi di farnetto, fragno, vallonea	Castagneti	Ostrieti, carpinei	Boschi igrofilii	Altri boschi caducifogli	Leccete	Sugherete	Altri boschi di latifoglie sempreverdi	Pioppeti artificiali	Piantagioni di altre latifoglie	Piantagioni di conifere	Arbusteti subalpini	Arbusteti di clima temperato	Macchia, arbusteti mediterranei
Abruzzo	-	362	724	1.086	19.158	2.534	1.448	122.402	81.779	30.741	5.068	46.145	20.270	48.760	8.687	-	-	362	761	-	3.620	20.579	724
Basilicata	-	-	746	-	2.610	9.306	2.237	26.448	36.903	118.249	6.701	7.830	13.791	21.973	8.949	-	2.237	-	-	1.864	-	17.519	38.711
P.A. Bolzano	-	-	4.851	37.809	378	-	378	3.781	4.537	-	1.512	8.825	2.647	3.154	-	-	-	-	-	1.864	25.591	-	-
Calabria	-	-	-	-	74.625	15.298	8.209	77.237	46.641	42.909	69.370	5.597	8.582	35.920	43.656	4.851	20.149	300	846	1.493	-	2.239	24.160
Campania	-	-	-	-	6.260	7.734	1.105	55.197	54.856	68.051	53.200	53.766	11.784	30.197	37.117	368	368	419	737	-	-	5.520	22.828
Emilia-Romagna	-	4.046	2.942	4.046	16.551	2.942	2.942	100.863	74.649	99.659	41.929	104.809	24.616	71.339	736	-	-	7.951	1.427	368	368	10.298	-
Friuli-V. Giulia	11.891	44.963	1.858	10.033	30.843	1.115	1.115	88.812	7.432	-	13.378	45.807	12.943	46.035	-	-	-	5.813	1.423	372	11.804	2.230	-
Lazio	-	369	-	-	8.474	7.344	1.474	71.710	79.816	122.900	35.003	96.167	9.211	49.741	47.899	2.211	2.579	369	1.336	-	-	18.791	17.660
Liguria	1.099	366	2.931	10.259	5.496	23.431	733	37.004	42.483	10.991	110.278	44.798	4.030	27.478	13.906	-	-	366	-	-	252	5.129	4.397
Lombardia	47.678	88.374	8.005	18.073	4.849	-	1.763	65.681	42.418	2.204	82.872	81.180	20.277	113.870	-	-	882	23.699	2.697	441	21.442	9.688	-
Marche	-	372	-	-	10.405	1.486	4.459	17.837	63.530	27.484	3.344	76.908	13.749	63.916	6.689	-	-	372	843	-	-	2.973	372
Molise	-	-	1.171	-	2.343	781	-	14.836	39.673	47.240	390	9.370	7.028	7.418	1.171	-	-	491	401	-	-	6.097	1.171
Piemonte	81.569	18.585	14.141	21.968	2.828	808	6.464	115.501	70.000	8.081	169.075	17.777	23.537	289.400	-	-	-	22.171	4.822	1.555	14.950	14.238	-
Puglia	-	-	-	-	1.554	29.012	777	4.661	26.254	37.289	1.165	5.050	388	11.653	16.702	-	8.545	-	489	388	-	3.107	15.269
Sardegna	-	-	-	-	8.582	29.094	11.194	-	79.435	-	2.239	-	3.731	8.561	247.335	139.489	18.657	-	18.502	7.066	-	7.452	51.5352
Sicilia	-	-	-	-	7.170	41.168	6.065	15.162	62.016	24.227	9.476	2.884	6.444	15.509	18.195	15.541	29.849	-	1.137	-	-	18.163	33.145
Toscana	-	1.445	4.336	1.084	18.427	44.822	11.201	72.260	150.668	249.668	156.869	62.507	24.569	76.086	126.115	6.142	1.445	1.841	2.202	1.452	-	23.483	16.310
P.A. Trento	63.038	137.203	15.856	21.262	6.126	-	-	62.247	5.766	-	1.802	40.841	3.243	15.135	360	-	-	-	-	-	21.921	360	-
Umbria	-	-	-	-	737	5.899	1.843	15.115	96.587	120.918	2.581	59.255	7.742	9.216	39.815	-	-	369	3.019	-	-	7.816	-
Valle d'Aosta	44.528	18.230	1.156	12.330	385	-	-	1.156	4.239	-	3.853	-	385	12.065	-	-	-	-	-	-	2.312	385	-
Veneto	40.876	96.703	7.097	12.985	3.505	747	-	67.196	14.567	374	18.302	82.687	10.085	37.350	2.988	-	-	1.747	343	-	19.265	2.615	712
Italia	382.372	586.082	68.460	151.671	236.467	226.101	63.407	1.035.103	1.084.247	1.010.985	788.408	852.202	229.054	994.777	620.318	168.502	84.712	66.269	40.985	14.998	121.524	178.581	690.811

Figura 5.3-60. Superficie delle categorie forestali (ha) per i Boschi alti, gli Impianti di arboricoltura da legno e gli Arbusteti, per Regioni e Province Autonome (2005).

Sempre secondo le stime del secondo inventario forestale nazionale, il tipo colturale più comune in Italia è il ceduo, che interessa il 41,8% della superficie dei Boschi, pari a 3.663.143 ha; in particolare, il ceduo matricinato risulta essere la forma di coltura prevalente in 12 Regioni e occupa complessivamente il 27,5% della superficie dei boschi italiani. Le fustaie interessano il 34,3% della superficie boscata; di questa, 1.357.974 ha sono occupati da fustaie coetanee e 1.648.943 ha da fustaie disetanee, irregolari e articolate. La rimanente parte della superficie del bosco è occupata da fustaie transitorie derivanti da conversione del ceduo (151.049 ha), da formazioni attribuite al Tipo colturale speciale, quali i castagneti da frutto, i noceti e le sugherete (118.311 ha) e da formazioni caratterizzate da una forma di governo non definita o non classificabile (1.819.781 ha). Tra queste ultime sono inclusi i soprassuoli di origine spontanea, non sottoposti ad alcun intervento selvicolturale o interessati solo da interventi sporadici, e gli impianti di arboricoltura da legno, ai quali non è stato attribuito un tipo colturale (Figura 5.3-62 fonte RaF,2019).

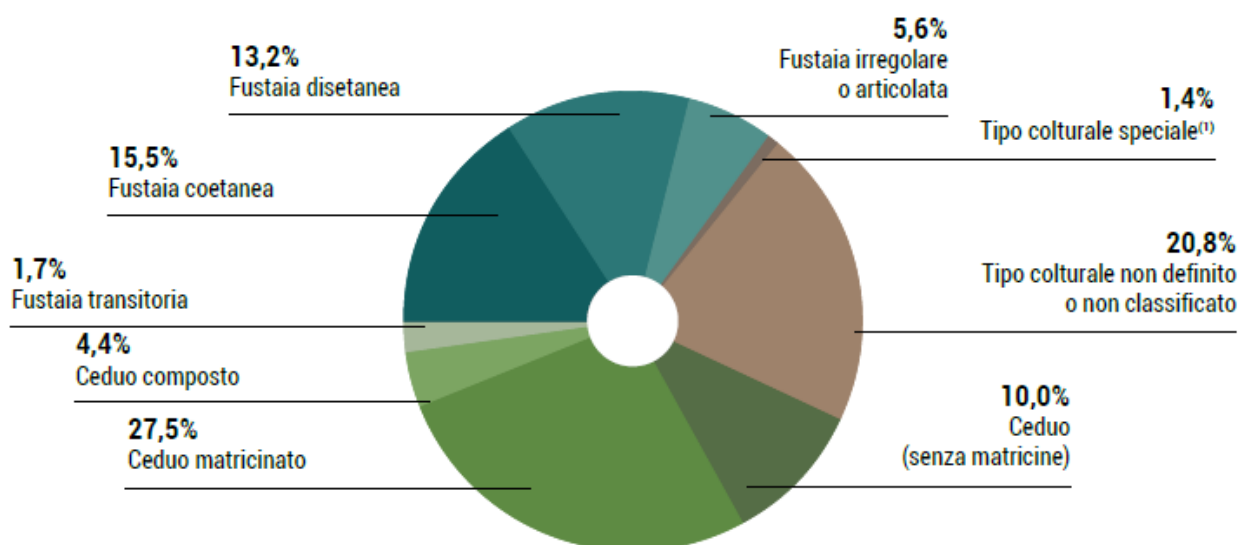


Figura 5.3-61. Ripartizione percentuale della superficie dei Boschi, per tipo colturale (2005). NOTA: (1) Tipo colturale speciale = castagneti da frutto, noceti, sugherete.

	Ceduo (senza matricine)	Ceduo matricinato	Ceduo composto	Fustaia transitoria	Fustaia coetanea	Fustaia disetanea	Fustaia irregolare o articolata	Tipo culturale speciale (castagnei da frutto, noceti, sugherete)	Tipo non definito o non classificato
Abruzzo	26.544	100.293	4.706	24.252	75.653	18.460	19.184	724	121.676
Basilicata	21.989	55.267	1.119	4.847	58.095	31.688	15.660	-	74.434
P.A. Bolzano	5.293	2.647	4.537	-	192.665	43.988	58.194	378	28.987
Calabria	71.982	52.237	8.955	4.478	103.355	136.190	10.448	2.612	77.894
Campania	44.889	116.091	2.946	4.419	47.870	26.844	3.683	18.413	119.240
Emilia-Romagna	45.974	281.082	11.034	17.286	39.354	23.539	3.310	4.414	137.269
Friuli-Venezia Giulia	37.531	3.344	2.230	13.006	86.311	27.498	10.033	-	143.878
Lazio	46.425	262.176	32.056	12.527	31.687	41.333	11.791	4.053	101.837
Liguria	59.353	116.974	36.637	1.099	40.667	33.307	4.763	4.030	42.276
Lombardia	88.333	143.704	36.587	2.645	53.338	134.518	29.094	1.763	116.065
Marche	4.831	138.609	3.716	1.486	15.979	35.303	10.777	372	80.322
Molise	12.103	57.391	390	-	11.713	5.466	11.713	-	33.787
Piemonte	102.726	193.270	64.644	5.656	141.720	160.423	51.348	11.359	139.448
Puglia	40.277	24.819	4.273	-	19.730	41.910	1.942	-	12.939
Sardegna	53.721	67.910	7.090	7.090	108.135	115.960	32.079	45.149	146.339
Sicilia	23.963	22.743	3.791	379	62.774	76.441	9.476	2.274	54.462
Toscana	120.679	438.692	66.843	35.048	85.270	24.227	48.416	22.402	174.152
P.A. Trento	13.453	22.703	18.379	8.288	97.202	86.848	46.751	-	81.777
Umbria	6.636	227.828	41.658	3.687	15.115	18.064	4.424	369	53.795
Valle d'Aosta	1.927	-	-	-	2.312	1.541	71.380	-	21.280
Veneto	43.327	80.303	31.517	4.856	69.029	72.833	38.097	-	57.926
Italia	871.953	2.408.084	383.106	151.049	1.357.974	1.156.381	492.561	118.311	1.819.781

Figura 5.3-62. Superficie dei Boschi (ha), per tipo culturale e per Regioni e Province Autonome (2005).

Riguardo allo stadio di sviluppo delle formazioni forestali, il secondo inventario forestale nazionale ha registrato una prevalenza degli stadi adulto e maturo e, per le formazioni coetanee, delle classi di età tra 31-40 anni per i cedui e 41-80 per le fustaie (Figura 5.3-63. Ripartizione percentuale dei boschi coetanei, per stadio di sviluppo (2005). fonte RaF,2019).

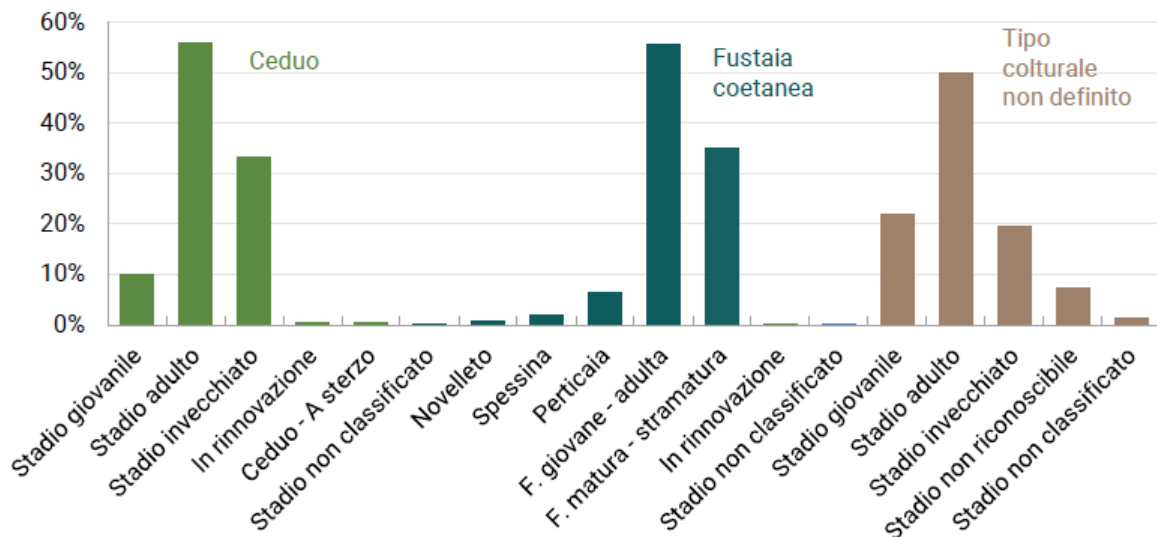


Figura 5.3-63. Ripartizione percentuale dei boschi coetanei, per stadio di sviluppo (2005).

Gli strumenti pianificatori di dettaglio, quali il piano di gestione forestale o il piano di assestamento forestale, risultano ancora relativamente poco diffusi a livello nazionale (Figura 5.3-64. **Numero e superficie (ha) dei piani forestali territoriali e dei piani di gestione/assestamento forestale nelle Regioni e Province Autonome (2017)**. ND: non dichiarato; NP: non presente. NOTE: (1) Sono presenti inoltre 23.430 “Schede boschive” che coprono una superficie totale di 230.259 ha, a tutti gli effetti di legge riconosciute come strumento pianificatorio aziendale, come anche dai principali sistemi di certificazione forestale internazionali. (2) Sono presenti inoltre le “schede forestali”, strumenti di pianificazione forestale semplificata e non obbligatoria per le piccole proprietà. (3) Sono stati realizzati 2 “Piani forestali territoriali di indirizzo” a titolo sperimentale, ma non sono stati approvati. Sono presenti altri 82 Piani di gestione forestale scaduti, con superficie complessiva pari a 36.264,57 ha. (4) I “Piani Forestali Territoriali” (in totale n. 47) sono stati redatti nel periodo 1996-2004 e interessano l’intera superficie territoriale regionale, ma non sono mai stati approvati. (5) I Piani di gestione forestale sono riferiti unicamente al PAFR -Patrimonio Agricolo Forestale della Regione Toscana e alle proprietà statali gestite dal Raggruppamento Biodiversità dei Carabinieri Forestali. Per quanto concerne la proprietà privata il SIGAF non contiene i dati relativi alla pianificazione forestale. (6) Piani forestali territoriali: sono stati realizzati dei piani forestali di area vasta mai approvati, utilizzati solo a livello di documenti tecnici. (7) In Valle d’Aosta dal 2010 non si procede alla revisione periodica dei piani di assestamento. Pertanto 34 piani per complessivi 18.661 ha risultano in regime di “*prorogatio*”. fonte RaF,2019).

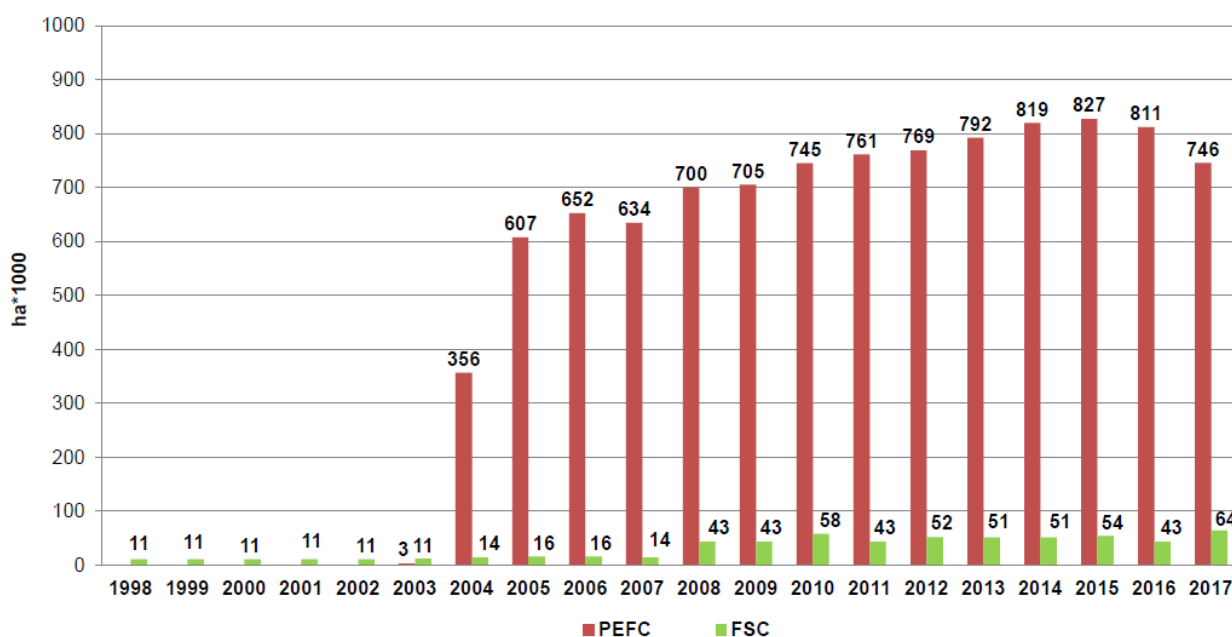
Complessivamente, soltanto il 18% della superficie forestale nazionale risulta attualmente gestita mediante questo tipo di piani. In solo tre delle Regioni per le quali sono disponibili i dati per questo indicatore la percentuale di superficie forestale assestata è superiore al 50% e appena in sette è superiore al 30%. Peraltro, è da segnalare la presenza di 50 piani forestali di indirizzo territoriale, che interessano oltre 1,7 milioni di ha di superficie forestale, i quali potranno rappresentare un utile riferimento tecnico per lo sviluppo operativo di quanto previsto dall’Art. 6, comma 3, del D. Lgs. 34/2018 anche in quelle Regioni (la maggior parte) che non si sono ancora dotate di tali strumenti.

	Piani forestali territoriali		Piani di gestione/assestamento forestale	
	(n.)	(ha)	(n.)	(ha)
Abruzzo	NP	NP	2	9.299,00
Basilicata	NP	NP	70	ND
P.A. Bolzano ⁽¹⁾	NP	NP	342	202.966,00
Calabria	NP	NP	108	34.172,00
Campania	NP	NP	82	160.000,00
Emilia-Romagna	NP	NP	83	56.900,00
Friuli-Venezia Giulia ⁽²⁾	NP	NP	113	179.494,00
Lazio	NP	NP	350	circa 200.000
Liguria ⁽³⁾	NP	NP	23	7.926,70
Lombardia	38	1.588.107,00	123	233.380,00
Marche	10	51.570,00	6	12.806,00
Molise	NP	NP	21	11.317,62
Piemonte ⁽⁴⁾	NP	NP	22	34.014,28
Puglia	NP	NP	ND	ND
Sardegna	NP	NP	7	2.438,63
Sicilia	NP	NP	5	2.070,00
Toscana ⁽⁵⁾	NP	NP	57	114.017,55
P.A. Trento	NP	NP	499	379.292,00
Umbria ⁽⁶⁾	NP	NP	125	90.042,00
Valle d'Aosta ⁽⁷⁾	NP	NP	86	47.576,00
Veneto	3	84.857,00	111	174.622,00

Figura 5.3-64. Numero e superficie (ha) dei piani forestali territoriali e dei piani di gestione/assestamento forestale nelle Regioni e Province Autonome (2017). ND: non dichiarato; NP: non presente. NOTE: (1) Sono presenti inoltre 23.430 “Schede boschive” che coprono una superficie totale di 230.259 ha, a tutti gli effetti di legge riconosciute come strumento pianificatorio aziendale, come anche dai principali sistemi di certificazione forestale internazionali. (2) Sono presenti inoltre le “schede forestali”, strumenti di pianificazione forestale semplificata e non obbligatoria per le piccole proprietà. (3) Sono stati realizzati 2 “Piani forestali territoriali di indirizzo” a titolo sperimentale, ma non sono stati approvati. Sono presenti altri 82 Piani di gestione forestale scaduti, con superficie complessiva pari a 36.264,57 ha. (4) I “Piani Forestali Territoriali” (in totale n. 47) sono stati redatti nel periodo 1996-2004 e interessano l'intera superficie territoriale regionale, ma non sono mai stati approvati. (5) I Piani di gestione forestale sono riferiti unicamente al PAFR -Patrimonio Agricolo Forestale della Regione Toscana e alle proprietà statali gestite dal Raggruppamento Biodiversità dei Carabinieri Forestali. Per quanto concerne la proprietà privata il SIGAF non contiene i dati relativi alla pianificazione forestale. (6) Piani forestali territoriali: sono stati realizzati dei piani forestali di area vasta mai approvati, utilizzati solo a livello di documenti tecnici. (7) In Valle d'Aosta dal 2010 non si procede alla revisione periodica dei piani di assestamento. Pertanto 34 piani per complessivi 18.661 ha risultano in regime di “*prorogatio*”.

Nel settore forestale si vanno consolidando una serie di forme di partenariato e di collaborazione pubblico-privata, mirate principalmente a favorire azioni di informazione/sensibilizzazione e la diffusione di strumenti di tipo volontario, finalizzati alla promozione della gestione forestale sostenibile, all'adozione di pratiche di responsabilità sociale d'impresa e al contrasto dei processi di illegalità. Tra questi importanti strumenti figurano gli schemi di certificazione forestale, con riferimento sia alla gestione delle foreste su scala nazionale e internazionale, sia alla catena di custodia che mira a garantire la tracciabilità dei prodotti forestali attraverso le fasi di approvvigionamento, lavorazione, commercio e distribuzione del prodotto all'interno della filiera foresta-legno/carta. La certificazione è un processo volontario che porta al rilascio, da parte di un

organismo terzo e indipendente (ente di certificazione accreditato a livello nazionale o internazionale), di un certificato di gestione forestale o catena di custodia. Nel caso della gestione forestale si attesta che le forme di gestione di un determinato bosco o di un determinato territorio rispondano a specifici requisiti di tutela ambientale, di equità sociale e di efficienza economica, definiti da uno *standard* nazionale di riferimento. Nel caso della catena di custodia si attesta che il percorso intrapreso dai prodotti a partire dalla foresta oppure, nel caso di materiali di riciclo, dal momento in cui il materiale viene recuperato, fino al punto in cui il prodotto viene venduto e/o viene finito ed etichettato - sia stato intrapreso secondo *standard* internazionali che ne garantiscono la tracciabilità e rintracciabilità. Attualmente esistono due schemi di certificazione forestale applicabili al contesto italiano aventi carattere internazionale: il *Forest Stewardship Council*[®] (FSC[®]) e il *Programme for Endorsement of Forest Certification schemes* (PEFC[™]). In Italia, al 31 dicembre 2017, le foreste certificate PEFC e FSC sono stati pari rispettivamente a 745.559 ha e 63.601 ha. La superficie certificata PEFC ha subito una flessione rispetto al 2016, mentre i dati inerenti alla certificazione FSC segnalano un incremento. Nella Figura 5.3-65. **Superfici forestali certificate in Italia secondo gli schemi PEFC e FSC.** (ISPRA, 2019) si rileva un aumento pressoché costante della superficie forestale certificata PEFC fino al 2015 (unica eccezione è il 2007) seguita da una flessione nel corso del 2016-2017. La superficie certificata FSC ha un andamento altalenante che registra il suo valore massimo di 64 mila ettari nel 2017.



Fonte: FSC (*Forest Stewardship Council*) Italia, PEFC (*Programme for Endorsement of Forest Certification schemes*) Italia

Figura 5.3-65. **Superfici forestali certificate in Italia secondo gli schemi PEFC e FSC.**

Le Regioni dotate di almeno una foresta certificata FSC[®] o PEFC sono undici e quelle con la maggiore diffusione di questi sistemi sono Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Lombardia, Toscana e Piemonte. Un importante settore è quello della certificazione della gestione sostenibile delle piantagioni da legno, e in particolare della pioppicoltura: questo tipo di certificazione interessa, in particolare, tre Regioni (Friuli-Venezia Giulia, Lombardia, Piemonte), per un totale di oltre 4.000 ha, pari a circa il 10% di tutti i pioppeti specializzati nella pianura padano-veneta, a testimonianza della crescente attenzione nei confronti della sostenibilità ecologica di questa coltura relativamente intensiva. Interessante anche il fenomeno della “doppia certificazione” (FSC[®] + PEFC), che a fine 2017 coinvolgeva due foreste pubbliche e quattro private

(MiPAAFT, 2019). È importante ricordare che gli schemi FSC e PEFC sono nati per certificare i servizi di approvvigionamento, ma FSC ha da poco sviluppato (febbraio 2018) degli *standard* specifici per altri 5 Servizi Ecosistemici (tutela della biodiversità, regolazione ciclo dell'acqua e del carbonio, tutela del suolo, offerta di servizi turistico-ricreativi); la certificazione FSC®, dunque, punterà alla valorizzazione della risorsa boschiva non solo in termini di prodotti forestali, ma anche di servizi ecosistemici.

Si trovano in Italia le prime foreste al mondo a vedersi certificati tutti i servizi ecosistemici secondo lo schema FSC®. Le aree in cui è stato eseguito il calcolo dei benefici derivanti dalla gestione forestale sostenibile, condotto da Etifor, appartengono al Gruppo WaldPlus, che conta ad oggi più di 1.000 ha suddivisi in 33 proprietà forestali distribuite tra Trentino Alto-Adige, Veneto e Lombardia. La particolarità di questo nuovo approccio promosso da FSC® è che la certificazione non riguarda esclusivamente i gestori forestali, ma anche *sponsor* finanziari, acquirenti di servizi ambientali, *retailer* e aziende che possono investire nella promozione degli impatti positivi della gestione forestale sostenibile (Dalla Vecchia, 2019).

Gli alberi monumentali fino ad oggi censiti ed iscritti al primo Elenco nazionale degli alberi monumentali ai sensi dell'art. 7 della L.n. 10/2013 sono 2.407 (fig. 5.3-66; fonte RaF,2019); essi risultano appartenere a 178 specie arboree, di cui 47 conifere, 124 latifoglie e 7 specie di palme. I generi più rappresentati, oltre a *Quercus*, risultano essere *Fagus*, *Cedrus*, *Platanus*, *Pinus*, *Larix*, *Acer* e *Castanea*. Le Regioni che presentano il maggior numero di alberi o sistemi vegetali risultano essere l'Abruzzo e la Sardegna, rispettivamente con 299 e 285 elementi in elenco.

	Alberi
Abruzzo	299
Basilicata	104
P.A. Bolzano	44
Calabria	83
Campania	69
Emilia-Romagna	107
Friuli-Venezia Giulia	139
Lazio	62
Liguria	104
Lombardia	121
Marche	123
Molise	117
Piemonte	176
Puglia	56
Sardegna	285
Sicilia	88
Toscana	55
P.A. Trento	87
Umbria	66
Valle d'Aosta	112
Veneto	110
Italia	2.407

Figura 5.3-66. Numero di alberi monumentali inseriti nell'Elenco nazionale, per Regioni e Province Autonome (2017).

La superficie forestale compresa all'interno di aree protette ammonta complessivamente a 3.857.652 ha. Buona parte delle superfici tutelate (poco più di 1,5 milioni di ha) presenta un doppio regime di tutela, ricadendo anche all'interno della Rete Natura 2000 (RN2000) mentre circa 1,9 milioni di ha sono le superfici forestali ricadenti solo in aree RN2000 senza altri regimi di tutela. Complessivamente RN2000 in Italia si estende su quasi 6 milioni di ha (19% del territorio nazionale) di cui, considerando le varie sovrapposizioni, oltre 3,4 milioni di ha sono coperti da foreste (Figura 5.3-67. **Ripartizione percentuale della superficie forestale nelle diverse tipologie di aree protette (2016)**). fonte RaF,2019). Nel loro insieme, in Italia, le aree protette terrestri coprono 6,8 milioni di ha, di cui il 56,1% rappresentato da boschi e altre terre boscate, con una copertura relativa variabile a seconda delle diverse tipologie di aree protette, ma che nel complesso risulta sempre superiore alla media nazionale. I Parchi Nazionali (fig. 14; fonte RaF,2019) sono le aree protette che presentano il coefficiente di boscosità media più elevato (75%).

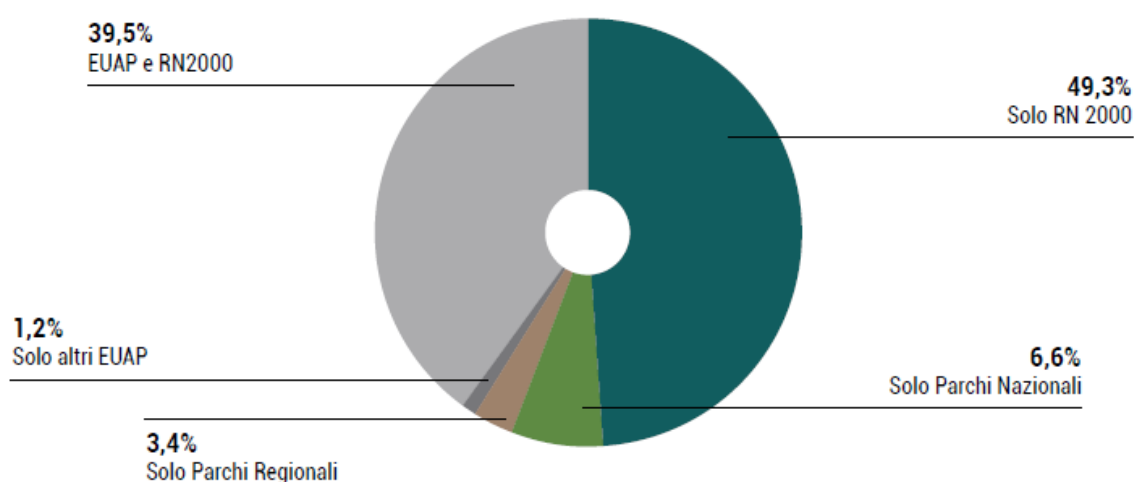


Figura 5.3-67. Ripartizione percentuale della superficie forestale nelle diverse tipologie di aree protette (2016).

	Superficie forestale (ha)	Coefficiente di boscosità (%)
Solo RN 2000	1.902.432	52,0
Solo Parchi Nazionali	256.112	75,0
Solo Parchi Regionali	131.750	46,6
Solo altri EUAP	45.955	37,9
EUAP e RN2000	1.521.403	61,5
Totale	3.857.652	56,1

Figura 5.3-68. Superficie forestale di bosco e altre terre boscate (ha) e coefficiente di boscosità (%) per le diverse tipologie di aree protette terrestri (2016).

Nel 2017 l'UNESCO, nell'ambito del Sito internazionale denominato "Ancient and Primeval Beech Forests of the Carpathians and Other Regions of Europe", ha riconosciuto 10 faggete vetuste italiane come "Patrimonio dell'Umanità" (Figura 5.3-69. **Superficie delle faggete vetuste italiane (ha) riconosciute Patrimonio dell'Umanità UNESCO (2017).**fonte RaF,2019).

ID	Sito	Superficie (ha)	Buffer Zone (ha)
1133ter-040	Abruzzo, Lazio & Molise - Valle Cervara	119,70	751,61
1133ter-041	Abruzzo, Lazio & Molise - Selva Moricento	192,70	
1133ter-042	Abruzzo, Lazio & Molise - Coppo del Morto	104,71	415,51
1133ter-043	Abruzzo, Lazio & Molise - Coppo del Principe	194,49	446,62
1133ter-044	Abruzzo, Lazio & Molise - Val Fondillo	325,03	700,95
1133ter-045	Cozzo Ferriero	95,74	482,61
1133ter-046	Foresta Umbra	182,23	1.752,54
1133ter-047	Monte Cimino	57,54	87,96
1133ter-048	Monte Raschio	73,73	54,75
1133ter-049	Sasso Fratino	781,43	6.936,64
Totale		1.345,87	11.629,19

Figura 5.3-69. **Superficie delle faggete vetuste italiane (ha) riconosciute Patrimonio dell'Umanità UNESCO (2017).**

In Italia le aree forestali sono localizzate in prevalenza in zone collinari e montane; oltre il 65% dei boschi italiani è infatti situato a quote superiori a 500 metri. Riguardo alla pendenza del terreno, una parte consistente dei boschi (44,6%) è caratterizzata da valori elevati, superiori al 40%. Questi fattori, unitamente alle caratteristiche geo-morfologiche e climatiche del territorio italiano, determinano l'importanza delle formazioni forestali per contrastare i fenomeni di dissesto idrogeologico e prevenire l'erosione dei suoli. Il vincolo idrogeologico, istituito dal R.D.L. 3267/23, interessa gran parte della superficie forestale del Paese (80,9%); la superficie del bosco con vincolo idrogeologico è pari all'87,1% del totale, mentre le altre terre boscate risultano vincolate per il 49,2% della superficie (Figura 5.3-70. **Ripartizione percentuale della superficie dei Boschi (a sinistra) e delle Altre terre boscate (a destra) per presenza o assenza di vincolo idrogeologico (2005).**Figura 5.3-71. **Superficie forestale (ha) ripartita per presenza o assenza del vincolo idrogeologico, per Regioni e Province Autonome (2005).**fonte RaF).

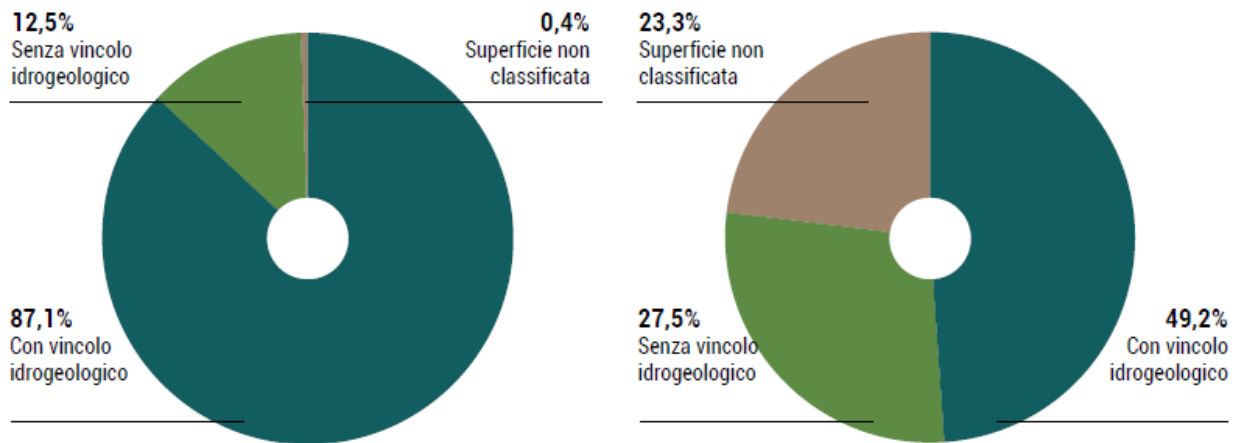


Figura 5.3-70. Ripartizione percentuale della superficie dei Boschi (a sinistra) e delle Altre terre boscate (a destra) per presenza o assenza di vincolo idrogeologico (2005).

	Boschi			Totale Boschi	Altre terre boscate			Totale Altre terre boscate
	Con vincolo idrogeologico	Senza vincolo idrogeologico	Superficie non classificata		Con vincolo idrogeologico	Senza vincolo idrogeologico	Superficie non classificata	
Abruzzo	341.204	49.925	362	391.492	26.468	6.771	13.859	47.099
Basilicata	232.559	30.539	-	263.098	62.962	10.047	20.320	93.329
P.A. Bolzano	330.161	4.637	1.890	336.689	31.026	-	4.460	35.485
Calabria	394.358	67.263	6.531	468.151	45.709	15.671	83.401	144.781
Campania	326.240	57.050	1.105	384.395	37.187	3.683	20.010	60.879
Emilia-Romagna	497.639	64.520	1.103	563.263	22.409	1.839	21.307	45.555
Friuli-V. Giulia	277.540	46.291	-	323.832	21.422	1.071	10.899	33.392
Lazio	502.756	36.845	4.283	543.884	43.007	5.388	13.579	61.974
Liguria	316.058	21.583	1.466	339.107	20.101	1.351	14.575	36.027
Lombardia	502.773	102.390	882	606.045	40.286	2.975	16.396	59.657
Marche	252.747	38.647	-	291.394	6.273	743	9.665	16.682
Molise	124.363	8.199	-	132.562	12.434	781	2.864	16.079
Piemonte	730.571	138.469	1.555	870.594	44.556	2.921	22.045	69.522
Puglia	117.165	27.638	1.086	145.889	17.600	11.145	4.406	33.151
Sardegna	297.930	280.692	4.851	583.472	221.239	380.398	28.141	629.778
Sicilia	228.087	27.838	379	256.303	54.906	19.551	7.411	81.868
Toscana	965.833	48.450	1.445	1.015.728	61.466	3.613	70.732	135.811
P.A. Trento	370.717	2.162	2.523	375.402	28.166	-	3.963	32.129
Umbria	360.515	11.060	-	371.574	13.887	-	4.795	18.681
Valle d'Aosta	79.559	18.880	-	98.439	3.809	-	3.680	7.489
Veneto	379.309	18.241	339	397.889	26.257	1.121	21.589	48.967
Italia	7.628.082	1.101.320	29.798	8.759.200	841.169	469.070	398.095	1.708.333

Figura 5.3-71. Superficie forestale (ha) ripartita per presenza o assenza del vincolo idrogeologico, per Regioni e Province Autonome (2005).

A livello nazionale il 66% circa dei boschi risulta di proprietà privata, mentre circa il 34% di proprietà pubblica. A livello regionale la maggiore diffusione della proprietà privata si riscontra in Liguria (86,3%), Toscana (85,1%), Emilia Romagna (84,7%) e Marche (82,0%), mentre in P.A. di Trento, Abruzzo e Sicilia si registra una maggiore incidenza della proprietà pubblica, pari rispettivamente a 71,4%, 57,2% e 50,3% della superficie dei Boschi. A livello di categorie inventariali, la più alta percentuale di proprietà privata si riscontra negli Impianti di arboricoltura da legno. La prevalenza della proprietà privata si osserva anche per le Altre terre boscate (boschi radi, boscaglie, boschi bassi e arbusteti), la cui superficie è per il 50% circa di proprietà privata, per il

27% di proprietà pubblica e per il rimanente 23% non classificata. Nell'ambito della proprietà privata, la ripartizione per tipo di proprietà vede quella individuale sempre prevalente, mentre con riferimento alla proprietà pubblica prevalgono le proprietà di Comuni e Province a statuto ordinario.

Servizi Ecosistemici

Le foreste e in generale le aree a copertura arborea, costituiscono, tra i diversi ambienti naturali e seminaturali, quelli che forniscono la maggior varietà di servizi ecosistemici quali la produzione di materie prime, la regolazione dei cicli naturali e molteplici benefici culturali. I servizi di approvvigionamento delle aree forestali sono quelli immediatamente associati all'offerta di prodotti, generalmente con un mercato, e consistono in beni e materiali quali le "3 F" (*food* - cibo, *fiber* - biomassa, *feed* - mangimi) e le risorse idriche. I servizi di regolazione e culturali riguardano la regolazione del clima, della qualità dell'acqua e dell'aria, l'assorbimento e stoccaggio del carbonio atmosferico, la difesa del suolo, il controllo dell'erosione e dei nutrienti, la protezione e la mitigazione dei fenomeni idrologici estremi, la conservazione della biodiversità nonché la funzione ricreativa, estetica, educativa, sportiva, spirituale.

I Pagamenti per i Servizi Ecosistemici (PES) sono stati formalmente introdotti nell'ordinamento giuridico italiano grazie all'art.70 del Collegato ambientale della Legge di Stabilità del 2015 (D.L. 28 dicembre 2015). L'art. 70 di inquadramento della materia afferma che, tramite l'emanazione di uno o più decreti, senza oneri aggiuntivi per lo Stato, *"siano in ogni caso remunerati i seguenti servizi: fissazione del carbonio delle foreste e dell'arboricoltura da legno di proprietà demaniale, collettiva e privata; regimazione delle acque nei bacini montani; salvaguardia della biodiversità delle prestazioni ecosistemiche e delle qualità paesaggistiche; utilizzazione di proprietà demaniali e collettive per produzioni energetiche"*. Se questa norma dovesse essere applicata alla lettera, non meno di un terzo del territorio nazionale dovrebbe essere oggetto di una serie diversificata di pagamenti; la gran parte delle foreste italiane hanno, infatti, un ruolo positivo nella fissazione di anidride carbonica, nella regolazione del ciclo dell'acqua e nella tutela della stabilità dei suoli. La materia dei PES con specifico riferimento alle risorse forestali è stata ripresa dal più recente D.Lgs. del 3 aprile 2018, n. 34 (Testo Unico in materia di Foreste e Filiere forestali, TUFF) che riallinea il concetto dei PES a quello maggiormente condiviso a livello internazionale. Nello specifico il decreto al com. 8 dell'art.7 stabilisce che le Regioni *"promuovono sistemi di pagamento dei servizi ecosistemici ed ambientali (PSE) generati dalle attività di gestione forestale sostenibile e dall'assunzione di specifici impegni silvo-ambientali informando e sostenendo i proprietari, i gestori e i beneficiari dei servizi nella definizione, nel monitoraggio e nel controllo degli accordi contrattuali"*. In più, al successivo com. 9, si afferma che l'organizzazione di PES deve basarsi sul *"rispetto dei seguenti principi e criteri generali: • la volontarietà dell'accordo, che dovrà definire le modalità di fornitura e di pagamento del servizio; • l'addizionalità degli interventi oggetto di PSE rispetto alle condizioni ordinarie di offerta dei servizi; • la permanenza delle diverse funzioni di tutela ambientale presenti prima dell'accordo"*.

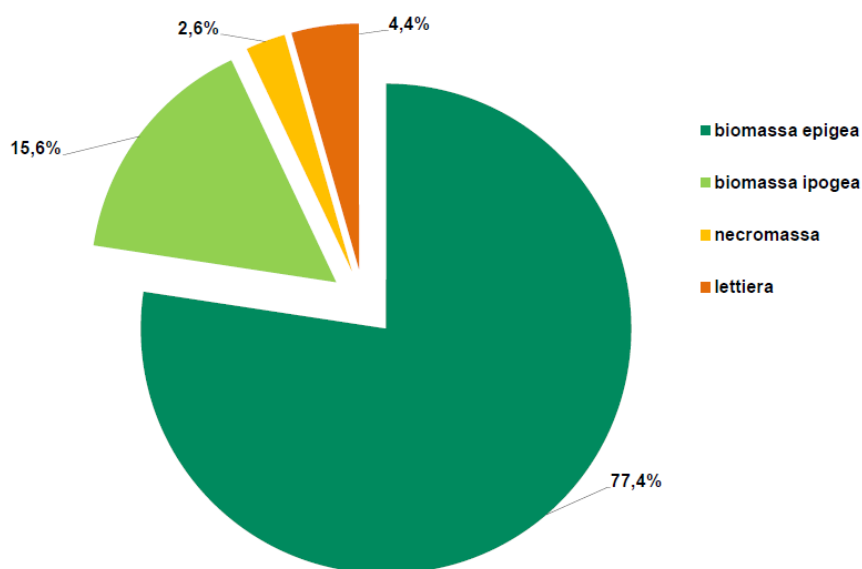
Forme di quasi-PES sono state attivate tramite i pagamenti silvo-ambientali nell'ambito dei Piani di Sviluppo Rurale nella presente programmazione 2014-20 (Misura 15.1) e nella precedente 2007-13 (Misura 225). I pagamenti sono effettuati dalla pubblica amministrazione (e non quindi dai beneficiari diretti) per interventi di miglioramento della biodiversità, la conservazione degli ecosistemi forestali di grande pregio, il consolidamento della funzione protettiva e produttiva delle foreste in relazione all'erosione del suolo, all'assetto idrologico, al cambiamento climatico (fissazione di carbonio nella biomassa e risparmi energetici nella gestione forestale), alla qualità delle acque e alle calamità naturali. Misure simili che hanno attivato forme di pagamento di SE offerti anche dai boschi sono quelle relative alle aree Natura 2000 e all'applicazione

della Direttiva-quadro sulle acque (Misura 12) e i pagamenti per servizi agro-climo-ambientali (Misura 10). Va ricordato che, tra la farraginosità delle procedure amministrative e il ridotto ammontare del pagamento (definito sulla base del criterio dei costi aggiuntivi e non sul valore dei SE offerti), l'applicazione di questi quasi-PES è stata per ora molto contenuta (MiPAAFT, 2019).

All'espansione delle foreste italiane sono associati effetti prevalentemente positivi in termini ambientali, inclusi l'incremento della biodiversità e della capacità di immagazzinamento del carbonio e di maggiore fornitura di biomassa legnosa per fini energetici, in sostituzione e integrazione delle fonti fossili di energia.

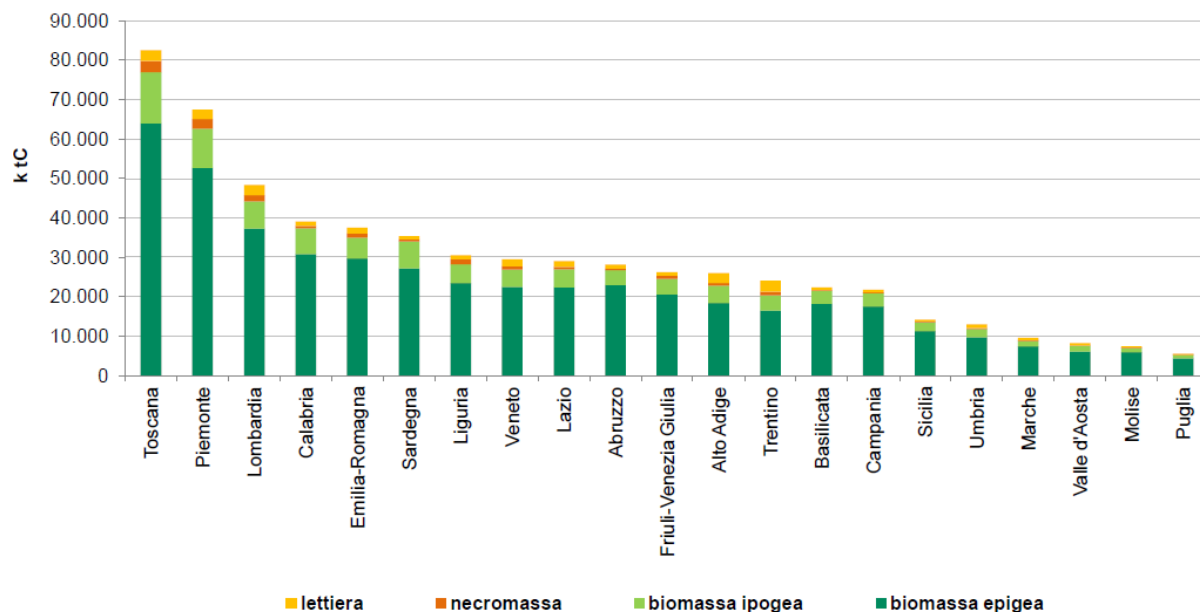
Le foreste hanno un ruolo importante nel ciclo globale del carbonio. Innanzitutto perché le foreste rappresentano il bioma con la più alta densità di carbonio, da poche decine fino a diverse centinaia di tonnellate di anidride carbonica (CO₂) per ettaro; in secondo luogo perché le foreste scambiano grandi masse di carbonio con l'atmosfera attraverso l'assorbimento di CO₂ con la fotosintesi e il rilascio attraverso la respirazione delle piante e del suolo e i vari tipi di disturbo cui sono soggette (incendi, uragani, attacchi di patogeni e parassiti, pascolo, prelievi legnosi e interventi selvicolturali). Il *carbon stock* e il *carbon sink* rappresentano indicatori efficaci per valutare lo stato delle risorse forestali di una nazione, essendo influenzati dalla produttività delle foreste e, in senso negativo, dai disturbi sia naturali sia antropici cui sono soggette (incendi, prelievi, parassiti e patogeni, mortalità naturale, ecc.). Essi sono utili per valutare anche il livello di conservazione e di sostenibilità della gestione forestale. Il *carbon stock* e il *carbon sink*, inoltre, indicano il contributo che le foreste nazionali possono dare alla mitigazione dell'effetto serra e al raggiungimento degli obiettivi di contenimento delle emissioni di gas climalteranti che il nostro Paese ha assunto nell'ambito della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (*United Nations Framework Convention on Climate Change*, UNFCCC).

Un modello sviluppato dall'ISPRA e denominato For-Est (*Forest Estimates*), che applica le metodologie di stima sviluppate in ambito IPCC e approvate dall'UNFCCC, stima che nel 2016 la quantità di carbonio fissato nelle foreste italiane (*carbon stock*) sia stata pari a 605,9 milioni di tonnellate di carbonio (MtC). Di queste (Fig. 5.3-72), 468,9 Mt C (77,4% del totale) sono stoccate nella biomassa epigea, 94,4 Mt C (15,6% del totale) nella biomassa ipogea, 15,8 MtC nella necromassa (2,6% del totale) e 26,8 MtC nella lettiera (4,4% del totale).



Fonte: ISPRA

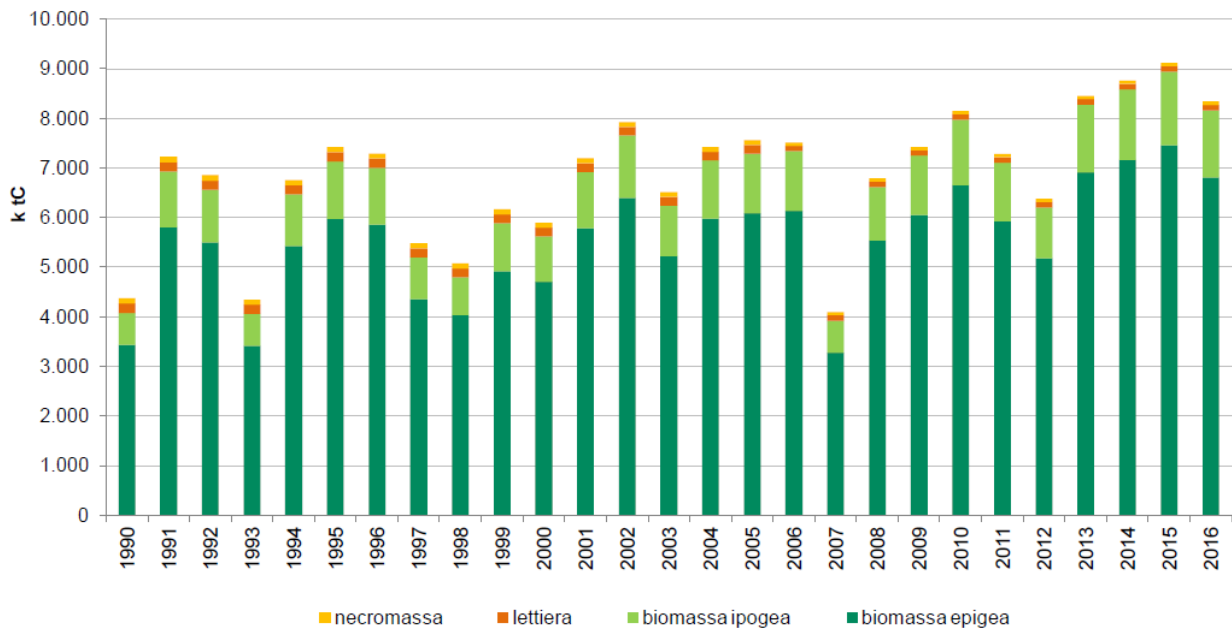
Figura 5.3-72. *Carbon stock* in Italia: ripartizione nei diversi serbatoi forestali (2016)



Fonte: ISPRA

Figura 5.3-73. **Carbon stock** dei diversi serbatoi forestali per ripartizione regionale (2016)

Il carbonio sequestrato dai serbatoi forestali italiani è aumentato in maniera costante, principalmente a causa dell’espansione delle superfici coperte da foreste, dovuta prevalentemente a una ricolonizzazione di aree marginali e di terre non più coltivate. Sempre nel 2016, la variazione di stock di carbonio (*carbon sink*) delle foreste italiane, è stata pari a 8,3 Mt C (pari a 30,6 Mt di CO₂); tale variazione tiene conto degli accrescimenti e delle perdite (dovute ai prelievi legnosi, agli incendi e alle cause naturali). L’andamento del *carbon sink*, nel periodo 1990-2016 (Figura 5.3-74. **La variazione di stock di carbonio (*carbon sink*) nei diversi serbatoi forestali in Italia**), è fortemente condizionato dalle superfici percorse annualmente dagli incendi, e dalla conseguente riduzione degli assorbimenti di carbonio. È possibile notare, infatti, l’effetto delle perdite di biomassa dovute a incendi nel 1990, 1993 e nel 2007, sul *trend* del *carbon sink* riportato in Figura 5.3-74. **La variazione di stock di carbonio (*carbon sink*) nei diversi serbatoi forestali in Italia**. Da ciò si intuisce il ruolo chiave degli incendi sul contributo che le foreste nazionali possono dare al ciclo globale del carbonio.



Fonte: ISPRA

Figura 5.3-74. La variazione di stock di carbonio (*carbon sink*) nei diversi serbatoi forestali in Italia

Gli *stock* di carbonio nelle foreste italiane sono in aumento, segnando un bilancio positivo tra le emissioni e gli assorbimenti di gas serra (*carbon sink*). Ciò è legato da una parte alle politiche di conservazione (con bassi indici di deforestazione) e di tutela delle foreste; dall'altra, a causa di complessi motivi economici e sociali, a una riduzione del volume dei prelievi legnosi (anche se negli ultimi anni, soprattutto a causa degli alti prezzi dell'energia, si è registrata una ripresa dei prelievi di legna a fini energetici). Un *trend* positivo importante si registra in quelle aree precedentemente usate per altri scopi e convertite poi in foreste, per via degli interventi di riforestazione (terreni già in precedenza forestali) e afforestazione (terreni in precedenza non forestali), di carattere sia intenzionale, sia naturale (colonizzazione naturale da parte di specie forestali su *ex-coltivi* o altro).

Sulla base dei dati ufficiali, le utilizzazioni forestali nel periodo 1999-2015, hanno subito nel complesso una graduale riduzione, più marcata per la legna da ardere che per il legname da industria. Dal 2015 la rilevazione Istat basata sulla quantificazione degli atti amministrativi di "autorizzazione" al taglio (materia regolamentata a livello regionale) è stata sospesa. La sottostima delle utilizzazioni è stata confermata sia dalle stime dell'Inventario forestale nazionale del 2005, sia da un'indagine sperimentale basata sull'incrocio di dati amministrativi con immagini satellitari relative alle tagliate effettuate in cedui dell'Italia centro-meridionale. Questi confronti dimostravano, ancorché in modo prudentiale, come il prelievo legnoso ufficiale fosse sottostimato, con punte fino al 40%. Dai dati 2015 si stima infatti che il prelievo legnoso netto è pari ad appena il 24% dell'incremento di volume. L'Italia risulta essere uno dei Paesi europei con i livelli più bassi di produzione legnosa. Questo da un lato comporta una ridotta pressione antropica sulle risorse forestali nazionali, ma dall'altro rappresenta un freno per la gestione attiva delle stesse e rende il Paese fortemente dipendente dai mercati esteri. Oltre che quantitativamente limitato il legname nazionale risulta di scarso valore commerciale, essendo rappresentato da legna da ardere per almeno il 60% (Figura 5.3-75. **Serie storica dei prelievi di legna da ardere e legno da industria (1999-2015).**; fonte RaF, 2019).

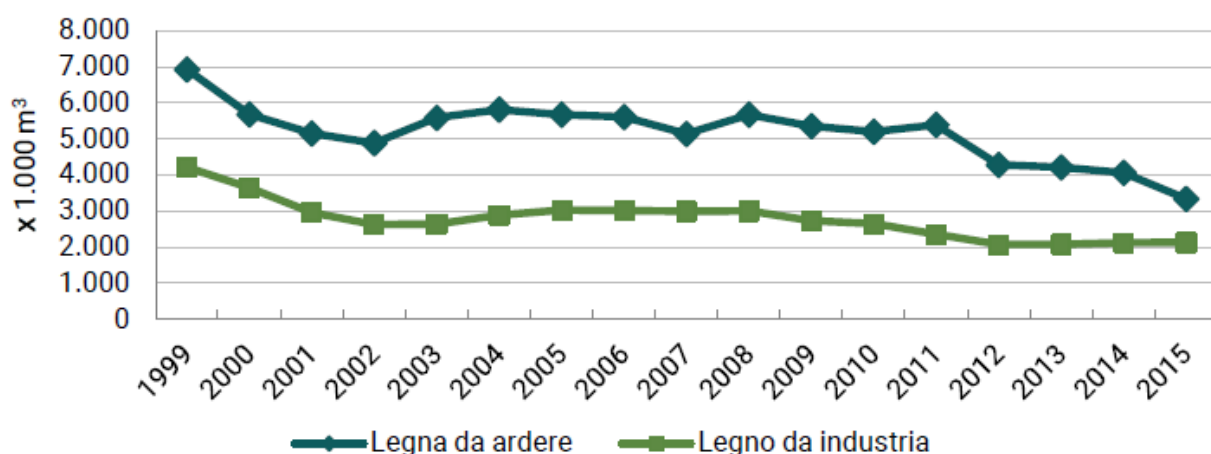


Figura 5.3-75. Serie storica dei prelievi di legna da ardere e legno da industria (1999-2015).

In Italia l'impiego di biomasse solide, dunque, è piuttosto diffuso, particolarmente nelle aree interne dove trovano ampio utilizzo nel riscaldamento domestico e, in secondo luogo, in contesti non residenziali e industriali. Le biomasse, in base ai dati GSE (relativi al periodo 2013-2017), costituiscono nel complesso la prima fonte di energia rinnovabile impiegata per la produzione di calore nel nostro Paese (Figura 5.3-76. **Energia in Terajoule (TJ) ottenuta dall'impiego di biomasse solide nel settore termico (2013-2017).**; fonte RaF, 2019). La legna da ardere rappresenta la tipologia di combustibile più utilizzata (con circa l'88% del totale e 5,8 milioni di t equivalenti di petrolio). Il lieve calo relativo registratosi nel 2016 (-2,8% rispetto al 2015) è addebitabile alla mitezza della corrispondente stagione invernale, mentre nel 2017 si è risaliti ai valori del 2013 (Figura 5.3-77; fonte RaF, 2019). Nel periodo di riferimento il consumo di *pellet*, caratterizzato da una particolare praticità d'impiego, risulta in costante aumento a differenza di quello di carbone vegetale che è sostanzialmente stazionario. Nel solo anno 2017 in Europa il consumo di *pellet* è cresciuto di oltre il 10% e l'Italia è il secondo Paese per livelli di consumo, dopo l'Inghilterra, ma mentre in quest'ultima il *pellet* è consumato principalmente per alimentare i grandi impianti termoelettrici, in Italia oltre il 96% del *pellet* è consumato a livello residenziale per produrre calore (Eurobarometro, 2017).

	2013	2014	2015	2016	2017
Consumi diretti	281.558	244.494	277.342	268.041	292.025
Residenziale	277.698	237.623	267.682	258.465	282.916
Industria	2.300	3.489	6.110	5.422	4.886
Commercio e servizi	1.485	2.488	2.119	2.691	2.746
Agricoltura	75	894	1.431	1.462	1.477
Produzione di calore derivato	25.151	28.388	26.740	27.575	27.973
Da impianti cogenerativi	22.059	25.672	23.800	24.324	24.697
Da impianti di sola produzione termica	3.092	2.716	2.940	3.251	3.276
Totale	300.709	272.882	304.082	295.616	319.999

Figura 5.3-76. Energia in Terajoule (TJ) ottenuta dall'impiego di biomasse solide nel settore termico (2013-2017).

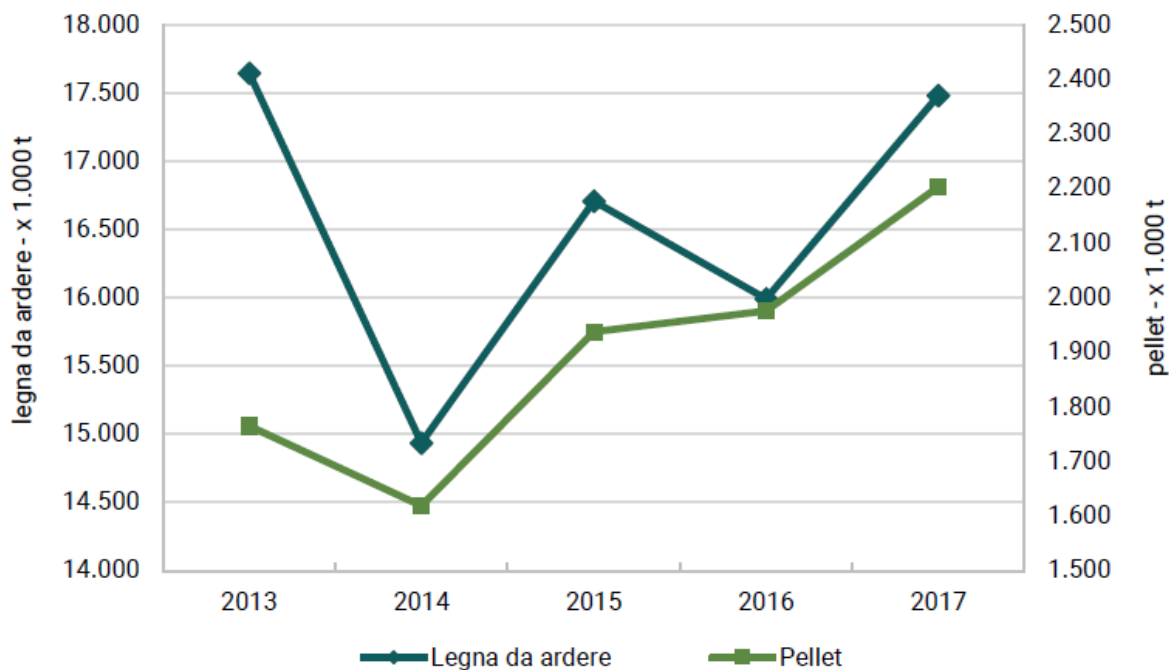


Figura 5.3-77. Andamento dei consumi diretti residenziali di legna da ardere e pellet (x 1.000 t) per riscaldamento (2013-2017).

Come conseguenza del basso tasso di utilizzazione delle risorse forestali nazionali e del limitato valore qualitativo del prodotto della selvicoltura nazionale, l'Italia si classifica come un importatore netto di prodotti forestali. Degno di nota il fatto che, pur in presenza di un prelievo legnoso nazionale costituito in massima parte da legna da ardere, la quota di prodotti d'importazione destinati alla combustione sia piuttosto cospicua (Figura 5.3-78; fonte RaF, 2019): in particolare quella del *pellet*, il cui uso si sta sempre più affermando nel nostro Paese ritenuto, a fronte di 2,1 milioni di t utilizzate nel 2015, il quarto consumatore mondiale di tale prodotto (www.qualenergia.it). Questo fenomeno sembra interessare particolarmente l'Italia Nord-Orientale per quanto riguarda la legna proveniente dall'Europa dell'Est. Invece, nell'Italia centro meridionale la maggior parte della legna commercializzata deriverebbe dai boschi locali. Mettendo a confronto il costo dei combustibili da riscaldamento oggi più diffusi sul mercato italiano appare evidente che i biocombustibili legnosi (in particolare cippato e legna) rappresentano la fonte energetica più economica tra quelle considerate (Figura 5.3-79; fonte RaF, 2019).

		2016		2017	
		Import	Export	Import	Export
1	Legno grezzo (x 1.000 m ³)	3.949	204	3.752	214
1.1	Legna da ardere (inclusa legna da carbone) (x 1.000 m ³)	1.095	18	906	19
1.2	Legno da industria (x 1.000 m ³)	2.854	185	2.846	195
2	Cippato, particelle e residui di legno (x 1.000 m ³)	1.235	16	662	47
3	Pellet ed altri agglomerati in legno (x 1.000 m ³)	1.678	43	1.895	30
4	Segati (incluse traverse ferroviarie) (x 1.000 m ³)	5.167	429	5.204	481
5	Pannelli a base di legno (x 1.000 m ³)	170	30	203	60
6	Sfogliati e tranciati (x 1.000 m ³)	2.689	880	2.742	1.131
7	Pasta di legno (x 1.000 t)	3.191	86	3.190	121
8	Altre paste (x 1.000 t)	18	4	19	1
9	Carta per riciclaggio (x 1.000 t)	353	1.933	355	1.867
10	Carta e cartone (x 1.000 t)	5.152	3.943	5.280	4.055

Figura 5.3-78. Entità delle importazioni e delle esportazioni italiane di prodotti legnosi (2016-2017).

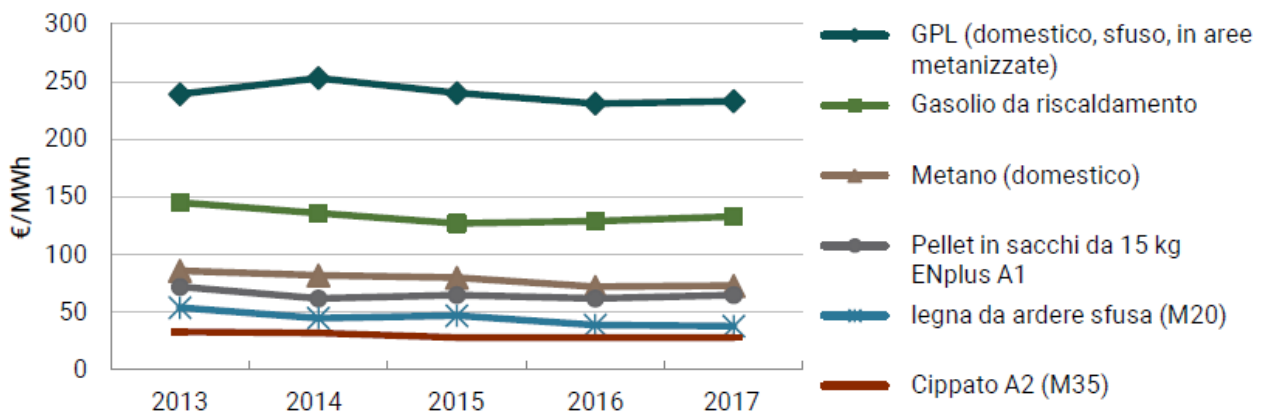


Figura 5.3-79. Andamento del costo dell'energia primaria al consumatore finale (€/MWh, IVA e tasse incluse, trasporto escluso) di GPL, metano, gasolio da riscaldamento, pellet, cippato e legna da ardere, dati rilevati ad Ottobre (2013-2017).

Minacce

Il trend positivo di espansione del bosco deriva in gran parte da scelte maturate in altri settori economici e non è il risultato di deliberate politiche forestali e di tutela ambientale, ciò è dimostrato dal fatto che la crescente superficie a bosco è sempre più soggetta a fenomeni di abbandono e quindi di degrado, tra cui *in primis* gli incendi. Riguardo a questi ultimi, che tra l'altro contribuiscono all'emissione in atmosfera di quantità non trascurabili di anidride carbonica, si può osservare un periodo notevolmente critico a metà degli anni ottanta, cui sono seguiti anni in cui il livello del fenomeno si è mantenuto sempre complessivamente elevato. In Italia, negli ultimi quattro decenni si è registrato un valore medio di superficie territoriale percorsa dal fuoco pari a 107.289 ha. Le categorie di copertura del suolo che dimostrano maggiore suscettività a

questo fenomeno sono le praterie discontinue e i boschi a prevalenza di pini mediterranei e cipressi, seguiti da macchia bassa e garighe, aree agroforestali e praterie continue; tra le formazioni forestali, altamente suscettibili a incendio risultano anche i boschi misti di conifere e latifoglie del piano basale e la macchia alta. L'anno 2017 è stato il più critico dell'ultimo decennio e tra quelli con i danni più gravi a partire dal 1980, per un totale di superficie percorsa dal fuoco pari a oltre 160.000 ha, con circa 8.000 eventi (Figura 5.3-80; fonte RaF,2019).

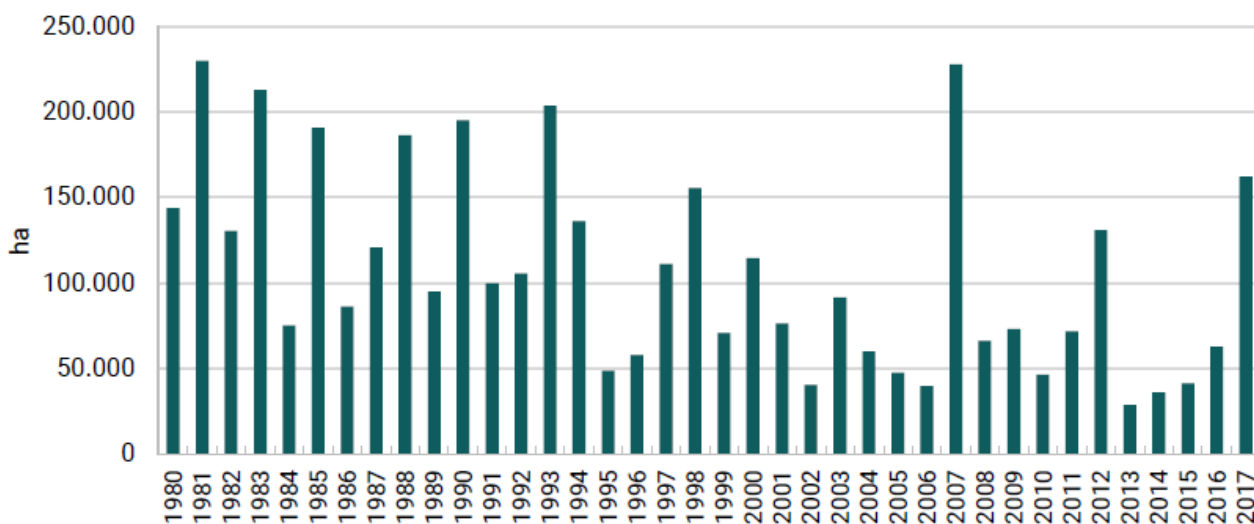


Figura 5.3-80. Superficie percorsa (ha) da incendi boschivi in Italia (1980-2017).

I popolamenti forestali sono stati particolarmente colpiti in Calabria, Campania, Sicilia e Lazio. In Sicilia significativa rilevanza hanno avuto anche gli incendi in superfici non boscate (oltre 18.000 ha). Abruzzo, Piemonte e Lazio sono le Regioni in cui si sono verificati gli incendi boschivi di maggiori dimensioni medie, rispettivamente con circa 41, 33 e 28 ha (Figura 5.3-81; fonte RaF,2019); a livello nazionale la superficie mediamente percorsa dal fuoco in ciascun singolo evento è stata pari a oltre 14 ha, valore nettamente superiore a quello mediamente riscontrato negli ultimi due decenni, a testimonianza della particolare gravità assunta dal fenomeno nel 2017.

	Numero	Superficie boscata (ha)	Superficie non boscata (ha)	Superficie totale (ha)
Abruzzo	138	5.651	2.564	8.215
Basilicata	288	4.072	2.233	6.305
Calabria	1.488	26.656	5.404	32.060
Campania	1.199	17.694	2.791	20.485
Emilia-Romagna	136	418	116	534
Friuli-Venezia Giulia	99	43	60	103
Lazio	548	15.601	3.717	19.318
Liguria	339	3.135	1.423	4.558
Lombardia	220	2.288	2.004	4.292
Marchi	45	388	66	454
Molise	99	864	695	1.559
Piemonte	267	8.764	2.347	11.111
Puglia	454	4.035	2.576	6.611
Sardegna	402	5.237	2.825	8.062
Sicilia	1.113	15.785	18.436	34.221
Toscana	764	2.065	1.345	3.410
Trentino-Alto Adige	78	53	6	59
Umbria	98	647	284	931
Valle d'Aosta	14	11	18	29
Veneto	57	15	31	46
Totale	7.846	113.422	48.941	162.363

Figura 5.3-81. Numero incendi e Totale superficie percorsa (ha), per Regione (2017).

Dai dati dell'Inventario dell'Uso delle Terre d'Italia (IUTI) risulta che dal 1990 al 2008 ben 127.238 ha di bosco sono transitati in altri usi delle terre. Sono dati relativi soprattutto ai disboscamenti, per circa 7.000 ha/anno. Questa superficie si riduce a 5.000 ha/anno non considerando le transizioni interne verso le altre terre boscate, dovute essenzialmente a fenomeni di regressione causate soprattutto da disturbi naturali (MARCHETTI *et al.* 2012); le prime stime al 2016 confermano l'esistenza del fenomeno, portando la transizione dei boschi ad altri usi del suolo (nell'intervallo dal 1990 al 2016) a circa 6.500 ha/anno. A questo dato può essere aggiunta l'informazione relativa alle transizioni che riguardano le altre terre boscate, che tra il 1990 e il 2016 hanno interessato circa 7.200 ha/anno. Possiamo concludere che i cambiamenti di copertura e uso del suolo delle aree forestali italiane riguardano quasi 14.000 ha/anno, su circa 360.000 ha totali di cambi di uso del suolo registrati nel periodo considerato (Munafò e Marinosci 2018). La normativa a riguardo dei cambi degli usi del suolo e degli interventi compensativi è molto diversificata tra le Regioni: ad esempio, in alcune realtà gli interventi compensativi vengono controllati ma non registrati oppure rientrano nelle competenze dei Comuni senza obbligo di comunicazione dei dati. Per questo motivo per varie realtà regionali non è stato possibile reperire dati per questo Indicatore. Tuttavia, il totale dei valori riportati in tabella tende ad avvicinarsi ai valori derivati dall'analisi multitemporale dei dati IUTI (Figura 5.3-82; RaF, 2019).

	Cambi di uso del suolo autorizzati		Interventi compensativi	
	(n.)	(ha)	(€)	(ha)
Abruzzo	3	17,04	327.762,02	10,77
Basilicata	ND	ND	ND	ND
P.A. Bolzano⁽¹⁾	150	197,00	ND	ND
Calabria	ND	ND	ND	ND
Campania	ND	ND	ND	ND
Emilia-Romagna	ND	ND	8.143,00	ND
Friuli-Venezia Giulia	97	52,50	22.220,12	0,03
Lazio	10	2,50	0,00	2,00
Liguria⁽²⁾	ND	ND	ND	ND
Lombardia⁽³⁾	439	82,76	7.582.035,17	756,29
Marche	ND	ND	ND	ND
Molise	ND	8,55	35.094,99	ND
Piemonte⁽⁴⁾	28	16,00	203.261,00	ND
Puglia	ND	ND	ND	ND
Sardegna	9	3.725,29	6.132,00	9,30
Sicilia	ND	ND	ND	ND
Toscana⁽⁵⁾	ND	570,37	ND	ND
P.A. Trento⁽⁶⁾	769	362,00	54.000,00	17,00
Umbria	3	1,48	11.051,59	1,48
Valle d'Aosta	4	1,50	ND	ND
Veneto⁽⁷⁾	55	89,55	224.056,41	31,67

Figura 5.3-82. Numero e superficie (ha) dei cambi di uso del suolo autorizzati e degli interventi compensativi (€ e ha) nelle Regioni e Province Autonome (2017). ND: non dichiarato o non disponibile. NOTE: (1) Gli interventi compensativi vengono previsti per gli interventi di maggiori dimensioni attraverso misure di carattere ecologico (realizzazione stagni, realizzazione di diradamenti) che vengono controllati, ma non registrati. (2) I cambi di uso del suolo rientrano nelle competenze dei Comuni, che non hanno obbligo di comunicare i dati alla Regione. (3) Dati non completi, mancano quelli di alcuni Enti competenti. Il dato di superficie non tiene conto di molti interventi "puntuali" (es. sistemazioni idraulico forestali). (4) La possibilità di monetizzare le compensazioni è operativa dal 1/03/2017. (5) Il dato potrebbe essere sottostimato. (6) In P.A. di Trento sono soggette a imposizione di versamenti compensativi correlati alle superfici boscate sottratte solo le piste da sci, gli impianti di risalita e le opere connesse. (7) Gli interventi compensativi realizzati si riferiscono unicamente agli interventi di miglioramento boschivo realizzati dall'autorità forestale competente a seguito del versamento di una somma da parte dei richiedenti. Non sono quindi compresi gli interventi realizzati direttamente dagli interessati.

5.3.16. Geositi

I geositi sono luoghi con caratteristiche geologiche di intrinseco valore scientifico ed esprimono la geodiversità di un territorio; sono considerati l'equivalente abiotico della biodiversità. L'insieme dei geositi di un territorio ne rappresenta il patrimonio geologico.

Si tratta di un patrimonio che ha la stessa importanza del patrimonio culturale, raccontando l'evoluzione del pianeta. Come il patrimonio culturale anche quello geologico merita di essere tutelato, valorizzato e protetto da qualsiasi distruzione. I beni geologici infatti, possono sembrare più resistenti di flora e fauna o di un bene artistico, in realtà sono invece altrettanto vulnerabili. Ogni distruzione di un geosito, di un bene geologico, rappresenta una perdita definitiva di una testimonianza unica e irripetibile della storia del nostro pianeta, sia

che si tratti di un'area di bellezza paesaggistica, sia che la sua importanza sia più discretamente nascosta in uno strato di roccia in un sito simile a molti altri.

Un geosito è un luogo epigeo, ipogeo o subacqueo, spazialmente limitato e chiaramente distinguibile dalle zone circostanti, con caratteristiche geologiche di intrinseco interesse scientifico che permettono di comprendere la storia o l'evoluzione geologica di un territorio; per questo luogo, è possibile individuare un interesse geologico per la conservazione.

Può essere **raro*, particolarmente **esemplificativo* di un fenomeno geologico al punto di essere utilizzabile come un esempio di quel processo, ad esempio il Vesuvio può essere considerato come un esempio di vulcano esplosivo; oppure può essere il "migliore" elemento o forma in un determinato territorio (*representative* per gli inglesi; "*rappresentativo*" nell'Inventario dei Geositi italiani), come ad esempio una grotta carsica ricca di stalattiti e stalagmiti, di colonne date dalla loro unione, colate, cortine e concrezioni di vario genere, e formata da più "camere" (ad esempio le grotte di Frasassi).

Può avere importanza scientifica internazionale, nazionale, regionale o locale. Questa classificazione rappresenta uno strumento utile a determinare la tipologia di protezione e tutela dei geositi.

I criteri per la classificazione sono oggetto di lavoro da parte di un gruppo costituito presso l'ISPRA e in cui sono rappresentate tutte le Regioni italiane (ad eccezione della sola Sicilia) e la Provincia Autonoma di Bolzano.

Criteri per la classificazione (internazionali, nazionali, regionali e locali)

A causa dell'alto tasso di geodiversità del territorio italiano non è facile attribuire diversa importanza ai geositi che la rappresentano, si riportano di seguito alcuni elementi guida comuni.

Il termine geologico è inteso come comprensivo di tutte le discipline e gli aspetti della geologia; comprende quindi la geomorfologia così come la vulcanologia, l'idrogeologia, la stratigrafia e così via, senza eccezioni.

Per tutti i geositi è opportuno tenere conto dell'integrità, rarità, rappresentatività e della conoscenza scientifica acquisita del geosito.

Internazionali

- 1) Siti di importanza internazionale come le località in cui sono avvenute importanti scoperte di ampio (generale) valore (Es: affioramento della Moho Val Sesia, Vogogna; ...)
- 2) Siti che per le loro caratteristiche geologiche rappresentino esempi "da manuale" (esempio: Altopiano del Carso,...)
- 3) Siti che mostrano condizioni uniche o rare di conservazione o accumuli di materiali di notevole abbondanza, ad esempio, di fossili o minerali o grotte calcaree, ecc. (Esempi: Pesciara di Bolca; Polledrara di Cecanibbio; Grotte di Frasassi, ...)
- 4) Siti di importanza chiave nello studio dell'evoluzione dell'uomo o delle forme animali o vegetali (esempio: sito del ritrovamento *Elephas falconeri* in Sicilia (nanismo insulare); Grotta Guatteri *Homo neanderthalensis*); ecc.
- 5) Morfologie e fenomeni geologici internazionalmente riconosciuti (Vesuvio, Carsismo, Vulcanismo quaternario, ...)
- 6) GSSP (i 10 siti italiani)
- 7) Stratotipo in uso come standard o potenziale standard, regionalmente o globalmente; o che abbiano comunque dato il nome ad una unità cronostratigrafica.

8) Sezioni, località tipo o aree storiche dove rocce o unità di tempo sono state per la prima volta descritte o che siano caratteristiche.

9) Località nelle quali fenomeni geologici sono stati riconosciuti e descritti per la prima volta o dove un principio sia stato concepito, dimostrato o confutato regionalmente. O aree dove unità litostratigrafiche o cronostatigrafiche siano state descritte per la prima volta o dove siano stati concepiti, dimostrati per la prima volta o rifiutati o dimostrati regionalmente.

10) Località tipo di biozone e cronozona

Non è possibile condurre un inventario di tutte le specie fossili e località tipo e della loro rilevanza internazionale, nonostante ciò molte località tipo di fossili potrebbero essere incluse (alcune di importanza regionale o nazionale e altre di importanza internazionale)

Nazionali

Siti adeguati a rappresentare la geologia dell'Italia in uno o più dei suoi aspetti peculiari o dei suoi momenti evolutivi (ad es. momenti salienti della strutturazione della catena Appenninica o Alpina, stratotipi, siti rappresentativi della paleogeografia in un certo momento, delle forme o dei processi attivi attualmente o nel passato).

Criteri sopra elencati ma riportati alla scala nazionale.

1) Siti dove si trovano particolari depositi fossiliferi (flora o fauna), mineralogici, depositi morenici o comunque legati al glacialismo; morfologie o strutture tettoniche che siano unici o notevoli o che rappresentino siti chiave nell'interpretazione della geologia italiana. In alcuni casi un sito può mostrare una molteplicità di interessi, tutti speciali nella loro unicità.

2) Gruppi di siti con un interesse scientifico comune. Gruppi di siti in cui affiorino rocce (prevalentemente sedimentarie) formate durante particolari periodi, che rendano possibile ricostruire i maggiori eventi sedimentari, biotici, metamorfici, tettonici o erosivi durante l'evoluzione geologica della penisola italiana e variazioni salienti nel tempo e nello spazio di clima, geografia, ambiente, forme del rilievo, fauna e flora.

3) gruppi di siti che mostrino l'evoluzione e/o il range stratigrafico di importanti fossili (fauna e flora) nel Fanerozoico (Ad es: i singoli icnositi del Permiano delle Alpi e del Cretacico dell'Italia centro-meridionale).

4) Siti che mostrino particolari fasi di attività ignea, fasi orogenetiche e genesi mineraria attraverso il tempo

5) Siti importanti nello studio dei processi attuali e delle loro variazioni (frane, erosione delle coste) Es: faglia del Monte Vettore (terremoto 2016).

Regionali

Criteri sopra elencati ma riportati alla scala regionale. Siti adeguati a rappresentare la geologia della Regione in uno o più dei suoi aspetti peculiari (ad es. stratigrafico, strutturale, paleontologico, mineralogico, della fase orogenica, della paleogeografia, delle morfologie o dei relativi processi).

Locali

Pur tenendo conto dei criteri utilizzati per definire i geositi di interesse regionale, possono essere considerati anche siti di interesse geoturistico, culturale e didattico.

Mentre il criterio estetico e simbolico non è determinante nella scelta di un geosito di interesse regionale o sovra regionale, dove è l'interesse scientifico a guidare la scelta, nel caso di un sito di interesse locale il criterio estetico può essere preso in considerazione, purché si aggiunga comunque ad un interesse scientifico di base.

**Raro, rappresentativo ed esemplificativo.*

Il termine raro è legato all'ambito geografico considerato: quello che è raro per una Regione può essere abbondante in altre Regioni.

Rappresentativo vuole significare che l'elemento, la forma, lo strato, ecc. è il "migliore" del quale si dispone in un certo territorio; ad esempio una dolina completa in tutti i suoi elementi o lo stratotipo di una certo intervallo geologico, ecc.

Esemplificativo significa che l'elemento descritto può essere utilizzato per descrivere una forma o un processo. Per fare un esempio rimanendo nelle forme carsiche: doline che, pur incomplete nei loro elementi, possono essere ben utilizzate come esempi del processo carsico.

Inventario Nazionale dei Geositi dell'ISPRA

L'interesse per i geositi è cresciuto al punto da essere stato istituito a Bruxelles, il Gruppo Europeo per il Patrimonio Geologico, GhEGS nell'ambito di Eurogeosurvey, di cui fa parte il Servizio Geologico-ISPRA.

L'Italia è uno dei pochi paesi europei ad avere un Inventario che copre tutto il territorio nazionale, anche se al momento in maniera non uniforme per quantità e qualità del dato. L'inventariazione del patrimonio geologico italiano è alla base di qualsiasi azione per la sua conservazione, tutela e valorizzazione; la consultazione dell'Inventario Nazionale dei Geositi è pubblica ed il geodatabase Geositi, che lo gestisce, è liberamente accessibile sul sito web dell'ISPRA all'indirizzo <http://sgi.isprambiente.it/geositiweb>.

Le informazioni, per ogni geosito, sono organizzate riportando informazioni relative all'ubicazione geografica ed amministrativa (regione, provincia, ecc.); la descrizione sintetica delle sue principali caratteristiche geologiche e la sua "classificazione".

La sezione "Descrizione, fruibilità e protezione" contiene le informazioni sui vincoli legislativi sull'area e l'eventuale ubicazione in area protetta; Sono inoltre presenti le informazioni relative all'uso del suolo (al "fondale" nel caso di geositi marini) ed è presente un'indicazione di massima dell'eventuale necessità di tutela del geosito.

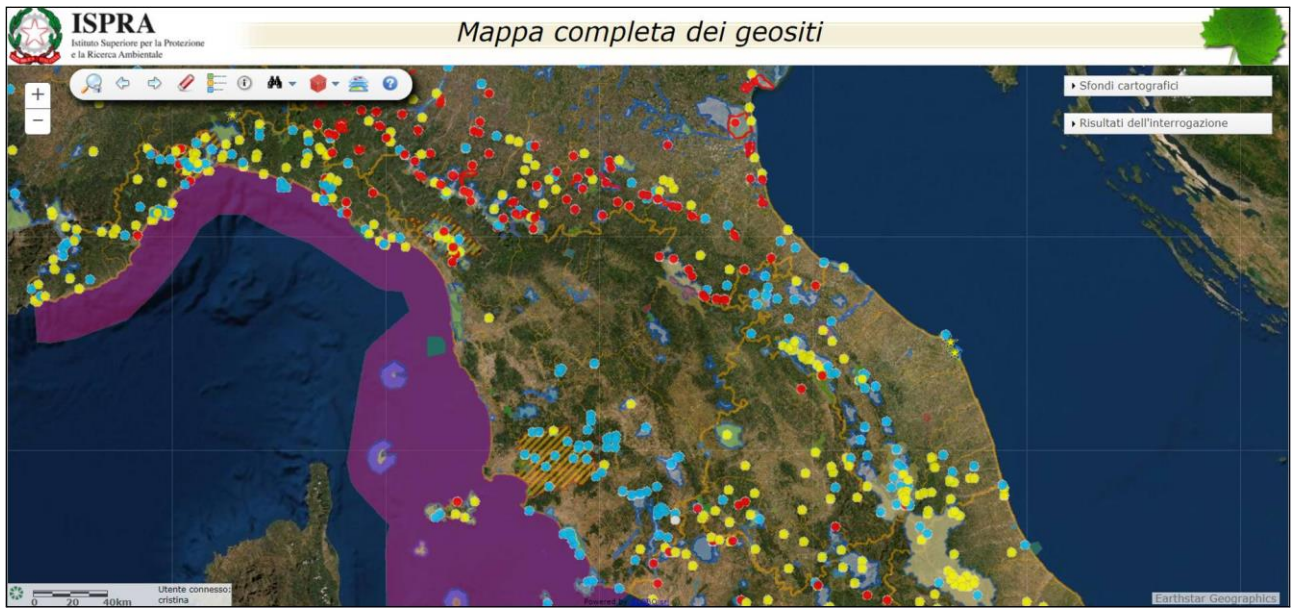


Figura 5.3-83: Inventario nazionale ISPRA dei geositi

La figura seguente tratta dall'Annuario dei Dati Ambientali 2020 rappresenta la percentuale di geositi nelle diverse Regioni italiane. La differenza nei numeri non rispecchia una reale differenza nella ricchezza di geodiversità, bensì il differente stato di avanzamento dell'attività nelle diverse regioni.

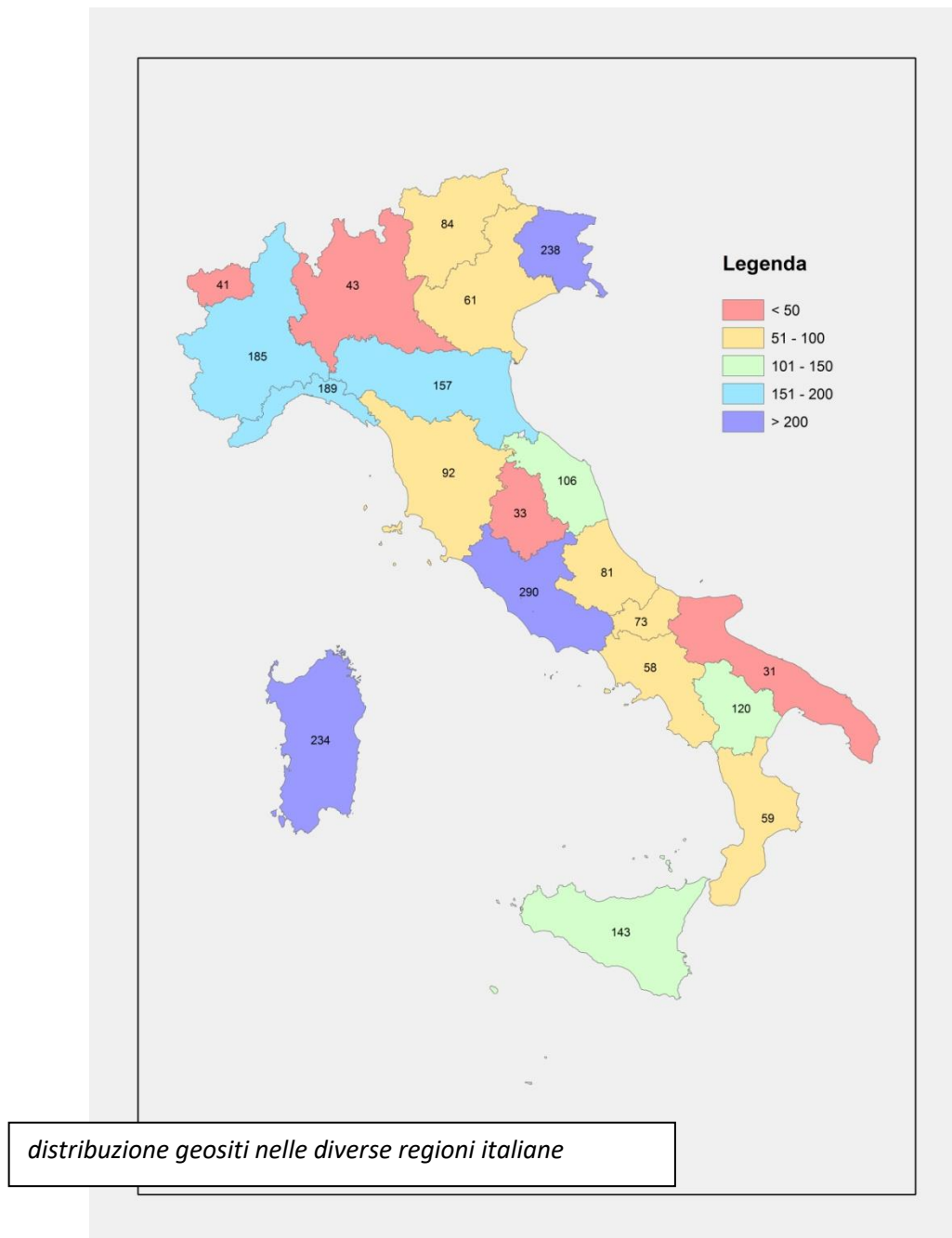


Figura 5.3-84: distribuzione dei geositi nelle Regioni (Fonte Annuario ISPRA dei dati ambientali 2020)

Legislazione

Dal punto di vista legislativo l'unico strumento di protezione a livello nazionale, è il Codice dei Beni Culturali e Ambientali, anche detto Codice Urbani (D. Lgs. 42/2004), che inserisce i geositi nella pianificazione territoriale e che individuando la categoria "bene geologico" - termine praticamente corrispondente a quello di geosito e a quello di "singolarità geologiche" della legge n.1497/1939 "Protezione delle bellezze naturali" - pone l'accento sull'aspetto del "bene", cioè del valore culturale del bene ambientale e, in quanto tale, della sua importanza per la comunità. Per questo motivo i geositi sono stati inseriti nei Piani Paesaggistici Territoriali delle amministrazioni locali italiane.

Legislazione regionale in materia di tutela del patrimonio geologico

L'Emilia Romagna è stata la prima a dotarsi di una legge, nel 2006 (L. 9/2006 "Norme per la conservazione e la geodiversità dell'Emilia Romagna e delle attività ad esse collegate"). La legge dell'Emilia Romagna riconosce che la tutela, la gestione e la valorizzazione della geodiversità regionale, e quindi del patrimonio geologico, sono di pubblico interesse e si propone di promuoverne la conservazione, la conoscenza e garantire la sua fruizione, in modo sostenibile, da parte della popolazione, nonché di sostenere i soggetti (associazioni, volontariato, professionalità regionali, università, ecc.) che concorrono assieme al pubblico a realizzare questi obiettivi.

Nel 2009 prima la Regione Liguria (legge regionale N.39: "Norme per la valorizzazione della geodiversità, dei geositi e delle aree carsiche in Liguria"), poi la Regione Puglia (legge N.33/2009, "Tutela e valorizzazione del patrimonio geologico e ipogeo") si sono a loro volte dotate di una legge per la tutela del patrimonio geologico. Entrambe queste leggi riguardano il riconoscimento e la valorizzazione dell'imponente patrimonio geologico e speleologico regionale e prevedono, al fine di rendere chiaro quali siano gli obiettivi di tutela, l'istituzione dei catasti sia dei geositi, sia delle grotte regionali.

Nel 2012 la Regione Siciliana ha pubblicato la legge: "Norme per il riconoscimento, la catalogazione e la tutela dei geositi in Sicilia".

Il 2 maggio 2013 la Calabria ha pubblicato la legge regionale n. 22, "Tutela e valorizzazione del patrimonio geologico e speleologico". Nel 2015 la Regione Basilicata ha pubblicato la L. 32/2015 "Conservazione e valorizzazione del patrimonio geologico" e la Regione Toscana la L. R. n. 30 del 2015 "Norme per la conservazione e valorizzazione del patrimonio naturalistico e ambientale della Regione Toscana", nel 2016 la Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia con la legge L. 15/2016 "Disposizioni per la tutela e la geodiversità e speleologica e delle aree carsiche".

AMBIENTE MARINO-COSTIERO

5.3.17. Biodiversità ed ecosistemi

Aree marine sottoposte a regime di protezione

Le acque costiere italiane sottoposte a regime di protezione sono costituite dalle acque ricadenti nelle Aree Marine Protette (AMP, istituite ai sensi delle Leggi 979/1982 e 394/1991 e s.m.i.), con le tipologie di aree protette di cui all'Elenco Ufficiale Aree Protette (EUAP) (Tabella 5.3-36) e nell'Area Naturale Marina di Interesse Internazionale rappresentata dal "Santuario per i Mammiferi marini".

La superficie delle aree marine sottoposte a regime di protezione, ad eccezione del Santuario dei Mammiferi marini, che da solo si estende su una superficie di 2.557.258 ha, ammonta a 307.614 ha (Tabella 5.3-36). La Sicilia e la Sardegna sono le regioni in cui ricade la maggior parte di AMP, sia in termini di numero (7 in Sicilia e 7 in Sardegna), sia di superficie marina protetta (79.895 ha in Sicilia e 89.983 ha in Sardegna, compresa l'area marina del PN Arcipelago della Maddalena). Inoltre in queste regioni 2 aree sono di recente istituzione: l'AMP di Capo Milazzo in Sicilia e l'AMP di Capo Testa - Punta Falcone in Sardegna (decreti istitutivi del 2018). La Campania vede la presenza di 6 APM, che coprono una superficie totale pari a 22.441 ha. Nel Lazio si contano 5 aree protette marine ma una superficie complessiva tutelata molto più esigua (4.204 ha) rispetto alle situazioni sopra descritte.

Il solo dato di superficie, tuttavia, non consente di risalire all'effettivo grado di tutela, che è strettamente correlato alla ripartizione nei diversi livelli zonazione. La Figura 5.3-86 mostra che solo il 2,8% della superficie totale è sottoposta a vincoli di tutela integrale (zona A), mentre nella restante superficie le attività antropiche sono regolamentate coerentemente con gli obiettivi di protezione (Zone B, C e D). Il livello di protezione D,

in cui le misure restrittive sono minime, è presente solo nelle AMP “Isole Egadi”, “Regno di Nettuno” e “Torre del Cerrano” interessando però il 17,7% della superficie tutelata dalle AMP.

Tabella 5.3-36: Superficie delle aree protette marine, ad eccezione del Santuario dei Mammiferi marini, per Regione e tipologia di area protetta (tratta da ISPRA, Annuario dei dati ambientali 2019)

Regione costiera	Tipo di area protetta	Nome	Provincia	Comune/i interessati	Superficie a mare				Totale regionale
					2003	2010	2012	2019	2019
					ha				
Friuli Venezia Giulia	AMP	Golfo di Trieste-Miramare	Trieste	Trieste	30	30	30	30	1.314
	RNR	Falesie di Duino	Trieste	Duino Aurisina	63	63	63	63	
	RNR	Valle Cavanata	Udine	Grado, Gorizia	67	67	67	67	
	RNR	Foce dell'Isonzo	Gorizia	Fiumicello, Grado, San Canzian d'Isonzo, Staranzano	1154	1154	1154	1154	
Liguria	AMP	Golfo di Portofino	Genova	Portofino, Camogli, S. Margherita Ligure	346	346	346	346	5.140
	AMP	Cinque Terre	La Spezia	Riomaggiore, Levanto, Vernazza, Monterosso	2726	4591	4591	4591	
	AMP	Isola di Bergeggi	Savona	Bergeggi		902	203	2013	
Toscana	AMP	Secche della Meloria	Livorno	Livorno		9372	9372	9372	66.138
	PN	Arcipelago Toscano	Livorno e Grosseto	Capraia, Campo nell'Elba, Capoliveri, Isola del Giglio, Marciana Marina, Marciana, Portoferraio, Pianosa, Rio Marina, Rio nell'Elba	56766	56766	56766	56766	
Lazio	AMP	Isole di Ventotene e S. Stefano (Isole Pontine)	Latina	Ventotene	2799	2799	2799	2799	4.204
	AMP	Secche di Tor Paterno	Roma	Roma	1387	1387	1387	1387	
	AANPR	Gianola	Latina	Formia e Minturno	5	5	5	5	
	AANPR	Villa di Tiberio	Latina	Sperlonga	10	10	10	10	
	AANPR	Monte Orlando	Latina	Gaeta	3	3	3	3	
Campania	AMP	Punta Campanella	Napoli, Salerno	Massa Lubrense, Piano di Sorrento, Positano, Sant'Agnello, Sorrento, Vico Equense	1539	1539	1539	1539	22.441

	AMP	Regno di Nettuno	Napoli	Barano d'Ischia, Casamicciola Terme, Forio, Ischia, Lacco Ameno, Serrara Fontana e Procida		11256	11256	11256	
	AANPN	Parco sommerso di Baia	Napoli	Bacoli, Pozzuoli	177	177	177	177	
	AANPN	Parco sommerso di Gaiola	Napoli	Napoli	42	42	42	42	
	AMP	Costa degli Infreschi e della Masseta	Salerno	Camerota, San Giovanni a Piro		2332	2332	2332	
	AMP	Santa Maria di Castellabate	Salerno	Castellabate		7095	7095	7095	
Puglia	AMP	Porto Cesareo	Lecce	Porto Cesareo, Nardò	16654	16654	16654	16654	20.347
	AMP	Torre Guaceto	Brindisi	Brindisi, Carovigno	2227	2227	2227	2227	
	AMP	Isole Tremiti (Caprara, Pianosa, S Nicola, S Domino, Cretaccio)	Foggia	Isole Tremiti	1466	1466	1466	1466	
Calabria	AMP	Isola Capo Rizzuto	Crotone	Crotone, Isola Capo Rizzuto	14721	14721	14721	14721	14.721
Abruzzo	AMP	Torre del Cerrano	Teramo	Pineto, Silvi		3431	3431	3431	3.431
Sicilia	AMP	Isole Ciclopi	Catania	Aci Castello	623	623	623	623	79.895
	AMP	Isole Egadi	Trapani	Favignana	53992	53992	53992	53992	
	AMP	Isola di Ustica	Palermo	Ustica	15951	15951	15951	15951	
	AMP	Capo Gallo - Isola delle Femmine	Palermo	Palermo, Isola delle Femmine	2173	2173	2173	2173	
	AMP	Isole Pelagie	Agrigento	Lampedusa e Linosa	3230	4136	4136	4136	
	AMP	Plemmirio	Siracusa	Siracusa		2429	2429	2429	
	AMP	Capo Milazzo	Messina	Milazzo				591	
Sardegna	AMP	Capo Carbonara	Cagliari	Villasimius	8598	8598	14361	14361	89.983
	AMP	Penisola del Sinis - Isola Mal di Ventre	Oristano	Cabras	32900	25673	26703	26703	
	AMP	Tavolara, Punta Coda Cavallo	Olbia-Tempio	Loiri Porto San Paolo, Olbia e San Teodoro	15357	15357	15357	15357	
	AMP	Capo Caccia-Isola Piana	Sassari	Alghero	2631	2631	2631	2631	

	AMP	Isola dell'Asinara	Sassari	Porto Torres	10732	10732	10732	10732	
	PN	Arcipelago della Maddalena	Sassari	La Maddalena	15046	15046	15046	15046	
	AMP	Capo Testa – Punta Falcone	Sassari	Santa Teresa di Gallura				5153	
TOTALE					263415	295776	301870	307614	

FONTE: Elaborazione ISPRA su dati MATT, V EUAP (2003); MATTM, VI EUAP (2010) e MATTM (2012 e sett. 2019)

LEGENDA:

AANPN: Altre Aree Naturali Protette Nazionali

AANPR: Altre Aree Naturali Protette Regionali

AMP: Aree Marine Protette

PN: Parchi Nazionali

RNR: Riserve Naturali Regionali

NOTA: Oltre alle aree protette elencate in tabella va ricordata l'esistenza del Santuario dei Mammiferi marini che si estende su 2.557.258 ha

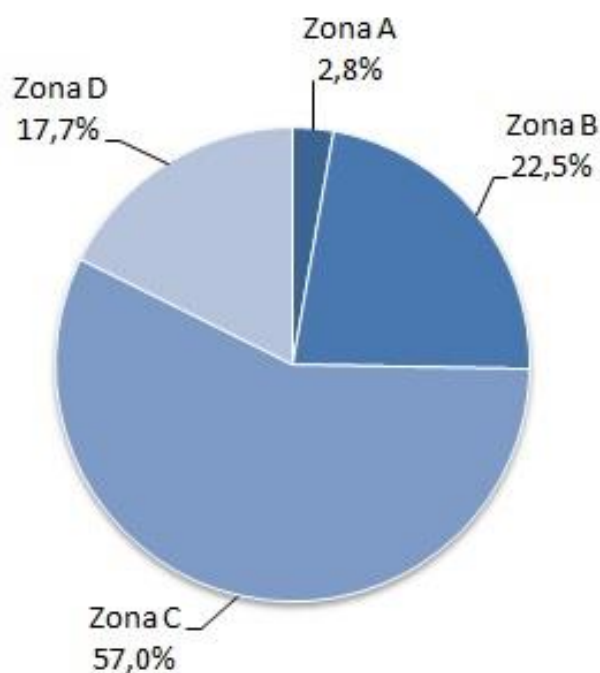
AREE MARINE PROTETTE ITALIANE



1. ISOLA DI BERGEGGI
2. PORTOFINO
3. CINQUE TERRE
4. SECCHIE DELLA MELORIA
5. CAPO TESTA - PUNTA FALCONE
6. ISOLA DELL'ASINARA
7. CAPO CACCIA - ISOLA PIANA
8. PENISOLA DEL SINIS - ISOLA DI MAL DI VENTRE
9. CAPO CARBONARA
10. TAVOLARA - PUNTA CODA CAVALLO
11. SECCHIE DI TOR PATERNO
12. ISOLE DI VENTOTENE E SANTO STEFANO
13. REGNO DI NETTUNO
14. PARCO ARCHEOLOGICO SOMMERSO DI BAIÀ
15. PARCO ARCHEOLOGICO SOMMERSO DI GAIOLA
16. PUNTA CAMPANELLA
17. SANTA MARIA DI CASTELLABATE
18. COSTA DEGLI INFRESCHI E DELLA MASSETA
19. CAPO MILAZZO
20. CAPO GALLO - ISOLA DELLE FEMMINE
21. ISOLA DI USTICA
22. ISOLE EGADI
23. ISOLE PELAGIE
24. PLEMMIRIO
25. ISOLE CICLOPI
26. CAPO RIZZUTO
27. PORTO CESAREO
28. TORRE GUACETO
29. ISOLE TREMITI
30. TORRE DEL CERRANO
31. MIRAMARE
32. SANTUARIO PELAGOS PER LA PROTEZIONE DEI MAMMIFERI MARINI



Figura 5.3-85: Aree marine protette nazionali, Parchi sommersi e Santuario dei cetacei



LEGENDA:

Zona A, di riserva integrale, interdetta a tutte le attività che possano arrecare danno o disturbo all'ambiente marino. In tale zona sono consentite in genere unicamente le attività di ricerca scientifica e le attività di servizio.

Zona B, di riserva generale, dove sono consentite, spesso regolamentate e autorizzate dall'organismo di gestione, una serie di attività che, pur concedendo una fruizione ed uso sostenibile dell'ambiente, determinano un impatto minimo.

Zona C, rappresenta la fascia tampone tra le zone di maggior valore naturalistico e i settori esterni all'area marina protetta, dove sono consentite e regolamentate dall'organismo di gestione, oltre a quanto già consentito nelle altre zone, le attività di fruizione ed uso sostenibile del mare di modesto impatto ambientale.

Zona D, presente solo in rari casi, prevede una regolamentazione meno restrittiva rispetto agli altri livelli di zonazione.

FONTE: Elaborazione ISPRA su dati Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

Figura 5.3-86: Ripartizione percentuale della superficie delle Aree Marine Protette (AMP) secondo i livelli di zonazione (ISPRA, Annuario dei dati ambientali 2019).

Per alcune particolari caratteristiche territoriali, a volte, vengono istituite delle sottozone Bs (zone B speciali), di riserva integrale, interdetta a tutte le attività che possano arrecare danno o disturbo all'ambiente ed alle specie marine. In tale zona è consentito l'accesso ma è vietata ogni forma di prelievo.

Oltre alle Aree Marine protette istituite ai sensi delle Leggi nazionali (979/1982 e 394/1991 e s.m.i), è importante considerare anche i siti marini protetti istituiti secondo le direttive europee per la conservazione di specie, habitat ai sensi della direttiva Habitat (Dir. 92/43/CEE) e degli uccelli ai sensi della direttiva uccelli (Direttiva 79/409/CEE, poi abrogata e sostituita integralmente dalla versione codificata della Direttiva 2009/147/CE che ne mantiene gli obiettivi fondamentali).

Nel loro insieme questi siti compongono la rete Natura 2000 che è caratterizzata dai Siti d'Interesse Comunitario (SIC), successivamente trasformati in ZSC (Zone Speciali di Conservazione), e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS). Secondo i dati riportati nell'Annuario dei dati ambientali 2019, si può commentare che l'Italia presenta una superficie a mare totale di 306.781 ettari protetta dagli ZPS (dic. 2017) e di 380.383 ettari protetta dai SIC-ZSC. Complessivamente le ZSC designate al luglio 2019 occupano una superficie a mare di 361.065 ettari. Il processo di trasformazione dei SIC in ZSC, avviatosi nel 2013 in due regioni italiane con territorio marino (Friuli-Venezia Giulia e Basilicata), è a buon punto ed in alcune regioni è stato completato. A dicembre 2017, la Rete Natura 2000 in Italia, al netto delle sovrapposizioni tra i siti, copre una superficie marina pari a 587.771 ettari.

Per quanto riguarda le superfici oggetto di misure di tutela, i Paesi che hanno firmato la Convenzione sulla Diversità Biologica (CBD), si sono posti l'obiettivo di arrivare ad avere una percentuale di superfici marine a livello mondiale, e di singolo paese segnataro, di almeno il 10% entro il 2020 (Aichi target 11). Questo target, il cui testo è di seguito riportato

"Target 11: By 2020, at least 17 per cent of terrestrial and inland water areas and 10 per cent of coastal and marine areas, especially areas of particular importance for biodiversity and ecosystem services, are conserved through effectively and equitably managed, ecologically representative and well-connected systems of protected areas and other effective area-based conservation measures, and integrated into the wider landscape and seascape"

prevede che siano considerate non solo le aree marine strettamente protette ma anche "other effective area-based conservation measures". In questa seconda categoria rientrano tutte le superfici incluse dall'Art. 35 del D.L. 22/06/2012 che prevede, proprio "Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione Europea e internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi o gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n.9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro

dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette,..."

Quindi, proprio considerando sia le superfici interessate dalle AMP che quelle ricadenti all'interno dei limiti indicati dal D.L. 22/06/2012, l'Italia con il Sesto Report nazionale CBD, presentato ad aprile 2019, ha dichiarato che il valore complessivo delle aree marine oggetto di misure di protezione o conservazione è pari al 19.1% della acque marine italiane.

Alla luce della nuova Strategia dell'UE sulla biodiversità per il 2030 adottata dalla Commissione Il 20 maggio 2020 (*EU Biodiversity Strategy for 2030 - Bringing nature back into our lives*, COM(2020) 380 final), che fissa l'obiettivo di proteggere almeno il 10% dei mari con aree marine rigorosamente protette e creare una rete coerente di zone protette ben gestite per arrivare a proteggere almeno il 30% della superficie terrestre dell'UE e il 30% della zona marina, è imminente l'individuazione di nuove aree marine protette e di nuovi siti Natura 2000 a mare anche oltre le 12 miglia nelle acque di giurisdizione nazionale, al fine di incrementare la Rete Natura 2000 per assicurare opportune misure di conservazione per le specie e gli habitat indicati nella Direttiva.

Aree marine di reperimento e aree marine protette in corso di istituzione

Le aree marine di reperimento sono definite dalle leggi 394/91, art. 36, e 979/82, art. 31, e successive modifiche e integrazioni ed individuano le zone in cui la conservazione dovrà essere attuata attraverso l'istituzione di aree marine protette.

Le aree marine protette sono, quindi, istituite sulla base dell'elenco definito dalle leggi citate e, come previsto dalla normativa, tutte le aree di reperimento, a seguito di apposita istruttoria che ne accerti le caratteristiche ambientali e socio-economiche, sono destinate a diventare AMP. Attualmente, oltre all'AMP di Capo Spartivento, in fase di istituzione, sono in corso le istruttorie per l'istituzione di dieci nuove aree marine protette, i cui procedimenti amministrativi possono considerarsi in fase conclusiva o molto avanzata:

- . 1. Isola di Capri,
- . 2. Capo d'Otranto-Grotte Zinzulusa e Romanelli-Capo di Leuca,
- . 3. Costa di Maratea,
- . 4. Costa del Monte Conero,
- . 5. Isole Eolie,
- . 6. Banchi Graham-Terribile- Pantelleria-Aventura,
- . 7. Isola Gallinara,
- . 8. Golfo di Orosei – Capo Monte, Santu
- . 9. Isola di San Pietro,
- . 10. Isole Cheradi.

Nella Tabella 5.3-37 e nella Figura 5.3-87 sono riportate le principali informazioni in merito, atteso che i relativi procedimenti non sono ancora conclusi, si evidenzia che le superfici riportate in tabella non sono ancora formalizzate

Tabella 5.3-37: Superficie delle aree marine protette, per le quali è in corso il procedimento istitutivo (Fonte: Ministero della transizione ecologica 2021)

Regione costiera	Tipo di area protetta	Nome	Provincia	Comune/i interessati	Superficie a mare (*)
Campania	AMP	Isola di Capri	Napoli	Capri, Anacapri	3327 (*)
Puglia	AMP	Capo d'Otranto - Grotte Zinzulusa e Romanelli - Capo di Leuca	Lecce	Otranto, Santa Cesarea Terme, Castro, Diso, Andrano, Tricase, Tiggiano, Corsano, Alessano, Gagliano del Capo, Castrignano del Capo	
Basilicata	AMP	Costa di Maratea	Potenza	Maratea	5232 (*)
Marche	AMP	Costa del Monte Conero	Ancona	Ancona, Sirolo, Numana	
Sicilia	AMP	Isole Eolie	Messina	Leni, Lipari, Malfa, Santa Marina Salina	
	AMP	Banchi Graham, Terribile, Pantelleria e Avventura	-	-	
Sardegna	AMP	Capo Spartivento	Sud Sardegna	Domus de Maria	3698
	AMP	Golfo di Orosei – Capo Monte Santu	Nuoro	Dorgali, Orosei, Baunei	8474
	AMP	Isola di San Pietro	Sud Sardegna	Carloforte	12562 (*)

(*) Dimensione da confermare in fase di istituzione



Figura 5.3-87: Aree marine protette in corso di istituzione.

Considerato l'insieme delle aree di reperimento, restano da istituire aree marine protette nelle zone di:

Monti dell'Uccellina-Formiche di Grosseto-Foce dell'Ombrone- Talamone, Isola di Pantelleria, Promontorio Monte Cofano-Golfo di Custonaci, Monte di Sauri, Parco marino del Piceno, Stagnone di Marsala, Capo Passero, Pantani di Vindicari.

Per queste aree, sebbene al momento non sussista alcun vincolo formale, vi è una precisa previsione normativa che le individua come aree marine protette ancora da istituire e da assoggettare, quindi, allo stesso divieto ex art. 6 c.17 D. Lgs. 152/2006.

Specie e Habitat

In questo ambito particolare rilevanza riveste la Direttiva del Consiglio del 21 maggio 1992 “*Conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche*”, detta Direttiva "Habitat" che, con la Direttiva Uccelli, costituiscono il cuore della politica comunitaria in materia di conservazione della biodiversità e sono la base legale su cui si fonda Natura 2000.

Scopo della Direttiva Habitat è "salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione degli habitat naturali, nonché della flora e della fauna selvatiche nel territorio europeo degli Stati membri al quale si applica il trattato" (art. 2). Per il raggiungimento di questo obiettivo la Direttiva stabilisce misure volte ad assicurare il mantenimento o il ripristino, in uno stato di conservazione soddisfacente, degli habitat e delle specie di interesse comunitario elencati nei suoi allegati.

La Direttiva è costruita intorno a due pilastri: la rete ecologica Natura 2000, costituita da siti mirati alla conservazione di habitat e specie elencati rispettivamente negli allegati I e II, e il regime di tutela delle specie elencate negli allegati IV e V.

La Direttiva richiede un impegno forte da parte dei paesi europei nella protezione degli habitat e delle specie listate nei suoi allegati, in particolare per le specie listate nell'allegato II (specie animali e vegetali d'interesse comunitario la cui conservazione richiede la designazione di zone speciali di conservazione) e nell'allegato IV (specie animali e vegetali di interesse comunitario che richiedono una protezione rigorosa).

Nell'Allegato 4 è riportato l'elenco delle specie e degli habitat marini di interesse comunitario elencati negli allegati II, IV, V e I della Direttiva Habitat monitorate nei mari italiani. La componente marina è rappresentata complessivamente da 27 specie (2 alghe, 6 invertebrati, 5 rettili, 14 mammiferi) e 8 habitat. Viene inoltre riportato l'elenco delle 13 specie di Uccelli strettamente legate all'ambiente marino italiano monitorate ai sensi della Direttiva Uccelli.

In generale le conoscenze sulla distribuzione nei mari italiani delle specie e degli habitat protetti da convenzioni e direttive internazionali risultano ancora piuttosto frammentarie.

Le informazioni più complete sullo stato di conservazione delle specie e degli habitat di interesse comunitario elencati negli allegati (II, IV, V e I, rispettivamente) della Direttiva Habitat (92/43/CEE) sono contenute nei Rapporti nazionali che gli Stati Membri sono chiamati a consegnare alla Commissione Europea ogni 6 anni. Nel III Rapporto nazionale, relativo al periodo 2007-2012, nonostante un generale miglioramento nello stato delle conoscenze, sono state anche evidenziate carenze conoscitive per molte specie ed habitat (Genovesi *et al.*, 2014). Per il 50% delle **specie** marine rendicontate (16 in totale), lo stato di conservazione è stato infatti indicato come “sconosciuto”; ancora maggiore è la percentuale (81 %) di specie per le quali non è stato possibile definirne l'andamento nel tempo (il *trend*), evidenziando pertanto la necessità di potenziare il sistema di raccolta dati a scala nazionale (Figura 5.3-88). Delle specie rimanenti, solo 2 sono state considerate in uno stato “favorevole” e 3 caratterizzate da un *trend* stabile.

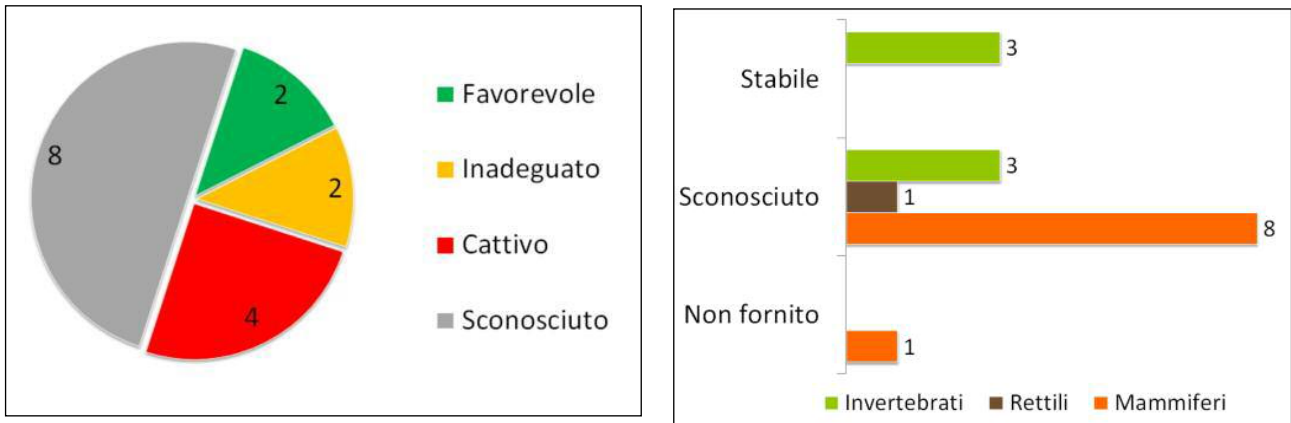


Figura 5.3-88: Stato di conservazione (sinistra) e suo "trend" (destra) relativo alle 16 specie marine rendicontate nel III Rapporto nazionale (periodo 2007-2012).

Le attività di prelievo, seguite dall'inquinamento e dal disturbo antropico, sono state indicate come le maggiori pressioni attuali e future (ovvero le "minacce") sulle specie marine considerate (Figura 5.3-89).

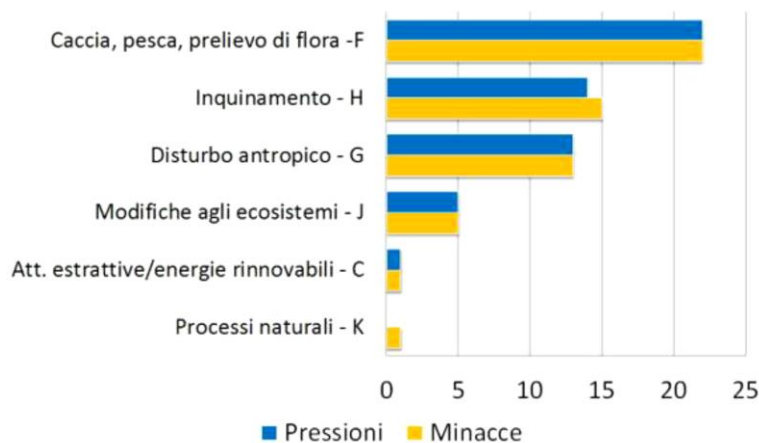


Figura 5.3-89: Pressioni e minacce per le specie marine. È riportato il numero di volte in cui sono state segnalate le pressioni e le minacce afferenti a ciascuna categoria di primo livello gerarchico (periodo 2007-2012).

Nonostante alcuni limiti conoscitivi sopra sintetizzati, i report nazionali costituiscono il riferimento ufficiale per l'Italia, per quanto riguarda i dati disponibili a supporto della salvaguardia delle specie protette di cui agli allegati della Direttiva Habitat. A questo proposito, proprio in relazione alla complementarità di queste informazioni rispetto a quelle già sintetizzate nei paragrafi precedenti relative alle aree protette marine, si segnala la particolare valenza delle informazioni cartografiche relative alla distribuzione di specie marine protette che frequentano acque al di là delle 12 mn dalla costa, superfici già salvaguardate dal D.L. 22/06/2012, n. 83.

A questo proposito, a titolo di esempio, si presentano di seguito le informazioni relative al tursiopo (*Tursiops truncatus*), cetaceo elencato sia nell'allegato II (specie animali e vegetali d'interesse comunitario la cui conservazione richiede la designazione di zone speciali di conservazione), che nell'allegato IV (relativo alle specie animali e vegetali di interesse comunitario che richiedono una protezione rigorosa) della Direttiva Habitat; quindi specie di grande valenza conservazionistica che l'Italia deve proteggere in modo efficace.

La Figura 5.3-90 presenta la mappa relativa al tursiope (*Tursiops truncatus*) predisposta per il III Report, costruita facendo riferimento ad una griglia di celle di 50 X 50 km, allora richiesta dalla UE, mentre la Figura 5.3-91 mostra la mappa realizzata nel 2019, con il quarto e ultimo reporting, predisposta facendo riferimento ad un reticolo di celle di 10 X 10 km.



Figura 5.3-90: Mappa di distribuzione di *Tursiops truncatus* (griglia 50x50 Km) come riportata nel III reporting della Direttiva Habitat relativo al periodo 2007-2012.

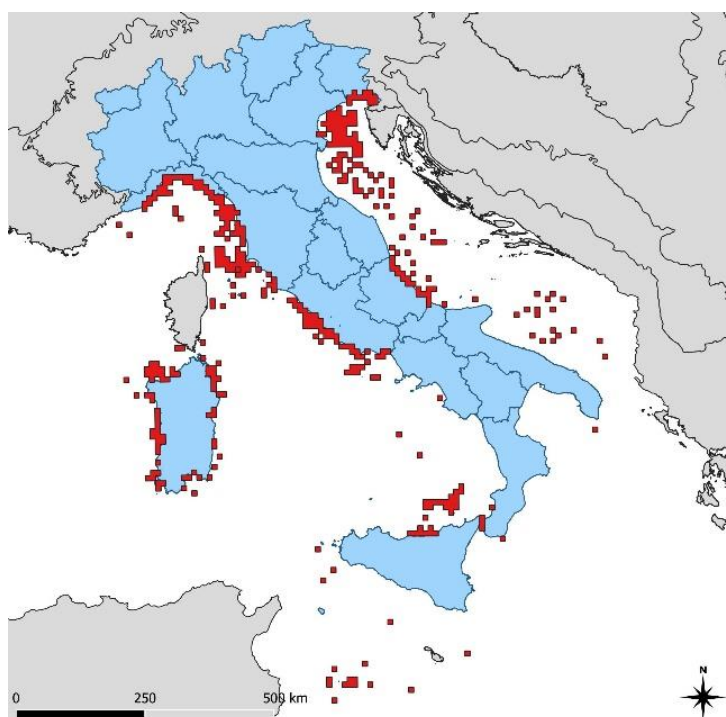


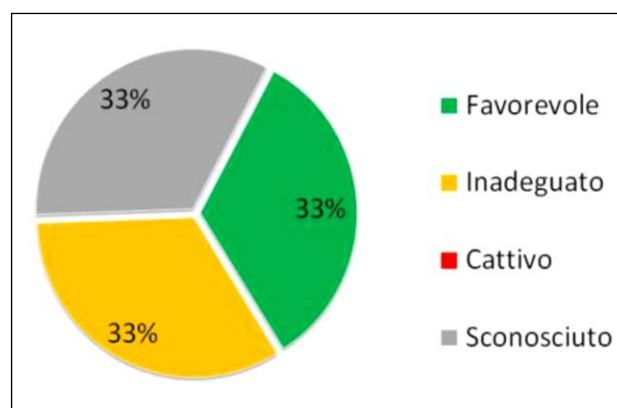
Figura 5.3-91: Mappa di distribuzione di *Tursiops truncatus* relativa al periodo 2013-2018 su una griglia di 10 X 10 km (fonte: IV Rapporto nazionale ex Art.17).

Le due immagini (Figura 5.3-90 e Figura 5.3-91), ma soprattutto la Figura 5.3-91, mostrano come questa specie frequenti / sia presente in acque afferenti all'Italia, ma ben oltre le 12 mn dalla costa.

Nel III Report nazionale, anche per quanto riguarda gli **habitat marini** listati dalla Direttiva Habitat (9 in totale), la ridotta disponibilità di informazioni per alcuni di essi ha impedito in alcuni casi (il 33%) di valutarne lo stato di conservazione (Figura 5.3-92). Tre habitat sono stati dichiarati in uno stato "favorevole" e 3 in quello "inadeguato".

La valutazione dello stato di conservazione complessivo di ciascun habitat, come raccomandato dalle linee guida europee, viene determinato sulla base, tra gli altri, anche dei parametri "area" e "range", dove per "area" si intende la superficie effettivamente coperta da un habitat nella regione biogeografica di riferimento (nel caso dell'Italia e degli habitat marini la Regione Marina Mediterranea); mentre il "range" definisce i limiti spaziali o confini all'interno dei quali l'habitat è presente, comprendendo quindi al suo interno anche porzioni di territorio marino in cui l'habitat è assente.

Per la maggior parte dei casi, sulla base dei dati attualmente disponibili, si stima che la conservazione a lungo termine degli habitat considerati è assicurata mantenendo una superficie sia dell'area sia del range approssimativamente uguali alla loro superficie attuale; per due di essi si stima invece che il buono stato di conservazione sia vincolato alla necessità di una superficie maggiore di quella occupata attualmente, mentre per due habitat non è possibile con le attuali conoscenze stabilire valori favorevoli di riferimento di range e/o area.



Codice habitat	Operatore per Valore Favorevole di Riferimento - range	Operatore per Valore Favorevole di Riferimento - area
1110	sconosciuto	>
1120	-	-
1130	-	-
1140	-	-
1150	-	-
1160	>	>
1170	-	-
1180	sconosciuto	sconosciuto
8330	-	-

Figura 5.3-92: Stato di conservazione complessivo degli habitat marini (destra) e operatori per i valori favorevoli di riferimento di range e area degli habitat marini (periodo 2007-2012) (sinistra).

Un quadro di sintesi delle pressioni e minacce che incidono sullo stato di salute degli habitat marini è riportato nella Figura 5.3-93. Le pressioni considerate più importanti sono di origine antropica e legate alle attività di prelievo, all'urbanizzazione, al trasporto marittimo. Le maggiori minacce sono invece rappresentate dai fenomeni di inquinamento e dalle modifiche agli ecosistemi.

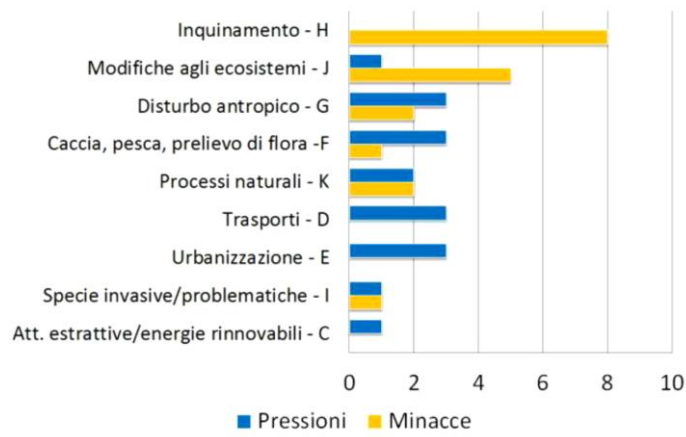


Figura 5.3-93: Pressioni e minacce che agiscono sugli habitat marini (periodo 2007-2012).

La Figura 5.3-94 mostra la distribuzione nei mari italiani degli habitat marini trattati nel III Rapporto. La maggiore concentrazione che è possibile riscontrare lungo le coste delle isole maggiori e della Liguria è probabilmente frutto di una più approfondita conoscenza degli habitat marini in tali aree.

A questo proposito va segnalato che la qualità delle informazioni disponibili su questo argomento acquisite con l'ultimo report (il IV) consegnato nel 2019 è molto migliorata. Tuttavia non sono ancora disponibili elaborati ufficiali aggiornati, relativi all'aggregazione di dette informazioni.

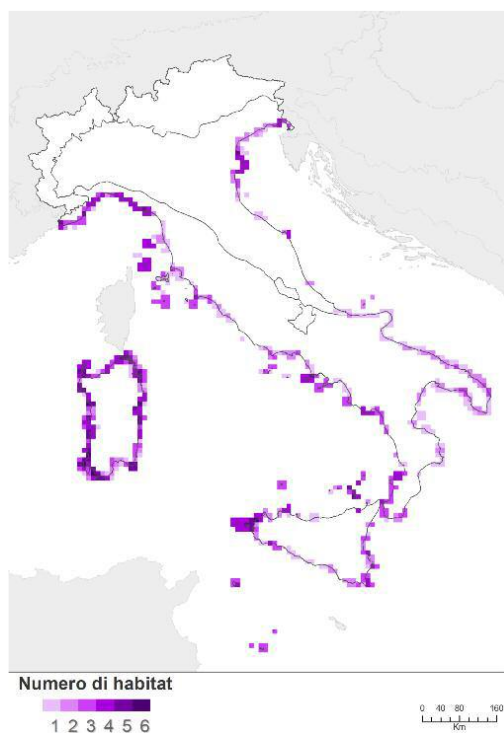


Figura 5.3-94: Distribuzione nei mari italiani degli habitat marini considerati nel III Rapporto nazionale (periodo 2007-2012).

Aree marine di particolare pregio: il Canale di Sicilia

Particolare menzione merita il Canale di Sicilia, che rappresenta un ampio tratto di mare di grande interesse per la pesca e per la conservazione degli habitat, delle specie protette e del capitale naturale del Paese, nel quale insistono aree marine a vario titolo protette, già istituite o oggetto di istruttoria ai fini dell'eventuale istituzione.

In particolare, in questo tratto di mare insistono numerosi "banchi"⁶², ovvero bassifondi che partendo dalla piattaforma o dalla scarpata continentale si spingono a pochi metri dalla superficie. Tali strutture, geologicamente eterogenee, caratterizzate anche dalla presenza di complessi vulcanici, costituiscono un ecosistema di grande rilevanza ecologica per la presenza di numerosi habitat e specie marine protette, quali ad esempio il corallo rosso, come emerso dallo studio condotto da ISPRA nell'ambito dell'Osservatorio Regionale della Biodiversità (2015), istituito dall'Assessorato al Territorio e all'Ambiente della Regione Siciliana.

La legge di stabilità 2016 (L. 28 dicembre 2015, n. 221, art. 6, comma 3) ha inserito le zone marine afferenti ad alcuni banchi (Graham, Terribile, Pantelleria e Avventura), limitatamente alle parti rientranti nella giurisdizione nazionale, nella lista delle aree di reperimento per l'eventuale istituzione di un'Area Marina Protetta (AMP) di cui all'art. 36, comma 1, della L. 394/91.

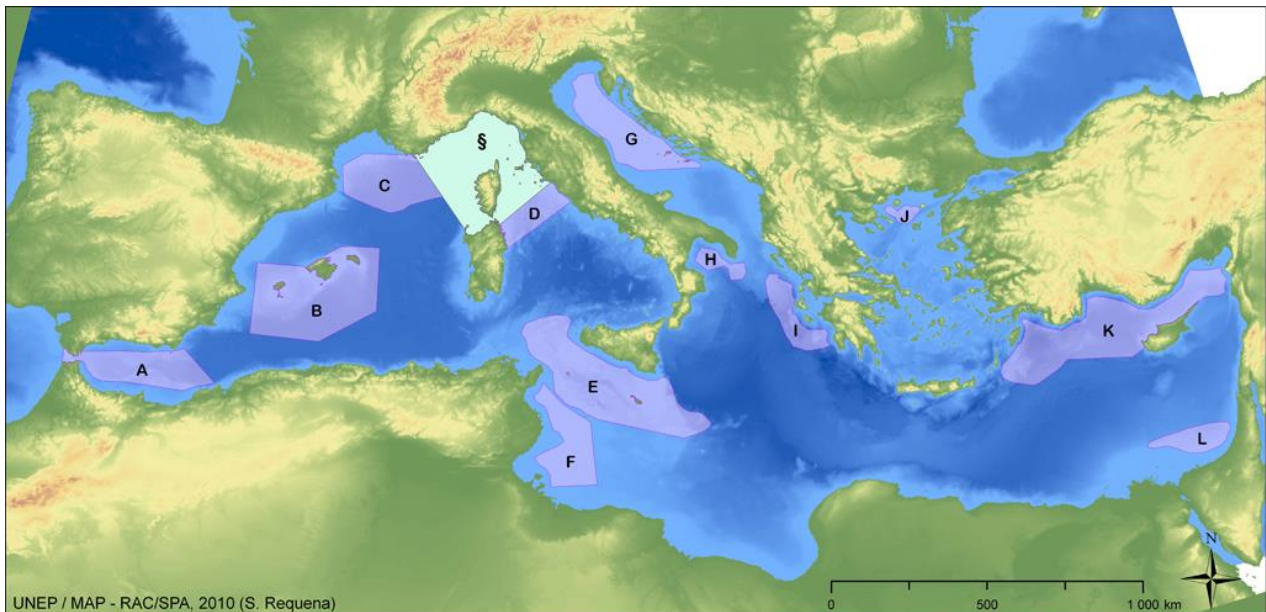
Anche l'isola di Pantelleria, nell'ambito della L. 394/91, è stata identificata come area di reperimento per la realizzazione di un'AMP, che adesso potrebbe rientrare nell'istituto Parco Nazionale isola di Pantelleria (D.P.R. 28/07/2016) e che deve ancora essere definita e perimetrata.

L'area dello Stretto di Sicilia, in cui insistono i banchi, è identificata nell'ambito del *Mediterranean Action Plan* dell'UNEP (UNEP/MAP) come area meritevole di ospitare un'area protetta internazionale che, una volta istituita, possa essere riconosciuta come SPAMI (*Specially Protected Areas of Mediterranean Importance*) (Figura 5.3-95).

Inoltre, l'intera area del Mediterraneo centrale è stata identificata dalla COP 12 (Corea 2015) della Convenzione sulla Diversità Biologica come *Ecologically or Biologically Significant marine Area* (EBSA), determinazione che non pone ancora limiti diretti ma raccomanda agli stati attenzione particolare verso l'ambiente (Figura 5.3-96).

⁶² a. Banco Avventura (impropriamente ritenuto il solo Nereo) è un ampio tratto di piattaforma continentale carbonatica costituito da numerose secche anch'esse carbonatiche: Nereo, Talbot, Anti-Talbot, Panopea, Pantelleria vecchia e "murina" e coni vulcanici recenti come Tetide, Anfritrite e Galatea.

b. Banco Graham insieme al Terribile e al Nerita costituiscono un esteso alto strutturale a forma di ferro di cavallo aperto a nord ovest che si erge dal fondale circostante la cui profondità varia dai 250m ai 500m. Il Graham è composto da un sistema vulcanico che comprende in un raggio di 5 km oltre 10 edifici di cui il più famoso è Ferdinanda. Questi banchi sono ricchi di Corallo rosso, falso corallo nero e più specie di Corallo nero.



UNEP / MAP - RAC/SPA, 2010 (S. Requena)
 A: Alborán Seamounts; B: Southern Balearic; C: Gulf of Lions shelf and slope; D: Central Tyrrhenian; E: Northern Strait of Sicily (including Adventure and nearby banks); F: Southern Strait of Sicily; G: Northern and Central Adriatic; H: Santa Maria di Leuca; I: Northeastern Ionian; J: Thracian Sea; K: Northeastern Levantine Sea and Rhodes Gyre; L: Nile Delta Region

§: Pelagos Sanctuary declared as SPAMI in 2001

Figura 5.3-95: Priority conservation areas in the open seas, including the deep seas, likely to contain sites that could be candidates for the SPAMI list (<http://www.rac-spa.org/node/597>)

EBSA CBD

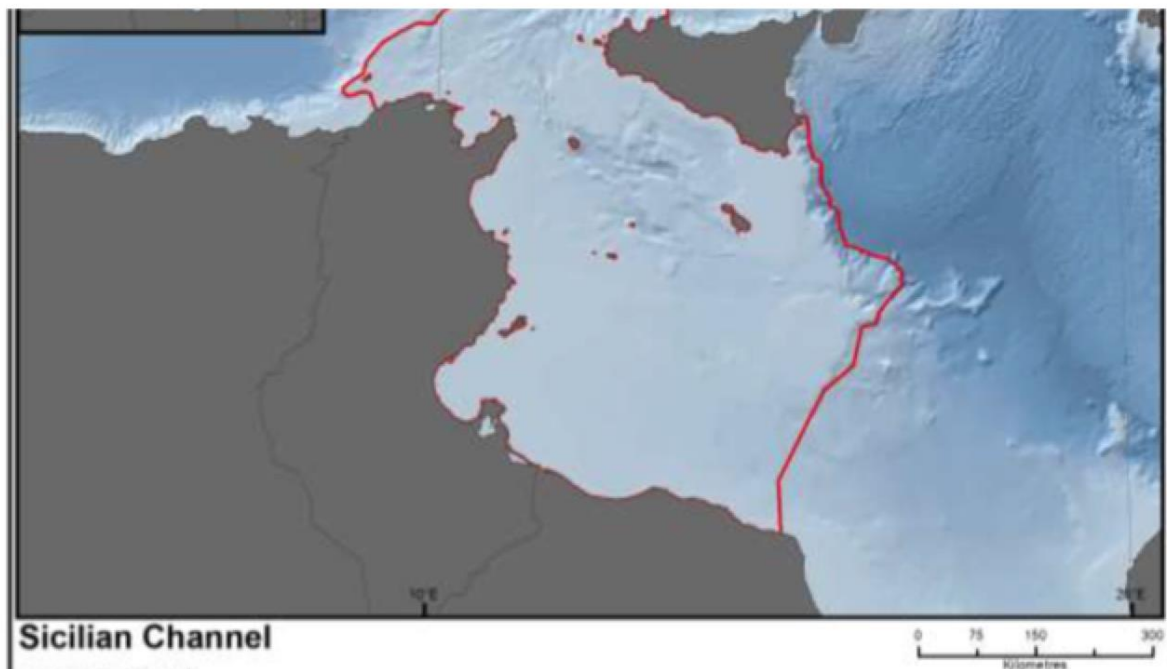


Figura 5.3-96: Area dello Stretto di Sicilia rispondente ai criteri EBSA (da <https://chm.cbd.int/database/record?documentID=204108>)

Aree marine di particolare pregio: Important Marine Mammal Areas (IMMAs)

le Important Marine Mammal Areas (IMMAs, Figura 5.3-97) sono definite come porzioni discrete di habitat, importanti per le specie di mammiferi marini, che hanno il potenziale per essere individuate e gestite per la conservazione. Le IMMAs sono identificate per dare priorità alla loro considerazione per le misure di conservazione da parte di governi, organizzazioni intergovernative, gruppi di conservazione e pubblico in generale.

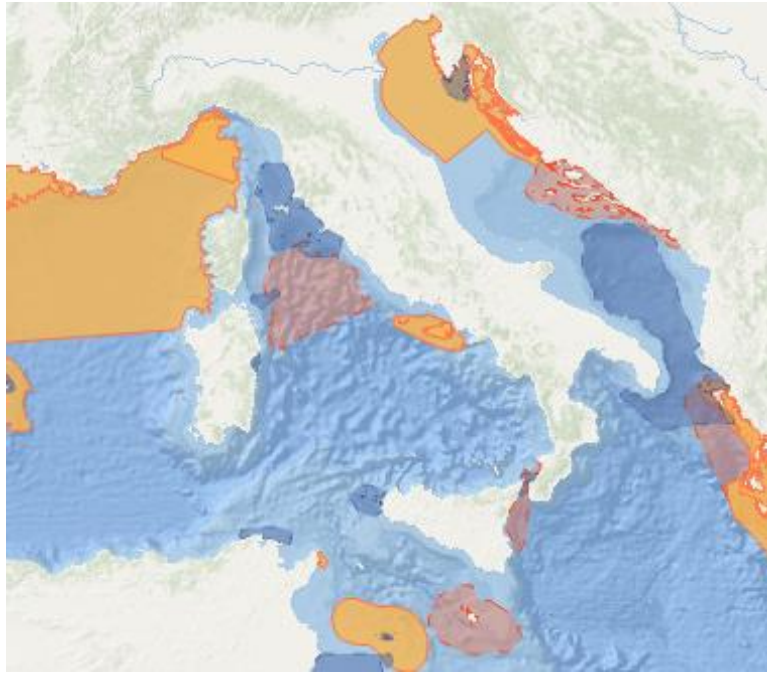


Figura 5.3-97: Important Marine Mammal Areas (<https://www.marinemammalhabitat.org/>)

Fisheries Restricted Areas (FRAs)

Le Fisheries Restricted Areas (Figura 5.3-98) rappresentano uno strumento GFCM FAO che permette la limitazione di attività di pesca al fine di proteggere siti con elevata valenza conservazionistica (e.g. *Vulnerable Marine Ecosystems*, *Sensitive Habitats*) e/o habitat elettivi per specie commerciali (*Essential Fish Habitats*).

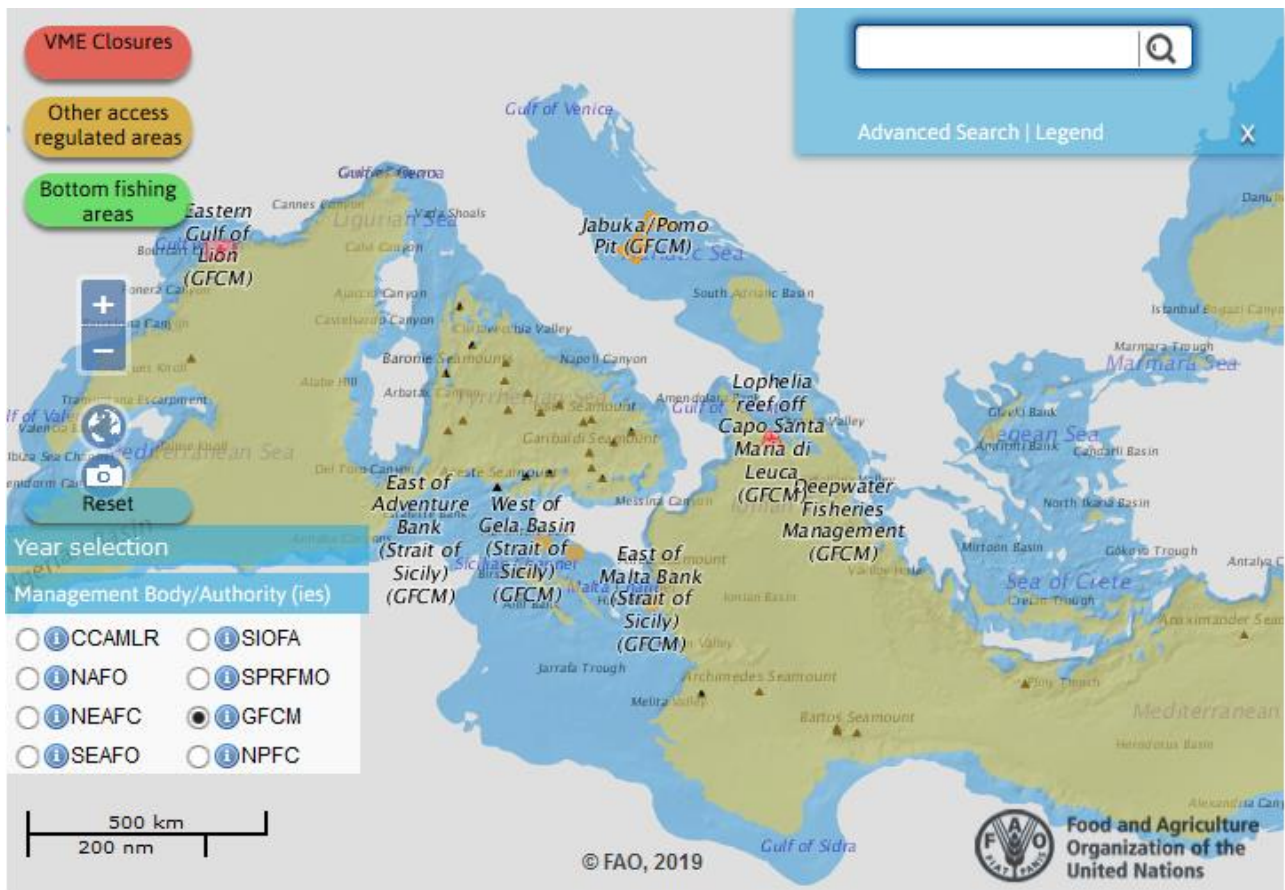


Figura 5.3-98: Fisheries Restricted Areas nel Mediterraneo (fonte: <http://www.fao.org/gfcm/data/maps/fras/en>)

5.3.18. Qualità dell'ambiente marino-costiero

Direttiva quadro Acque

Con l'attuazione della Direttiva Quadro sulle Acque WFD 2000/60/CE, (recepita dall'Italia con il D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.), l'UE ha posto le basi per un concetto di protezione delle acque attraverso una visione integrata di tutte le acque del bacino idrografico. Un importante obiettivo della normativa è di raggiungere il "buono" stato, ecologico e chimico, delle acque superficiali entro il 2015 o, nel caso di una proroga, entro il 2027. La definizione dello stato ecologico si basa sulla valutazione dello stato di qualità della flora acquatica e dei macroinvertebrati bentonici supportati dalle caratteristiche fisico-chimiche della colonna d'acqua e dalle caratteristiche idromorfologiche del corpo idrico, sulla base di metodiche condivise da tutti i Distretti idrografici. La definizione dello stato chimico delle acque marino costiere (buono o non buono) si basa sulla valutazione della presenza di sostanze inquinanti, da rilevare nelle acque, nei sedimenti o nel biota, indicate come "prioritarie" e "pericolose prioritarie" con i relativi Standard di Qualità Ambientale (SQA), che non devono essere superati nei corpi idrici ai fini della classificazione del "buono" stato.

Per la descrizione dello stato di qualità dell'ambiente marino costiero nazionale sono state prese in considerazione le informazioni ambientali riportate negli Annuari dei Dati Ambientali 2016, 2017 e 2018 elaborati da ISPRA sulla base dei dati delle Agenzie regionali per la protezione dell'ambiente nell'ambito del Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA). Gli indicatori dell'Annuario dei Dati Ambientali ISPRA relativi al sessennio 2010-2016 di applicazione del D. Lgs. 152/06 (recepimento della Direttiva Quadro sulle Acque 2000/60/CE) per le acque marino-costiere riguardano la qualità ecologica e chimica dei corpi

idrici dei diversi Distretti Idrografici. Gli indicatori fanno riferimento a quanto riportato nel Reporting alla Commissione europea – aggiornamento marzo 2016.

Stato ecologico delle acque marino costiere

La definizione dello stato ecologico delle acque marino costiere si basa sulla valutazione dello stato di qualità della flora acquatica e dei macroinvertebrati bentonici supportati dalle caratteristiche fisico-chimiche della colonna d'acqua e dalle caratteristiche idromorfologiche del corpo idrico, sulla base di metodiche condivise da tutti i Distretti idrografici.

È assegnato in base al più basso dei valori di classificazione degli Elementi di Qualità Biologica (EQB: fitoplancton, macroinvertebrati bentonici, macroalghe e angiosperme), selezionati in base all'analisi delle pressioni, secondo il principio del "one out - all out", sintetizzato, poi, attraverso un giudizio basato su cinque classi di qualità: "Elevato", "Buono", "Sufficiente", "Scarso" e "Cattivo". La classificazione riportata si riferisce al periodo 2010-2016.

La classificazione ecologica fa riferimento a quanto riportato nel primo aggiornamento dei Piani di gestione dei bacini idrografici per gli otto Distretti (7 + Serchio) individuati sul territorio nazionale. Lo stato ecologico delle acque costiere nazionali è molto variabile.

Esiste una disomogeneità nella designazione del numero dei corpi idrici che viene effettuata in base all'analisi delle pressioni sul territorio; seguendo il corso della Penisola da Nord a Sud (*Figura 5.3-99*), per il Distretto Alpi Orientali (25 corpi idrici) l'88 % dei corpi idrici marino costieri si trova in uno stato ecologico buono, a fronte di un 12 % in stato sufficiente. Invece nel Distretto Padano (2 corpi idrici) il 100 % dei corpi idrici si trova in uno stato ecologico sufficiente.

L'Appennino Centrale (25 corpi idrici) presenta una situazione confrontabile con quella del Distretto Alpi Orientali, con l'80 % dei corpi idrici in stato buono e il 20 % in stato sufficiente. Nel Distretto dell'Appennino Settentrionale, 51 corpi idrici, il 49 % di essi si trova nello stato buono e nello stato sufficiente. Nei Distretti Appennino Meridionale (176 corpi idrici) e Sicilia (65 corpi idrici) si rileva una notevole percentuale di corpi idrici non classificati, rispettivamente il 57 % e il 74 %. Infine, il Distretto della Sardegna (217 corpi idrici) presenta il 92 % dei corpi idrici in stato buono, il 7 % in stato sufficiente e l'1 % in stato elevato.

L'analisi dell'indicatore mostra quindi per i Distretti idrografici condizioni ecologiche da sufficienti a buone, ed elevate solo per il Distretto della Sardegna, da segnalare, tuttavia, per alcuni di essi percentuali significative di corpi idrici non classificati.

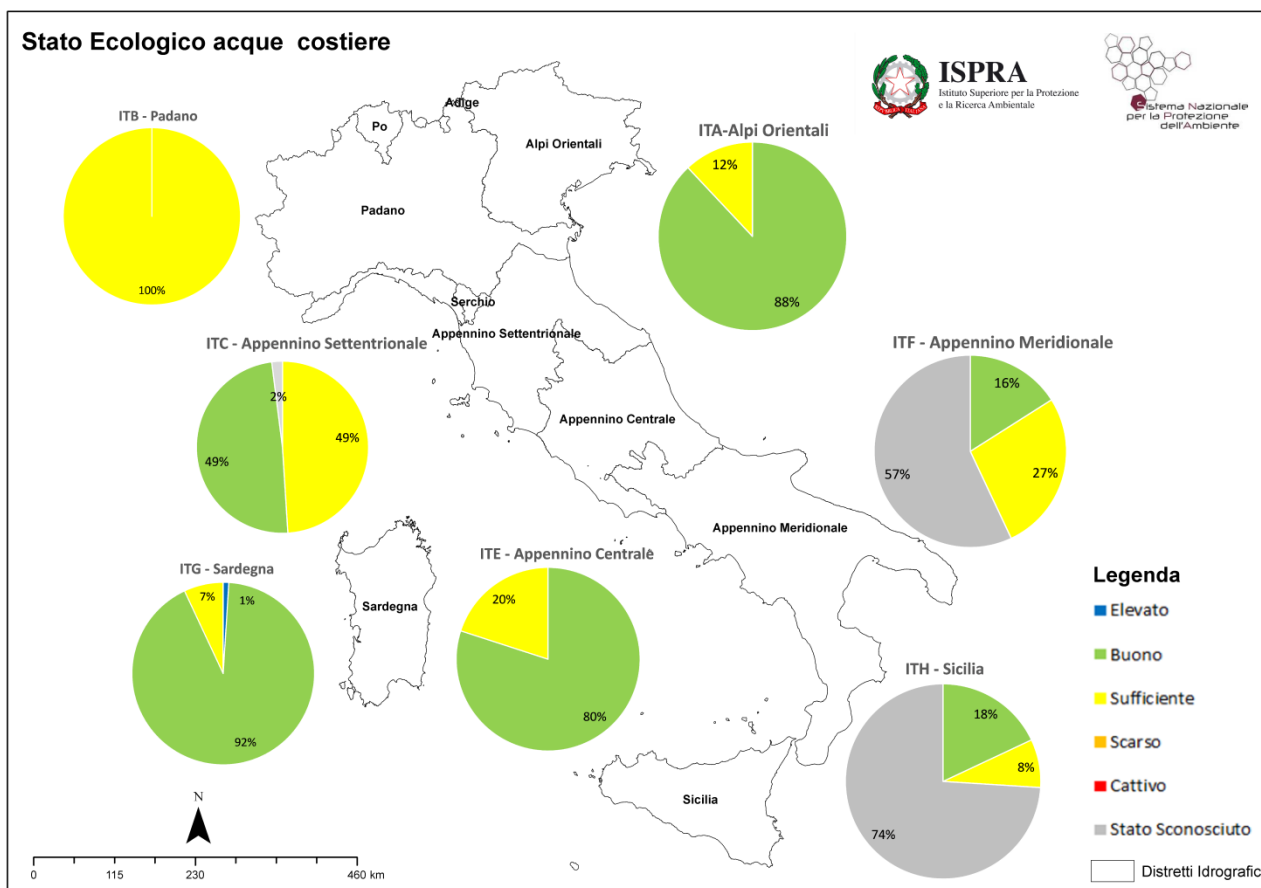


Figura 5.3-99: Stato ecologico dei corpi idrici marino costieri italiani per Distretto idrografico. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati del Reporting II RMBP fornito dalle Autorità di Bacino - marzo 2016 (Annuario Dati Ambientali 2017).

Stato chimico delle acque marino costiere

La definizione dello stato chimico delle acque marino costiere (buono o non buono), come già evidenziato, si basa sulla valutazione della presenza di sostanze inquinanti, da rilevare nelle acque, nei sedimenti o nel biota, indicate come “prioritarie” e “pericolose prioritarie” con i relativi *Standard di Qualità Ambientale* (SQA), che non devono essere superati nei corpi idrici ai fini della classificazione del “buono” stato chimico. La classificazione riportata si riferisce al periodo 2010-2016 (Figura 5.3-100).

L’analisi dello stato chimico delle acque marino costiere dei corpi idrici dei Distretti idrografici presenta alcune disomogeneità sul territorio nazionale sia per ciò che attiene il numero di corpi idrici monitorati, sia per la classificazione. Esistono inoltre situazioni in cui una significativa percentuale di corpi idrici non è stata classificata. Nel dettaglio, il Distretto delle Alpi Orientali (21 corpi idrici) mostra più della metà (57 %) dei corpi idrici nello stato buono, analogamente al Distretto Padano (50 %). Tuttavia questo Distretto è diviso in soli 2 corpi idrici. Per il Distretto dell’Appennino Settentrionale (50 corpi idrici), il 51 % dei corpi idrici è nello stato non buono, 47 % nello stato buono e il 2 % non classificato. Dei 25 corpi idrici del Distretto Appennino Centrale, l’88 % ricade nello stato buono. Nel Distretto della Sardegna, 217 corpi idrici, il 90 % di essi è nello stato buono. Infine, nei Distretti Appennino Meridionale (176 corpi idrici) e Sicilia (65 corpi idrici) si riscontra una notevole percentuale di corpi idrici non classificati, rispettivamente il 55 % e il 74 %.

L’analisi dell’indicatore mostra, per 3 Distretti idrografici su 7, condizioni chimiche “non buone” per più del 40 % dei corpi idrici. Da segnalare, inoltre, per alcuni Distretti percentuali significative di corpi idrici non classificati.

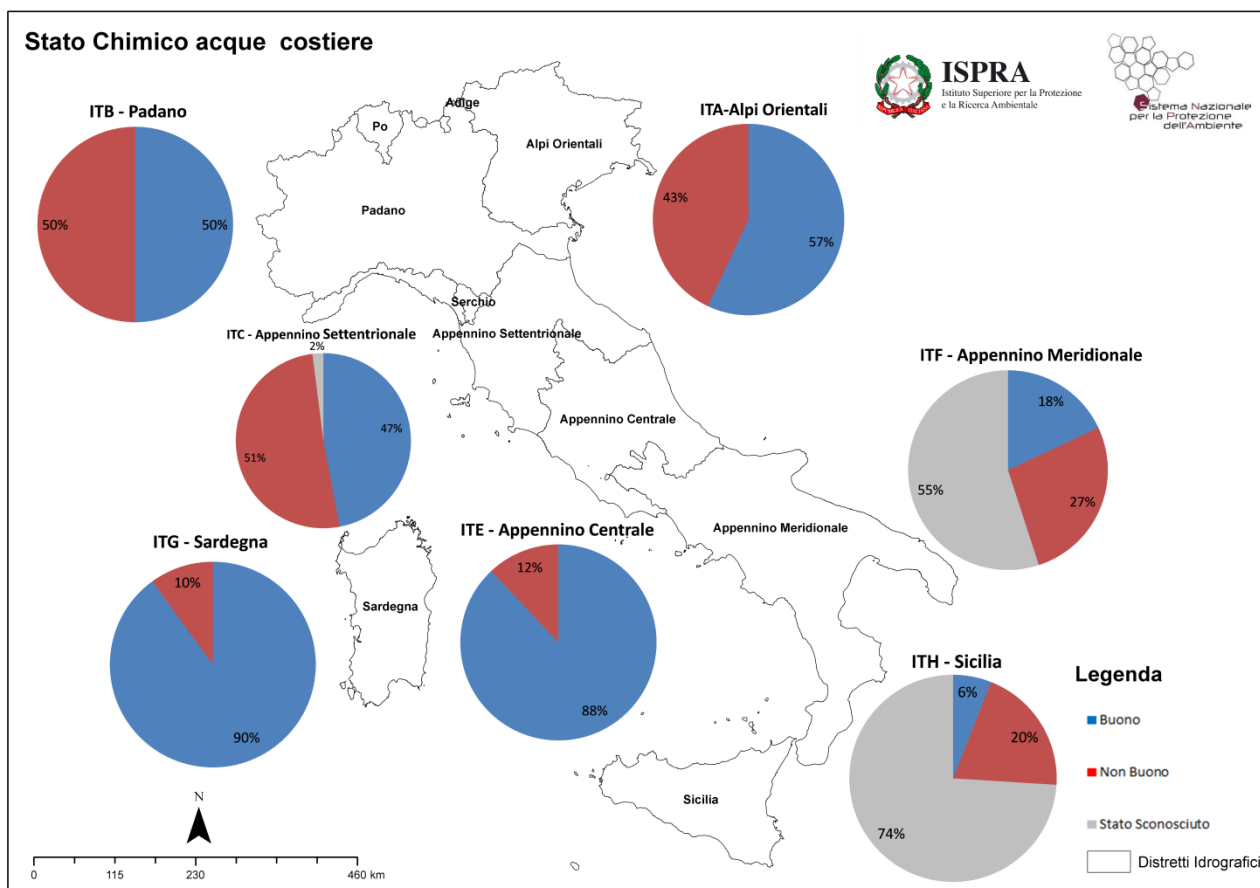


Figura 5.3-100: Stato chimico dei corpi Idrici delle acque marino costiere nell'ambito dei Distretti idrografici. Fonte: Elaborazione ISPRA sulla base dei dati del Reporting II RBMP fornito dalle Autorità di Bacino - marzo 2016 (Annuario Dati Ambientali 2017).

Direttiva Strategia Marina

Altre informazioni relative allo stato dell'ambiente marino costiero derivano dall'applicazione del D. Lgs. n. 190 del 13 ottobre 2010, con cui l'Italia ha recepito la Direttiva Quadro 2008/56/CE, nota come Direttiva Strategia Marina. Tale Direttiva, che costituisce il pilastro ambientale della politica dell'Unione Europea per l'ambiente marino e marino costiero, pone come obiettivo agli Stati membri di raggiungere entro il 2020 il buono stato ambientale (GES, "Good Environmental Status") per le proprie acque marine. La determinazione del buono stato ambientale si basa su un elenco di undici descrittori qualitativi dell'ambiente marino che fanno riferimento a molteplici aspetti degli ecosistemi marini.

In particolare vengono descritti dati e informazioni relativi ai seguenti descrittori.

Il **Descrittore 1 (Biodiversità)** prevede, per il raggiungimento del GES, che la biodiversità sia mantenuta. Inoltre richiede che la qualità e la presenza di habitat nonché la distribuzione e l'abbondanza delle specie siano in linea con le prevalenti condizioni fisiografiche, geografiche e climatiche.

Vengono poi riportati dati relativi al **Descrittore 5 (Eutrofizzazione)**, che si riferisce agli apporti di nutrienti, in particolare azoto e fosforo, veicolati a mare dai fiumi o dagli insediamenti costieri; questo indicatore combina informazioni relative ai livelli di nutrienti (concentrazione di nutrienti nella colonna d'acqua) e quelle relative agli effetti, diretti e indiretti, dovuti all'arricchimento dei nutrienti, quali la concentrazione di clorofilla "a" nella colonna d'acqua e la concentrazione di ossigeno disciolto nelle acque di fondo per la determinazione delle condizioni di ipossia o anossia.

C'è poi il **Descrittore 6 (Integrità dei fondali marini)** che prevede, per il raggiungimento del GES, che l'integrità del fondo marino sia ad un livello tale da garantire che le strutture e le funzioni degli ecosistemi siano salvaguardate e gli ecosistemi bentonici, in particolare, non abbiano subito danni. Questo descrittore ha lo scopo di assicurare che le pressioni generate da attività antropiche sui fondi marini non influiscano negativamente sulle componenti dell'ecosistema marino, in particolare sulle comunità bentoniche e gli habitat ad esse associati.

Per il **Descrittore 7 (Condizioni idrografiche)**, che prevede, per il raggiungimento del GES, che non più del 5% dell'estensione dei corpi idrici marino costieri di ciascuna Sottoregione marina presenti impatti dovuti a cambiamenti permanenti delle condizioni idrologiche, vengono prese in considerazione le alterazioni permanenti delle condizioni idrografiche dovute alle infrastrutture costiere e marine realizzate, in corso di realizzazione o progettate a partire dal 2012. Il termine condizioni idrografiche include sia l'ambito dei processi idrologici riferibili alla colonna d'acqua quali correnti, energia di fondo, regime salino e termico sia le caratteristiche fisiografiche dei fondali in termini morfologici e di natura dei substrati.

Inoltre vengono riportati i dati relativi al **Descrittore 8 e Descrittore 9**, basati sulla determinazione dei **contaminanti e i loro effetti** sull'ecosistema marino e sulla salute umana derivante dal consumo dei pesci e di altri prodotti della pesca in mare. L'indicatore misura la concentrazione e gli effetti dei contaminanti nelle matrici biota, sedimento e acqua, tenendo conto dei processi biologici selezionati e dei gruppi tassonomici nei quali è stata individuata una relazione di causa/effetto che deve essere monitorata.

Di rilievo per i temi trattati nel Pitesai è anche il **Descrittore 11**, che riguarda l'**introduzione di energia**, comprese le fonti sonore sottomarine, e determina che questa sia a livelli che non hanno effetti negativi sull'ambiente marino. Tra le pressioni ritenute importanti è stata infatti individuata l'introduzione di suoni di origine antropica.

Biodiversità (Descrittore 1)

Per il Descrittore 1, nell'ambito del secondo ciclo di applicazione della Direttiva sulla Strategia Marina (2018-2024), l'Italia ha definito il proprio GES (DM 15 febbraio 2019, n. 36) in relazione alle specie e gli habitat marini di interesse conservazionistico (ai sensi di: Direttiva Habitat, Direttiva Uccelli, protocollo SPA/BD della Convenzione di Barcellona), i popolamenti ittici e di cefalopodi di interesse commerciale e le comunità ittiche costiere.

Al fine di raggiungere il GES sono stati poi fissati 4 traguardi ambientali (DM 15 febbraio 2019, n. 36) che consistono in:

- incrementare il numero delle specie marine di interesse conservazionistico e nel mantenimento o conseguimento di uno stato di conservazione soddisfacente (T1.1)
- incrementare il numero degli habitat marini di interesse conservazionistico e nel mantenimento o conseguimento di uno stato di conservazione soddisfacente (T1.2)
- raggiungere un miglioramento delle condizioni delle popolazioni di specie rappresentative di pesci e cefalopodi, anche di interesse commerciale, incluse quelle vulnerabili o sfruttate commercialmente (T1.3, anche in relazione al pertinente traguardo ambientale del Descrittore 3 – Pesca);
- raggiungere un miglioramento delle caratteristiche demografiche delle popolazioni di specie ittiche costiere rispetto alle condizioni proprie nelle Aree Marine Protette (T1.4).

Per la valutazione del raggiungimento di questi traguardi ambientali ci si avvale dei dati e delle informazioni derivanti dai programmi di monitoraggio di cui all'art. 11 del D.lgs. 190/2010 e s.m.i. e che vengono raccolti da ISPRA, dalle Agenzie Regionali per la Protezione dell'Ambiente, dal CNR. Tali dati sono poi integrati con quelli provenienti da progetti di ricerca e indagini conoscitive a livello nazionale e internazionale.

Le componenti dell'ecosistema marino e i gruppi di specie e tipi di habitat che, sulla base della Decisione della Commissione UE n. 2017/848 (che definisce i criteri e le norme metodologiche relativi al buono stato ecologico delle acque marine nonché le specifiche e i metodi standardizzati di monitoraggio e valutazione) sono da considerare sono riportati nella seguente tabella:

Componenti dell'ecosistema	Gruppi di specie/tipo generale di habitat
Uccelli	Uccelli marini di superficie
	Uccelli tuffatori pelagici
	Uccelli tuffatori di profondità
Mammiferi	Piccoli odontoceti
	Odontoceti che s'immergono in acque profonde
	Misticeti
Rettili	Tartarughe
Pesci	Pesci costieri
	Pesci pelagici
	Pesci demersali
	Pesci di acque profonde
Cefalopodi	Cefalopodi costieri e della piattaforma continentale
Habitat pelagici	Acque costiere
Habitat bentonici	<i>Posidonia oceanica</i> (Habitat biogenico infralitorale)
	Coralligeno (Rocce circalitorali e scogliere biogeniche)
	Coralli bianchi (Rocce e scogliere biogeniche del piano batiale superiore e inferiore)
	Maerl (Sedimenti infralitorali e circalitorali grossolani)

Per quanto riguarda le specie di uccelli, mammiferi, rettili, specie di pesci e cefalopodi non sfruttati a fini commerciali ma suscettibili a catture accidentali la valutazione ai fini della Strategia Marina interessa il tasso di mortalità dovuto a catture accidentali, che deve essere tale da garantire la vitalità a lungo termine della specie; mentre, per i gruppi di specie considerati, la valutazione interessa:

- l'abbondanza di popolazione, che non deve subire effetti negativi dovuti a pressioni antropiche
- le caratteristiche demografiche delle popolazioni di pesci e cefalopodi sfruttati a fini commerciali, che devono essere indicative di una popolazione sana e che non devono subire effetti negativi dovuti a pressioni antropiche
- l'estensione e, se pertinente, lo schema di distribuzione delle specie di interesse conservazionistico, che devono essere in linea con le prevalenti condizioni fisiografiche, geografiche e climatiche
- l'estensione e le condizioni dell'habitat delle specie di interesse conservazionistico, che devono essere tali da sostenere le varie fasi del loro ciclo di vita.

Per quanto riguarda gli habitat pelagici, invece, la valutazione interessa la condizione dell'habitat, compresa la struttura biotica, la struttura abiotica e le sue relative funzioni, che non deve subire effetti negativi dovuti a pressioni antropiche.

Infine, per quanto riguarda gli habitat bentonici la valutazione interessa aspetti che ricadono nell'ambito di del Descrittore 6 – Integrità dei fondali marini quali:

- l'entità della perdita del tipo di habitat dovuta a pressioni antropiche, che non deve superare una determinata percentuale dell'estensione naturale nella zona di valutazione
- l'estensione degli effetti negativi dovuti a pressioni antropiche sulla condizione dell'habitat, che non deve superare una determinata percentuale dell'estensione naturale nella zona di valutazione.

Sulla base dei dati disponibili è di seguito riassunta la situazione relativa alla valutazione di cui all'art. 8 del D.lgs. 190/2010 e s.m.i., propedeutica al nuovo ciclo di attuazione della Strategia Marina, per le varie componenti dell'ecosistema marino.

Uccelli

Sono considerate specie strettamente marine per le quali sono disponibili dati raccolti da ISPRA nell'ambito di progetti di monitoraggio preesistenti e di lungo periodo, integrati con dati provenienti dal programma di monitoraggio della Strategia Marina condotto dal CNR su incarico del MATTM. I dati disponibili coprono parzialmente le tre sottoregioni italiane.

Mammiferi e rettili

Per la valutazione dell'abbondanza, densità e distribuzione delle specie sono disponibili dati provenienti da attività di ricerca commissionate dal MATTM a ISPRA, al Tethy Research Institute e all'International Whale Commission tra il 2009 e il 2016; i dati riguardano l'intera sottoregione Mar Adriatico e parzialmente le sottoregioni Mediterraneo Occidentale e Ionio e Mediterraneo Centrale e si riferiscono a stagioni diverse. Nelle aree di pertinenza del PITESAI sono stati raccolti i dati riportati in tabella:

Specie	Sottoregione	Stagione/anno	N. individui
<i>Tursiops truncatus</i>	Mar Adriatico	Estate 2010-2013 (cumulati)	10.573 (95% C.I.: 6726-16621)
	Mediterraneo centrale (mar Ionio)	Inverno 2016	1.259 (95% C.I.: 532-2819)
<i>Stenella coeruleoalba</i>	Mediterraneo centrale (mar Ionio)	Primavera 2010	27.813 (95% C.I.: 18.465-41.893)
	Mediterraneo centrale (stretto di Sicilia)	Inverno 2016	15.190 (95% C.I.: 12.853-17.801)
<i>Ziphius cavirostris</i>	Mediterraneo	1990-2016	5.799 (95% C.I.: 4.807-7.254)
<i>Caretta caretta</i>	Mediterraneo centrale (mar Ionio)	Primavera 2010	45.442 (Coeff. Variaz: 17,1%)
	Mediterraneo centrale (stretto di Sicilia)	Inverno 2015	In preparazione
	Mar Adriatico	Estate 2010	25.692 (Coeff. Variaz: n.d.)
		Estate 2013	31.051 (Coeff. Variaz.: 15,0%)

È in corso per l'intero Mediterraneo l'ACCOBAMS Survey Initiative (ASI) finalizzato alla stima dell'abbondanza e della distribuzione delle specie di cetacei e di tartarughe. I dati indicati e quelli dell'ASI potrebbero consentire di avere una visione a scala di bacino utile a fornire per il 2020 i valori di base sull'abbondanza e la distribuzione di cetacei e tartarughe.

Pesci e cefalopodi

Per questa componente dell'ecosistema marino sono disponibili dati per il solo gruppo dei pesci costieri, provenienti dall'attività di monitoraggio condotta dal CNR, su incarico del MATTM, in aree interne e aree esterne di 7 AMP. Tali dati sono ritenuti insufficienti ai fini di una valutazione scientificamente valida della componente.

Per gli altri tre gruppi di specie di pesci (pesci pelagici, demersali e di acque profonde) e il gruppo di specie "cefalopodi costieri e della piattaforma continentale", l'indisponibilità dei dati raccolti su scala nazionale

nell'ambito della Data Collection Framework della Politica Comune della Pesca non consente di procedere ad alcuna valutazione. Tuttavia, per l'attuale ciclo di attuazione della Strategia Marina è stata predisposta una lista di specie rappresentative in relazione alle quali potranno essere raccolti i dati necessari nell'ambito di nuovi programmi di monitoraggio o, per quanto attiene alle specie di interesse commerciale, ci si riferirà ai dati raccolti nell'ambito di interesse del Descrittore 3 – Pesca.

Habitat bentonici

Per la valutazione dello stato di conservazione della *Posidonia oceanica* ci si avvale dei dati raccolti dalle ARPA e relativi alla classificazione dello stato ecologico dei corpi idrici marino costieri ai sensi del D.Lgs. 152/06 per l'Elemento di Qualità Biologica Angiosperme. Nella figura che segue (Figura 5.3-101) è riportata la classificazione per le aree di pertinenza del PiTESAI.

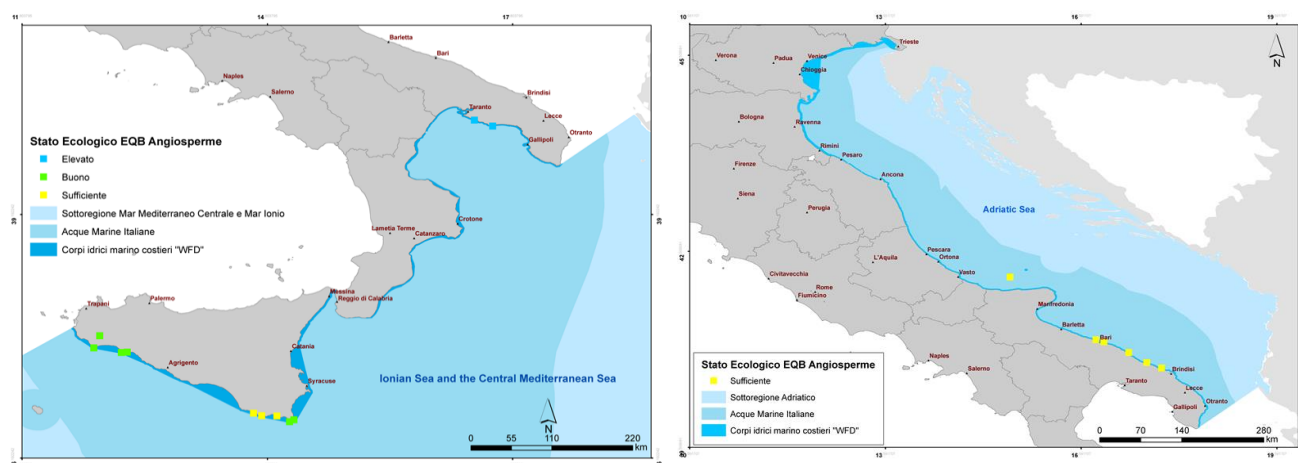


Figura 5.3-101: classificazione ai sensi del 152/06 per l'EQB Angiosperme (sottoregioni Mar Ionio e Mediterraneo Centrale e Mar Adriatico).

Non si dispone, invece, allo stato attuale di dati cartografici aggiornati per valutare l'estensione dell'habitat a *Posidonia oceanica*; tuttavia una valutazione adeguata di tale habitat si ritiene potrà essere raggiunta con il programma di monitoraggio dell'attuale ciclo di attuazione della Strategia Marina.

I dati disponibili, invece, per gli habitat a *coralligeno* e a *coralli bianchi*, provenienti da attività di monitoraggio condotte dalle ARPA e dal CNR, non consentono di valutare una eventuale perdita o mantenimento di questi habitat ma hanno permesso di ampliare le conoscenze sulla distribuzione e sulla condizione di questi habitat nei mari italiani, andando a costituire una base di riferimento per l'attuale ciclo di attuazione della Strategia Marina per il quale sono stati predisposti migliori e aggiornati protocolli di monitoraggio.

Analogamente, i dati relativi all'estensione degli habitat a *Maerl*, anch'essi provenienti da attività di monitoraggio condotte dalle ARPA e dal CNR, forniscono informazioni utili ai fini di un superamento delle lacune conoscitive relativamente alla presenza e mappatura dell'habitat, nonché a fornire una prima caratterizzazione dello stesso ed a evidenziare eventuali porzioni di habitat influenzato da attività antropiche.

Habitat pelagici

A livello Mediterraneo, sia in ambito di cooperazione subregionale UE sia nell'ambito della Convenzione di Barcellona, non sono state definite metriche condivise né approcci consolidati al fine di caratterizzare e valutare lo stato di tale habitat. La composizione e l'abbondanza del fitoplancton sono elementi di valutazione previsti dalla Direttiva 2000/60/CE, ma nonostante gli sforzi profusi a livello comunitario, per l'elemento di qualità biologica fitoplancton viene ad oggi utilizzata solo la clorofilla 'a' (indicatore di biomassa fitoplanctonica) e non viene utilizzata la composizione ed abbondanza del fitoplancton ai fini valutativi.

A livello nazionale gli habitat pelagici sono oggetto di attività di monitoraggio condotte dalle ARPA, mentre per quanto riguarda gli ambienti off-shore alcune attività sono state condotte dal CNR.

Eutrofizzazione (Descrittore 5)

Il fenomeno dell'eutrofizzazione consiste in un arricchimento delle acque in nutrienti, in particolare della concentrazione dei composti dell'azoto e/o del fosforo, che determina un aumento della produzione primaria e della biomassa algale, con conseguente accumulo di sostanza organica, ipossia/anossia delle acque di fondo, possibili stati di sofferenza delle comunità bentoniche e morie di pesci.

La Direttiva richiede, per questo Descrittore (5), che sia ridotta al minimo l'eutrofizzazione di origine umana, in particolare i suoi effetti negativi, come perdita di biodiversità, degrado dell'ecosistema, fioriture algali nocive e carenza di ossigeno nelle acque di fondo.

Viene di seguito riportata la valutazione effettuata per l'Adriatico settentrionale, in quanto è ritenuta l'area più significativa, a livello nazionale, per il fenomeno dell'eutrofizzazione. Quest'area viene suddivisa in "coastal waters" e "offshore waters", in linea con l'impostazione dei criteri della nuova Decisione UE 2017/48 della Commissione europea.

L'elaborazione dei dati disponibili, in particolare quella riferita ai valori di concentrazione degli indicatori nutrienti e clorofilla 'a', ha consentito di evidenziare come l'Alto Adriatico, soprattutto le zone prospicienti il delta del Po e la costa emiliano-romagnola, siano le aree maggiormente a rischio relativamente al fenomeno di eutrofizzazione.

Carichi di azoto e fosforo

Per i bacini afferenti all'Alto Adriatico sono disponibili i dati sulle portate medie annue e i carichi di azoto e fosforo sversati a mare per il periodo 2013-2016 (Figura 5.3-102 e Figura 5.3-103). Occorre segnalare che il Po presenta portate medie annue comprese tra 1.000 e 1.500 mc/sec, di gran lunga superiori a quelle degli altri fiumi che sfociano nell'Alto Adriatico. Vi è stata una diminuzione della portata media negli anni più recenti (2015-2016). Per quanto riguarda i carichi di nutrienti convogliati a mare, il contributo del Po è diminuito da oltre 150.000 t/anno di azoto e 14.000 t/anno di fosforo a poco meno di 100.000 t/anno di azoto e 5000 t/anno di fosforo. Il contributo proveniente dal comparto civile, considerato sulla base dei dati degli impianti che verosimilmente recapitano direttamente a mare, fa riferimento a tutta la sottoregione Mar Adriatico e i carichi di azoto e di fosforo risultano pari a 8.800 t/anno e circa 1.100 t/anno rispettivamente.

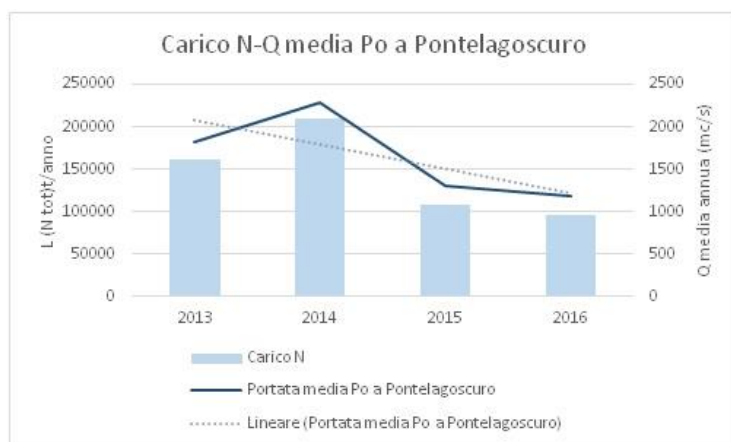


Figura 5.3-102: Portate medie annuali e carichi di azoto sversati a mare dal fiume Po. La linea tratteggiata rappresenta la linea di tendenza dei carichi nel periodo in esame. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

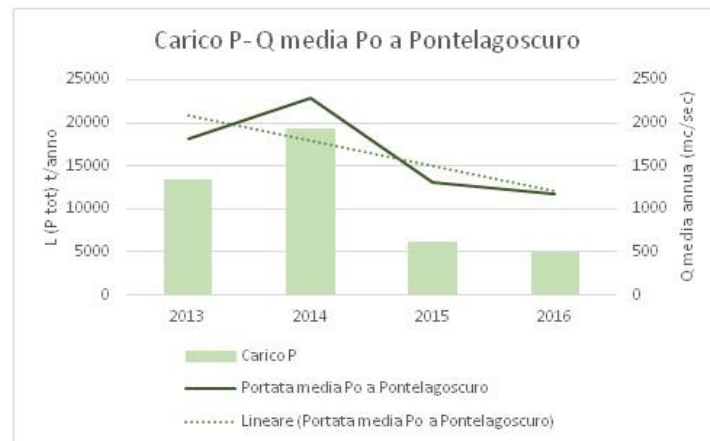


Figura 5.3-103: Portate medie annuali e carichi di fosforo sversati a mare dal fiume Po. La linea tratteggiata rappresenta la linea di tendenza dei carichi nel periodo in esame. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

Concentrazione di nutrienti nell'ambiente marino (da Figura 5.3-104 a Figura 5.3-110)

Nell'Alto Adriatico gli andamenti annuali delle concentrazioni di azoto in mare (azoto disciolto inorganico o DIN) sono molto variabili e risentono in maniera evidente dei regimi idrologici dei fiumi che vi recapitano. In generale l'azoto proviene soprattutto dalle sorgenti diffuse e, quindi, i carichi sversati a mare tendono ad aumentare nel caso di annate particolarmente piovose (Figura 5.3-104). Nel caso del fosforo è possibile evidenziare una variabilità interannuale meno sensibile ai regimi idrologici dei fiumi. Tra il 2012 e il 2015 (Figura 5.3-105) il fosforo è tendenzialmente in aumento, sia pur lieve, da 0,49 $\mu\text{mol/L}$ a 0,63 $\mu\text{mol/l}$ circa, mentre i valori di concentrazione dell'azoto inorganico disciolto presentano un incremento più marcato, da 6 $\mu\text{mol/L}$ a 11 $\mu\text{mol/l}$ circa (Figura 5.3-104). Per quanto riguarda le *offshore waters*, nel periodo 2015-2017, si rileva un picco di concentrazione per il fosforo di poco inferiore a 0,7 $\mu\text{mol/l}$ nel 2016 (Figura 5.3-106). Dal punto di vista spaziale, il fosforo e l'azoto mostrano elevate concentrazioni in corrispondenza delle aree direttamente interessate dal Po, sia per le *coastal waters* (Figura 5.3-107 e Figura 5.3-108) sia per le *offshore waters* (Figura 5.3-109 e Figura 5.3-110).

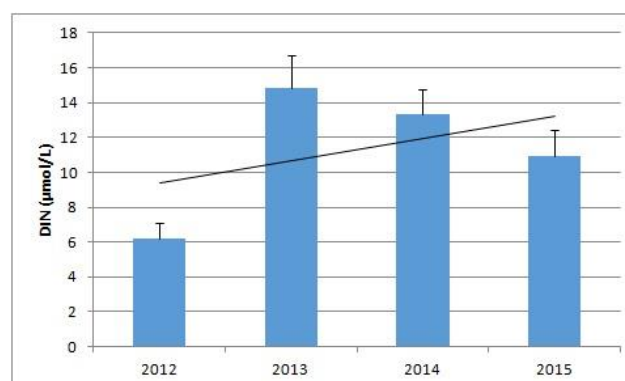


Figura 5.3-104: Concentrazioni di Azoto Inorganico Disciolto (DIN) (medie geometriche annuali + errore standard) nelle acque costiere dell'Alto Adriatico. La linea rappresenta la linea di tendenza del parametro per gli anni considerati. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

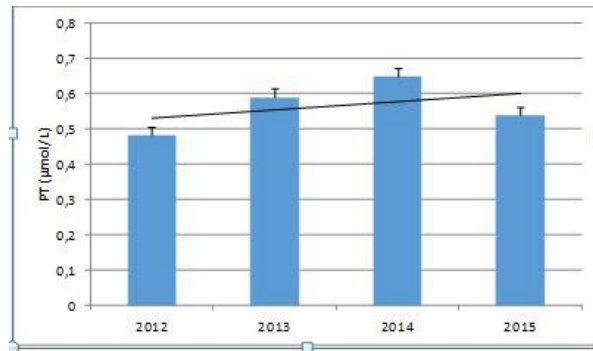


Figura 5.3-105: Concentrazione media di Fosforo Totale (µmol/L) per stazione nelle acque costiere dell'Alto Adriatico. La linea rappresenta la linea di tendenza del parametro per gli anni considerati. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

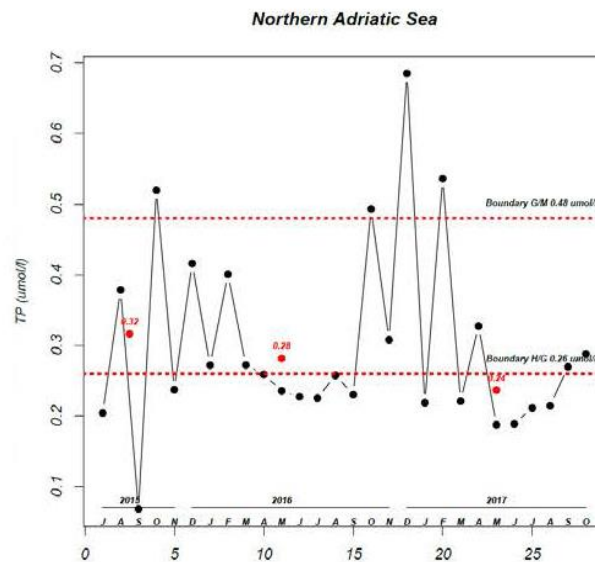


Figura 5.3-106: Concentrazione di fosforo totale (medie geometriche mensili in nero e media annuale in rosso) nelle acque offshore dell'Alto Adriatico. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

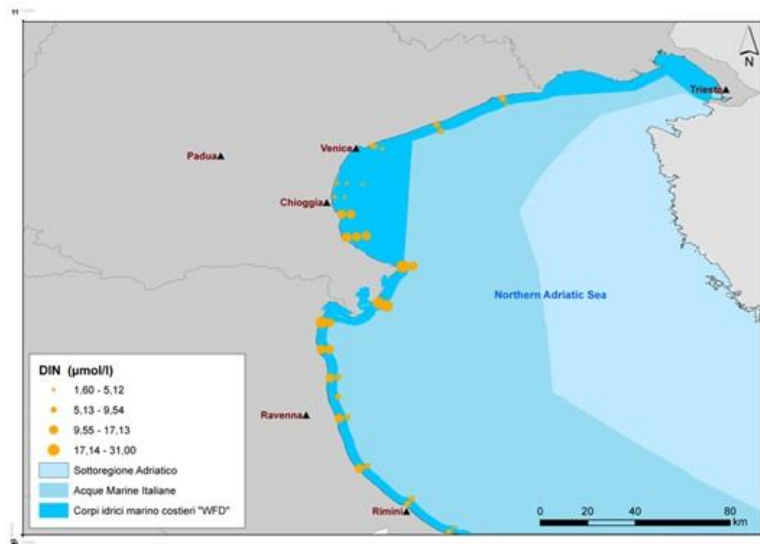


Figura 5.3-107: Concentrazione media per stazione di Azoto Inorganico Disciolto (DIN) nelle acque costiere dell'Alto Adriatico (2012-2015). Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

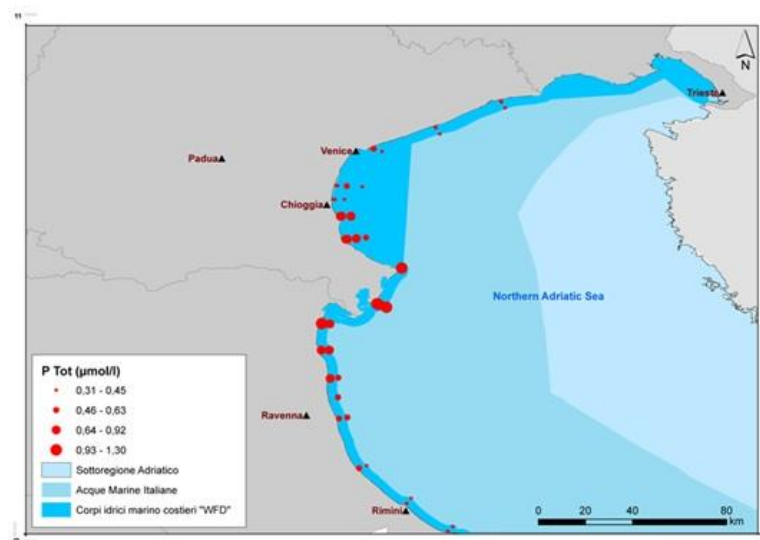


Figura 5.3-108: Concentrazione media per stazione di fosforo totale nelle acque costiere dell'Alto Adriatico (2012-2015). Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

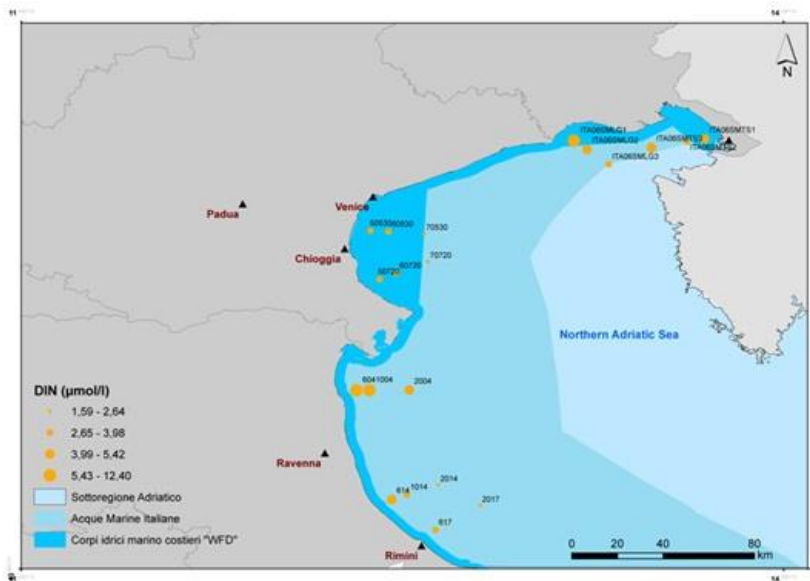


Figura 5.3-109: Concentrazione media per stazione di azoto inorganico disciolto (DIN) nelle acque offshore dell'Alto Adriatico (2015-2017). Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

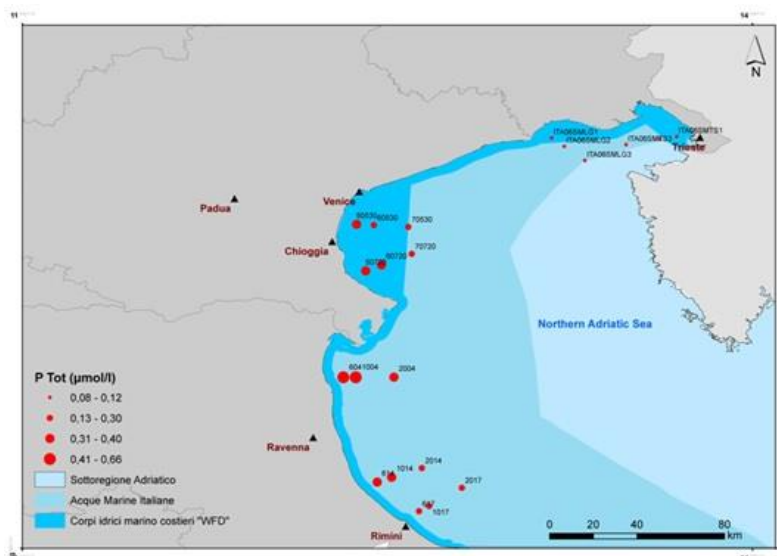


Figura 5.3-110: Concentrazione media per stazione di fosforo totale nelle acque offshore dell'Alto Adriatico (2015-2017). Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

Clorofilla *a* (da Figura 5.3-111 a Figura 5.3-114)

Nel periodo 2012-2015 si è registrata complessivamente una riduzione della concentrazione superficiale di clorofilla "a" in tutte le sottoregioni italiane considerate ai fini della Direttiva Strategia marina. La riduzione è stata particolarmente marcata nell'Alto Adriatico, area tradizionalmente caratterizzata da elevati livelli trofici a seguito degli *input* fluviali di nutrienti derivanti dal bacino padano. I valori assunti dalla clorofilla "a" in quest'area, soprattutto nella fascia costiera emiliano-romagnola (Figura 5.3-111), sono i più alti in assoluto tra quelli rilevabili lungo tutto lo sviluppo costiero italiano a causa della presenza del fiume Po, che condiziona profondamente con i suoi carichi di nutrienti i livelli trofici. Tali valori variano tra 1,1 e 3,3 µg/l. Tuttavia, come si evince dalla Figura 5.3-112, si riscontra una tendenza alla diminuzione delle concentrazioni. Inoltre, le concentrazioni medie annuali registrano un aumento tra il 2013-2014 e una diminuzione nel 2015. Per quanto

riguarda le *offshore waters* (Figura 5.3-113), si riscontrano due picchi di concentrazione per la clorofilla “a” di poco inferiore ai 6 µg/l nel 2015 e di poco inferiore ai 5 µg/l nel 2017 (Figura 5.3-114).

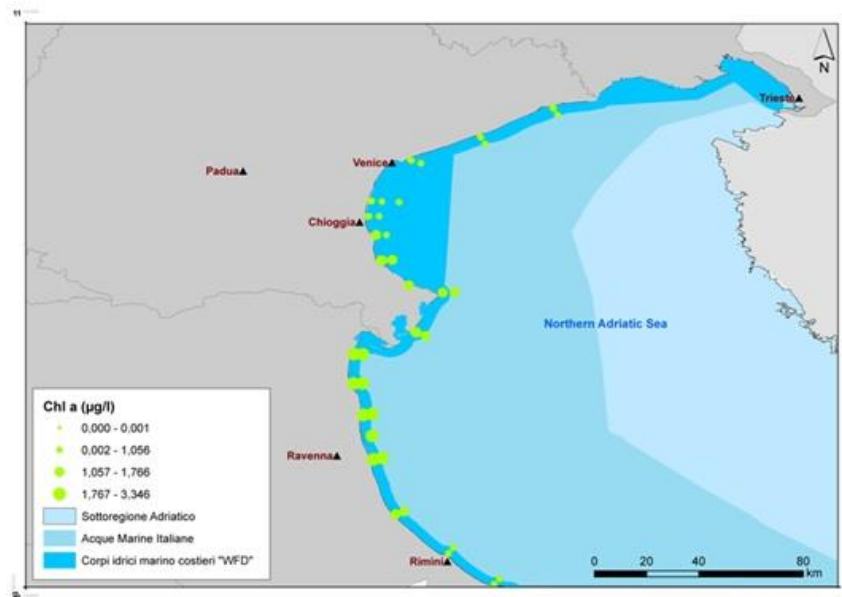


Figura 5.3-111: Concentrazione media per stazione di Clorofilla “a” nelle acque costiere dell’Alto Adriatico (2012-2015). Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

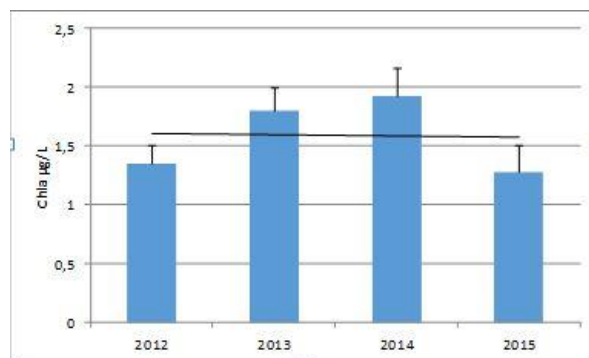


Figura 5.3-112: Concentrazione di Clorofilla “a” (medie geometriche annuali + errore standard) nelle acque costiere superficiali dell’Alto Adriatico. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

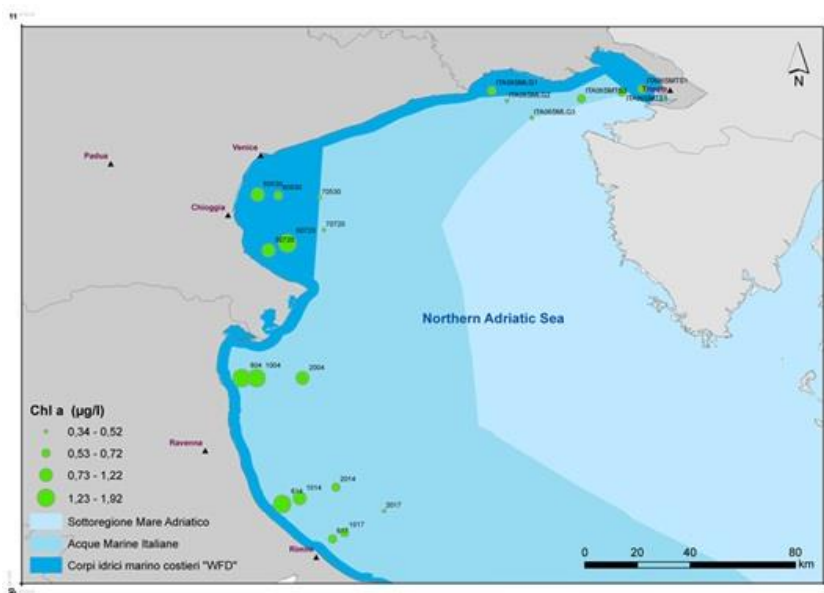


Figura 5.3-113: Concentrazione media per stazione Clorofilla "a" nelle acque offshore dell'Alto Adriatico (2015-2017). Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

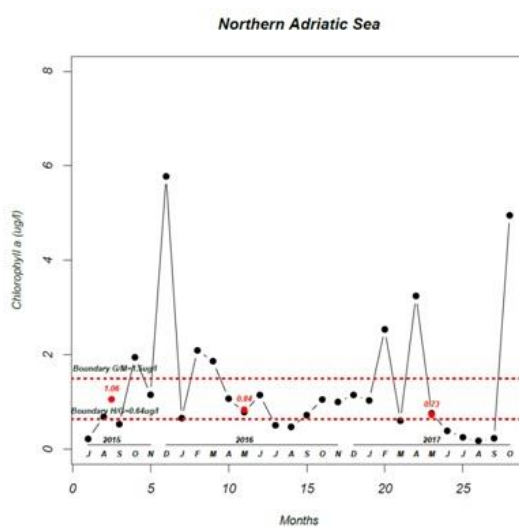


Figura 5.3-114: Concentrazione Clorofilla "a" (medie geometriche mensili in nero e media annuale in rosso) nelle acque offshore dell'Alto Adriatico. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

Ossigeno disciolto (Figura 5.3-115)

La variazione mensile della concentrazione di ossigeno disciolto, pari o minore a 3 mg/l tra il 2012 e il 2015, evidenzia situazioni di ipossia e/o anossia soprattutto dal 2013 al 2015 nei mesi estivi, confermati anche dai report dell'ARPA Emilia-Romagna redatti dalla Struttura Oceanografica Daphne, che riportano annualmente la "Qualità ambientale delle acque marine", inclusa l'estensione e frequenza dei fenomeni di ipossia o anossia e relative conseguenze sugli organismi marini (spiaggiamenti di pesci).

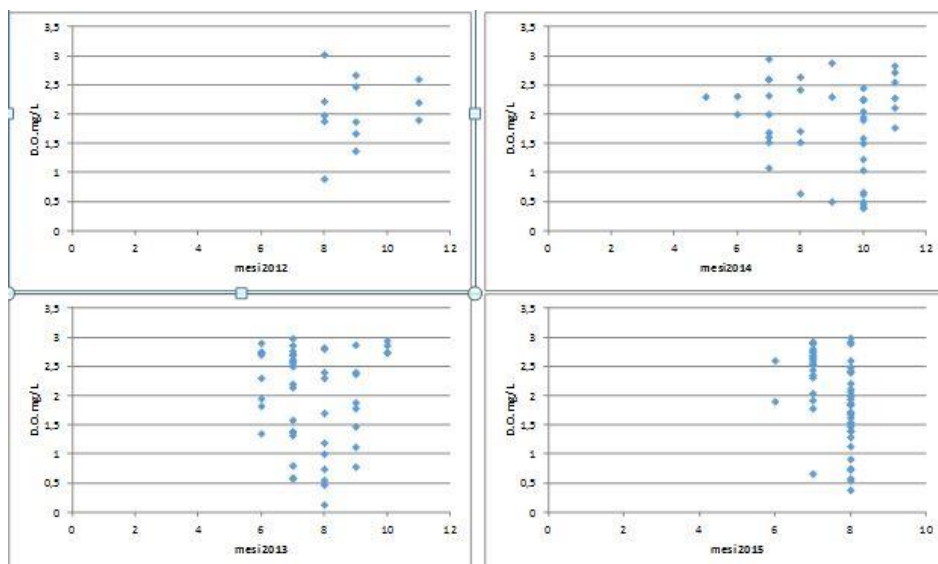


Figura 5.3-115: Concentrazioni di Ossigeno Disciolto (DO) rilevate nelle acque costiere dell'Alto Adriatico, nel periodo 2012-2015, che ricadono al di sotto del valore soglia di ipossia, pari a 3 mg/l. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

Integrità dei fondali marini (Descrittore 6)

Le pressioni che interagiscono con il fondale marino sono principalmente quelle riportate dai documenti europei e nei Reporting Sheets redatti per la Valutazione Iniziale del 2012 (I Fase MSFD) "Danno fisico" e "Perdita fisica". Relativamente al "Danno fisico" la CE individuava, come pressioni in grado di produrre effetti/impatti sul fondo marino, l'ABRASIONE, l'ESTRAZIONE ed il CAMBIAMENTO IN SILTAZIONE (legata ad apporti fluviali, al trasporto navale ecc). Relativamente al Reporting Sheet "Perdita fisica" le due pressioni indicate dalla CE sono SIGILLATURA e SOFFOCAMENTO.

Dalla Valutazione Iniziale condotta nell'ambito della I Fase della MSFD relativamente al Descrittore 6 (Danno fisico e Perdita fisica) è emerso che la pressione che maggiormente interagisce sul fondale marino è l'ABRASIONE, dovuta in particolare alle attività di pesca che interagiscono con il fondo in modo attivo (pesca a strascico, pesca con rapidi e draghe idrauliche).

Per quanto riguarda la pressione Sigillatura, in tutte e tre le sottoregioni, questa è risultata essere concentrata prevalentemente sottocosta dove sono peraltro presenti numerosi habitat protetti e/o sensibili. Per tale motivo, nonostante questa pressione sia presente sempre in percentuali molto basse, essa è stata comunque presa in considerazione per la valutazione del GES, con esclusivo riferimento ai substrati biogenici sensu Strategia Marina (*Posidonia oceanica*, fondi a Maerl, coralligeno, tegrùe, coralli profondi). Tali substrati e le comunità ad essi associati, infatti, per la loro struttura e per il ruolo ecologico che svolgono, risultano essere molto sensibili alle pressioni di origine antropica.

Nello specifico, i substrati biogenici potenzialmente soggetti a una pressione significativa (da abrasione e/o sigillatura) sono prevalentemente i fondi mobili a Maerl e le praterie di *Posidonia oceanica*, quest'ultimo habitat già tutelato dalle normative vigenti. Le pressioni da abrasione (causata da attività di pesca a strascico) e da sigillatura sugli altri tipi di substrato biogenico, come biocenosi del Coralligeno, dei Coralli profondi e le Tegnue, risultano generalmente occasionali.

L'analisi dei dati prodotti dai Programmi di Monitoraggio effettuati non ha consentito di stabilire un valore che rappresenti una soglia oltre la quale si riscontri un impatto significativo e quindi di valutare l'integrità del fondo marino. In particolare non sono disponibili i dati sull'estensione dei substrati biogenici di fondo mobile

(fondi a Maerl), pertanto non è possibile stabilire né se tali substrati siano sottoposti a pressione dovuta ad abrasione (perturbazioni fisiche) e/o sigillatura (perdita fisica), né tantomeno è possibile stabilire una soglia significativa di pressione. Inoltre, non essendo state monitorate zone a diversa pressione di sforzo di pesca, non è possibile identificare eventuali alterazioni del substrato sottoposto ad abrasione in termini di cambiamenti delle comunità bentoniche ed epimegabentoniche di fondo mobile. Infine l'elaborazione dei dati riguardanti la distribuzione dello sforzo di pesca non permette di effettuare confronti con i relativi dati predisposti nella prima valutazione iniziale.

Condizioni idrografiche (Descrittore 7)

Nel corso del I ciclo di implementazione della MSFD (2012-2018) il gruppo di lavoro comunitario, il cui contributo è riassunto nella guida tecnica JRC - Technical guidance on monitoring for the Marine Strategy Framework Directive - Report EUR 26499 EN, ha indicato in 10 anni il periodo temporale oltre il quale una alterazione delle condizioni idrografiche è da ritenersi permanente. Pertanto, le opere i cui lavori di realizzazione comportino una alterazione delle condizioni idrografiche della durata inferiore ai 10 anni, sono escluse dell'analisi degli impatti per il Descrittore 7. Inoltre, nel valutare il livello di significatività dell'alterazione, l'analisi si è ristretta alle sole infrastrutture in ambito costiero e marino soggette ad una procedura di Valutazione di Impatto Ambientale a livello nazionale. Ciò ha consentito di escludere tutte quelle opere di difesa costiera, realizzazione di piccoli porti o marine e estensioni di infrastrutture portuali esistenti che, non soggette a VIA nazionale, non si ritiene producano impatti significativi sia sulla scala spaziale che temporale degli ecosistemi marini come conseguenza specifica delle alterazioni delle condizioni idrografiche.

L'Italia, mediante il progetto EcAp-ICZM, ha identificato due aree di valutazione interessate da infrastrutture soggette a VIA nazionale potenzialmente in grado di modificare in modo permanente le condizioni idrografiche e tali da produrre potenzialmente impatti significativi agli habitat bentonici: il nuovo porto di Fiumicino e il Terminale GNL di Monfalcone. Quest'ultimo è stato oggetto di un monitoraggio e applicazione di modellistica numerica finalizzate alla verifica del raggiungimento del target di riferimento T 7.1 ("Sono valutati gli impatti derivanti dai cambiamenti permanenti delle condizioni idrologiche e delle caratteristiche fisiografiche relativi a specifiche categorie di nuove infrastrutture realizzate a partire dal 2012 e soggette a VIA nazionale").

Inoltre, nel periodo 2012-2018 sono stati raccolti i dati di monitoraggio sulle condizioni oceanografiche a scala di bacino al fine di identificare i trend di variabilità naturale rispetto ai quali valutare i cambiamenti permanenti delle condizioni idrografiche dovute alle infrastrutture in progettazione o in corso di realizzazione a partire dal 2012.

Tenendo conto dell'analisi effettuata nel periodo 2012-2018 si ritiene che il target T 7.1 sia stato raggiunto.

Nel nuovo ciclo di monitoraggio la lista delle opere soggette a VIA Nazionale rispondenti ai criteri di selezione è stata ampliata alle seguenti infrastrutture:

Progetto	Tipologia
Porto di Ravenna - Progetto generale delle opere di approfondimento dei fondali previste nel piano regolatore portuale 2007	PORTO TURISTICO
Ampliamento e completamento del Porto di San Foca-Melendugno	PORTO TURISTICO
Terminal Plurimodale off-shore al largo della costa veneta	TERMINAL OFF-SHORE
Centrale eolica off-shore Chieuti (FG)	IMPIANTO EOLICO
Centrale eolica off-shore Golfo di Manfredonia (FG)	IMPIANTO EOLICO

Centrale eolica off-shore per la produzione di energia di fronte alla costa di Termoli	IMPIANTO EOLICO
Prolungamento dell'esistente molo di levante e costruzione di un molo di ponente del porto di Pesaro	PORTO TURISTICO

Risultano quindi esclusi tutti i progetti legati alla ricerca di idrocarburi o fluidi geotermici, ad indagini geofisiche, alla modifica o posa in opera di condotte sottomarine e tutte quelle opere che apportino modifiche delle condizioni idrologiche e delle caratteristiche fisiografiche in aree di modesta estensione rispetto alla scala nazionale del bacino o in modo temporaneo e reversibile.

Concentrazioni dei contaminanti e loro effetti (Descrittore 8 e Descrittore 9)

La concentrazione di inquinanti nell'ambiente marino e i loro effetti sono stati valutati secondo un approccio quali-quantitativo, tenendo in considerazione gli impatti e le minacce per l'ecosistema.

La nuova Decisione 2017/848 del 17 maggio 2017, che definisce i criteri e le norme metodologiche relativi al buono stato ecologico delle acque marine nonché le specifiche e i metodi standardizzati di monitoraggio e valutazione, abroga la decisione 2010/477/UE ed integra le disposizioni relative al Descrittore 8 (Le concentrazioni dei contaminanti presentano livelli che non danno origine a effetti inquinanti) e al Descrittore 9 (I contaminanti presenti nei pesci e in altri prodotti della pesca in mare destinati al consumo umano non eccedono i livelli stabiliti dalla legislazione dell'Unione o da altre norme pertinenti) della Direttiva Quadro sulla Strategia Marina 2008/56/CE (MSFD) con le disposizioni della Direttiva Quadro sulle Acque 2000/60/CE (WFD) per le acque territoriali e/o costiere e del Regolamento (CE) n. 1881/2006, così da garantire un adeguato coordinamento dell'attuazione dei due quadri giuridici.

Sono state considerate le sostanze o i gruppi di sostanze che: 1) sono inclusi nell'elenco delle sostanze prioritarie di cui all'allegato X della Direttiva 2000/60/CE e ulteriormente regolamentate nella Direttiva 2013/39/EU che modifica la Direttiva 2008/105/CE; 2) sono inclusi tra gli inquinanti specifici dei bacini idrografici di cui alla direttiva 2000/60/CE, allegato VIII, nelle acque costiere; 3) pur non essendo inclusi nei punti 1) e 2), vengono scaricate nella regione, sottoregione o sottodivisione marina interessata e il loro rilascio nell'ambiente (comprese perdite, scarichi o emissioni) pone rischi significativi per l'ambiente marino dovuti all'inquinamento passato e presente.

L'analisi condotta misura la concentrazione e gli effetti dei contaminanti nelle matrici biota, sedimento e acqua, tenendo conto dei processi biologici selezionati e dei gruppi tassonomici nei quali è stata individuata una relazione di causa/effetto che deve essere monitorata. Inoltre misura l'impatto dei contaminanti nei prodotti ittici destinati al consumo umano.

Lo scopo dell'analisi è quello di valutare lo stato di qualità dell'ambiente marino ed eventuali superamenti degli standard di qualità ambientali (EQS) individuati dalla Direttiva Quadro sulle Acque 2000/60/CE (WFD) e dalle direttive figlie, Direttiva 2008/105/EC e Direttiva 2013/39/UE, in conformità con quanto richiesto dalla nuova Decisione 2017/848 del 17 maggio 2017 per la Direttiva Quadro sulla Strategia Marina 2008/56/CE (MSFD). Il giudizio complessivo sulla qualità dell'ambiente marino tiene conto sia delle concentrazioni di contaminanti, indicizzate e integrate per categoria, in tutte le matrici marine (acqua, sedimento e biota), sia degli effetti prodotti sugli organismi in termini di bioaccumulo ed effetti biologici (biomarker), rispetto ai rispettivi controlli e soglie. Viene inoltre valutato l'impatto sulla salute umana compatibilmente alla concentrazione di contaminanti nei prodotti ittici destinati al consumo umano.

I dati riportati si riferiscono al periodo 2013-2017 e riguardano sia i Programmi di Monitoraggio eseguiti ai sensi dell'art. 11 della MSFD dalle ARPA e dal CNR, sia il monitoraggio dei corpi marino-costieri effettuato ai sensi della WFD mediante la rete EIONET/SOE.

In coerenza con gli altri Descrittori della MSFD, la valutazione è stata effettuata in modo separato per le singole Marine Reporting Units (MRU) corrispondenti alle tre sottoregioni: Mare Adriatico (AS), Mar Ionio e Mediterraneo Centrale (ISCMS) e Mar Mediterraneo Occidentale (WMS). La MRU del Mar Mediterraneo Occidentale include la Zona di Protezione Ecologica (ZPE).

Sono state considerate le sostanze o i gruppi di sostanze presenti nell'elenco di priorità (Regolamento 2455/2001), raggruppate nelle classi suggerite a livello comunitario: metalli, idrocarburi del petrolio, idrocarburi policiclici aromatici (IPA), composti organici alogenati (OCs), pesticidi e biocidi, pesticidi, composti organo-stannici, BTEX, fenoli, diossine e furani (PCDD/PCDF), polibromoderivati (BPBDE), ftalati.

Le figure seguenti (da Figura 5.3-116 a Figura 5.3-124) riportano, per ciascuna sottoregione, e per ciascuna delle tre matrici (acqua sedimenti e biota), la distribuzione spaziale complessiva delle stazioni distinte per monitoraggio ARPA (MSFD), CNR (MSFD) e EIONET (WFD).

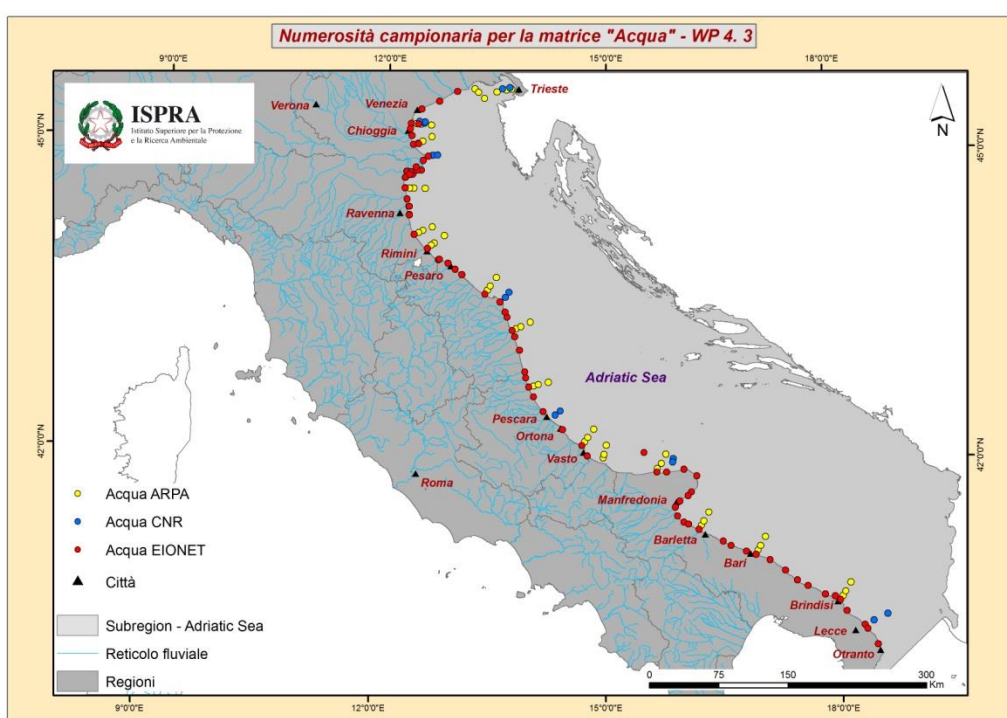


Figura 5.3-116: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento dell'acqua della Sottoregione AS (MSFD, 2018)

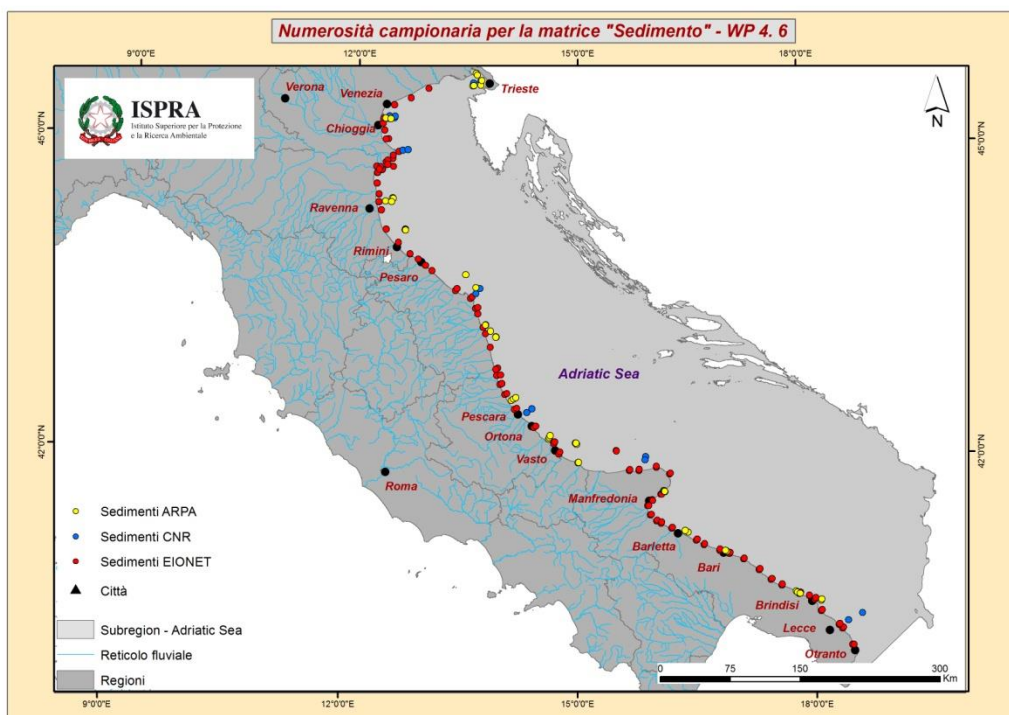


Figura 5.3-117: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento dei sedimenti della Sottoregione AS (MSFD, 2018)

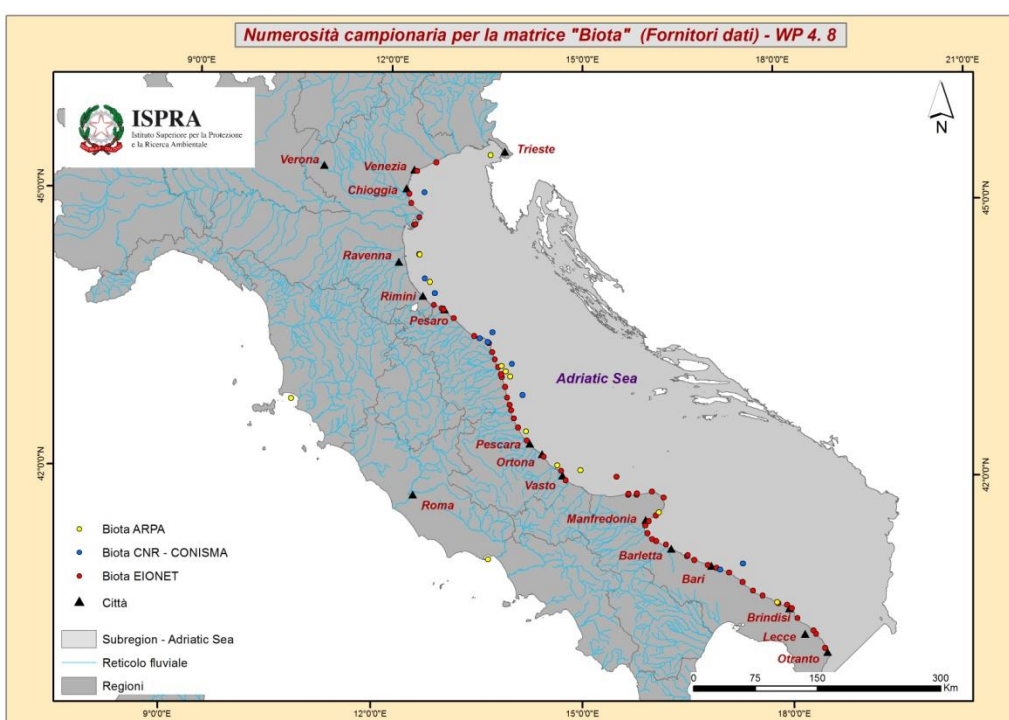


Figura 5.3-118: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento del biota della Sottoregione AS (MSFD, 2018)

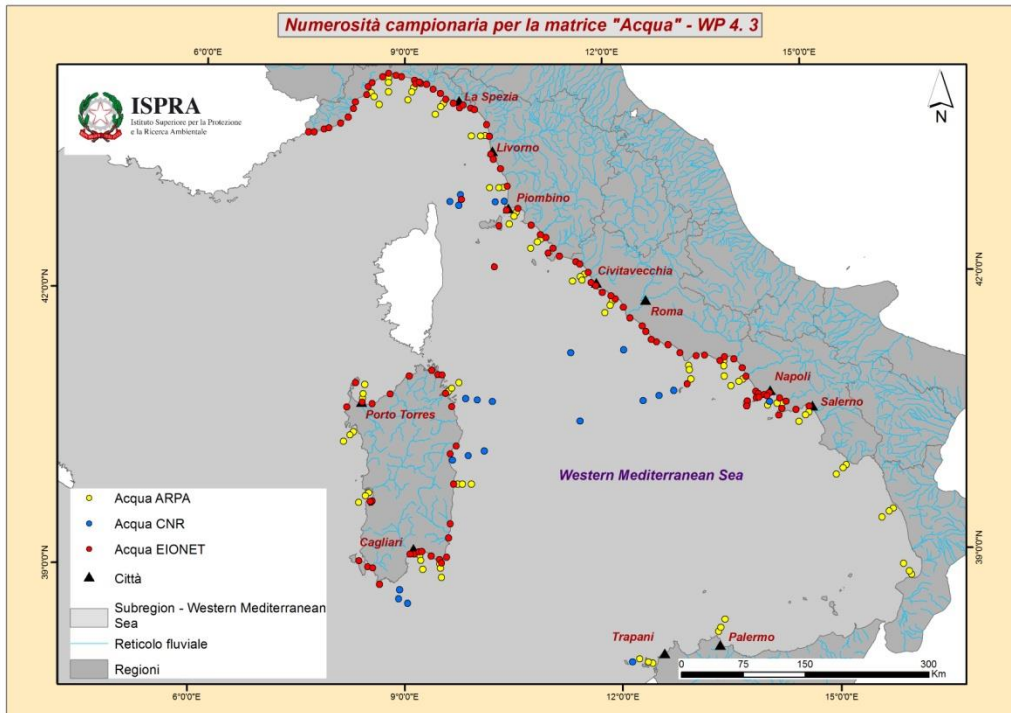


Figura 5.3-119: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento dell'acqua della Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

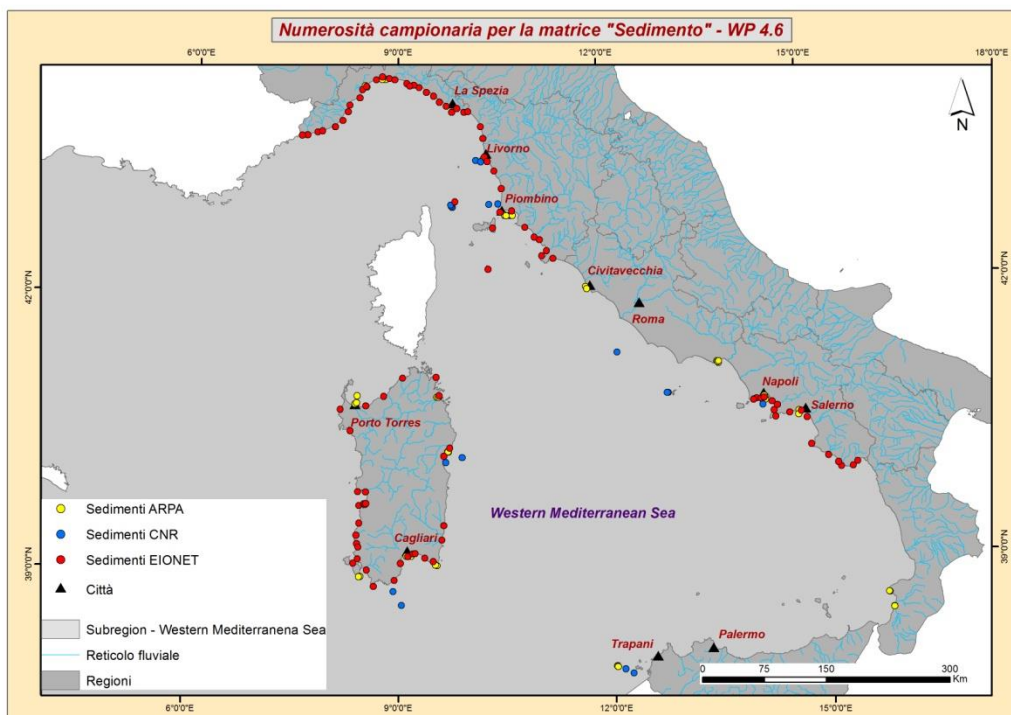


Figura 5.3-120: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento dei sedimenti della Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

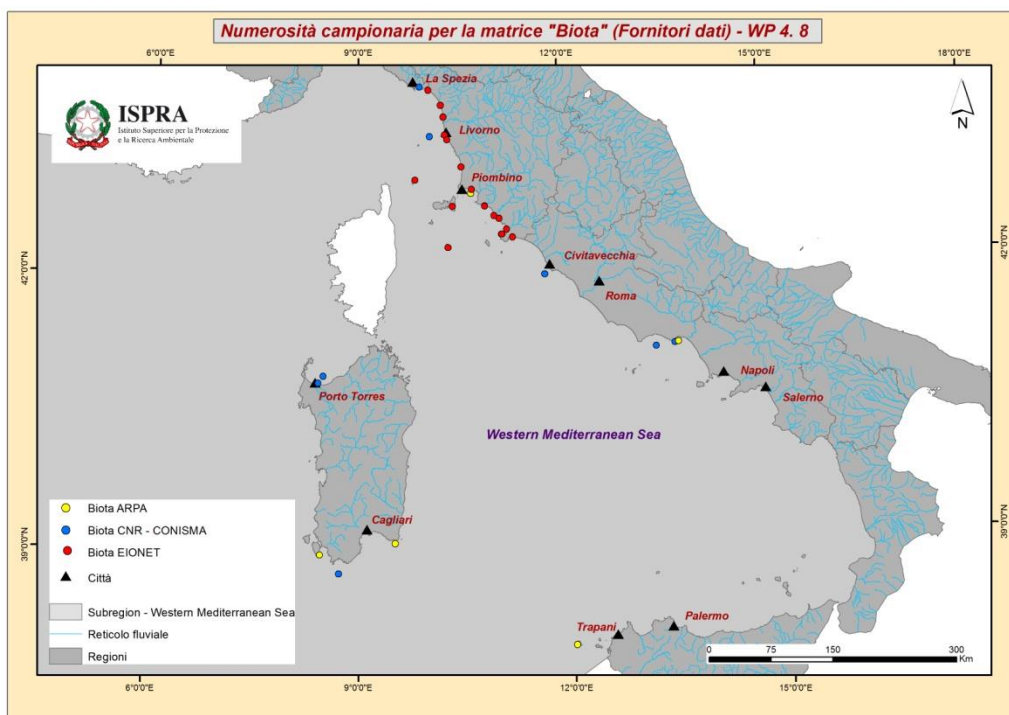


Figura 5.3-121: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento del biota della Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

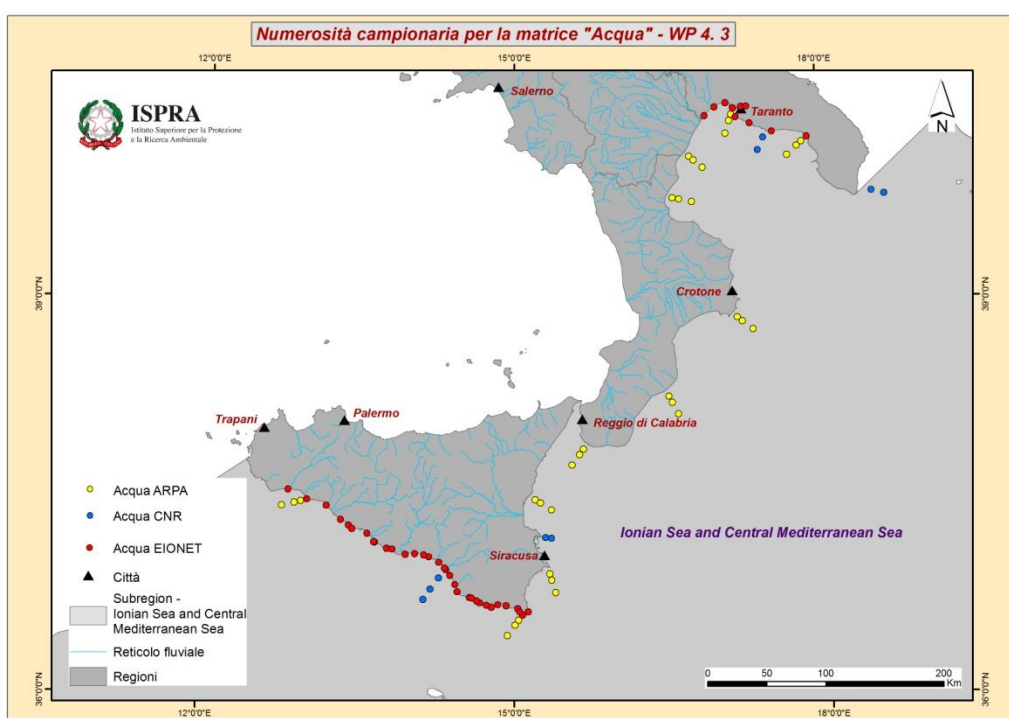


Figura 5.3-122: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento dell'acqua della Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

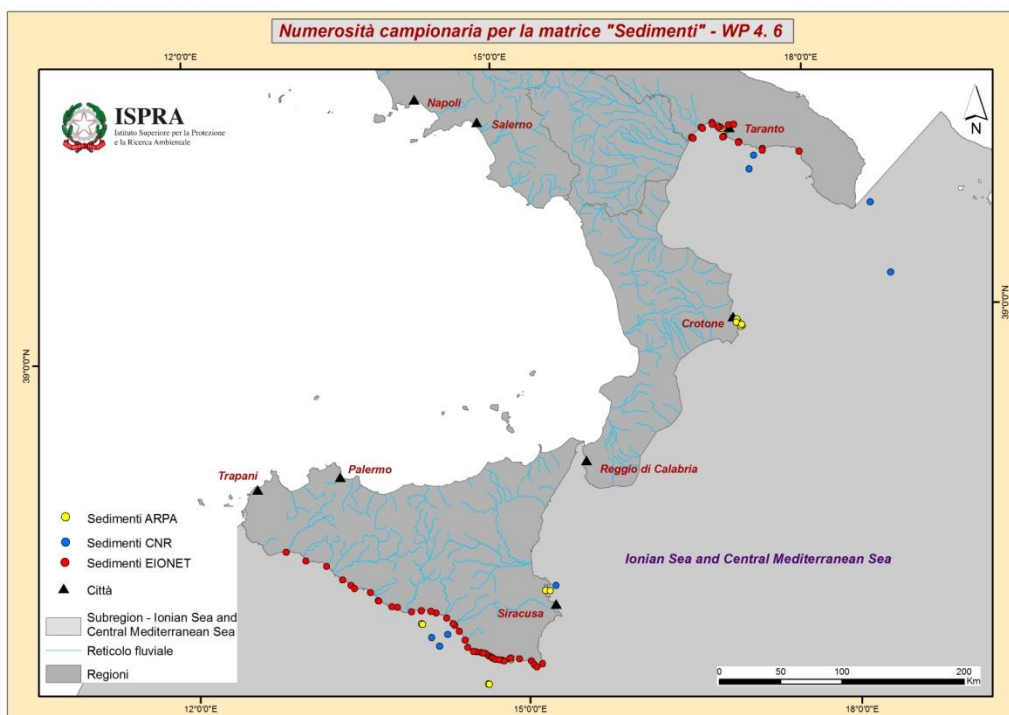


Figura 5.3-123: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento dei sedimenti della Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

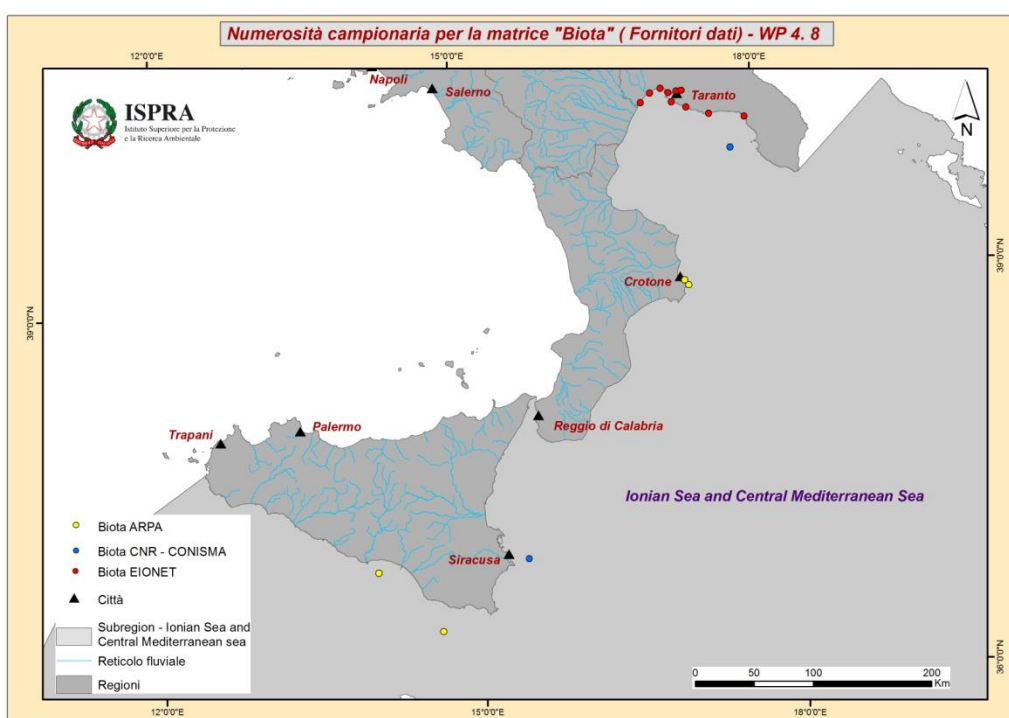


Figura 5.3-124: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento del biota della Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

Poiché la messa a regime dei programmi di monitoraggio per il Descrittore 8 e il Descrittore 9 sarà completata a partire dal II ciclo della MSFD 2021-2026, non è ancora disponibile un quadro di informazioni che consenta

di stabilire un trend consolidato. Tuttavia, alcune considerazioni qualitative possono essere effettuate per le diverse matrici.

È stata eseguita una prima stima della copertura spaziale dei dati suddivisi per matrici e per sottoregioni, distinguendo tra fascia costiera (copertura della WFD), limite delle acque territoriali e ZPE.

Per quanto riguarda il **biota**, di seguito si riporta la copertura spaziale nelle tre sottoregioni per i gruppi di contaminanti Metalli, Idrocarburi Policiclici Aromatici (IPA), Fluorantene, composti organoclorurati (OCs), eteri bifenili polibromurati (PBDE), Esaclorobenzene (HCB) e Esaclorobutadiene (HCBD) relativamente alle specie appartenenti ai gruppi funzionali dei molluschi bivalvi (*Tabella 5.3-38*) e dei pesci demersali (*Tabella 5.3-39*).

Tabella 5.3-38: copertura spaziale per il gruppo funzionale dei molluschi bivalvi (MSFD, 2018)

Molluschi bivalvi							
Sottoregione	Metalli	IPA	Fluorantene	OCs	PBDE	HCB	HCBD
AS (% copertura)	0,25	0,086	0,022	1,437	0,017	0,198	0,203
WMS (% copertura)	0,165	0,033	0,013	0,464	0,013	0,086	0,092
ISCMS (% copertura)	0,262	0,15		0,209		0,187	0,15

Tabella 5.3-39: copertura spaziale per il gruppo funzionale dei pesci demersali (MSFD, 2018)

Pesci demersali							
Sottoregione	Metalli	IPA	Fluorantene	OCs	PBDE	HCB	HCBD
AS (% copertura)	3,161	1,724	3,161	1,437	1,437	1,437	1,437
WMS (% copertura)	0,557	0,464	1,3	0,464	0,464	0,464	0,464
ISCMS (% copertura)	1,044	0,209	0,835	0,209	0,209	0,209	0,209

Sebbene la copertura spaziale non sia sufficientemente ampia da consentire un giudizio sullo stato ambientale, i dati a disposizione, integrati e indicizzati, non hanno mostrato superamenti del valore soglia dei diversi parametri, ad eccezione del parametro mercurio che presenta superamenti in tutte e tre le Marine Reporting Unit. Nel dettaglio i superamenti di mercurio registrati per i molluschi sono circa il 36 % dei dati raccolti in tutte e tre le sottoregioni, mentre per le specie demersali i superamenti sono molto più numerosi, circa 85% per la sottoregione Mar Mediterraneo Occidentale (WMS) e 100 % nelle altre due.

Le figure seguenti (da Figura 5.3-125 a Figura 5.3-127) mostrano la distribuzione delle concentrazioni di mercurio (Hg) nelle specie demersali delle tre Marine Reporting Unit e al contempo l'esiguità della copertura spaziale.

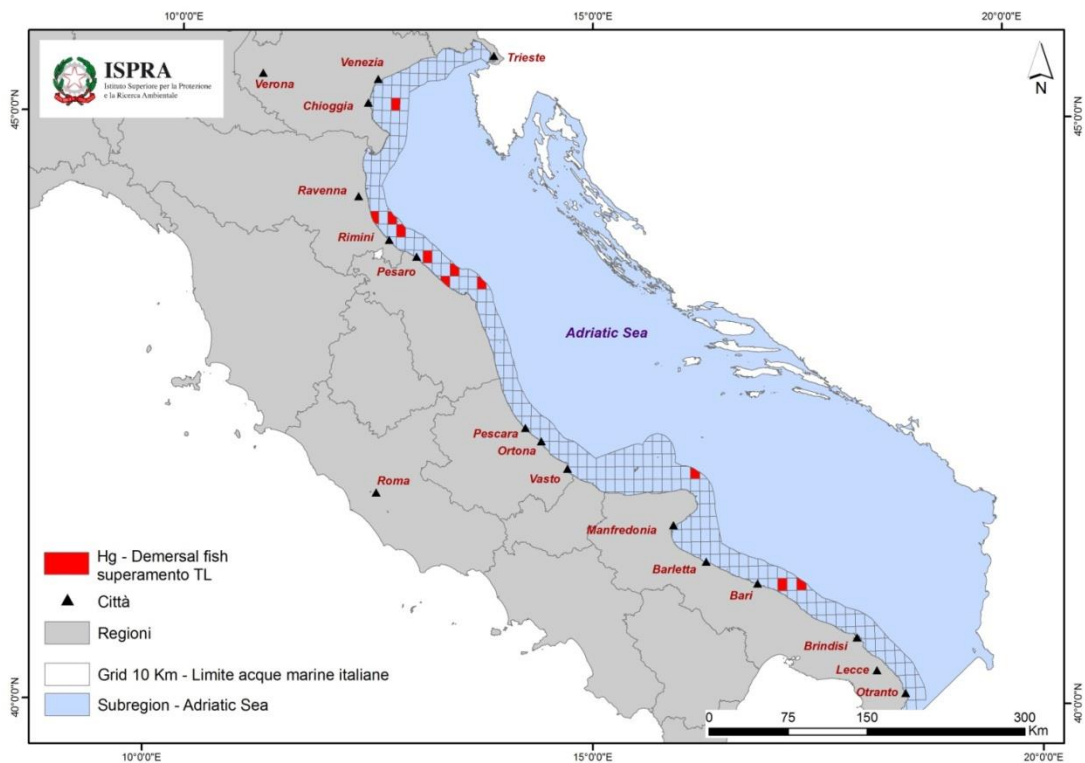


Figura 5.3-125: Distribuzione delle concentrazioni di Hg nelle specie demersali nella Sottoregione AS (MSFD, 2018)

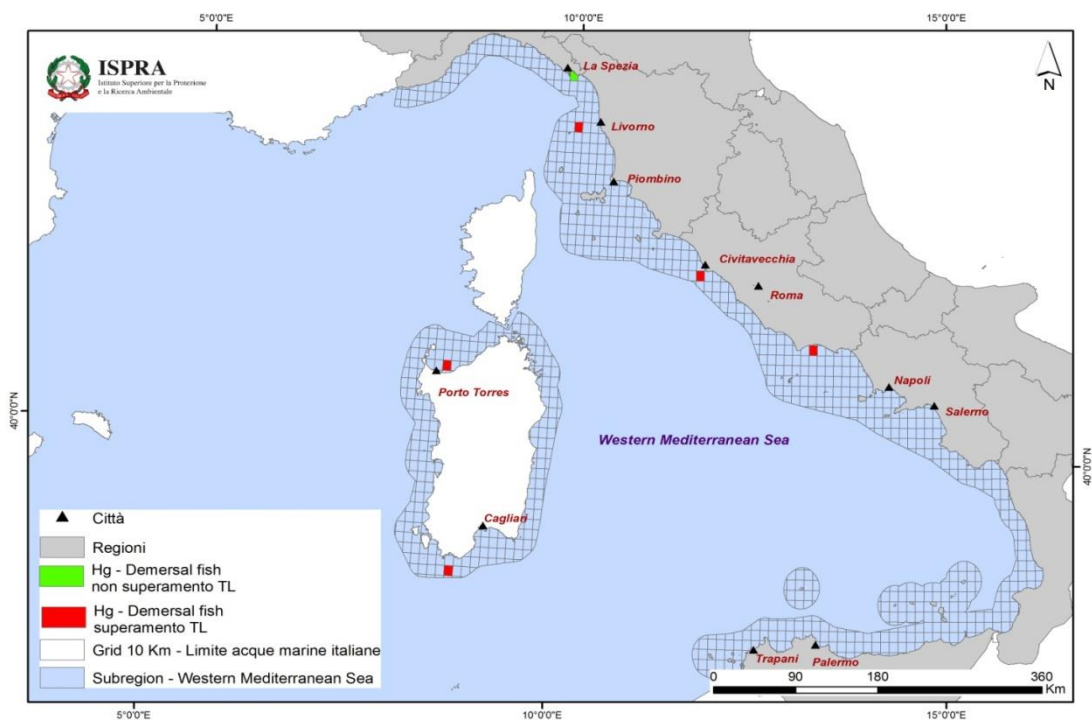


Figura 5.3-126: Distribuzione delle concentrazioni di Hg nelle specie demersali nella Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

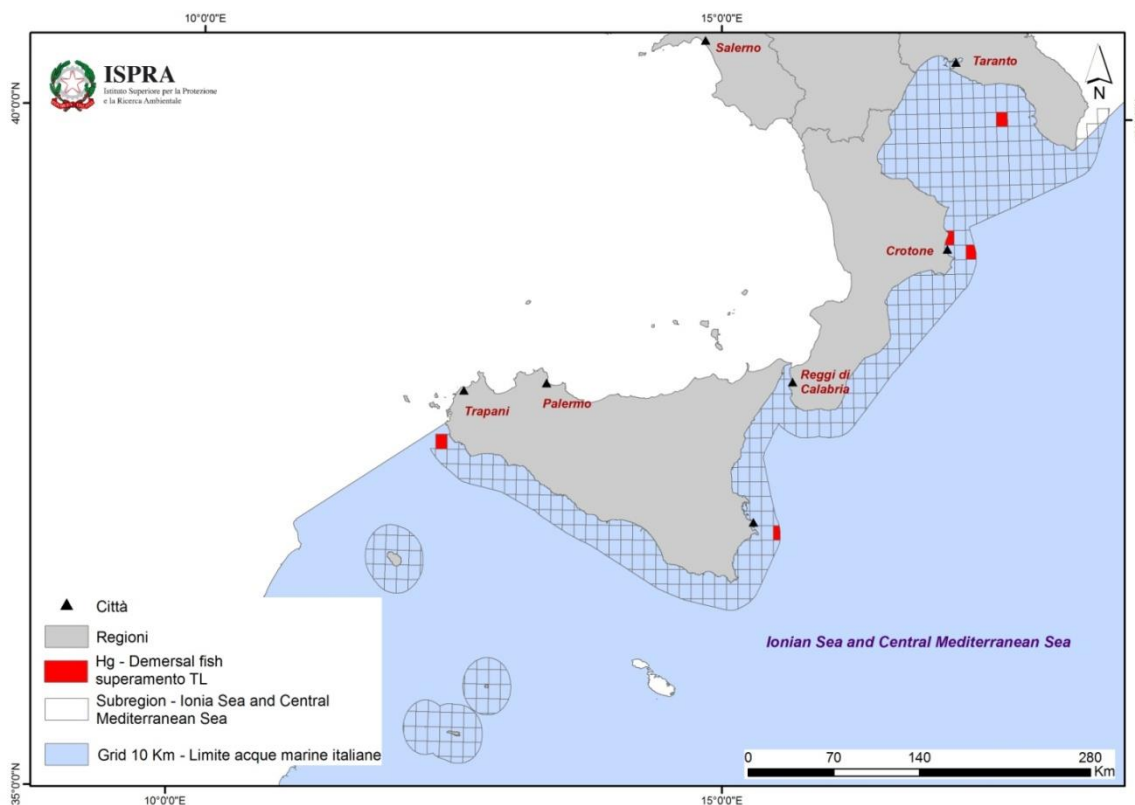


Figura 5.3-127: Distribuzione delle concentrazioni di Hg nelle specie demersali nella Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

I dati disponibili qualitativamente confermano quindi lo stato di qualità descritto nella Valutazione Iniziale effettuata ai sensi dell'art. 8 della MSFD (dati 2006-2012), in cui si evidenziava il solo superamento del valore soglia del mercurio nei due gruppi funzionali dei molluschi bivalvi e dei pesci demersali. Confrontando le percentuali di superamenti del mercurio tra la Valutazione Iniziale e la valutazione attuale, si osserva che per le sottoregioni del Mare Adriatico (AS) e del Mar Ionio e Mar Mediterraneo Centrale (ISCMS) le percentuali coincidono per tutti e due i gruppi funzionali, mentre per la sottoregione Mare Adriatico (AS) si evidenzia una diminuzione delle stesse.

Per quanto riguarda i **sedimenti**, la Tabella 5.3-40 e la Tabella 5.3-41 mostrano la copertura spaziale entro la fascia WFD (1 miglio nautico dalla linea di base) e nelle aree offshore (da 1 miglio nautico fino alle 12 miglia dalla linea di base), rispettivamente per i gruppi di contaminanti Metalli, Idrocarburi Policiclici Aromatici (IPA), composti organoclorurati (OCs), Esaclorobenzene (HCB) e organostannici (TBT).

Tabella 5.3-40: copertura spaziale per i sedimenti entro la fascia WFD (MSFD, 2018)

Sedimenti					
Sottoregione	Metalli	IPA	OCs	HCB	TBT
AS (% copertura)	2.241	2.122	1.051	0.872	0.02
WMS (% copertura)	0.725	0.758	0.606	0.507	
ISCMS (% copertura)	1.162	1.068	0.75	0.993	

Tabella 5.3-41: copertura spaziale per i sedimenti delle aree offshore (MSFD, 2018)

Sedimenti					
Sottoregione	Metalli	IPA	OCs	HCB	TBT
AS (% copertura)	12.179	12.179	12.179	12.179	1.282
WMS (% copertura)	9.146	10.366	8.537	9.146	
ISCMS (% copertura)	9.211	9.211	9.211	9.211	

Anche per i sedimenti, ad eccezione della sottoregione del Mare Adriatico (AS) che mostra una copertura spaziale superiore al 12 % nelle aree offshore, la copertura spaziale non è sufficientemente ampia da consentire un giudizio sullo stato ambientale. Per la sottoregione del Mar Mediterraneo Occidentale (WMS) le percentuali di superamenti entro la fascia WFD sono relative alla sola categoria dei metalli (circa il 35 %), mentre per le altre sottoregioni, i dati forniti mostrano uno stato qualitativamente buono con percentuali di superamento dei valori soglia per tutte le categorie di contaminanti inferiori o pari al 20 %.

I superamenti riscontrati sono stati registrati per diverse categorie di contaminanti in tutte e tre le sottoregioni, sia nella fascia di competenza della WFD, che nelle restanti aree offshore. Nello specifico i metalli e gli IPA sono le categorie che presentano le percentuali di superamenti maggiori. Le carte di seguito riportate (da Figura 5.3-128 a Figura 5.3-134), relative alle sole aree offshore, mostrano lo stato di qualità per i soli parametri che presentano superamento dei valori soglia (threshold value - TL) e l'esiguità della copertura spaziale.

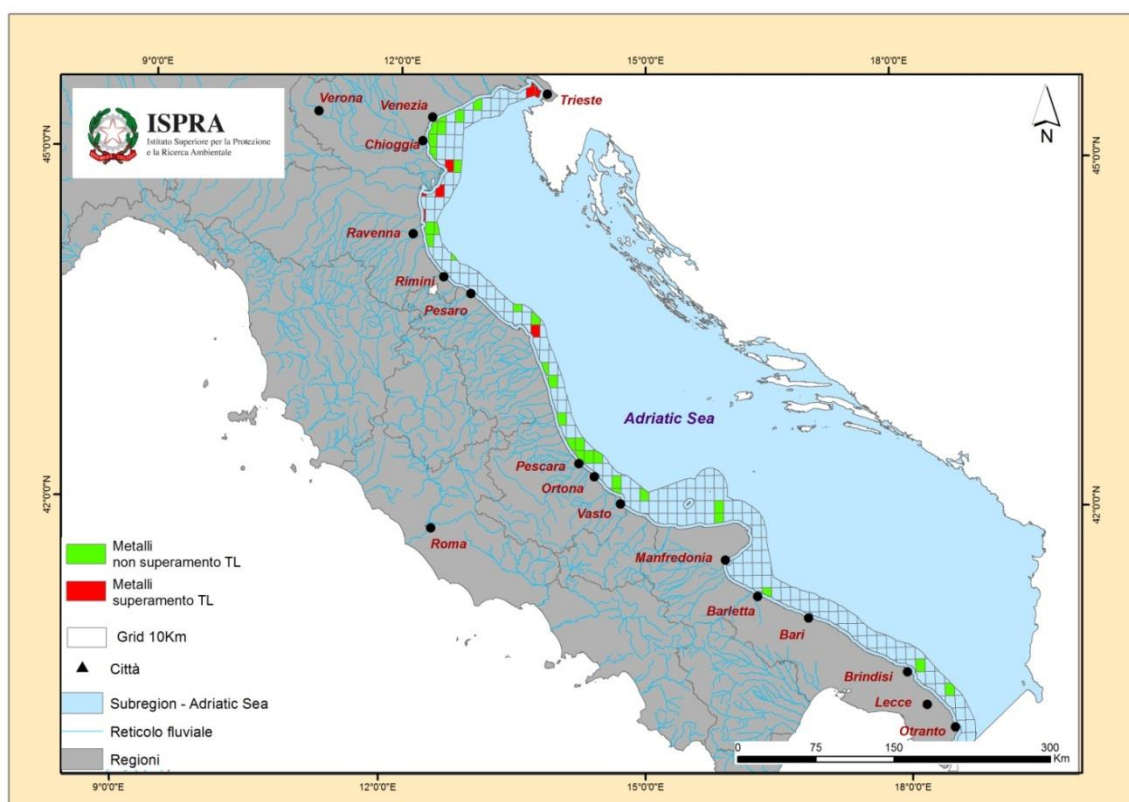


Figura 5.3-128: Distribuzione delle concentrazioni dei metalli nelle aree offshore nella Sottoregione AS (MSFD, 2018)

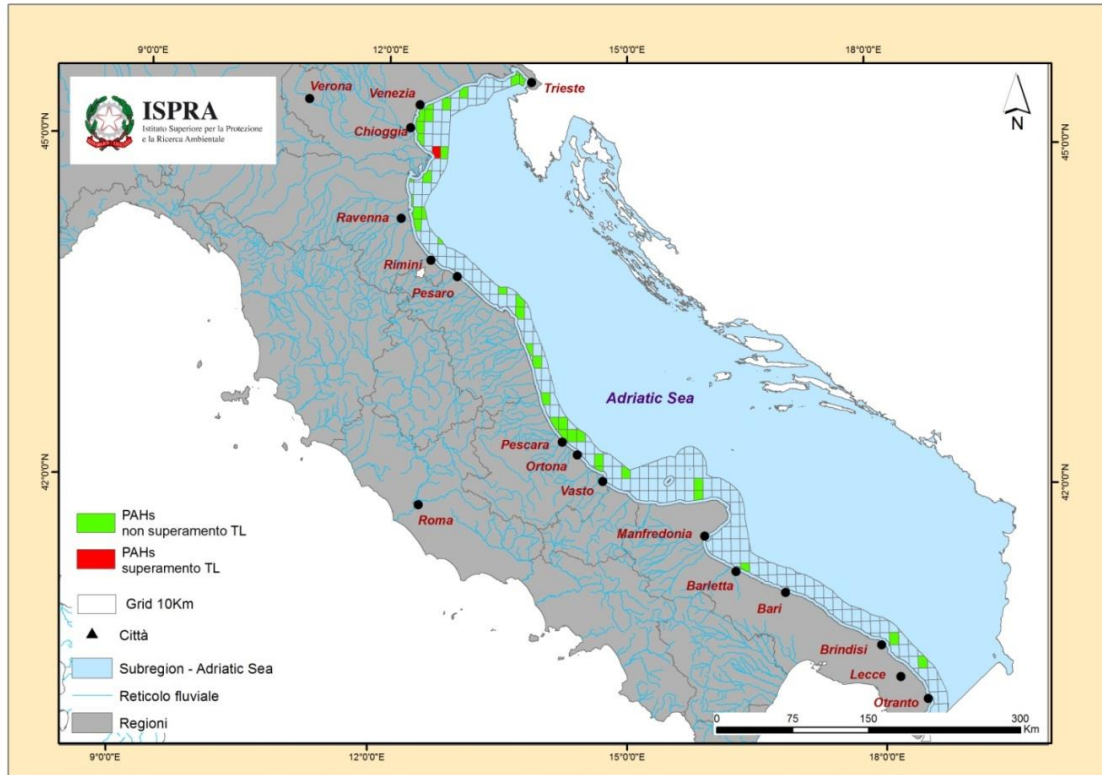


Figura 5.3-129: Distribuzione delle concentrazioni degli IPA nelle aree offshore nella Sottoregione AS (MSFD, 2018)

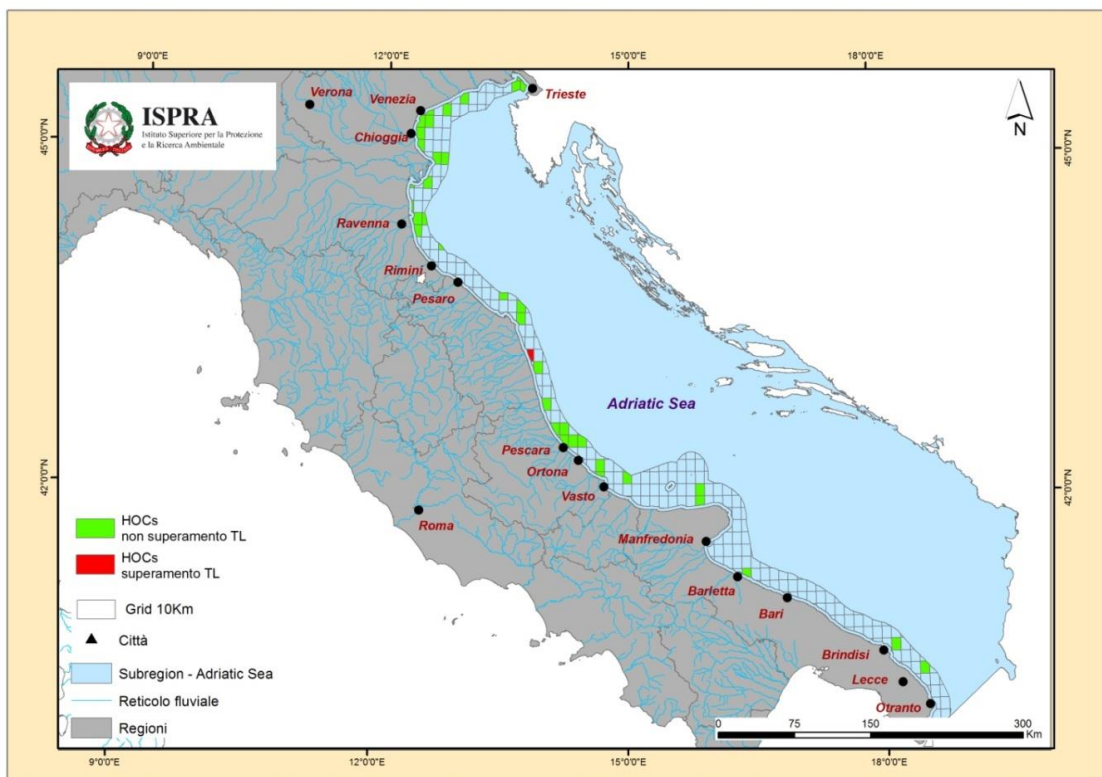


Figura 5.3-130: Distribuzione delle concentrazioni degli OCs nelle aree offshore nella Sottoregione AS (MSFD, 2018)

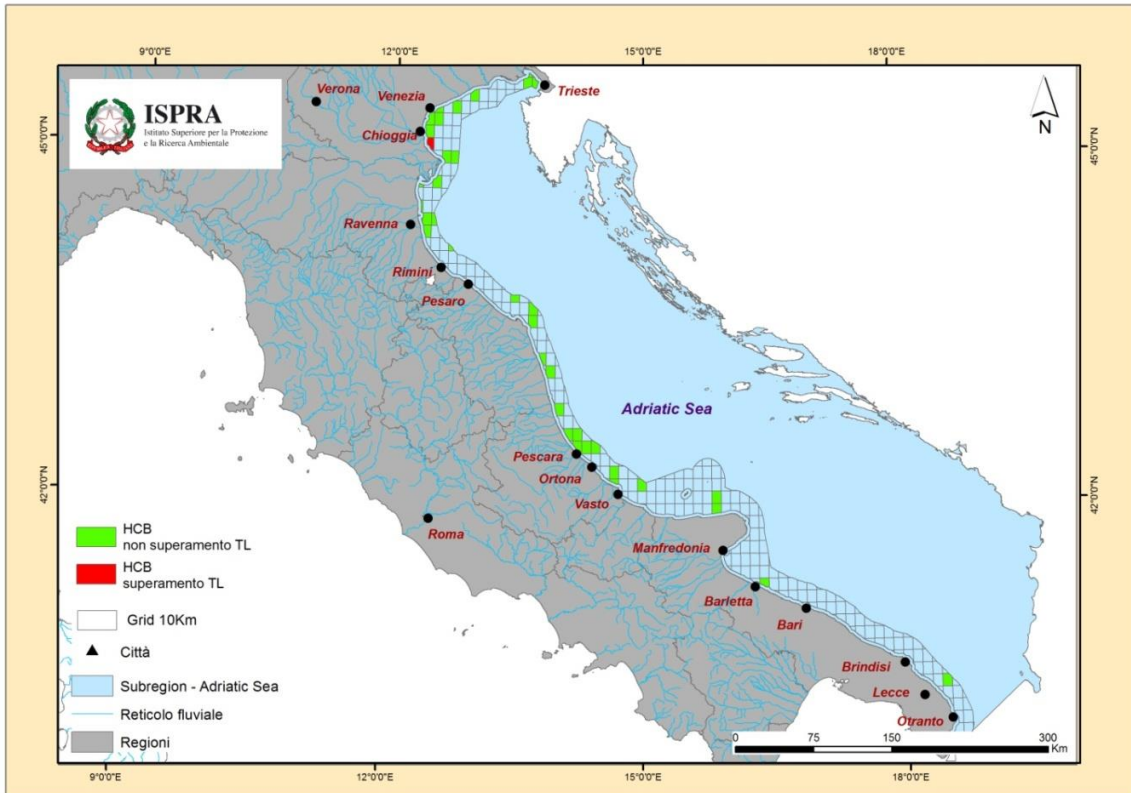


Figura 5.3-131: Distribuzione delle concentrazioni di HCB nelle aree offshore nella Sottoregione AS (MSFD, 2018)

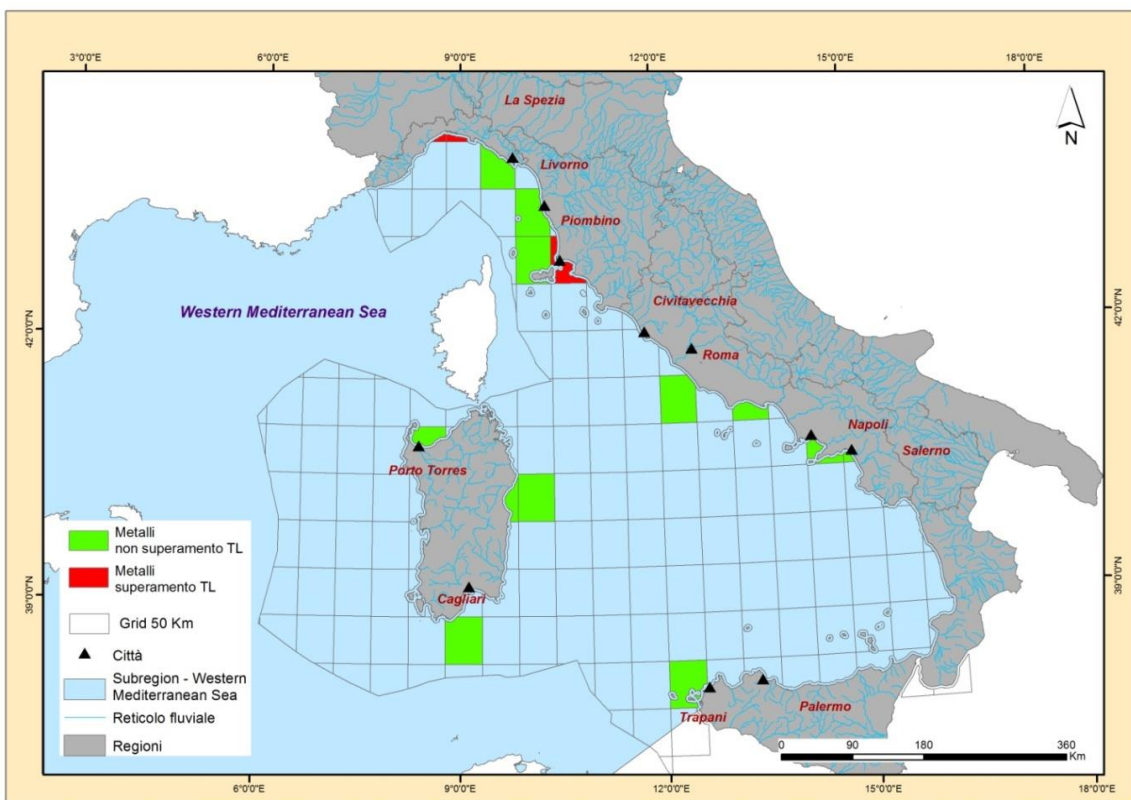


Figura 5.3-132: Distribuzione delle concentrazioni dei metalli nelle aree offshore nella Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

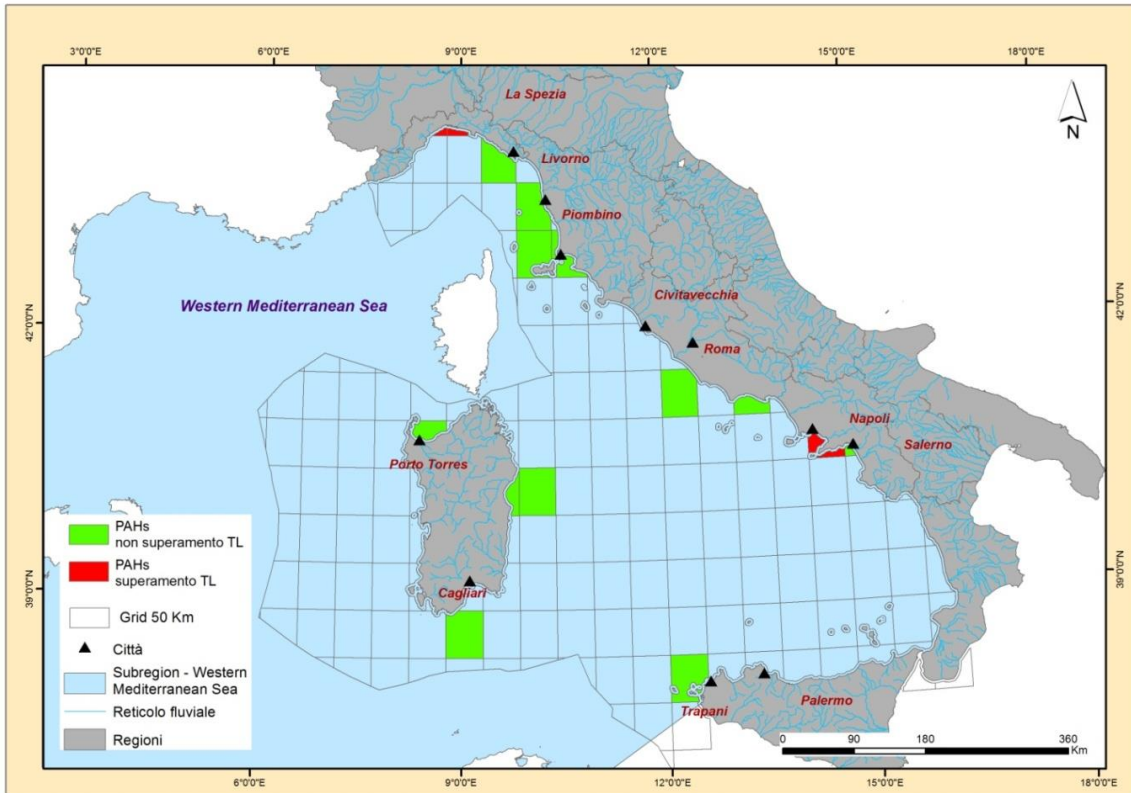


Figura 5.3-133: Distribuzione delle concentrazioni degli IPA nelle aree offshore nella Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

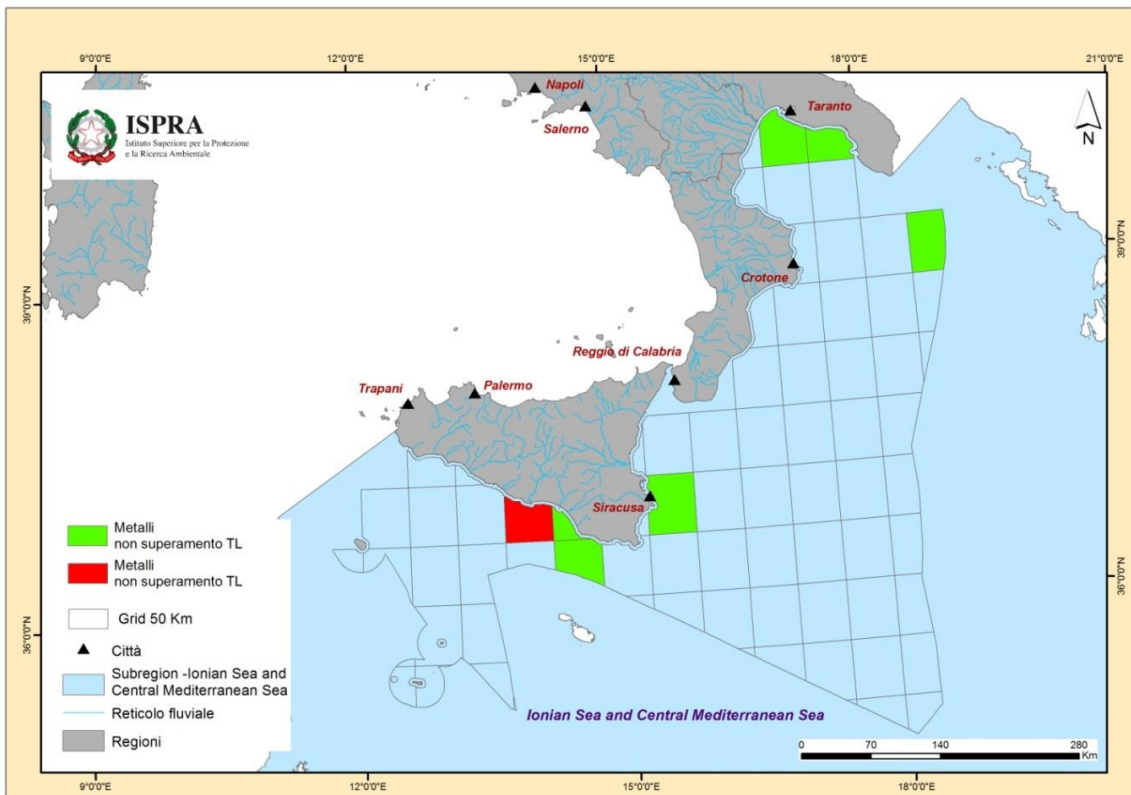


Figura 5.3-134: Distribuzione delle concentrazioni dei metalli nelle aree offshore nella Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

Da un confronto con i dati della Valutazione Iniziale (ai sensi dell'art. 8 della MSFD dati 2006-2012) per tutte e tre le sottoregioni, si osserva mediamente una diminuzione delle percentuali di superamenti registrati per le categorie dei metalli e degli organoclorurati. Per quanto riguarda gli IPA invece si osserva un andamento opposto, cioè una aumento delle percentuali dei superamenti per le sottoregioni del Mare Adriatico (AS) e del Mar Mediterraneo Occidentale (WMS). Per la sottoregione del Mar Ionio e Mar Mediterraneo Centrale (ISCMS) lo stato di qualità si mantiene costante per la fascia costiera, mentre presenta un leggero miglioramento per le aree offshore che presentano solo un 2,2 % di superamenti.

Per quanto riguarda la matrice **acqua**, la Tabella 5.3-42 e la Tabella 5.3-43 mostrano la copertura spaziale entro la fascia WFD (1 miglio nautico dalla linea di base) e nelle aree offshore (da 1 miglio nautico fino alle 12 miglia dalla linea di base) rispettivamente per i gruppi di contaminanti Metalli, Idrocarburi Policiclici Aromatici (IPA), composti organoclorurati (OCs), Pesticidi, BTEX, Organostannici, Esaclorobutadiene (HCBD) e Fenoli.

Tabella 5.3-42: copertura spaziale per l'acqua entro la fascia WFD (MSFD, 2018)

Acqua								
Sottoregione	Metalli	IPA	OCs	Pesticidi	BTEX	Organostannici	HCBD	Fenoli
AS (% copertura)	1.507	1.527	1.785	2.102	1.507	1.923	1.507	1.527
WMS (% copertura)	0.606	0.659	0.791	0.817	0.817	0.817	0,033	0.817
ISCMS (% copertura)	0.937	0.843	1.05	1.218	0.843	0.843	0,843	0.843

Tabella 5.3-43: copertura spaziale per l'acqua delle aree offshore (MSFD, 2018)

Acqua								
Sottoregione	Metalli	IPA	OCs	Pesticidi	BTEX	Organostannici	HCBD	Fenoli
AS (% copertura)	15.385	15.064	15.064	15.064	15.064	15.064	15,064	15.064
WMS (% copertura)	28.049	28.049	28.049	28.659	28.049	28.049	28,049	28.049
ISCMS (% copertura)	17.105	17.105	17.105	17.105	17.105	17.105	17,105	17.105

La copertura spaziale nelle aree off-shore è sempre superiore al 15% (nel Mar Mediterraneo Occidentale (WMS) arriva fino al 28%), mentre entro l'area di pertinenza della WFD non è sufficientemente ampia da consentire un giudizio sullo stato ambientale.

In generale, per l'area offshore, i dati forniti permettono una valutazione dello stato qualitativamente buona, poiché le percentuali di superamento dei valori soglia sono inferiori all'8 % (metalli nella sottoregione Mare Adriatico (AS) e pesticidi nella sottoregione Mar Mediterraneo Occidentale (WMS), con l'eccezione della sottoregione Mar Ionio e Mar Mediterraneo Centrale (ISCMS) dove i pesticidi presentano una percentuale di superamenti più elevata, pari al 23 %.

I superamenti riscontrati sono stati registrati per diverse categorie di contaminanti in tutte e tre le sottoregioni, principalmente nella fascia di competenza della WFD. Nel dettaglio, nella sottoregione AS e ISCMS sono registrati superamenti dei valori soglia per organoclorurati e pesticidi, mentre per la sottoregione WMS i superamenti registrati si limitano ai soli pesticidi.

Le carte di seguito riportate (da

Figura 5.3-135 a Figura 5.3-137), relative alle sole aree offshore, mostrano lo stato di qualità per i soli parametri che presentano superamento dei valori soglia (*threshold value* - TL) e la copertura spaziale per la matrice acqua.

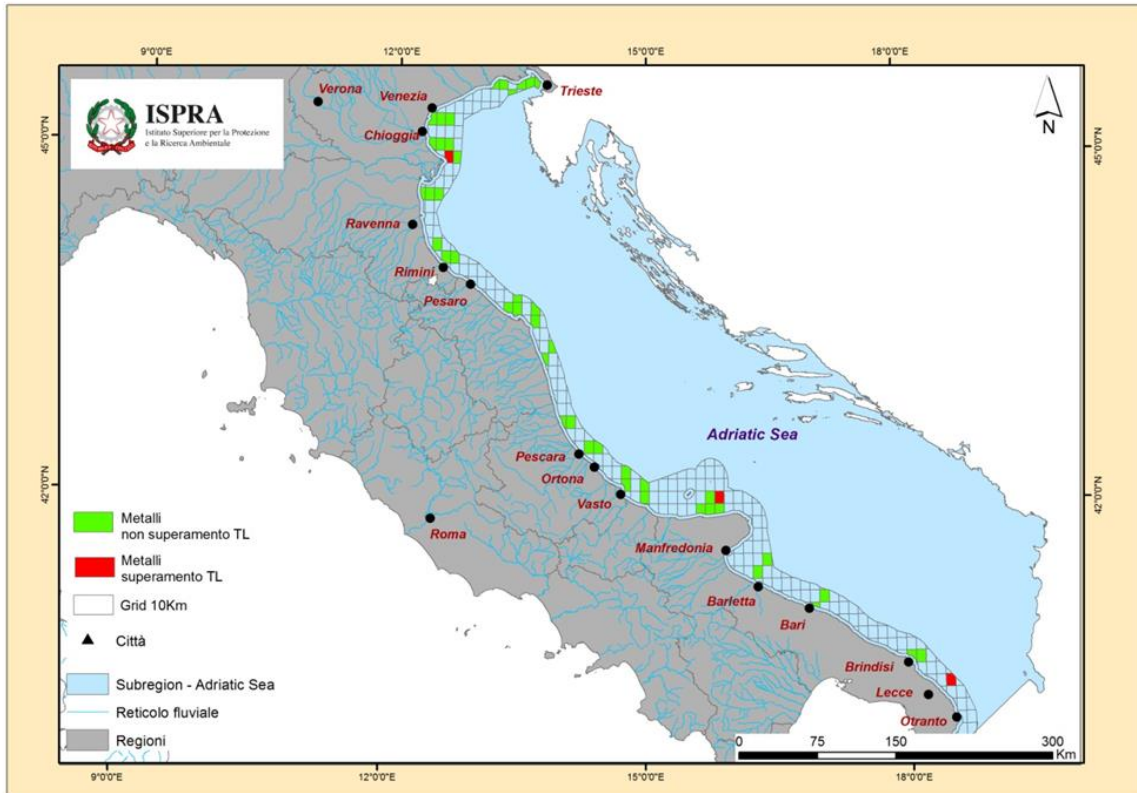


Figura 5.3-135: Distribuzione delle concentrazioni di metalli nelle aree offshore nella Sottoregione AS(MSFD, 2018)

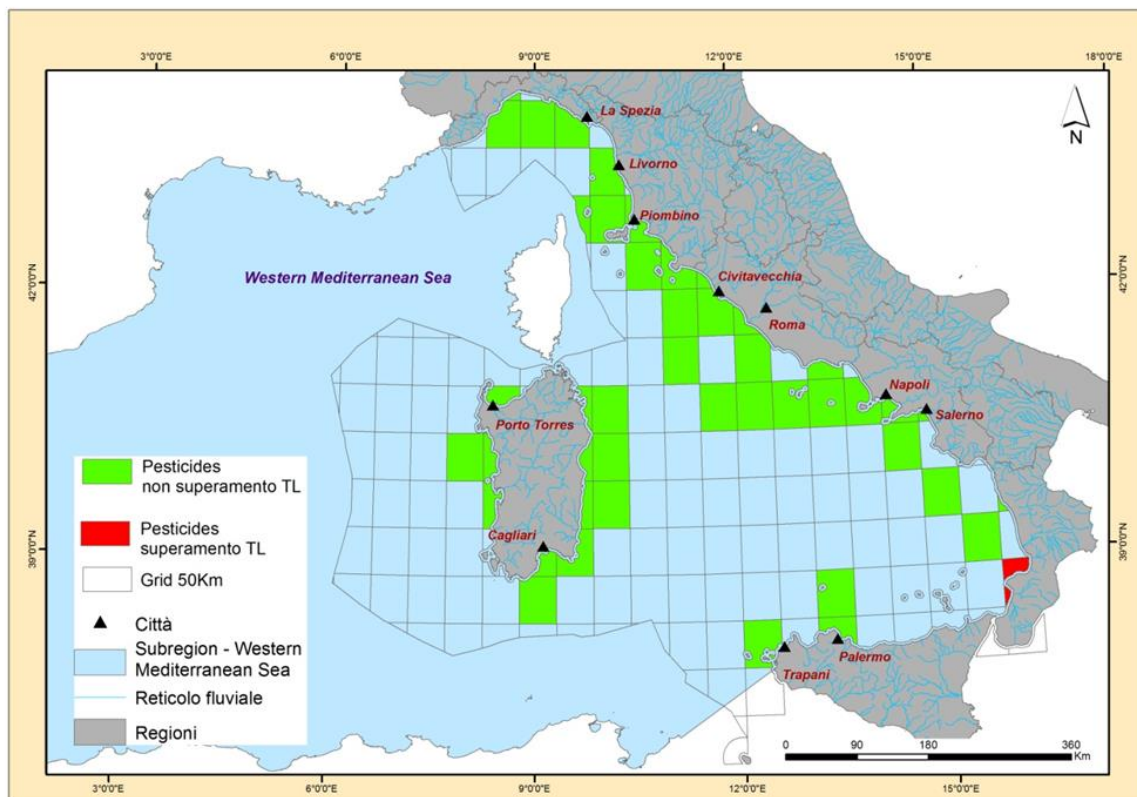


Figura 5.3-136: Distribuzione delle concentrazioni dei pesticidi nelle aree offshore nella Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

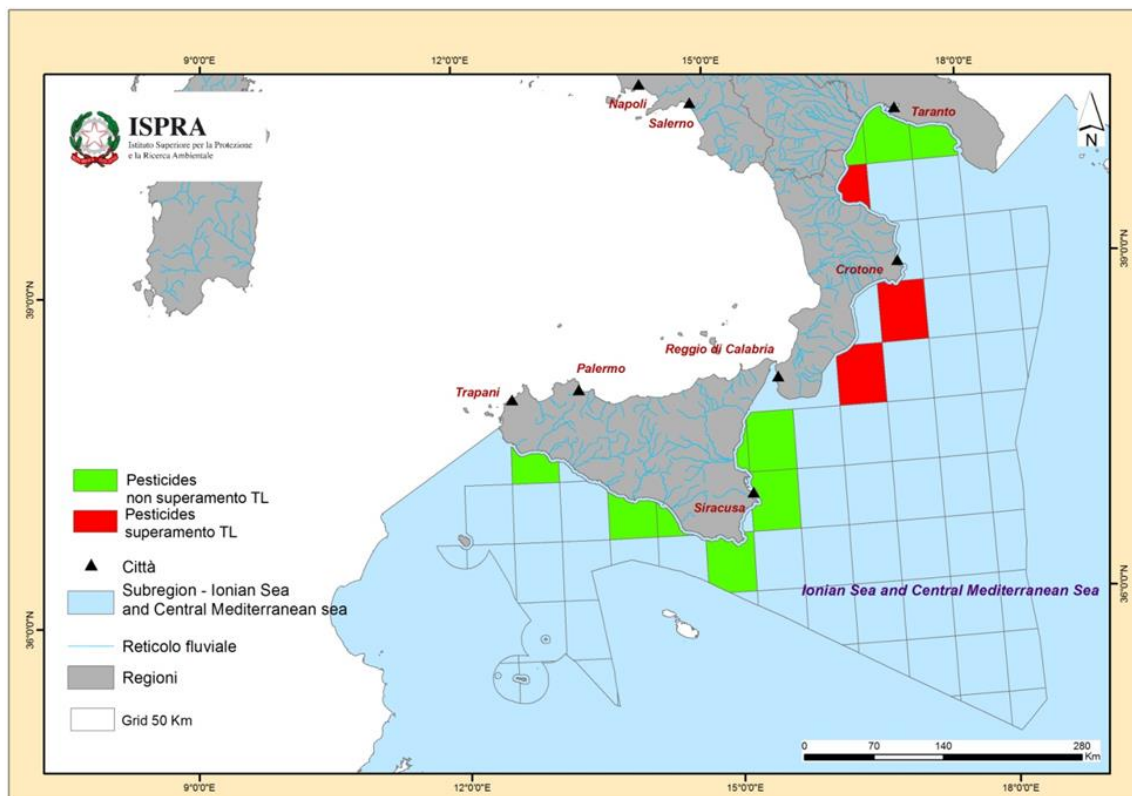


Figura 5.3-137: Distribuzione delle concentrazioni dei pesticidi nelle aree offshore nella Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

Il confronto con i dati della Valutazione Iniziale, effettuata ai sensi dell'art. 8 della MSFD (dati 2006-2012), mostra mediamente una diminuzione delle percentuali di superamenti registrati per le varie categorie.

Per quanto riguarda i **contaminanti presenti nei prodotti ittici destinati al consumo umano**, le figure seguenti (da Figura 5.3-138 a Figura 5.3-140) mostrano la distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento delle sottoregioni Mare Adriatico (AS), Mar Mediterraneo Occidentale (WMS) e Mar Ionio e Mar Mediterraneo Centrale (ISCMS) suddivise per phyla Chordata e Mollusca.

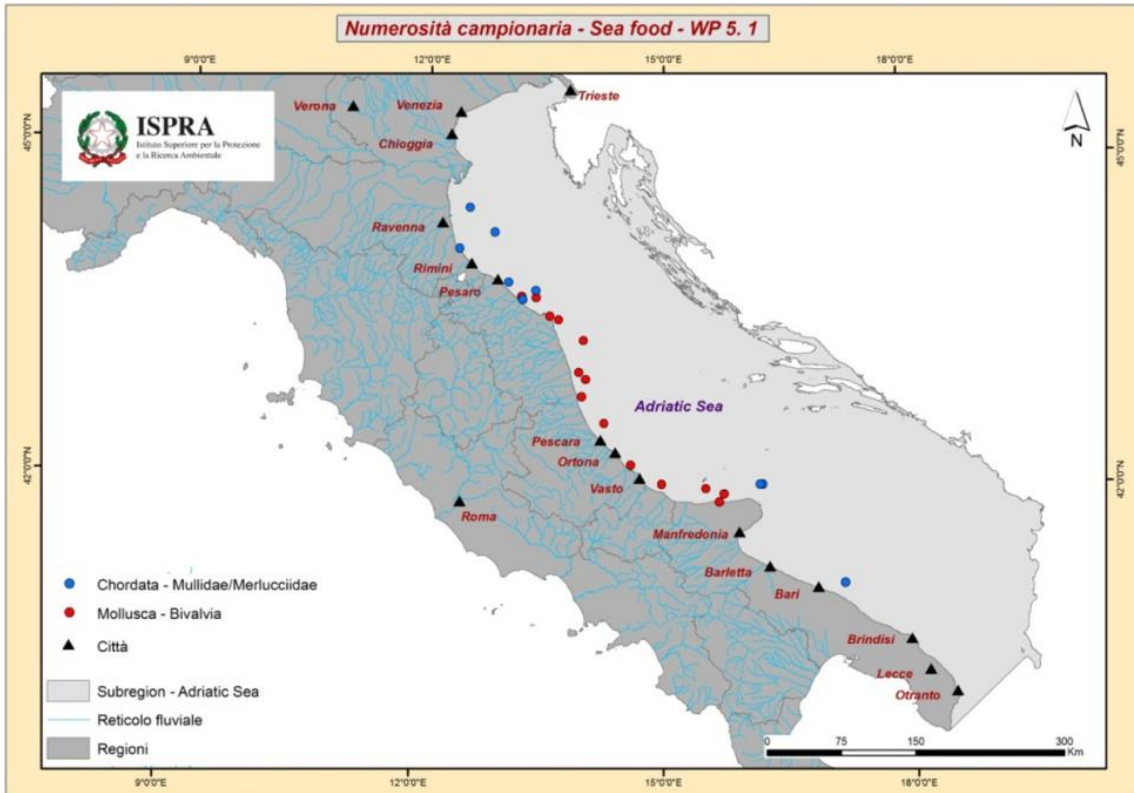


Figura 5.3-138: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento della Sottoregione AS (MSFD, 2018)

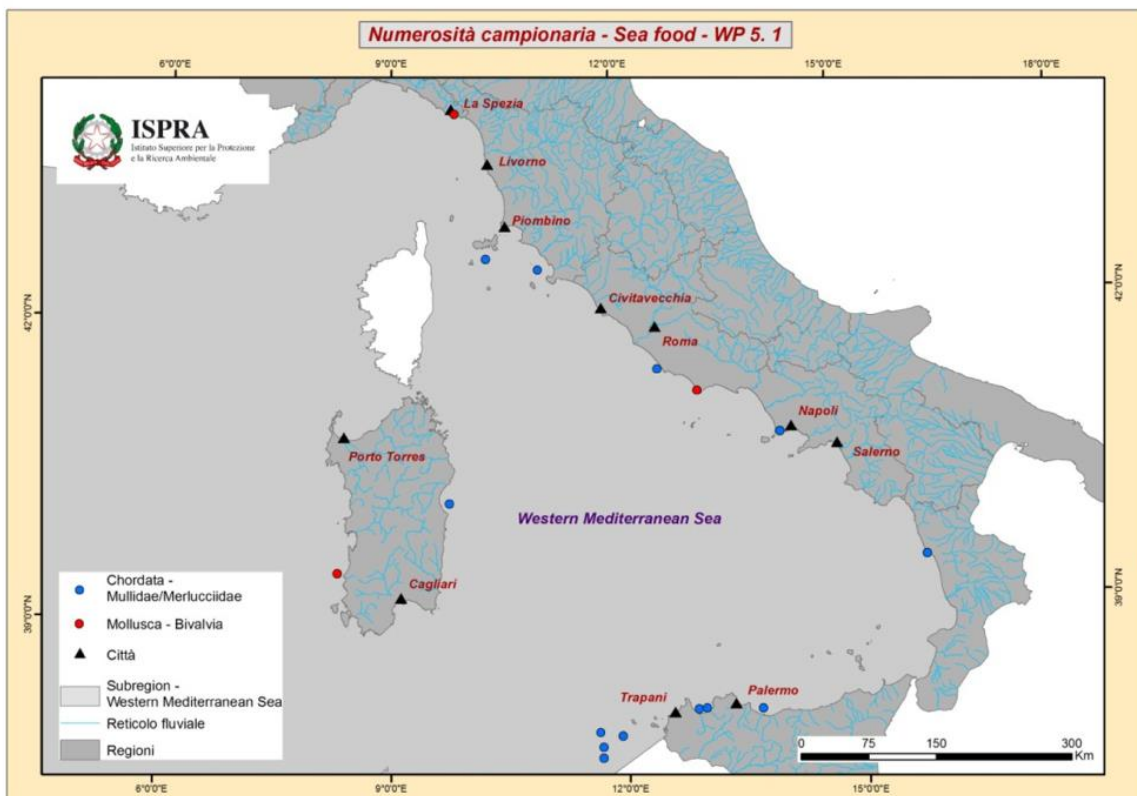


Figura 5.3-139: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento della Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

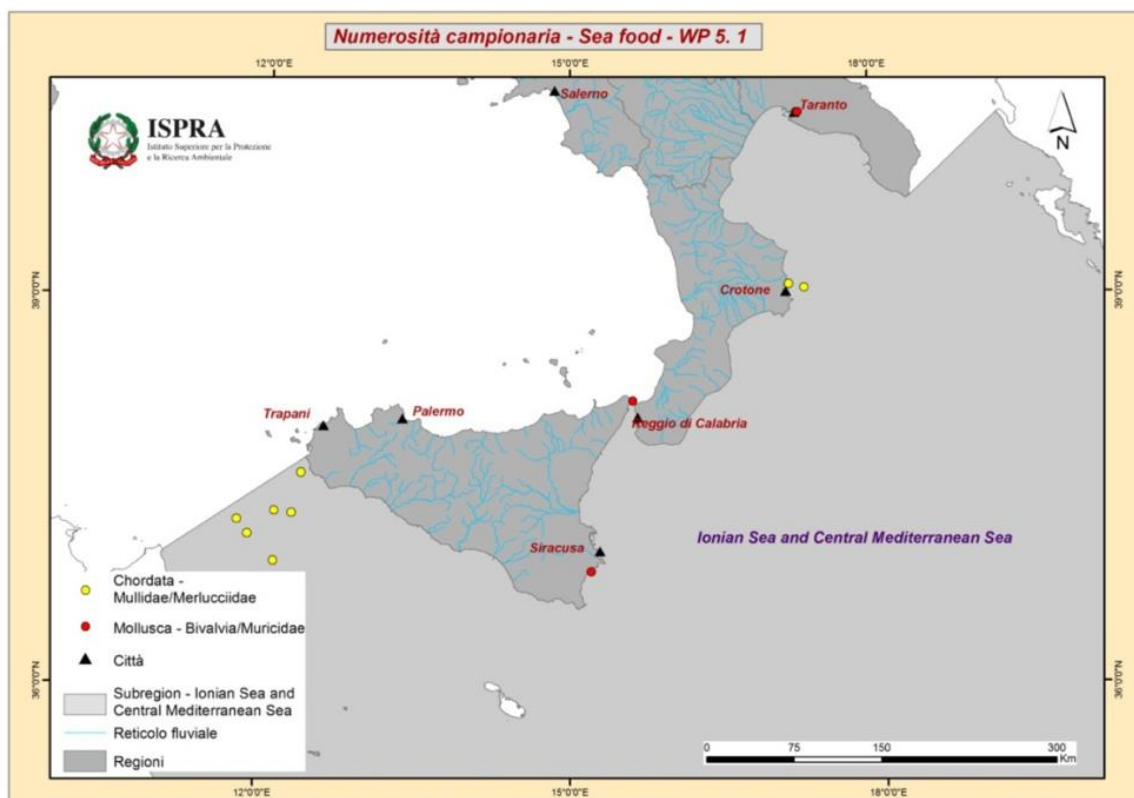


Figura 5.3-140: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento della Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

La Tabella 5.3-44 mostra la copertura spaziale dei dati suddivisi per le diverse categorie del Reg. 1881/06 e per sottoregione derivanti dal Programma di Monitoraggio ai sensi dell'art. 11 della MSFD effettuato dal CNR.

Tabella 5.3-44: Percentuale di copertura spaziale per le diverse classi di contaminanti (MSFD, 2018)

Contaminanti nei prodotti di pesca destinati al consumo umano (Reg. 1881/06)										
Sottoregione	Cd 3.2.5	Cd 3.2.9	Hg 3.3.1	Hg 3.3.2	Pb 3.1.5	Pb 3.1.7	Benzo(a)pirene 6.1.6	Sum IPA 6.1.6	Diossine - PCBdl 5.3	Diossine - 5.3
AS (% copertura)	16,67	22,22	22,22	16,67	16,67	22,22	22,22	22,22	16,67	16,67
WMS (% copertura)	9,47	2,11	4,21	7,37	9,47	2,11	2,11	2,11	9,47	9,47
ISCMS (% copertura)	2,94	5,88	5,88	2,94	2,94	5,88	5,88	5,88	2,94	2,94

Sebbene i dati a disposizione relativi alle concentrazioni dei contaminanti rilevate nei campioni di prodotti della pesca non mostrino superamenti dei valori soglia, in generale la percentuale di copertura dei dati non è sufficientemente ampia da consentire un giudizio sullo stato ambientale.

Da un confronto con i dati elaborati nella Valutazione Iniziale effettuata ai sensi dell'art. 8 della MSFD (dati 2006-2012), sebbene le percentuali di copertura attuali siano inferiori rispetto alla passata valutazione, si osserva in generale un miglioramento qualitativo: infatti non sono stati registrati superamenti per i metalli, che nella Valutazione Iniziale erano stati riscontrati in tutte e tre le sottoregioni, né per gli organoclorurati, confermando la passata Valutazione Iniziale.

Introduzione di energia (Descrittore 11)

Il Descrittore 11 riguarda l'introduzione di energia, comprese le fonti sonore sottomarine, e determina che questa sia a livelli che non hanno effetti negativi sull'ambiente marino. Le pressioni ritenute importanti sono allo stato attuale l'introduzione di suoni di origine antropica; la definizione dell'introduzione di altre forme di energia (quali ad esempio: l'energia termica, i campi elettromagnetici e la luce) è ancora in fase di sviluppo.

Per la valutazione ambientale del Descrittore 11, le Marine Reporting Units corrispondono alle tre sottoregioni: Mare Adriatico, Ionio e Mediterraneo Centrale, Mediterraneo Occidentale. Nel 2016 sono state effettuate alcune misure esplorative nelle stazioni descritte nella Figura 5.3-141.

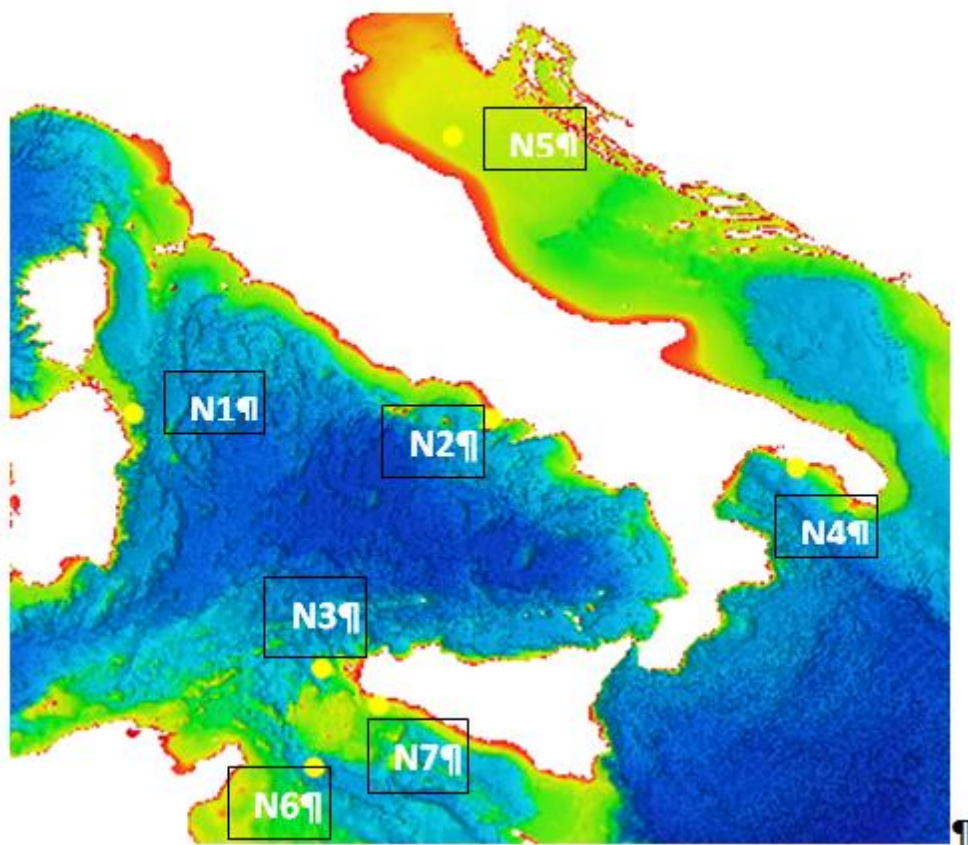


Figura 5.3-141: Siti (Stazioni N1, N2, N3, N4, N5, N6 e N7) selezionati per il monitoraggio acustico effettuato nelle tre Sub-Regioni.

I dati acustici raccolti non permettono ancora una determinazione dei livelli sonori di riferimento (baseline levels) né è possibile stabilire un valore numerico che costituisca una soglia oltre la quale si riscontri un effetto negativo. Questo perché non sono noti i livelli di pressione attuale. Sulla base dei monitoraggi 2015-2017 non è stato possibile definire i valori di base per ogni Marine Reporting Unit. I valori soglia (TV) sono in corso di discussione da parte del TG Noise e ci si aspetta che possano essere definiti i criteri per la creazione dei TV entro il 2020.

Nell'ambito della valutazione condotta nel 2012 era emersa una mancanza di dati generalizzata.

Dalla valutazione degli esiti dei monitoraggi 2015-2017 si evince che il target T11.1 (*E' implementato e reso operativo un Registro nazionale dei suoni impulsivi che tenga conto di tutte le attività antropiche che introducono suoni impulsivi nel range 10 Hz – 10 kHz in ambiente marino*) è parzialmente raggiunto. Infatti il

registro nazionale del rumore è stato costruito ed è in fase di implementazione. Al fine di renderlo operativo mancano ancora alcune specifiche tecniche e la sua implementazione informatica su sito istituzionale. Si attende inoltre il decreto che ne renda obbligatoria l'iscrizione in fase di VIA da parte dei soggetti richiedenti permessi e concessioni.

Per quanto attiene al T11.2 (*E' definito un "baseline level" per i suoni continui a bassa frequenza ("ambient noise") nelle tre Sottoregioni marine*) i dati raccolti non consentono ancora una definizione dei livelli sonori di riferimento, né è possibile stabilire un valore numerico che costituisca una soglia oltre la quale si riscontri un effetto negativo. Questo perché non sono noti i livelli di pressione attuale. Sulla base dei monitoraggi 2015-2017 non è stato possibile definire i valori di base per ogni Marine Reporting Unit. I valori soglia (TV) sono in corso di discussione da parte del TG Noise e ci si aspetta che possano essere definiti i criteri per la creazione dei TV entro il 2020.

Classificazione delle acque di balneazione

La Direttiva 2006/7/CE relativa alla gestione della qualità delle acque di balneazione, recepita in Italia con il D. Lgs. 30 maggio 2008, n.116, e attuata con il Decreto del Ministero della salute 30 marzo 2010, prevede che a ogni acqua venga assegnata una classe di qualità (eccellente, buona, sufficiente e scarsa).

Il D. Lgs. 30 maggio 2008, n. 116, prevede che tutte le acque di balneazione siano classificate almeno "sufficienti". Le regioni, inoltre, sono tenute ad adottare misure appropriate per aumentare il numero delle acque di balneazione classificate di qualità "eccellente" o "buona".

Per quanto concerne lo stato, per la stagione balneare 2018 sono state identificate e classificate dalle regioni 5.539 acque di balneazione.

Di seguito si riportano le informazioni relative all'indicatore "classificazione delle acque di balneazione" dell'Annuario ISPRA dei Dati Ambientali – edizione 2019.

L'indicatore riporta il numero di acque ricadenti in ciascuna classe, a livello nazionale e regionale, ed è elaborato sulla base delle "informazioni stagionali" (Tabella 2, Allegato F, D.M. 30 marzo 2010) che annualmente il Ministero della salute trasmette al SINTAI ai sensi dell'art. 6 del D.M. 30 marzo 2010. Nel calcolo dello status qualitativo, le acque sono considerate singolarmente, senza tenere conto cioè di eventuali raggruppamenti effettuati da alcune regioni nei casi di acque contigue con caratteristiche uniformi (art. 7, comma 6, D. Lgs. 116/2008).

L'indicatore offre una descrizione orientativa dello stato qualitativo delle acque di balneazione a livello microbiologico, in relazione ai fattori di contaminazione fecale e, quindi igienico-sanitari, non fornendo, tuttavia, alcuna indicazione circa i possibili impatti derivanti da fonti di inquinamento di altra natura.

A livello nazionale, le acque classificate come almeno sufficienti sono pari al 96.6 %. Prevalgono le acque di classe eccellente (88.7 % del totale), il restante 12 % circa è rappresentato da acque "non classificabili" (2 %), per le quali non è possibile esprimere un giudizio di qualità, acque di classe buona (5.5 %), acque sufficienti (2.2 %) e scarse (1.4 %).

Come si evince dalla Figura 5.3-142, il dato che emerge è quindi positivo, dal momento che circa il 90 % delle acque sono state classificate come eccellenti. Tuttavia sono ancora presenti acque di classe scarsa e acque non classificabili, per le quali non è possibile esprimere un giudizio di qualità. Si tratta di acque in cui, nella maggior parte dei casi, sono state riscontrate anomalie nella frequenza del campionamento o che hanno subito cambiamenti e, pertanto, non offrono un numero utile di campioni idonei per la classificazione. Complessivamente prevale il numero delle acque di classe eccellente, anche se sono solo 3 le regioni/province autonome (Trento, Bolzano e Umbria) con tutte le acque in classe eccellente. In 10 regioni

si rilevano ancora acque in classe scarsa in numero variabile e solo in 4 regioni sono presenti acque esclusivamente in classe eccellente e buona (Figura 5.3-143).

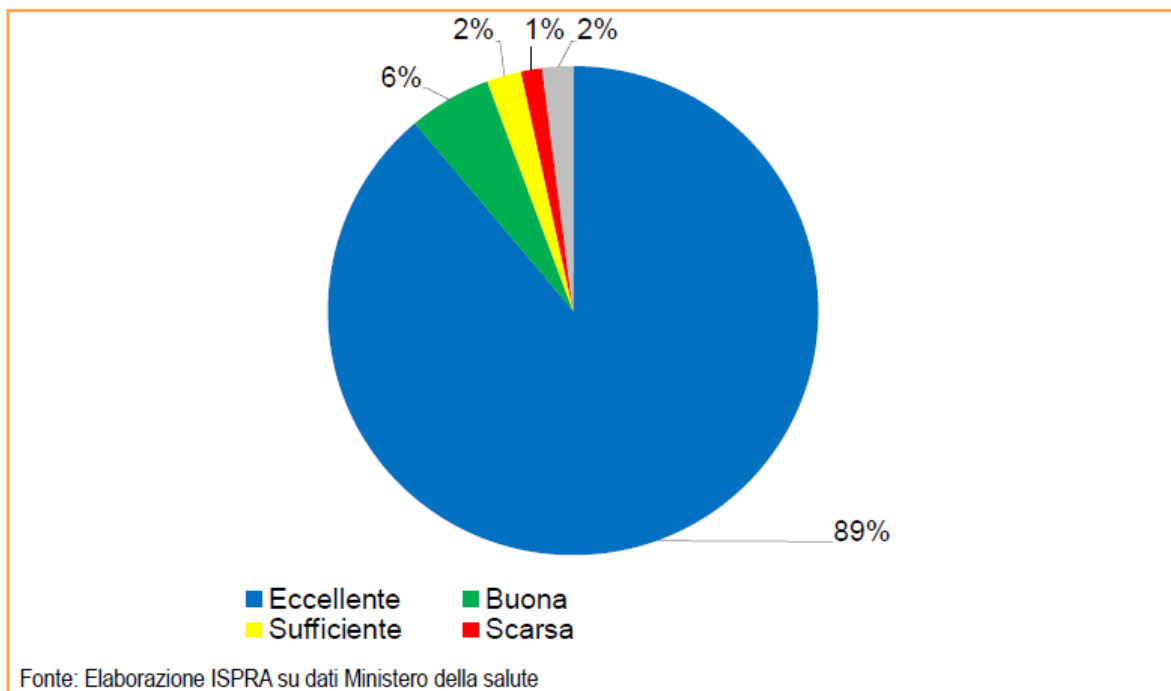


Figura 5.3-142: Classificazione percentuale nazionale 2015-2018 (Annuario Dati Ambientali 2019).

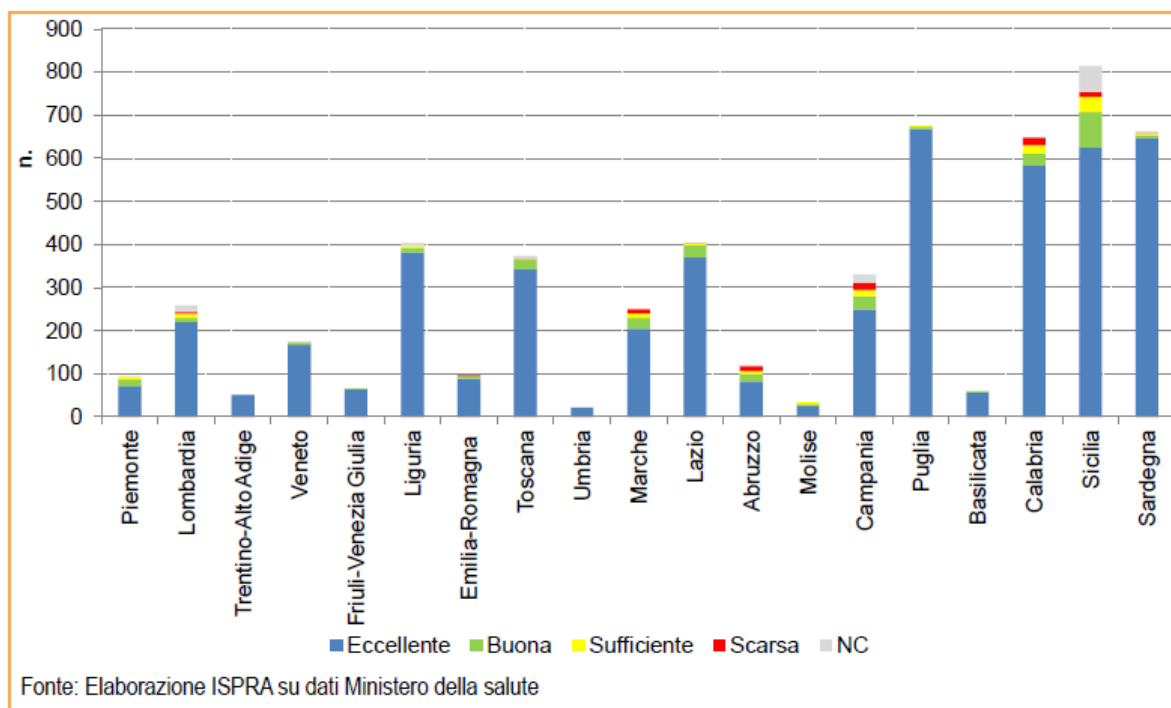


Figura 5.3-143: Classificazione regionale 2015-2018 (Annuario Dati Ambientali 2019).

Monitoraggi ambientali volti a valutare l'impatto ambientale derivante dallo scarico/reiniezione in mare delle acque di produzione delle piattaforme offshore

L'art. 104 del D. Lgs. 152/2006 stabilisce che lo scarico diretto in mare o la reiniezione in unità geologiche profonde delle acque risultanti dal processo di estrazione di idrocarburi (c.d. "acque di strato") da parte di

piattaforme offshore sia sottoposto ad autorizzazione da parte del Ministero dell’Ambiente. Tale autorizzazione è rilasciata “*previa presentazione di un piano di monitoraggio volto a verificare l’assenza di pericoli per le acque e per gli ecosistemi acquatici.*” (art. 104, c. 7).

Da luglio 2000 ad agosto 2018 ISPRA (già ICRAM) ha ricevuto incarico formale da parte del Ministero dell’Ambiente per l’esecuzione del suddetto Piano di Monitoraggio; in seguito, la società ENI S.p.A. titolare della concessione per la coltivazione dei giacimenti di idrocarburi petroliferi ha affidato l’incarico di svolgere il Piano di Monitoraggio ad una associazione temporanea di Enti tecnici.

Le attività di monitoraggio eseguite hanno avuto ad oggetto le sole piattaforme per le quali è stata presentata istanza di autorizzazione allo scarico a mare delle acque di strato ai sensi della normativa vigente. La finalità delle attività di monitoraggio è stata quella di evidenziare gli eventuali impatti derivanti dallo scarico delle acque di strato intorno alla struttura offshore e non la valutazione complessiva circa lo stato di qualità ambientale dell’area indagata.

Al fine di fornire i riferimenti tecnici ed operativi necessari all’elaborazione dei piani di monitoraggio e per uniformare e standardizzare le informazioni da fornire in sede istruttoria per il rilascio delle autorizzazioni allo scarico, nel 2000, e con successivi aggiornamenti nel 2004 e 2009, ISPRA (già ICRAM) ha elaborato le Linee Guida per la redazione del Piano di Monitoraggio. Recentemente, su incarico del MiTE, ISPRA ha apportato un ulteriore aggiornamento alle Linee Guida, adeguando le informazioni richieste e le indagini da eseguire alla normativa recente e individuando, per ogni parametro e matrice da investigare, le metodiche analitiche più idonee e i limiti di quantificazioni (LOQ) minimi da raggiungere. La versione 2021 delle Linee Guida è in via di pubblicazione sul portale internet di ISPRA (<https://www.isprambiente.gov.it/>).

Sinteticamente, le Linee Guida prevedono, per ogni piattaforma, la determinazione analitica dei parametri riportati in *Tabella 5.3-45* nelle matrici ambientali acqua, sedimenti e biota, in un’area delimitata di 500 metri intorno ad ogni struttura. La frequenza di campionamento prevede una campagna di monitoraggio da eseguire prima dell’inizio dell’attività di scarico (bianco), due campagne il primo anno di attività di scarico e una campagna di monitoraggio annuale per ogni ulteriore anno di attività di scarico della piattaforma.

Tabella 5.3-45: Elenco dei parametri inclusi nel piano di monitoraggio.

Parametri	Linee guida 2009		
	Acqua	Sedimenti	Biota
Salinità	+		
Temperatura	+		
Densità	+		
pH	+		
Trasmittanza	+		
Fluorescenza	+		
Ossigeno disciolto	+		
Nutrienti*	+		
BTEX	+	+	+
Idrocarburi alifatici* ¹	+	+	+
Oli Minerali Totali	+	+	+
Idrocarburi Policiclici Aromatici* ²		+	+
Metalli* ³		+	+
Granulometria		+	
TOC		+	

* Sono stati determinati: azoto ammoniacale, azoto nitroso, azoto nitrico, fosfati.

*¹ Gli idrocarburi alifatici rilevati nelle matrici marine sono così suddivise: colonna d’acqua C₆-C₁₀ e C₁₁-C₂₀, sedimenti C₆-C₁₀, C₁₁-C₂₀ e C₂₁-C₄₀. Nei tessuti di mitili sono stati determinati idrocarburi fino al C₁₀ (serie omologa da C₆-C₁₀) e la serie omologa di idrocarburi da C₁₁ a C₄₀.

*² Naftalene, acenaftilene, acenaftene, fluorene, fenantrene, antracene, fluorantene, pirene, benzo[a]antracene, crisene, benzo[b]fluorantene, benzo[k]fluorantene, benzo[a]pirene, dibenzo[a,h]antracene, indeno[1,2,3-cd]pirene, benzo[g,h,i]perilene.

*³ Nei tessuti di mitili sono stati determinati: Arsenico, Bario, Cadmio, Cromo, Ferro, Mercurio, Nichel, Piombo, Rame, Selenio, Manganese e Zinco; nei sedimenti sono stati rivelati le seguenti specie: Piombo, Cromo, Rame, Mercurio, Zinco, Cadmio, Nichel, Bario, Ferro, Arsenico, Vanadio.

Le piattaforme monitorate da ISPRA nel corso degli anni sono state complessivamente 53 (*Figura 5.3-144*), ma non tutte le strutture sono state monitorate per tutto il periodo e per tutti gli anni, in quanto l'inizio delle attività di scarico a mare, per le diverse piattaforme, è avvenuto in tempi diversi e alcune piattaforme hanno sospeso o cessato le attività di scarico nel corso degli anni.

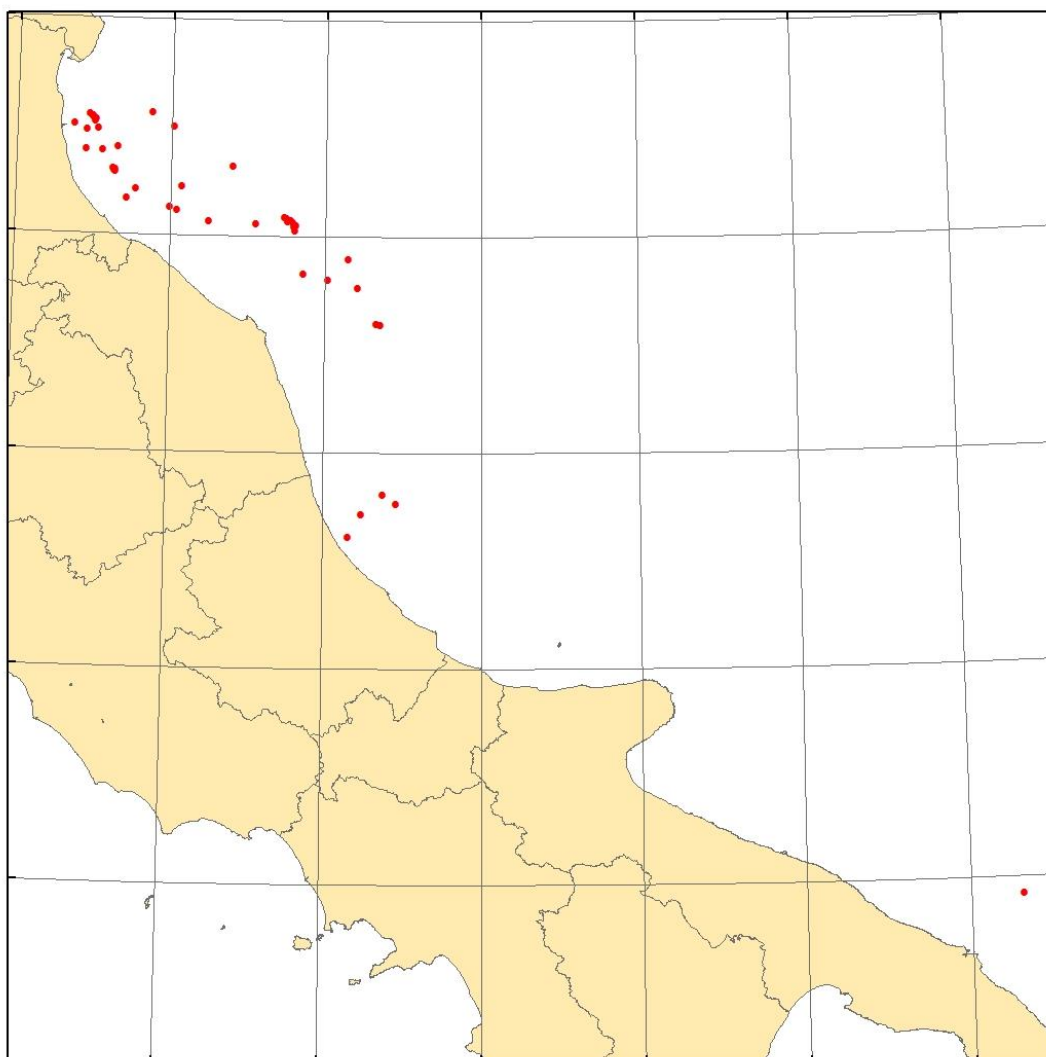


Figura 5.3-144: ubicazione delle piattaforme monitorate dall'ISPRA

Nella *Tabella 5.3-46* si riportano le piattaforme monitorate dal 2000 al gennaio 2018 dall'Istituto e il numero complessivo delle campagne di monitoraggio eseguite per ciascuna struttura.

Tabella 5.3-46: Elenco Piattaforme Monitorate dall'ISPRA ai sensi dell'art. 104 del D. Lgs. 152/06

N.	PIATTAFORMA	LATITUDINE	LONGITUDINE	TIPO PRODUZIONE	N. CAMPAGNE PER PIATTAFORMA
1	Agostino A	44.53952	12.49574	Gas	20
2	Agostino B	44.55371	12.47179	Gas	20
3	Agostino C	44.54652	12.49474	Gas	3
4	Amelia A	44.40501	12.66093	Gas	12
5	Amelia C	44.4063	12.66304	Gas	6
6	Anemone Cl	44.21226	12.70541	Gas	6
7	Annabella	44.22813	13.07905	Gas	19
8	Annamaria B	44.32235	13.40727	Gas	11
9	Antares	44.3894	12.45371	Gas	19
10	Antonella	44.21379	12.77687	Gas	20
11	Arianna	44.30565	12.62815	Gas	20
12	Armida	44.47965	12.45341	Gas	19
13	Azalea B	44.16617	12.72077	Gas	20
14	Barbara A	44.04656	13.80362	Gas	19
15	Barbara B	44.09096	13.74158	Gas	19
16	Barbara C	44.07621	13.78202	Gas	19
17	Barbara D	44.02972	13.80949	Gas	18
18	Barbara E	44.08587	13.75765	Gas	18
19	Barbara F	44.04954	13.81725	Gas	18
20	Barbara G	44.06326	13.79168	Gas	18
21	Barbara H	44.06874	13.76285	Gas	19
22	Basil	44.131	13.00128	Gas	19
23	Bonaccia	43.59187	14.35976	Gas	19
24	Bonaccia NW	43.5998	14.33572	Gas	4
25	Brenda	44.1158	13.04511	Gas	19
26	Calipso	43.82667	13.86361	Gas	3
27	Calpurnia	43.8989	14.15413	Gas	19
28	Cervia A	44.29394	12.63916	Gas	20
29	Cervia B	44.28817	12.64564	Gas	5
30	Cervia C	44.301	12.64029	Gas	20
31	Clara NW	43.80214	14.02329	Gas	4
32	Daria B	44.06628	13.24988	Gas	18
33	Diana Cluster	44.4408	12.4261	Gas	6
34	Eleonora	42.83939	14.156	Gas	4
35	Elettra	43.76374	14.21528	Gas	5

36	Emma W	42.80783	14.38183	Gas	18
37	Fauzia	44.05566	13.55416	Gas	5
38	Firenze FPSO	40.92416	18.32621	Olio	17
39	Fratello C	42.6102	14.168	Gas	18
40	Garibaldi A	44.52237	12.51068	Gas	19
41	Garibaldi B	44.48635	12.53151	Gas	19
42	Garibaldi C	44.53094	12.5155	Gas	19
43	Garibaldi D	44.47753	12.54628	Gas	1
44	Giovanna	42.76733	14.46406	Gas	17
45	Guendalina	44.56578	12.88169	Gas	3
46	Pennina	43.02075	14.16375	Gas	15
47	Porto Corsini 80	44.40499	12.54643	Gas	11
48	Porto Corsini 80 bis	44.4227	12.5205	Gas	6
49	Porto Corsini C	44.3907	12.56041	Gas	19
50	Porto Corsini WA	44.51113	12.35977	Gas	6
51	Porto Corsini WC	44.50831	12.37301	Gas	19
52	Squalo	42.715	14.24458	Gas	16
53	Tea	44.50092	13.01899	Gas	12

Per la maggioranza di queste piattaforme l'attività di monitoraggio è proseguita anche nel periodo 2018-2020.

Parallelamente all'attività di monitoraggio l'ISPRA, nell'ambito dei Servizi Ordinari, ha supportato a livello tecnico il MATTM nelle procedure di autorizzazione ex art. 104, c. 7, del D. Lgs 152/2006 e s.m.i.. A seguito della emanazione della Legge 132/2016, che istituisce il Sistema Nazionale a rete per la Protezione dell'Ambiente, l'Istituto ha poi avviato il processo di coinvolgimento delle Agenzie Regionali per la Protezione dell'Ambiente in tale attività.

SINTESI DEI RISULTATI DEI MONITORAGGI

Nel corso dei diversi anni, i risultati delle indagini di monitoraggio eseguite sono stati elaborati annualmente rispetto ad ogni singola piattaforma e riportati in Rapporti Tecnici, con il fine di evidenziare eventuali perturbazioni ambientali rilevate all'interno dell'area dei 500 m intorno ad ogni struttura. Tuttavia è stata eseguita una analisi complessiva dei dati acquisiti nel periodo, al fine di evidenziare l'andamento di alcuni parametri e estrarne delle informazioni di sintesi. Si osserva che tutte le attività di monitoraggio hanno avuto ad oggetto piattaforme in attività di produzione. Le indagini quindi hanno rilevato le condizioni ambientali intorno a piattaforme offshore già costruite, in fase di produzione e con attività di scarico o/e re-iniezione delle acque di strato in essere.

Le attività di indagine relative alla **matrice acqua** hanno avuto lo scopo principale di indagare e verificare eventuali perturbazioni riferibili allo scarico a mare delle acque di strato nella colonna d'acqua circostante la struttura. I risultati delle indagini condotte non hanno rilevato perturbazioni evidenti riconducibili a tali scarichi; solo sporadicamente sono stati rilevati incrementi nelle concentrazioni di alcuni sali nutritivi e di alcune sostanze organiche, in particolare per quelle piattaforme con maggiori volumi di acque di strato scaricate a mare.

Sono state eseguite anche delle simulazioni numeriche della dispersione in mare delle acque di strato scaricate. Le simulazioni hanno riguardato i processi che avvengono nella regione chiamata campo vicino (*near field*), o “regione di mixing iniziale” o ancora “zona di diluizione iniziale”. In questa zona avviene infatti il processo di mescolamento iniziale che produce una rapida diluizione dell’effluente. Questo processo è determinato da numerosi fattori, quali: la differenza di densità tra l’acqua di scarico ed il fluido recettore; la quantità di moto associata alla velocità con cui viene scaricato l’effluente; la sua interazione con la corrente ambientale (turbolenza auto-indotta). Questa fase di mescolamento iniziale generalmente termina a causa dell’incontro dell’effluente scaricato con uno strato limite che può essere la superficie, il fondo marino o un livello di equilibrio (*trap level*) in cui la densità dell’effluente è pari a quella dell’ambiente ricevente. Le simulazioni eseguite per alcune piattaforme, in diverse condizioni ambientali e in diverse stagioni, hanno consentito di stimare la diluizione iniziale che subiscono le acque di strato nelle varie condizioni ambientali; di stimare la concentrazione delle acque di strato a diverse distanze dal punto di immissione; di stimare l’estensione della *plume* al termine della fase di mixing iniziale e la durata del processo di diluizione iniziale. In estrema sintesi, per le piattaforme prese in esame e per i vari scenari ambientali studiati, i risultati delle simulazioni hanno mostrato come la *plume* di scarico possa raggiungere una distanza orizzontale che va da pochi metri fino ad un massimo di circa 150 metri dal punto di scarico. Il processo di mescolamento iniziale termina nell’arco di pochissimi minuti e determina una forte diluizione dell’effluente compresa tra circa lo 0.5% e fino a oltre lo 0.001% a seconda delle diverse tipologie di scarico e delle diverse condizioni ambientali. L’effluente generalmente tende a non raggiungere il fondale, ma a rimanere “intrappolato” ad una quota intermedia o a raggiungere la superficie nei casi di scarichi posizionati a profondità inferiori ai 7 metri.

Le attività di monitoraggio hanno riguardato anche lo studio del processo di ***bioaccumulo da parte di organismi filtratori***. I mitili sono ritenuti validi bioindicatori di una eventuale contaminazione e in relazione a tale processo sono disponibili numerosi studi e letteratura di riferimento utili nell’interpretazione dei dati. In particolare, la specie *Mytilus galloprovincialis* risulta particolarmente idonea per una valutazione di impatto ambientale delle attività offshore, anche in virtù del fatto che è naturalmente presente sui piloni di sostegno delle piattaforme.

Le attività di monitoraggio hanno previsto generalmente un’indagine annua per ogni piattaforma, eseguita prevalentemente nel periodo estivo, ed il prelievo di diversi campioni di mitili a differenti quote di profondità. Nel corso dei diversi anni di monitoraggio, i risultati relativi alle indagini sul bioaccumulo dei parametri indagati (*Tabella 5.3-45*) raramente hanno evidenziato fenomeni di contaminazione. Le variabilità riscontrate sono emerse soprattutto in riferimento a fenomeni di bacino, quindi legati a condizioni ambientali specifiche dell’area indagata in termini di caratteristiche oceanografiche. Sono stati registrati anche fenomeni diffusi di variabilità legati ad incremento o decremento dei valori di concentrazione di alcuni analiti nei tessuti dei mitili in funzione degli anni di indagine (Fattorini *et al.*, 2008). Nelle figure seguenti (*Figura 5.3-145*, *Figura 5.3-146* e *Figura 5.3-147*) sono riportati i valori delle concentrazioni medie di arsenico, bario e cadmio, calcolate per ogni attività di indagine annuale (anni 2008-2017) e per ogni piattaforma identificata con un gradiente di colore crescente rispetto alla distanza in chilometri da costa. La variabilità nei livelli di bioaccumulo emerge sia rispetto alla distanza dalla costa sia rispetto ai diversi anni indagati con comportamenti simili per piattaforme ubicate più a largo rispetto a piattaforme più costiere.

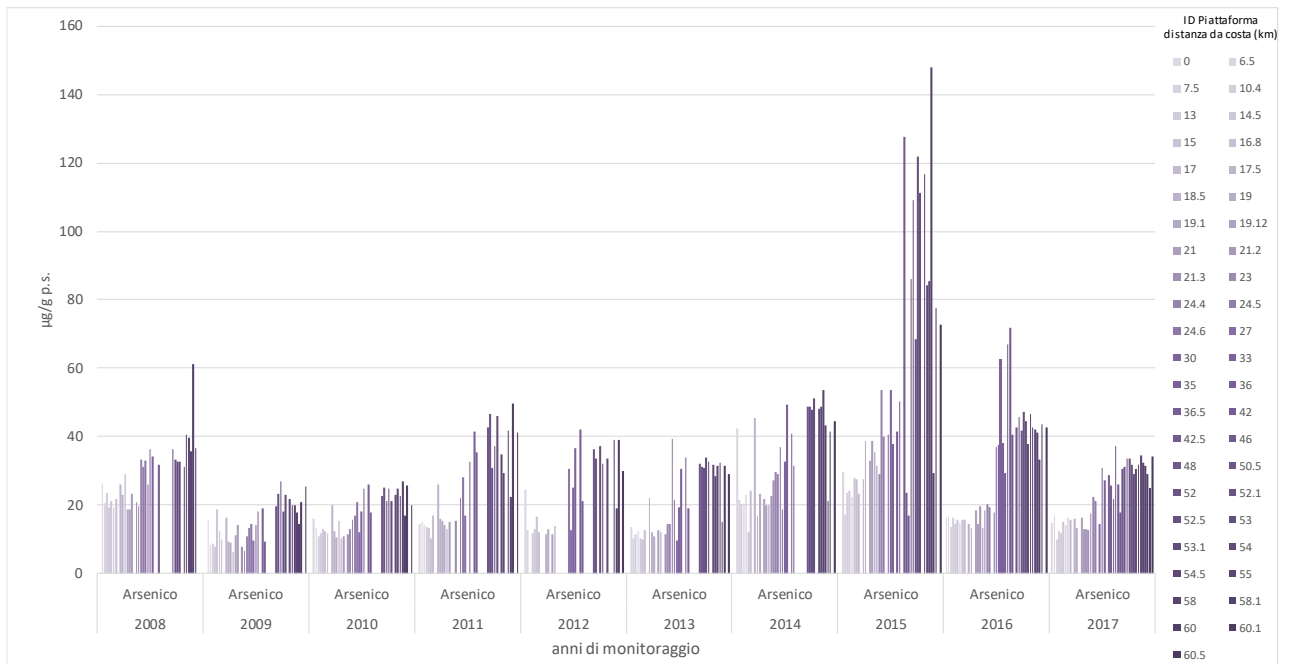


Figura 5.3-145: Bioaccumulo arsenico - Concentrazione media per ogni piattaforma (identificata con la distanza da costa in km) per ogni anno di monitoraggio (2008-2017)

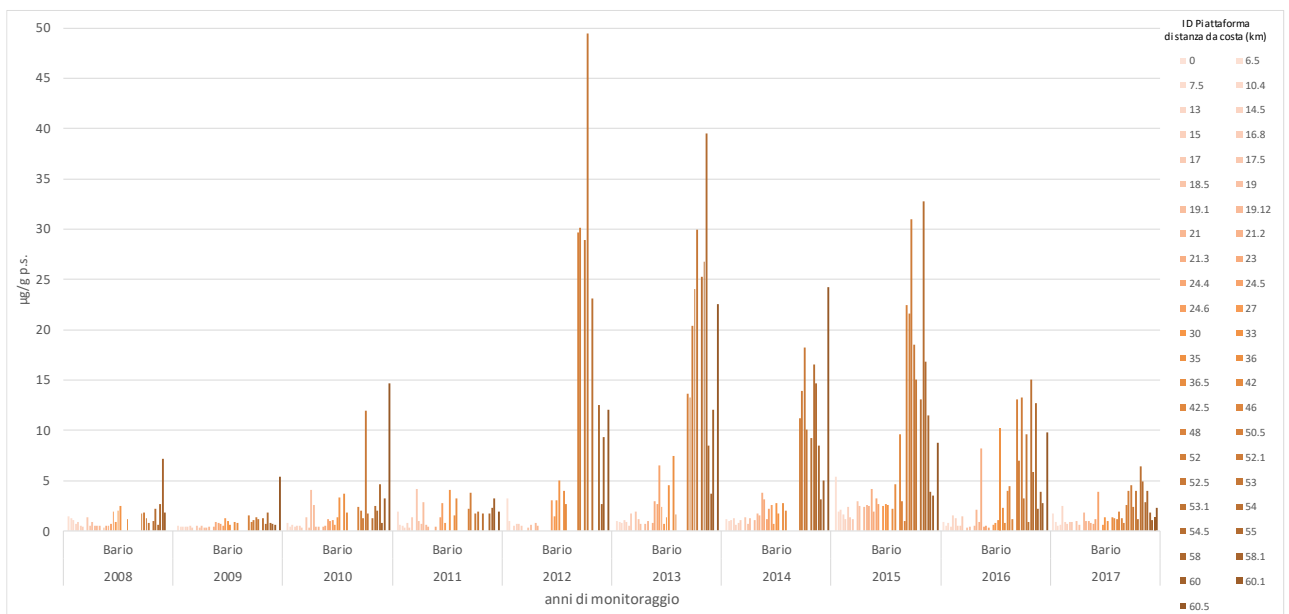


Figura 5.3-146: Bioaccumulo bario - Concentrazione media per ogni piattaforma (identificata con la distanza da costa in km) per ogni anno di monitoraggio (2008-2017)

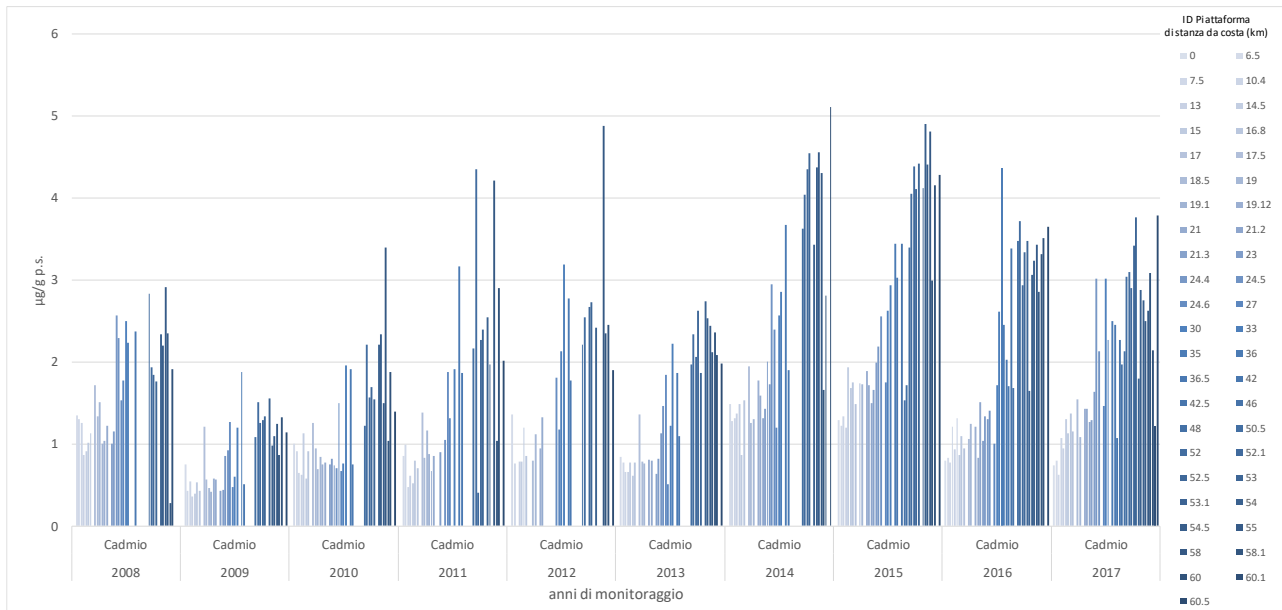


Figura 5.3-147: Bioaccumulo cadmio - Concentrazione media per ogni piattaforma (identificata con la distanza da costa in km) per ogni anno di monitoraggio (2008-2017)

Al fine di rappresentare sinteticamente i risultati delle attività di monitoraggio relativi alle indagini di bioaccumulo dei diversi analiti indagati (sia per i metalli che per le altre sostanze organiche), è stato utilizzato il metodo di Johnson (Johnson, N.L.1949 *Systems of frequency curves generated by methods of translation. Biometrika*, 36. 149-176), che viene generalmente applicato con l'obiettivo di studiare parametri che presentano una distribuzione non nota, riconducendoli ad una distribuzione normale. Questo è possibile attraverso la definizione di una trasformazione che si basa su quattro parametri (γ , δ , ξ , λ) che caratterizzano la distribuzione di Johnson e che permettono di ricondurre i dati ad una Distribuzione Gaussiana.

Il metodo di Johnson (1949) ha permesso di calcolare, per ognuna delle sostanze indagate, la curva di distribuzione di probabilità (P) delle concentrazioni rilevate all'interno del *range* di variabilità osservata. A titolo di esempio viene mostrata la distribuzione di probabilità dei valori di bioaccumulo del mercurio (Figura 5.3-148) costruita con i risultati del periodo 2008-2017 di attività di monitoraggio. La funzione (linea blu) mostra una probabilità maggiore del 90% di avere valori di concentrazione di mercurio nei tessuti dei mitili inferiori ai 0.12 µg/g p.s. In Figura 5.3-149 si riportano i valori delle concentrazioni medie di mercurio calcolate per ogni attività di indagine (2008-2017) e per ogni piattaforma.

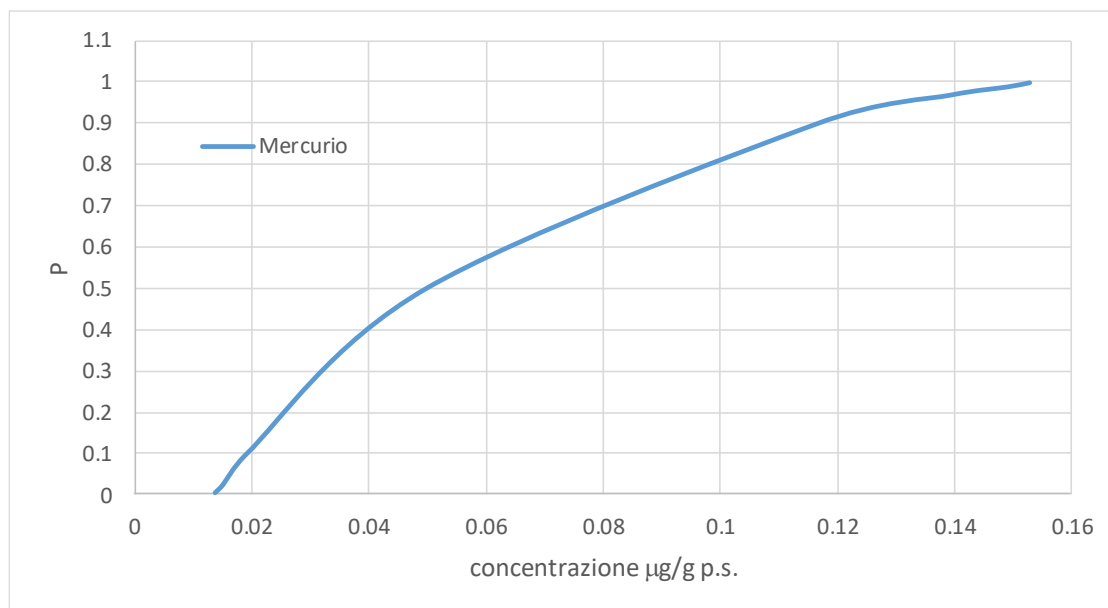


Figura 5.3-148: Distribuzione di probabilità cumulata delle concentrazioni di mercurio nei tessuti di mitile (*Mytilus galloprovincialis*) dell'intera popolazione campionaria (linea blu)

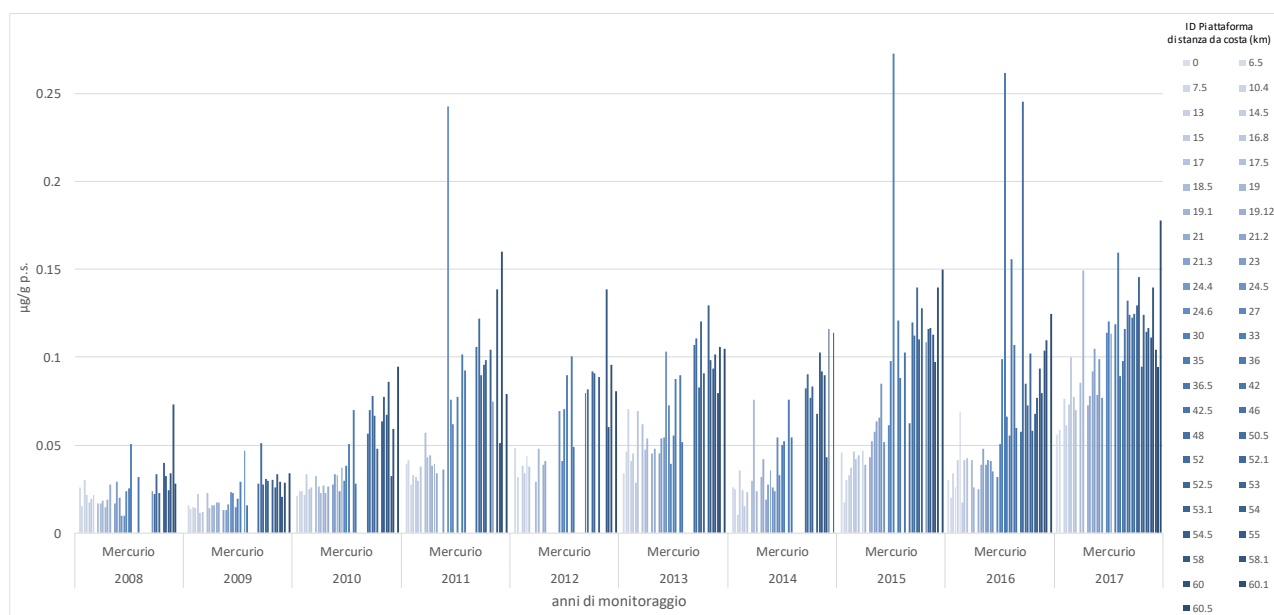


Figura 5.3-149: Bioaccumulo mercurio (*Mytilus galloprovincialis*) - Concentrazione media per ogni piattaforma (identificata con la distanza da costa in km) per ogni anno di monitoraggio (2008-2017)

In Figura 5.3-150 si riportano, a titolo di esempio, le curve di probabilità calcolate per i parametri ritenuti più significativi e rappresentativi per la valutazione del bioaccumulo (arsenico, bario, cadmio e piombo) in organismi filtratori.

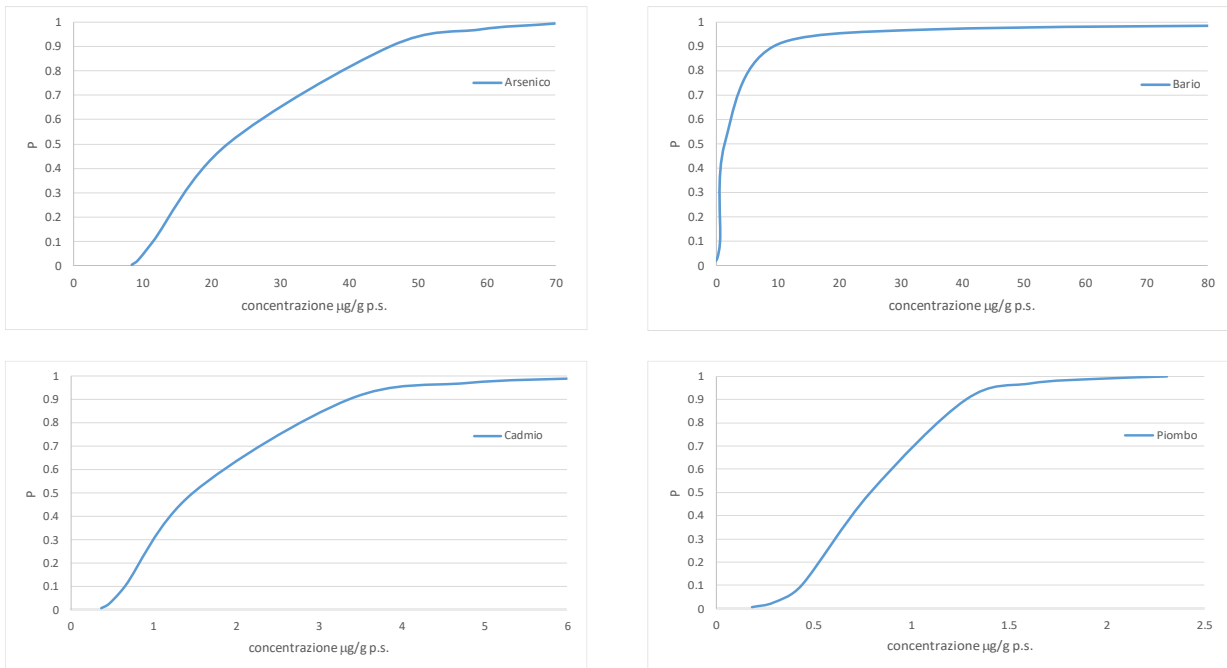


Figura 5.3-150: Distribuzione di probabilità cumulata delle concentrazioni di arsenico, bario cadmio e piombo nei tessuti di mitile (*Mytilus galloprovincialis*) dell'intera popolazione campionaria (linea blu)

La Figura 5.3-151, invece, mostra la distribuzione di probabilità dei valori di bioaccumulo degli IPA calcolata con i dati del periodo 2008-2017 di attività di monitoraggio. Dalla studio della curva di distribuzione della probabilità (linea blu) si evince come circa la metà di tutte le indagini eseguite hanno rilevato valori di concentrazione di IPA inferiori a 70 ng/g p.s.. Circa il 90% rientra in valori di concentrazione inferiori ai 300 ng/g p.s.. Il resto della popolazione campionaria, circa il 10%, mostra valori compresi tra 300 e 500 ng/g p.s.. Solo occasionalmente sono stati registrati valori superiori a 500 ng/g p.s.. Valori mediamente superiori, per tutte le piattaforme monitorate, si sono registrati negli anni 2010 e 2014 e la componente preponderante degli IPA rilevati è rappresentata dai congeneri a basso peso molecolare (Figura 5.3-152, Figura 5.3-153).

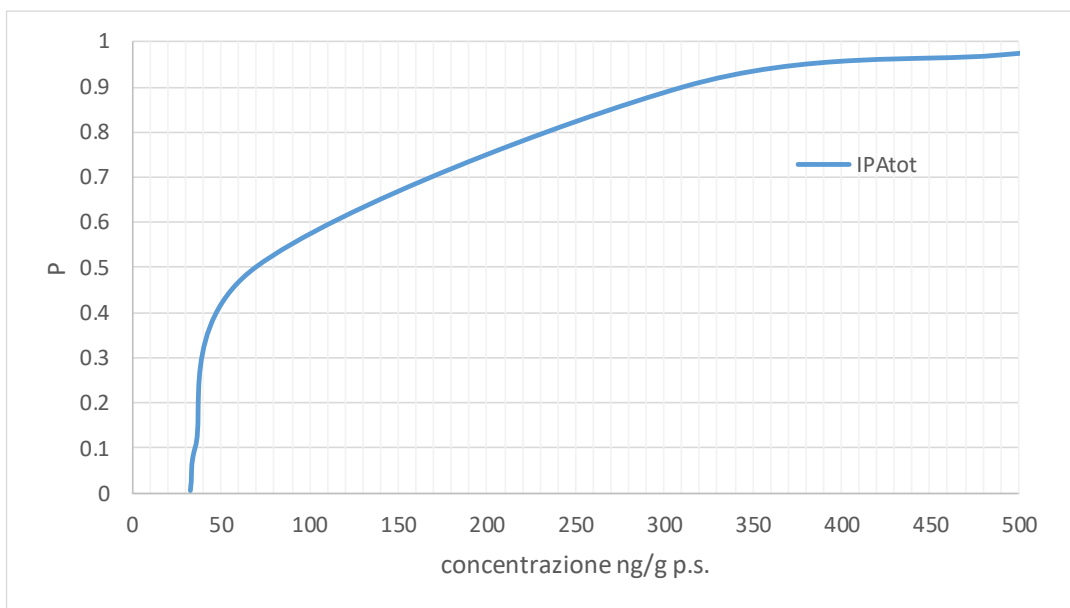


Figura 5.3-151: Distribuzione di probabilità cumulata delle concentrazioni di IPA totali dell'intera popolazione campionaria nei tessuti di mitile (*Mytilus galloprovincialis*)

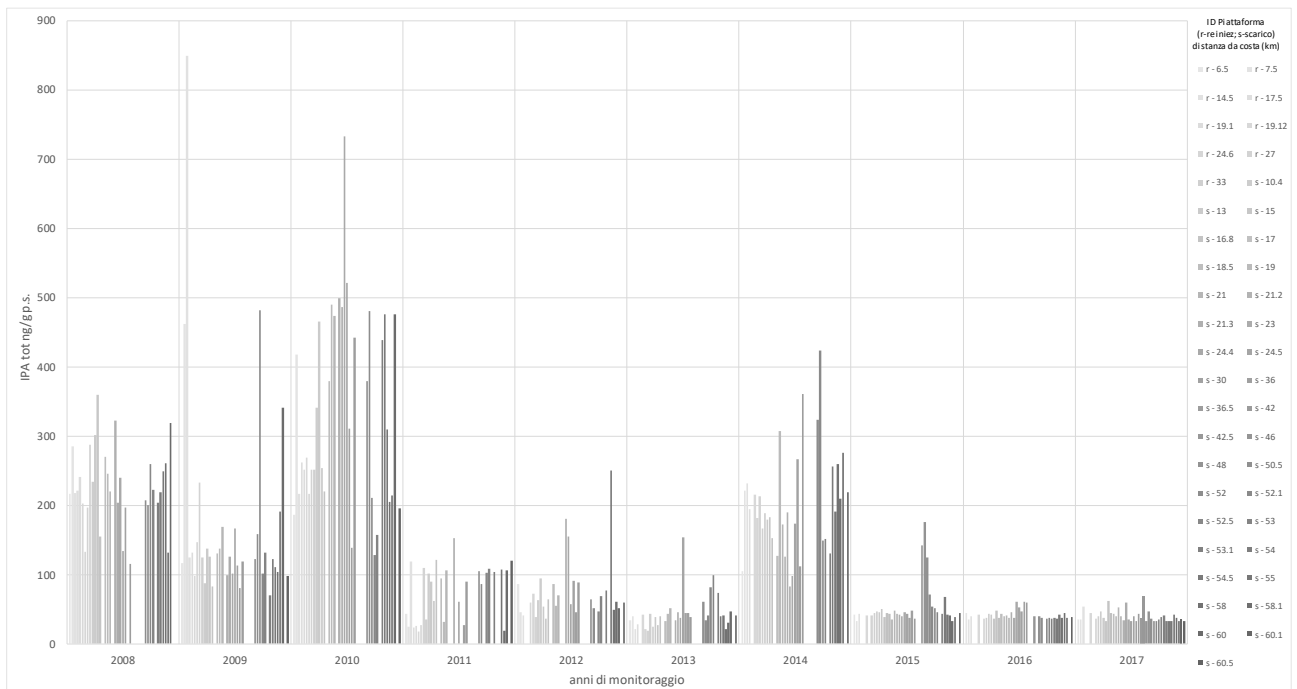


Figura 5.3-152: Bioaccumulo degli IPA totali nei tessuti di mitili (*Mytilus galloprovincialis*) - Concentrazione media per ogni piattaforma (identificata con la distanza da costa in km) per ogni anno di monitoraggio (2008-2017)

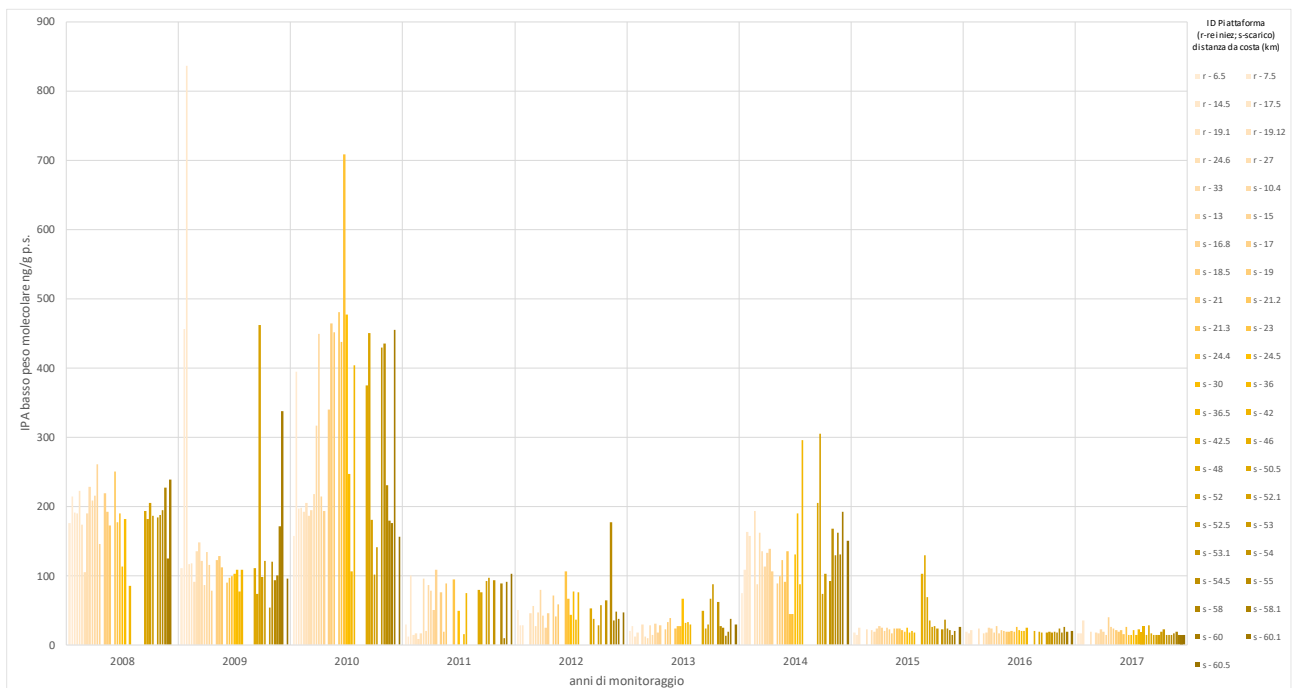


Figura 5.3-153: Bioaccumulo degli IPA a basso peso molecolare nei tessuti di mitili (*Mytilus galloprovincialis*) - Concentrazione media per ogni piattaforma (identificata con la distanza da costa in km) per ogni anno di monitoraggio (2008-2017)

Per quanto riguarda la **matrice sedimenti**, quella più conservativa e quindi potenziale indicatrice di fenomeni d'inquinamento che si sono verificati nel medio e lungo periodo, sono stati indagati annualmente e per ogni piattaforma (Tabella 5.3-46), i livelli di accumulo di alcune sostanze inorganiche ed altre organiche (Tabella 5.3-45) rilevate in prossimità della struttura (distanze di 0, 25 e 50 metri rispetto alla base delle piattaforme)

e nei sedimenti posti ad una distanza tale da poterli considerare potenzialmente non influenzati dagli scarichi a mare delle acque di strato (500 metri dalla struttura).

In questa sintesi sono stati presi in considerazione solo quei parametri o analiti che sono riconosciuti come sostanze pericolose e prioritarie dalla normativa vigente in materia (D. Lgs. 172/2015) e/o che hanno mostrato una variabilità spaziale significativa correlabile alla presenza della piattaforma e/o alle sue attività produttive; in particolare sono state esaminate le concentrazioni di arsenico, bario, cadmio, mercurio, piombo, zinco, idrocarburi totali C₁₀-C₄₀ e IPA totali. Gli Standard di Qualità Ambientale (SQA), individuati dall'Italia per i sedimenti ai sensi direttiva 2008/105/UE, sono stati impiegati come valore di confronto per la matrice sedimento, nell'ambito del monitoraggio eseguito ai sensi dell'art. 104 del D. Lgs. 152/2006 presso le piattaforme offshore, tenendo conto della tipologia puntuale di immissione dello scarico. Tuttavia, tale confronto è funzionale alla sola valutazione dello stato chimico dei sedimenti prelevati all'interno della zona dei 500 metri dalla struttura, mentre non è correlabile alla classificazione dello stato chimico del corpo idrico superficiale, così come prevista dalla Direttiva Quadro sulle Acque, ovvero dal D. Lgs. 152/2006, né se ne può dedurre il non raggiungimento del Buono Stato ambientale relativamente al Descrittore 8 della Direttiva Strategia Marina per la sottoregione Mar Adriatico⁶³.

⁶³ La direttiva quadro sulle acque 2000/60/UE, recepita nell'ordinamento nazionale attraverso il D.lgs 152/2006 e i suoi Decreti correlati, definisce il concetto di standard di qualità ambientale (SQA) in relazione alla valutazione del buono stato chimico delle acque superficiali: "lo SQA corrisponde alla concentrazione di un particolare inquinante o gruppo di inquinanti nelle acque, nei sedimenti e nel biota che non deve essere superata per tutelare la salute umana e l'ambiente". La successiva Direttiva "figlia", la 2008/105/UE ha fissato i valori degli SQA di 33 sostanze prioritarie nella matrice acque e di 3 sostanze prioritarie per la matrice biota. La direttiva 2008/105/UE ha inoltre consentito agli Stati membri di fissare, a livello nazionale, degli SQA anche per le matrici sedimenti e biota. Questi SQA, devono essere fissati attraverso una procedura trasparente e che garantisca un livello di protezione equivalente agli SQA per le acque fissati a livello comunitario. L'Italia ha dunque definito, per i corpi idrici marino-costieri, gli SQA nei sedimenti, che sono stati riportati nella Tabella 2/A del punto A.2.6 Stato chimico nell'Allegato 1 - Parte terza- del DLgs 152/2006 e ss.mm.ii. notificando alla Commissione Europea la procedura con la quale i valori degli SQA sono stati determinati. La successiva Direttiva sulla Strategia Marina 56/2008/UE, individua 11 descrittori per la valutazione della qualità dell'ambiente marino richiedendo che per ogni Descrittore venga raggiunto il buono stato ambientale a livello di regione e sottoregione marina (nel caso specifico il Mare Adriatico). Tra questi undici descrittori, il Descrittore 8 è relativo alla contaminazione chimica e per la sua valutazione chiede di tenere conto degli SQA fissati dalla Direttiva Quadro sulle Acque, per le acque marino costiere e per le acque territoriali.

Entrambe le Direttive, la Direttiva Quadro sulle Acque e la Direttiva Strategia Marina, dunque, ai fini di un giudizio di stato ambientale, utilizzano gli SQA opportunamente misurati nella matrice acque, sedimenti e biota.

Gli Standard di qualità individuati dall'Italia per i sedimenti ai sensi direttiva 2008/105/UE vengono impiegati per fornire un giudizio della qualità chimica dell'ambiente marino anche nell'ambito del monitoraggio sugli effetti dello scarico in mare delle acque di strato da piattaforme offshore. Nell'operare tale confronto, si tiene in opportuna considerazione l'art. 4 della Direttiva 2008/105/UE la quale espressamente prevede che, nel caso di sorgenti puntiformi, gli Stati membri devono tenere in considerazione le "zone di mescolamento", codificando il concetto stesso di zona di mescolamento: "Le concentrazioni di una o più delle sostanze elencate nell'Allegato I, parte A, possono superare, nell'ambito di tali zone di mescolamento, gli SQA applicabili qualora tale superamento non abbia conseguenze sulla conformità del resto del corpo idrico superficiale ai suddetti standard". Appare dunque ragionevole giudicare la qualità dei sedimenti campionati nelle aree limitrofe alle piattaforme offshore, attraverso un confronto con i valori degli SQA fissati tenendo conto dei criteri riportati dalla Direttiva per le zone di mescolamento.

In conclusione, l'utilizzo degli SQA appare coerente come valore di confronto per la matrice sedimento, nell'ambito del monitoraggio eseguito ai sensi dell'art. 104 del D.lgs 152/2006 presso le piattaforme offshore, tenendo conto della tipologia puntuale di immissione dello scarico. Tuttavia, tale confronto è funzionale alla sola valutazione dello stato chimico dei sedimenti prelevati all'interno della zona dei 500 metri dalla struttura, mentre non è correlabile alla classificazione dello stato chimico del corpo idrico superficiale, così come prevista dalla Direttiva Quadro sulle Acque, ovvero dal DLgs 152/2006, né se ne può dedurre il non raggiungimento del Buono Stato ambientale relativamente al Descrittore 8 della Direttiva Strategia Marina per la sottoregione Mar Adriatico.

Le considerazioni di seguito riportate in merito agli andamenti spaziali e temporali dei principali parametri misurati si basano su un set consolidato di dati emersi dalle attività di monitoraggio svolte da ISPRA nel periodo 2008-2017 e sono relative all'insieme di tutte le piattaforme, pertanto tali considerazioni hanno un valore generale che non può essere applicato ad una specifica installazione.

Metalli

Arsenico. Lo studio degli andamenti dei valori di concentrazione non ha rilevato una variabilità significativa ($p > 0,05$, PERMANOVA) in funzione della distanza dalla piattaforma. Nel grafico di *Figura 5.3-154* si rileva un incremento simile per tutte e 4 le distanze nel corso del tempo.

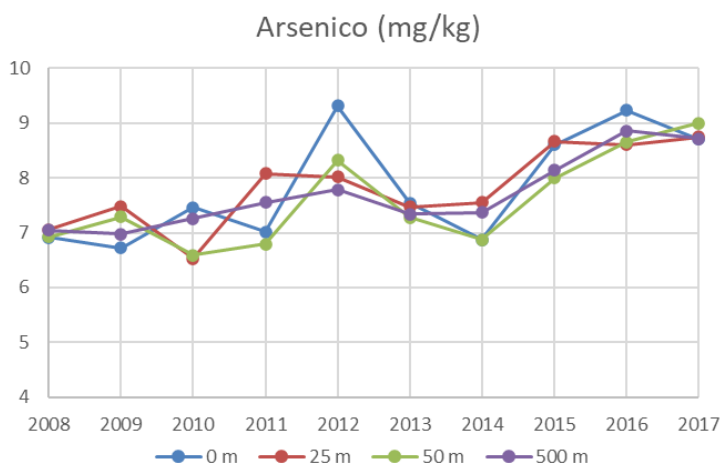


Figura 5.3-154: Andamento temporale della media dell'Arsenico nel sedimento in funzione della distanza dalla piattaforma.

La percentuale dei campioni che hanno registrato concentrazioni superiori allo SQA fissato per questo elemento (12 mg/kg), è stata inferiore al 10%, confermando l'assenza di un evidente gradiente in funzione della distanza dalla piattaforma (*Tabella 5.3-47*). Infine i valori massimi misurati non hanno mai superato il doppio del valore dello SQA.

Tabella 5.3-47: Frequenza di campioni in cui l'Arsenico ha superato l'SQA (12 mg/kg).

distanza	n. campioni totali	n. campioni > SQA	% campioni > SQA
0 m	362	18	5,0
25 m	383	32	8,4
50 m	378	23	6,1
500 m	383	28	7,3

Bario. Per il bario, che rappresenta un componente della barite, una delle sostanze utilizzate come regolatore di peso nei fluidi a base acquosa nel processo di perforazione dei pozzi, è emersa una significativa correlazione con la distanza dalla piattaforma ($p < 0,001$, PERMANOVA). La linea che rappresenta la media annua dei valori di concentrazione rilevati nei sedimenti posti a 500 metri di distanza dalle strutture si

Per esclusiva finalità di completezza di argomentazione, si riporta che nel 2013 la Direttiva 2008/105 è stata emendata dalla Direttiva 2013/39/UE, e pertanto, allo stato attuale, a livello comunitario, gli standard di qualità ambientale per la definizione del buono stato chimico superficiale sono quelli definiti dalla Direttiva 2013/39/UE.

discosta dalle linee che rappresentano l'andamento delle concentrazioni rilevate a distanze minori (0, 25 e 50 metri) (Figura 5.3-155).

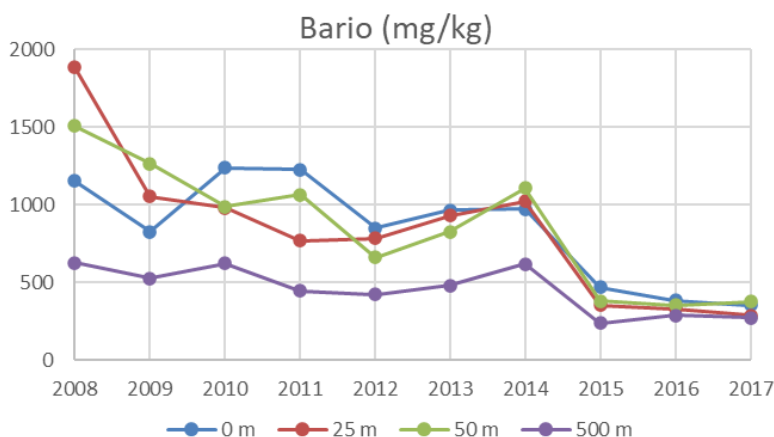


Figura 5.3-155: Andamento temporale della media del Bario nel sedimento in funzione della distanza dalla piattaforma.

Come si può vedere dal grafico (Figura 5.3-155), i valori più bassi sono stati registrati sempre nella stazione più distante (500m). Inoltre si registra un significativo decremento delle concentrazioni nel corso del tempo, in particolare nel triennio 2015-2017.

Cadmio. Gli andamenti temporali, nonostante siano stabili nel corso dei 10 anni di monitoraggio, sono risultati statisticamente ($p < 0.01$, PERMANOVA) differenti l'uno dall'altro (Figura 5.3-156).

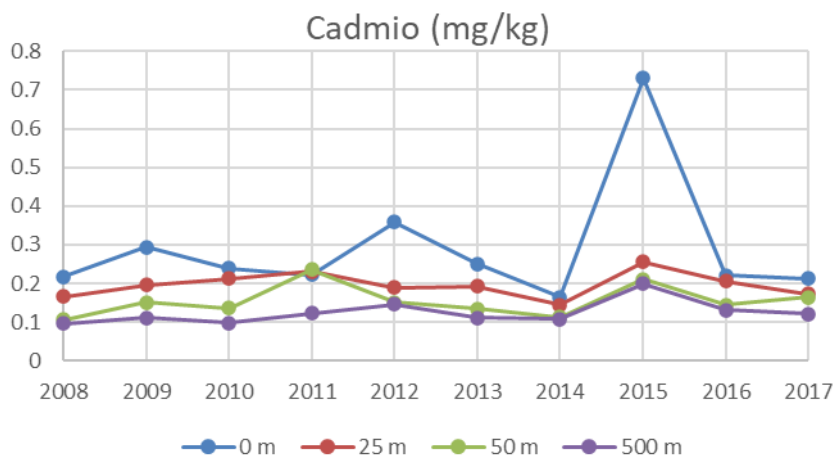


Figura 5.3-156: Andamento temporale della media del Cadmio nel sedimento in funzione della distanza dalla piattaforma.

Per quanto riguarda il gradiente spaziale, cioè l'andamento dei valori di concentrazione nei sedimenti rispetto alla distanza di ciascuna struttura, è evidente l'influenza della piattaforma non solo dal grafico ma anche dalla frequenza dei superamenti dello SQA (0.3 mg/kg). Il numero di campioni in cui si è registrato un superamento dello SQA diminuisce con l'aumentare della distanza dall'installazione (Tabella 5.3-48). Infine i valori massimi misurati hanno superato anche di 4-5 volte il valore dello SQA.

Tabella 5.3-48: Frequenza di campioni in cui il Cadmio ha superato l'SQA (0.3 mg/kg).

distanza	n. campioni totali	n. campioni > SQA	% campioni > SQA
0 m	362	78	21.5
25 m	383	46	12.0
50 m	378	22	5.8
500 m	383	4	1.0

Cromo. Gli andamenti temporali, nel corso dei 10 anni di monitoraggio mostrano valori di concentrazione pressoché costanti lungo l'intero arco temporale. (Figura 5.3-157). Non si registrano neanche differenze spaziali rispetto alle distanze delle stazioni dalla singola piattaforma.

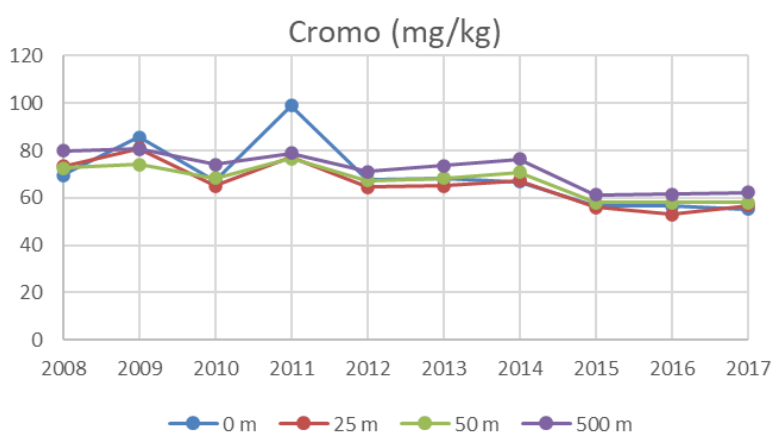


Figura 5.3-157: Andamento temporale della media del Cromo nel sedimento in funzione della distanza dalla piattaforma.

Tuttavia, la percentuale dei superamenti dello SQA (50 mg/kg) è stata molto alta: in oltre il 60% dei campioni di sedimento, compresi quelli prelevati a 500 m dall'installazione, il cromo è risultato presente con concentrazioni superiori allo SQA (Tabella 5.3-49). È possibile ipotizzare che la distribuzione spaziale di questo metallo sia influenzata principalmente da fattori geo-chimici del sedimento caratteristici dell'area di indagine.

Tabella 5.3-49: Frequenza di campioni in cui il Cromo ha superato l'SQA (50 mg/kg).

distanza	n. campioni totali	n. campioni > SQA	% campioni > SQA
0 m	362	234	64,5
25 m	383	226	59,2
50 m	378	228	60,5
500 m	383	254	66,5

Mercurio. L'andamento temporale, dopo una evidente variabilità riscontrata nel periodo iniziale (2008-2010), in cui sono stati registrati i valori di concentrazione più elevati, è risultato abbastanza stabile, con concentrazioni che non hanno evidenziato né un significativo gradiente temporale né un significativo gradiente spaziale (Figura 5.3-158).

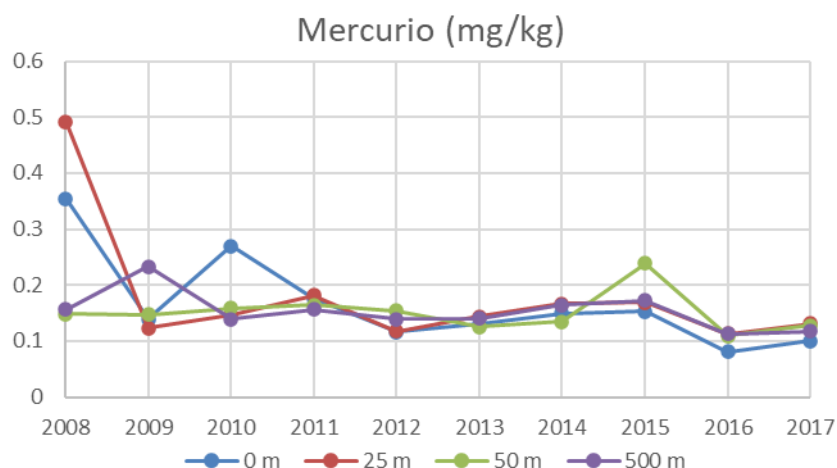


Figura 5.3-158: Andamento temporale della media del Mercurio nel sedimento in funzione della distanza dalla piattaforma.

Per quanto riguarda le valutazioni rispetto allo SQA (0.3 mg/kg), si registra un numero più alto di superamenti a distanze maggiori (Tabella 5.3-50). Tuttavia, in corrispondenza delle stazioni più vicine alla piattaforma, sono stati rilevati i valori di concentrazione più alti che, in alcuni casi (stazioni a 0 e 25 m), hanno superato anche di un ordine di grandezza il valore dello SQA.

Tabella 5.3-50: Frequenza di campioni in cui il Mercurio ha superato l'SQA (0,3 mg/kg).

distanza	n. campioni totali	n. campioni > SQA	% campioni > SQA
0 m	361	28	7.8
25 m	382	39	10.2
50 m	377	47	12.5
500 m	382	58	15.2

Piombo. Gli andamenti dei livelli di accumulo nei sedimenti sono risultati abbastanza stabili nel tempo (Figura 5.3-159). Si rileva, tuttavia, come i valori più elevati siano stati osservati nelle stazioni più vicine alla struttura, ipotizzando una probabile influenza delle attività collegate all'estrazione degli idrocarburi. Sottoponendo i dati ad analisi statistica (test One-Way PERMANOVA) i valori di concentrazione nei campioni raccolti nella stazione a 500m sono risultati significativamente differenti da quelli dei campioni prelevati nelle stazioni più vicine ($p < 0.01$, PERMANOVA).

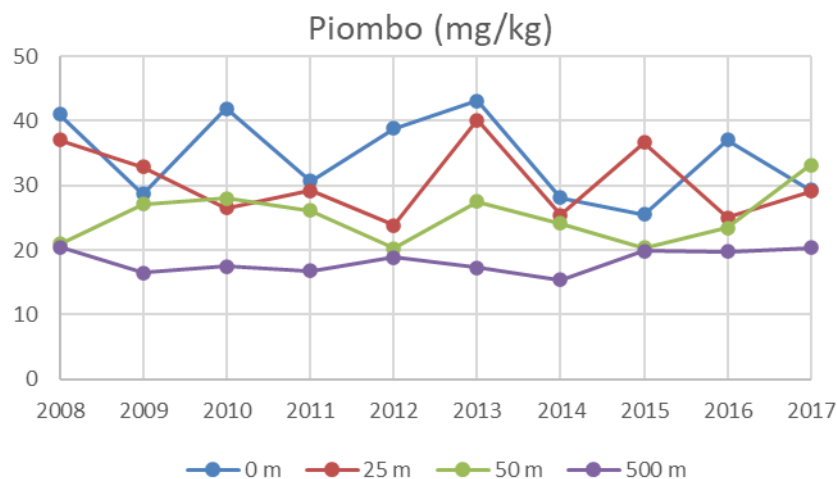


Figura 5.3-159: Andamento temporale della media del Piombo nel sedimento in funzione della distanza dalla piattaforma.

Anche il gradiente delle frequenze di superamento dell'SQA (30 mg/kg) rispetto alla distanza alla piattaforma è significativo e indicherebbe una chiara influenza della piattaforma che si estenderebbe a volte anche fino a 500 m dalla struttura (Tabella 5.3-51). Tuttavia mentre fino a 50 m dalla struttura sono stati misurati valori di concentrazione fino a 10 volte superiori allo SQA, a 500 m i massimi registrati sono risultati al massimo due volte lo SQA.

Tabella 5.3-51: Frequenza di campioni in cui il Piombo ha superato l'SQA (30 mg/kg).

distanza	n. campioni totali	n. campioni > SQA	% campioni > SQA
0 m	361	119	33.0
25 m	382	99	25.9
50 m	377	79	21.0
500 m	382	40	10.5

Zinco. Anche questo analita, come il piombo, ha evidenziato un netto gradiente spaziale dei livelli di accumulo nei sedimenti con valori significativamente decrescenti man mano che ci si allontana dalla piattaforma (Figura 5.3-160). Inoltre i picchi di concentrazione più elevati, compresi tra 3000 e 10000 mg/kg, sono stati osservati in particolare nelle stazioni più vicine alla piattaforma, mentre nelle stazioni poste a 500 m hanno raggiunto il valore massimo di 300 mg/kg. Sottoponendo i dati ad analisi statistica (test One-Way PERMANOVA) è emerso che le concentrazioni nei campioni raccolti nella stazione a 500 m sono risultate significativamente differenti da quelle di campioni prelevati nelle stazioni più vicine ($p < 0.01$), mentre i valori nella stazione a 50 m sono risultati significativamente dissimili sia da quelli a 500m sia da quelli a 0m ($p = 0.01$).

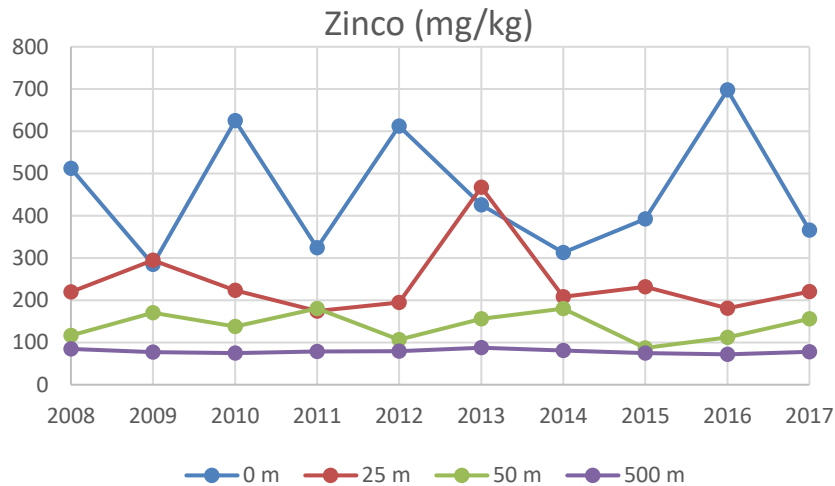


Figura 5.3-160: Andamento temporale della media dello Zinco nel sedimento in funzione della distanza dalla piattaforma.

Idrocarburi

Idrocarburi totali C₁₀-C₄₀. Per quanto riguarda gli idrocarburi alifatici sono state prese in considerazione le concentrazioni totali nel range C₁₀-C₄₀.

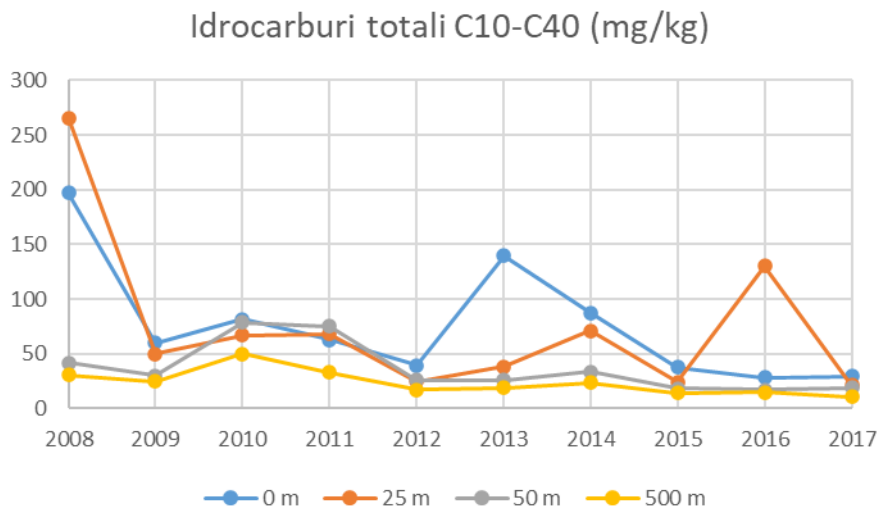


Figura 5.3-161: Andamento temporale della media dello idrocarburi totali C₁₀-C₄₀ nel sedimento in funzione della distanza dalla piattaforma.

Gli andamenti dei valori medi rilevati nelle stazioni poste alle diverse distanze dalle installazioni mostrano concentrazioni più elevate nelle stazioni poste a 0 e 25 m di distanza dall'installazione; in alcuni casi tali concentrazioni hanno superato il valore di 1000 mg/kg, anche se questi picchi sono stati misurati solo in un esiguo numero di piattaforme. I valori più elevati sono stati osservati nell'anno 2008, nel 2013 e nel 2016. Non essendoci un valore di riferimento a livello nazionale e internazionale per questo parametro il cui superamento indichi una potenziale pericolosità per gli organismi marini, sono stati valutati i superamenti delle concentrazioni misurate rispetto al valore di 100 mg/kg ritenuto in letteratura indicatore di contaminazione di origine petrogenica (Volkman et al., 1992).

Come si evince dalla *Tabella 5.3-52*, le frequenze di superamento del valore indicatore di potenziale contaminazione petrogenica decresce man mano che ci si allontana dalla piattaforma indicando, anche in questo caso, un presumibile effetto legato alla presenza stessa della piattaforma e dal complesso di attività che la interessano.

Tabella 5.3-52: Frequenza di campioni in cui gli idrocarburi totali C₁₀-C₄₀ hanno superato il valore di 100 mg/kg.

distanza	n. campioni totali	n. campioni > 100 mg/kg	% campioni > 100 mg/kg
0 m	357	36	10.1
25 m	379	23	6.1
50 m	379	17	4.5
500 m	379	5	1.3

Idrocarburi Policiclici Aromatici (IPA). Sono state prese in considerazione le concentrazioni degli IPA totali, cioè la somma dei 16 congeneri analizzati.

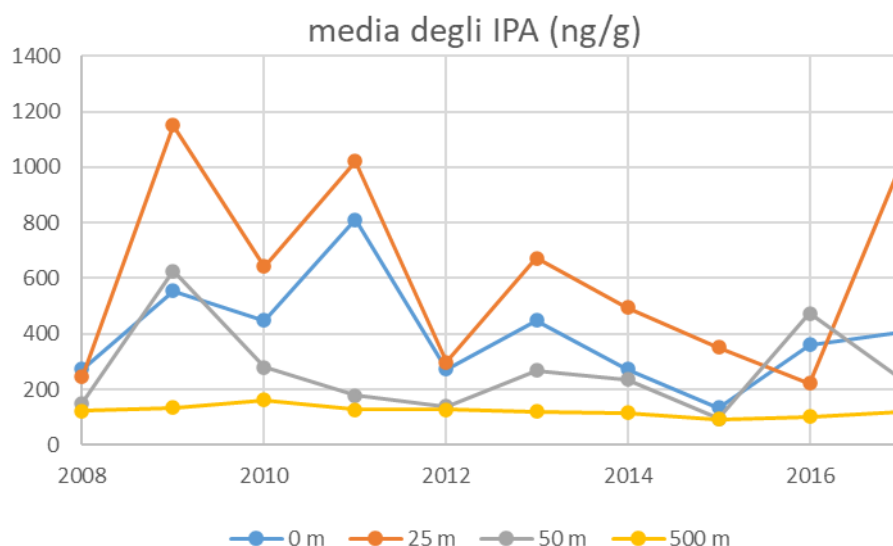


Figura 5.3-162: Andamento temporale della media degli IPA nel sedimento in funzione della distanza dalla piattaforma.

Dall'analisi del grafico è evidente una netta distinzione tra gli andamenti dei valori medi associati alle stazioni poste a 0, 25 e 50 m dalle piattaforme, dove sono stati misurati i livelli di accumulo maggiori, e quello delle stazioni più distanti e poste a 500 m ($p < 0.01$, PERMANOVA) (*Figura 5.3-162*). Per quanto riguarda il trend temporale dal grafico dell'andamento dei valori medi sembra evidenziarsi un decremento dei valori nel tempo (*Figura 5.3-162*), che risulta più chiaro nel grafico in cui è riportato l'andamento della mediana, un indice statistico sintetico che a differenza della media riduce il contributo dei valori posti agli estremi della distribuzione (*Figura 5.3-163*).

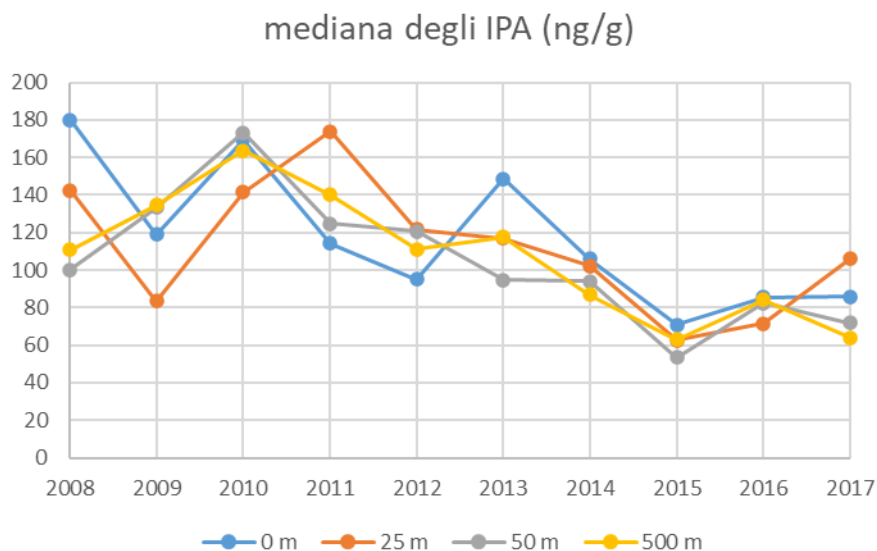


Figura 5.3-163: Andamento temporale della mediana degli IPA nel sedimento in funzione della distanza dalla piattaforma.

Come valore di riferimento, poiché non esiste un SQA per la sommatoria degli IPA, è stato scelto come riferimento il valore di 1000 ng/g indicato da Baumard et al. (1998) come valore al di sopra del quale si è in presenza di un elevato livello di contaminazione. Alcuni studiosi (Johnson et al., 2002), inoltre, hanno verificato che al di sopra di 1000 ng/g di IPA totali, vi è un rischio, anche se minimo, che si manifestino effetti tossici su pesci demersali. Come si può vedere dalla Tabella 5.3-53, il maggior numero di campioni caratterizzati da un elevato livello di contaminazione è stato rilevato a 0 e 25 m dalle piattaforme. In alcune piattaforme viene superato il valore di 5000 ng/g, indicatore di livello di inquinamento molto elevato (Baumard et al, 1998).

Tabella 5.3-53: Frequenza di campioni in cui gli IPA hanno superato il valore di 1000 ng/g.

distanza	n. campioni totali	n. campioni > SQA	% campioni > SQA
0 m	355	33	9.3
25 m	379	52	13.7
50 m	375	17	4.5
500 m	380	0	0.0

In sintesi, l'analisi dei dati relativi alle concentrazioni di alcuni parametri investigati, misurati nel periodo 2008-2017, ha evidenziato un incremento di alcuni contaminanti nei sedimenti più prossimi alle installazioni offshore e pertanto presumibilmente riconducibili alle attività delle piattaforme e/o alle attività riconducibili al processo estrattivo. Le più alte concentrazioni, sia in termini di frequenza che in valore assoluto, sono state, infatti, rilevate nelle stazioni posizionate entro i primi 25-50 m di distanza dalle piattaforme ed in particolare per gli IPA, gli Idrocarburi totali C10-C40 e per zinco, bario, cadmio e piombo.

Per quanto riguarda, infine, il triennio 2018-2021, come accennato all'inizio, il Piano di Monitoraggio è stato affidato ad una associazione temporanea di Enti Tecnici. I dati sono in corso di valutazione da parte di ISPRA che ha proseguito l'attività di supporto al MiTE per la valutazione degli impatti derivanti dallo scarico a mare o dalla re-iniezione in unità geologiche profonde.

Dall'analisi preliminare di questi dati si confermano i trend spazio-temporali evidenziati nel periodo 2008-2017.

5.3.19. Fisiografia dei fondali e batimetria

La particolare morfologia della nostra Penisola determina la suddivisione del Mediterraneo nei due principali bacini semichiusi: il Mediterraneo occidentale, delimitato dal canale di Sicilia e caratterizzato da ampie piane abissali, e il Mediterraneo orientale, molto più irregolare e dominato dal sistema della dorsale mediterranea.

I valori di batimetria del Mare Mediterraneo hanno un intervallo molto ampio, poiché si alternano delle aree di piattaforma continentale come il Mare Adriatico e la piattaforma Tunisina, che hanno una profondità inferiore ai 100 m, con delle aree dove il mare è più profondo come il Mar Tirreno, il Mar Ionio e alcune aree del Mar di Levante dove si raggiungono delle profondità di 4000-5000 m.

Le informazioni riportate nel seguito sulla fisiografia e la batimetria dei fondali caratterizzanti le tre sottoregioni ("Mediterraneo occidentale", "Mar Ionio e Mediterraneo centrale" e "Mar Adriatico") individuate con D.Lgs. n. 190 del 13 ottobre 2010 sono riprese, talvolta integralmente per comodità di trattazione, dai report sulla valutazione iniziale delle caratteristiche fisiche del mare (MSFD, 2012), redatti da ISPRA nell'ambito dei suoi incarichi istituzionali e di supporto al MATTM per l'applicazione della Direttiva 2008/CE/56.

a. Mediterraneo occidentale

In prossimità della costa della Liguria la piattaforma continentale è molto ristretta (di ampiezza pari a circa 8 km) e presenta caratteristiche geomorfologiche che ricalcano quelle della catena montuosa retrostante. La scarpata è solcata da una serie di *canyon* sottomarini, che confluiscono verso un *canyon* orientato principale a SO verso il Mar della Corsica, dove il bacino raggiunge profondità di 2.200 m. Questi *canyon* veicolano grandi quantità di materiale proveniente dall'erosione delle terre emerse e dai processi di franamento sottomarino verso le profondità abissali. Il *canyon* di La Spezia, con il suo corso in direzione est-ovest, attraversa e incide fortemente la piattaforma che da qui verso sud diventa più estesa.

La parte orientale del mar Ligure, antistante le coste della Toscana settentrionale, è più articolata, con una piattaforma continentale più estesa e movimentata da una serie di alti fondali che talvolta emergono dando origine alle numerose isole dell'arcipelago toscano. Anche la parte superiore della scarpata continentale, poco acclive, è articolata in una serie di dorsali che seguono l'andamento della linea di costa. Attorno agli 800 m di profondità la scarpata diviene molto acclive e solcata da fitte incisioni parallele con direzione est-ovest, che arrivano direttamente nell'area bacinale.

La parte settentrionale del Tirreno è caratterizzata da un'estesa piattaforma continentale, che protende dalla costa peninsulare sino alle isole dell'arcipelago toscano (dorsale dell'Elba) ed è delimitata ad ovest dal bacino Corso, orientato N-S.

Il Tirreno centro-meridionale è caratterizzato da un'ampia zona batiale, suddivisa in due sottobacini (Vavilov e Marsili), che raggiunge profondità elevate sino a circa 4000 m. Qui sono presenti numerosi edifici vulcanici sottomarini: il Monte Marsili, il più grande apparato vulcanico del Mediterraneo (avente un diametro di oltre 50 km, ed altezza pari a circa 3.265 m, con la sommità a 540 m dalla superficie del mare), attorno al quale si elevano altri vulcani "satelliti" dalle dimensioni ragguardevoli come Alcione e Lametini. Tra Sardegna e Lazio si trovano, infine, altri vulcani sommersi di grandi dimensioni (come Magnaghi e Vavilov), alcuni di questi emersi nella parte apicale (isole Eolie, Isola di Ustica).

Tra queste zone batiali e la piattaforma continentale, la scarpata continentale è interessata da fenomeni di instabilità causati dalla presenza di una serie di bacini sedimentari di origine tettonica (es. bacino Sardo, di Cornaglia, di Cefalù, di Gioia, di Paola). La scarpata, inoltre, è solcata da importanti *canyon*, sia nella parte occidentale (*canyon* di Orosei, di Sarrabus, di Posada), sia nella parte sud-occidentale (*canyon* di Paola, dell'Angitola, di Gioia, di Milazzo, di Niceto, afferenti alla più profonda valle di Stromboli).

La piattaforma continentale peritirrenica è di ampiezza variabile; piuttosto estesa nella parte nord-orientale antistante le coste toско-laziali, mediamente estesa in corrispondenza delle coste campane, sicule e sarde, fino ad assottigliarsi sensibilmente lungo le coste calabre. Si protende verso il bacino in corrispondenza delle principali isole tirreniche occidentali (arcipelago Campano, isole Pontine) e del promontorio del Cilento.

Il mar di Sardegna comunica con il mar Tirreno a nord attraverso le bocche di Bonifacio e a sud in prossimità di Capo Spartivento.

A nord un canale di mare stretto fino a 11 Km fra Sardegna e Corsica, con profondità di poco superiori ai 50 m, costituisce le Bocche di Bonifacio. La morfologia è quella tipica delle coste di sommersione, con forme ereditate da ambienti un tempo emersi. La piattaforma esterna è pianeggiante, ricoperta da sedimenti bioclastici ed è soggetta a importanti processi di trasporto da corrente (es. dune idrauliche, ripples e mega-ripples). La scarpata estesa verso il bacino provenzale è incisa da un *canyon* che suddivide la piattaforma del canale di Bonifacio da quella del golfo dell'Asinara. Nel versante occidentale sardo la parte settentrionale fra capo Caccia e l'Asinara comprende una piattaforma poco estesa e una ripida scarpata.

Il settore centrale del mar di Sardegna ospita una piattaforma continentale estesa che si raccorda attraverso una scarpata continentale piuttosto accidentata, anche se non molto inclinata, alla grande piana abissale delle Baleari, profonda tra i 2.600 m e i 2.800 m. La penisola del Sinis protende verso mare interrompendo la continuità della piattaforma. In questo punto la scarpata è incisa da importanti valli sommerse.

Nella parte meridionale la piattaforma continentale vira verso est mantenendo la sua estensione fino al golfo di Cagliari e interrompendosi in corrispondenza di capo Carbonara. Tutto il lato orientale del golfo di Cagliari presenta un versante molto acclive che costituisce la continuazione a mare del Graben del Campidano. Lungo il versante meridionale della Sardegna la scarpata è molto articolata e costituisce il versante settentrionale di un bacino allungato in direzione NO-SE, profondo fino a 1200 m, che si raccorda a NO con il mar Tirreno e a SE col *canyon* sardo-tunisino, drenando una massa di sedimenti che vanno a costituire il conoide sardo-maghebbino. Una dorsale denominata "Ichnusa seamount" separa tale bacino dal *canyon* sardo-siculo, che si dirige verso il mare Tirreno con una profondità di circa - 2000 m.

b. Mar Ionio e Mediterraneo centrale

Il Mar Ionio è caratterizzato geologicamente dalla subduzione della placca africana sotto l'arco calabro e questo ne fa una delle aree geologicamente più attive del nostro Paese.

Il Mare Ionio orientale è costituito da un bacino profondo fino a 4000 m, con una piattaforma continentale variamente articolata. La piattaforma continentale è piuttosto ampia nel golfo di Taranto, dove raccoglie l'apporto di numerosi corsi d'acqua dal versante lucano e calabro-settentrionale (il più importante è il fiume Crati). Per tale motivo essa è in accrescimento deposizionale e il suo limite esterno prograda lentamente verso il bacino.

Il raccordo con l'area bacinale più profonda del Mediterraneo centrale è costituito dall'ampia valle di Taranto. La scarpata continentale è generalmente acclive e piuttosto estesa e articolata e si raccorda alla valle di Taranto (o fossa Bradanica), che divide in due il golfo di Taranto in un settore apulo e un settore calabro-lucano. A sud-ovest la scarpata è solcata da un bacino sedimentario allungato parallelamente alla valle di Taranto. Sul versante calabro, dal golfo di Squillace fino a capo Spartivento, la piattaforma è molto ridotta e la scarpata è solcata da numerosi canyon e da canali erosivi che drenano l'imponente apporto sedimentario proveniente dall'entroterra verso il bacino di Crotone-Spartivento. Le testate dei *canyon* sono sede di fenomeni franosi e spesso sono suddivise in numerosi tributari che incidono la piattaforma continentale,

spingendosi spesso a poche centinaia di metri dalla costa. La scarpata, inoltre, è interrotta dai rilievi di notevoli dimensioni della dorsale dell'Amendolara alto di Cirò.

Lungo la punta meridionale della Calabria, il versante siculo del mar Ionio presenta una piattaforma continentale molto ristretta, quasi inesistente, con l'eccezione dei golfi di Catania, di Augusta e di Noto. La scarpata continentale è molto ripida e sede di flussi gravitativi di sedimento grossolano. Il raccordo con la piana batiale è costituito dalla valle di Messina che ha origine dall'omonimo stretto, sede di forti correnti che mobilizzano grandi quantità di sedimento grossolano. Verso ovest, il Mar Ionio è delimitato da una profonda scarpata, la Scarpata di Malta, che con un salto di 3000 m separa il Mar Ionio dal Mediterraneo occidentale. Il versante siciliano del Mediterraneo centrale è costituito in gran parte da un'area di piattaforma molto vasta, in continuità con la piattaforma continentale africana a nord-ovest, e con la piattaforma di Malta a sud-ovest. La piattaforma è articolata nella porzione centrale in una serie di aree tabulari detti banchi (banco Graham, banco Avventura, banco di Pantelleria) con profondità intorno ai 400 m. Queste aree sono caratterizzate da forti correnti e dalla totale assenza di apporti terrigeni, favorendo quindi una sedimentazione prevalentemente biogenica.

Un bacino di origine tettonica, allungato in direzione della costa sicula, separa l'area a banchi dalla costa sicula con profondità che arrivano agli 800 m. Altri bacini di origine tettonica, con profondità più elevate dell'ordine dei 1500 m circa di profondità, separano la piattaforma sicula da quella tunisina (es. bacino di Pantelleria, bacino di Linosa, bacino di Malta).

Le isole Pelagie emergono dalla scarpata africana; anche la piattaforma che circonda l'isola di Linosa è collegata con un sottile istmo sommerso al versante africano.

c. Mar Adriatico

Il Mare Adriatico è uno stretto bacino allungato in direzione NO-SE e compreso fra la penisola italiana e quella balcanica. Il mare Adriatico settentrionale è costituito esclusivamente da una zona di piattaforma continentale con basse profondità (l'intera area a nord della foce del Po è profonda meno di 35 metri) e un basso gradiente di acclività lungo il suo asse ($0,01^\circ$). La fascia sommersa adiacente alla costa è morfologicamente uniforme fino alla profondità di -10 m ed è caratterizzata dalla presenza di diffuse emanazioni gassose biogeniche, dovute al rapido decadimento di materiale organico intrappolato nei sedimenti argillosi proveniente dai fiumi. La restante area è articolata in aree a rilievi irregolari di modesta altezza (pochi metri) interrotti da incisioni poco marcate e discontinue. Questa morfologia è in parte derivata dalla fase geologicamente recente di emersione dell'area. La caratteristica di questa sub-area è di essere la prosecuzione sommersa della vasta pianura padano-veneta a cui si raccorda attraverso un'area costiera caratterizzata dall'alternanza di lunghi litorali sabbiosi, importanti apparati deltizi e vaste aree lagunari.

I fiumi del mar Adriatico sono responsabili del più alto deflusso fluviale che si riversa nel Mar Mediterraneo. Il fiume Po contribuisce per il 50%, apportando nel mare Adriatico settentrionale una massa d'acqua dolce ($1500 \text{ m}^3\text{s}^{-1}$ media annua) meno densa che interferisce con il regime delle correnti ed ha effetti sull'intero bacino. Il sedimento fluviale, proveniente quasi esclusivamente dalla parte settentrionale e orientale del bacino Adriatico, trasporta alti carichi di materia organica, nutrienti e inquinanti dall'entroterra.

La morfologia e l'orientamento del mare Adriatico influenzano i regimi di marea, determinando le maggiori escursioni di marea nel Mediterraneo e la caratteristica ciclicità. Il mare Adriatico centrale è costituito da due zone di piattaforma continentale convergenti al centro verso un piccolo bacino intra-scarpata (la Depressione meso-adriatica) orientato NO-SE che, con la profondità di 225 m, rappresenta l'area più profonda dell'Adriatico centro-settentrionale.

La parte settentrionale della sub-area ha una pendenza media lungo l'asse dell'Adriatico di circa $0,1^\circ$, con una morfologia piuttosto irregolare derivante dall'ultima acme glaciale. Le pendenze in prossimità della costa, fino alla batimetrica dei 70 m, mostrano un andamento piuttosto costante. Un'estesa area compresa fra i 40 e 70 m di profondità, con una pendenza maggiore (ca 1°), presenta ondulazioni parallele alla costa,

indici di instabilità gravitativa associata a fenomeni di espulsione di fluidi dovuti alla compattazione diagenetica del sedimento.

Il sedimento fluviale, proveniente per la maggior parte dai fiumi appenninici, viene distribuito dalle correnti, a costituire un cuneo sottocosta.

La parte meridionale della sub-area presenta una piattaforma e una scarpata continentale uniformi, separate da un ciglio poco marcato. La piattaforma continentale presenta un gradiente trasversale alla costa inferiore a 0,1° fino a circa 25 m di profondità e un gradiente maggiore, fino a 2,8° dai 25 m ai 100 m di profondità.

A sud l'area è delimitata da una dorsale orientata ENE-OSO, che a tratti emerge a costituire l'arcipelago delle Tremiti, che forma una soglia morfologica fra l'Adriatico meridionale e la depressione meso-adriatica. A partire da questa dorsale, una valle sommersa, delimitata a NNO dal Dosso Gallignani - Soglia di Pelagosa, converge verso la depressione meso-adriatica.

Il mare Adriatico meridionale antistante le coste pugliesi comprende un bacino profondo 1200 m, allungato in direzione N-NO tra la costa italiana e quella balcanica, bordate dalle rispettive piattaforme continentali. La piattaforma continentale pugliese comprende aree di estensione e morfologia variabile conseguenti a deformazioni tettoniche geologicamente recenti. In corrispondenza del golfo di Manfredonia raggiunge la massima estensione ed è caratterizzata da un basso gradiente e da una morfologia uniforme. In corrispondenza del promontorio del Gargano è presente un alto morfologico con profondità inferiore ai -60 m, articolato in rilievi irregolari di pochi metri. La scarpata continentale pugliese si estende tra i -200 m e i -1000 m di profondità ed è caratterizzata da pendenze significative (anche fino a 30°), sede di diffusi e ricorrenti processi di instabilità del fondale (frane e colate di sedimento). Questa area di scarpata rappresenta il settore in cui le due correnti (LIW - Levantine Intermediate Water, LIW) e NadDW - Nord Adriatic Deep Water, NAdDW) si incontrano e interagiscono. L'azione combinata della morfologia e delle correnti determina la formazione di depositi sul fondo da correnti (es. *sediment drifts*) alternati a forme di erosione quali truogoli allungati (*moats*) e solchi erosivi rettilinei (*furrows*).

Verso sud i fondali risalgono fino alla profondità di 800 m in corrispondenza del canale di Otranto, che separa l'Adriatico dal Mar Ionio.

5.3.20. Stato fisico del mare

Qualunque intervento in mare o in ambiente costiero non può prescindere da una solida conoscenza, a scala locale e regionale, dei processi fisici dello stato del mare (onde, maree, correnti e temperatura). A tal fine diventa di primaria importanza la disponibilità di questi dati da analizzare per supportare la progettazione e la manutenzione delle opere marittime, e l'esecuzione di studi di lungo periodo inerenti la dinamica costiera, l'erosione, l'ingegneria costiera e la biologia marina.

Le informazioni di seguito riportate sullo stato fisico del mare sono state riprese, talvolta integralmente, dai report sulla valutazione iniziale delle caratteristiche fisiche del mare redatti da ISPRA nell'ambito dei suoi incarichi istituzionali e di supporto al MATTM per l'applicazione della Direttiva 2008/CE/56 e dall'Annuario dei dati ambientali di ISPRA (2007, 2012, 2016).

Caratteristiche ondametrichi

La disponibilità dei dati ondametrichi mediante le classiche misure in situ da boa a scala nazionale proviene principalmente dalla rete ondametricha nazionale (RON) dell'ISPRA (Figura 5.3-164) e dalle reti osservative a scala regionale. Questi possono essere integrati con dati provenienti da modellistica previsionale, quali i dataset prodotti dall'ECMWF (*European Centre for Medium-range Weather Forecasts*) e dal prodotto ERA INTERIM del servizio CMEMS (*Copernicus Marine Environment Monitoring Service*).

Le analisi più utili per lo studio del clima ondoso in un sito sono le distribuzioni statistiche dell'altezza significativa rispetto al periodo e alla direzione delle onde, che possono essere rappresentate graficamente come rose dei venti (Figura 5.3-164 a). L'ondosità, invece, è un indicatore che classifica lo stato del mare in base all'altezza significativa dell'onda (Figura 5.3-164 b).

Dall'analisi del clima ondoso il Mar Tirreno mostra una certa unidirezionalità degli eventi, mentre nello Ionio e nell'Adriatico sono sempre presenti dei climi almeno bimodali. Il Tirreno è soggetto, inoltre, ad altezze d'onda massime più alte di quelle presenti nell'Adriatico, questo trova ragione non soltanto nei regimi di vento intenso ma anche nella maggiore estensione delle aree in cui il vento è in grado di trasmettere energia alle onde. Le onde più alte sono registrate dalla boa di Alghero; si osserva, inoltre, che ad Alghero è più alto anche il numero di episodi con onde superiori ad almeno 3 m (Figura 5.3-164 a). Il vento che genera la quasi totalità delle mareggiate nella Sardegna occidentale è il Maestrale, e i suoi effetti sono evidenti anche nel Tirreno centrale e meridionale.

Nell'Adriatico le mareggiate hanno spesso direzione da Nord o da Nord Est-Est, meno intense (massimo registrato 6,2 m), sebbene non siano rari casi con onde intorno a 3 m.

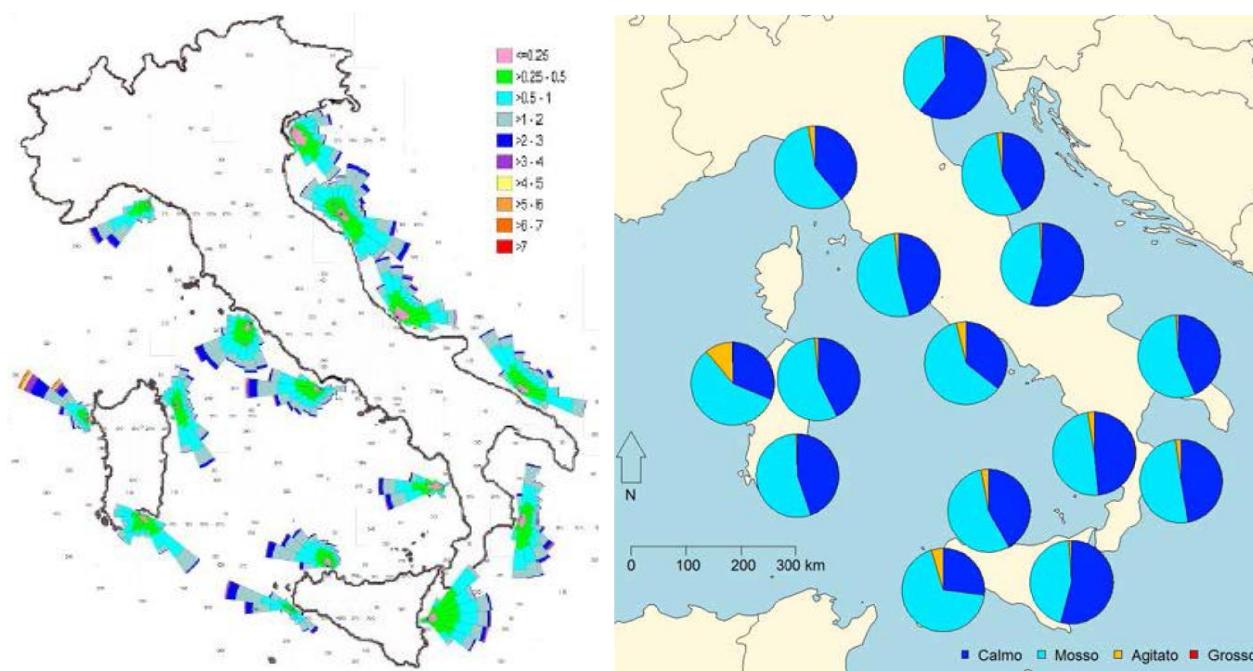


Figura 5.3-164: a) A sinistra: clima ondoso lungo le coste italiane in corrispondenza delle boe RON – La distanza radiale indica la probabilità di un evento nel corrispondente settore direzionale, il colore indica l'altezza d'onda significativa. b) A destra: Ondosità nei mari italiani (2002-2014). Fonte ISPRA (2012, 2016).

Dalla caratterizzazione statistica delle mareggiate (Figura 5.3-165 a) e della distribuzione dell'energia delle onde a costa (Figura 5.3-165 b) si evince, inoltre, che generalmente nei mari occidentali italiani (Tirreno, Ligure, Canale di Sicilia, Mediterraneo centrale) le mareggiate sono più intense e più frequenti rispetto a quando accade lungo le coste orientali (Mar Adriatico e Ionio).

In funzione del numero medio di mareggiate per anno e delle massime altezze registrate è possibile distinguere tre zone (ISPRA, 2012):

- il mar Adriatico, caratterizzato da 12-15 episodi annui e altezze di ritorno tra 5-6 m;

- il mar Ionio, caratterizzato da 8-15 eventi annui con altezze di ritorno di circa 6 m;
- il mar di Sardegna, mar di Sicilia, Tirreno e mar Ligure, caratterizzati da 12-20 episodi annui e altezze di ritorno oltre i 6,8 m.

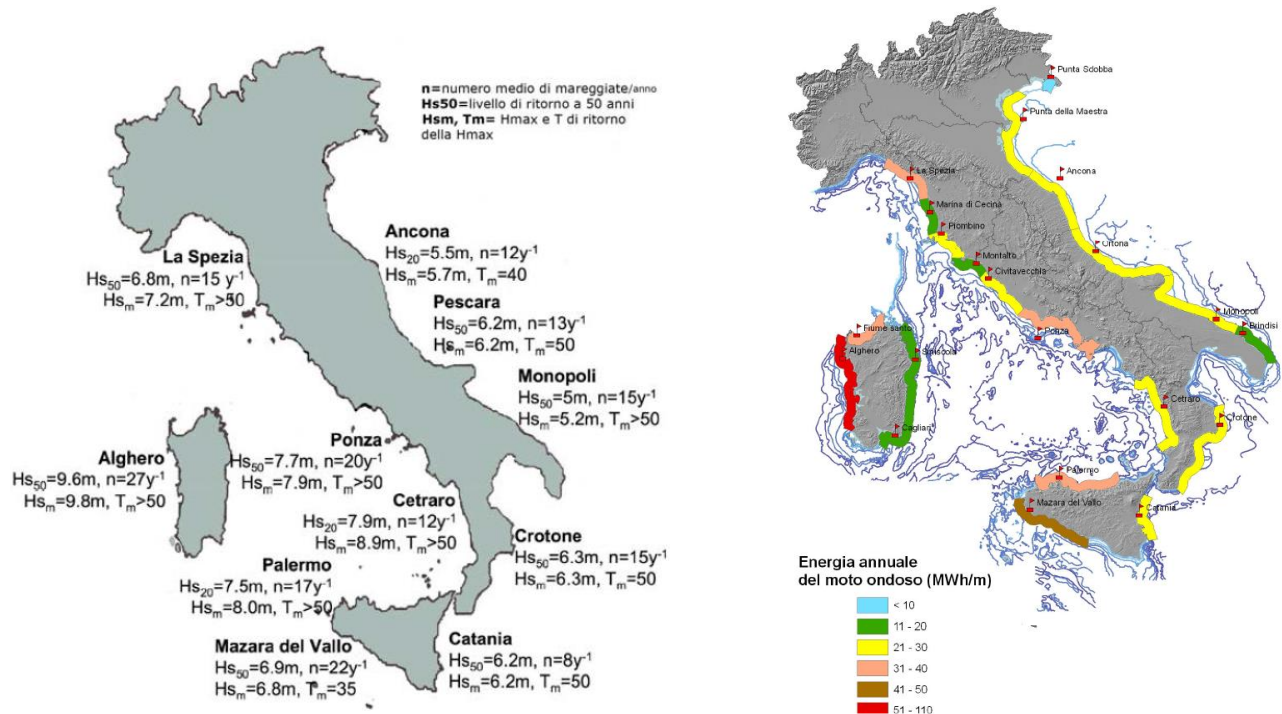


Figura 5.3-165: a) A sinistra: Distribuzione degli eventi estremi lungo le coste italiane. Nota: periodo di ritorno corrispondente al massimo valore osservato in 20 anni (T_m); livello di ritorno corrispondente a 35, 40, o 50 anni (H_{s35} , H_{s40} , H_{s50}), a seconda della estensione della serie temporale a disposizione Fonte ISPRA (2012). b) A destra: Mappa del potenziale energetico medio annuo del moto ondoso al largo delle coste italiane (Peviani et al., 2011).

Caratteristiche mareografiche

I dati mareografici della Rete Mareografica Nazionale (RMN) dell'ISPRA, opportunamente analizzati, forniscono informazioni a scala locale e regionale sulle variazioni di marea.

Nel Mar Mediterraneo l'ampiezza massima delle maree è mediamente 45 cm (con escursioni mediamente comprese tra i 30-70 cm) e le oscillazioni di marea sono di tipo semidiurno misto, con due massimi e due minimi durante la giornata, che si susseguono con valori diversi nel corso del mese con maree minori e maggiori.

Nell'Adriatico, che è un bacino semichiuso, si registrano i valori più alti di marea del Mediterraneo. Nell'alto Adriatico le ampiezze di marea possono superare anche il metro e, in particolari condizioni astronomiche e meteorologiche, quali forte vento di scirocco, si possono avere innalzamenti eccezionali del livello del mare, che provocano nella laguna veneta, sia per l'orografia della zona sia per le note problematiche di subsidenza, l'invasione del mare di ampi spazi terrestri per alcune ore, dando luogo al noto fenomeno di acqua alta a Venezia.

La repentina variazione del livello del mare è fenomeno non usuale per le coste tirreniche dell'Italia centromeridionale, ma è abbastanza frequente in alcuni tratti delle coste italiane, ad esempio nel canale di Sicilia, dove è associato a particolari condizioni meteo-climatiche.

La Rete Mareografica Nazionale (RMN, Figura 5.3-166), con 36 stazioni uniformemente distribuite sul territorio, è oggi tra le più importanti reti di misura del livello del mare presente nel Mediterraneo.

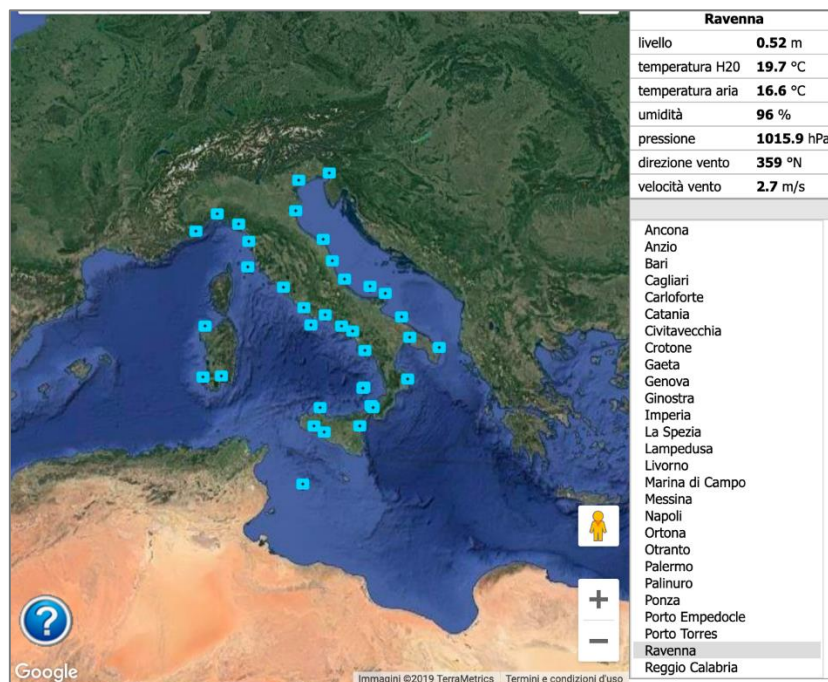


Figura 5.3-166: Rete Mareografica Nazionale: siti di misura. Fonte: ISPRA (2019).

Circolazione generale

Il Mare Mediterraneo è un mare semi-chiuso, comunicante con l'Oceano Atlantico (ad Ovest) attraverso lo stretto di Gibilterra e con il Mare di Marmara e il Mar Nero (ad Est) attraverso lo stretto dei Dardanelli. I moti a grande scala si innescano principalmente a causa degli scambi con l'Oceano Atlantico per compensare le differenze di densità e dei livelli marini. Il Mare Mediterraneo, infatti, è considerato un bacino di concentrazione, poiché le perdite di acqua dovute all'evaporazione eccedono le entrate di acqua provenienti da fiumi e piogge. I due sottobacini principali, il Mediterraneo Occidentale e il Mediterraneo Orientale, sono collegati tra loro dallo Stretto di Sicilia e presentano un notevole dislivello batigrafico che ostacola la circolazione completa delle masse d'acqua.

Il bacino è caratterizzato da una circolazione anti-estuarina poiché, in corrispondenza dello stretto di Gibilterra, le acque superficiali atlantiche (Atlantic Water – AW) entrano nel Mediterraneo mentre acque profonde ne fuoriescono, con un'interfaccia posta a circa 150 m di profondità. Questo scambio porta all'interno del bacino acqua poco salata di origine atlantica, e verso l'oceano Atlantico acqua salata e ricca di nutrienti che ha origine nella zona orientale del bacino (Levantine Intermediate Water – LIW). L'acqua superficiale di origine atlantica, meno densa e più fredda, occupa lo strato superiore tra i 50 - 100 m e crea una corrente che si sposta da ovest verso est nel Mediterraneo. Ad Est dello Stretto di Gibilterra, a causa

dell'evaporazione e del rimescolamento con le acque circostanti, l'acqua atlantica aumenta il suo valore di salinità migrando verso la parte orientale del bacino. All'altezza dello Stretto di Sicilia l'acqua atlantica prende il nome di acqua atlantica modificata (Modified Atlantic Water – MAW) poiché raggiunge maggiori valori di densità.

Nel Mar Mediterraneo si possono distinguere tre masse d'acqua sovrapposte, acque superficiali, intermedie e profonde, ognuna con diversi valori di temperatura e di salinità. Le acque intermedie e profonde derivano da fenomeni di trasformazione delle acque superficiali (Deep Water Formation – DWF) in determinati siti del bacino.

Le acque intermedie che si formano nel bacino Levantino, principalmente in corrispondenza di Rodi, sono dette Levantine Intermediate Water (LIW), si formano tramite processi di convezione che avvengono nel periodo invernale e dal bacino levantino orientale si propagano verso il bacino occidentale a 200-300 m di profondità, mescolandosi gradualmente con le masse d'acqua circostanti.

Le principali acque profonde del Mediterraneo Occidentale (Western Mediterranean Deep Waters, WMDW) e quelle del Mediterraneo Orientale (Eastern Mediterranean Deep Waters, EMDW) si formano rispettivamente nell'area del Golfo del Leone e nel Mar Adriatico Meridionale.

Il Nord Atlantico ricopre un ruolo molto importante per quanto riguarda la circolazione termalina, siccome è il principale sito di formazione delle acque profonde (e di fondo).

A causa del vento, le regioni settentrionali sono caratterizzate da strutture di tipo ciclonico (senso anti-orario) mentre nelle regioni meridionali abbiamo delle strutture di tipo anti-ciclonico (senso orario).

La direzione e l'intensità del vento lungo la costa influenzano anche la formazione dell'upwelling costiero, un fenomeno di corrente verticale che sposta acque più profonde, fredde e ricche di nutrienti, che vanno a rimpiazzare le acque superficiali trascinate dal vento verso il largo. Questo fenomeno di ricircolo locale è molto importante perché ha un notevole impatto sulla fauna ittica locale.

L'individuazione delle aree più favorevoli allo sviluppo del fenomeno di *upwelling* è disponibile in ISPRA (2007) ed è stata effettuata attraverso il calcolo delle frequenze di eventi ventosi in direzione parallela alla costa, utilizzando i dati provenienti dalle stazioni della Rete Mareografica Nazionale.

In accordo con il D.Lgs. n. 190 del 13/10/2010, che recepisce la Direttiva 2008/CE/56, le informazioni di seguito riportate sull'andamento della circolazione generale del Mar Mediterraneo è stata articolata nelle tre sottoregioni "Mediterraneo occidentale", "Mar Ionio e Mediterraneo centrale" e "Mar Adriatico".

In particolare, in Figura 5.3-167 si riportano le mappe dei valori medi annuali dell'intensità e della direzione delle correnti in corrispondenza della superficie, derivanti dal modello numerico per il Mar Mediterraneo del progetto MyOcean e rappresentative del periodo 2001-2010 (MSWD, 2012).

Segue poi un quadro sintetico delle condizioni individuate come favorevole per la generazione di fenomeni di *upwelling* a scala nazionale.

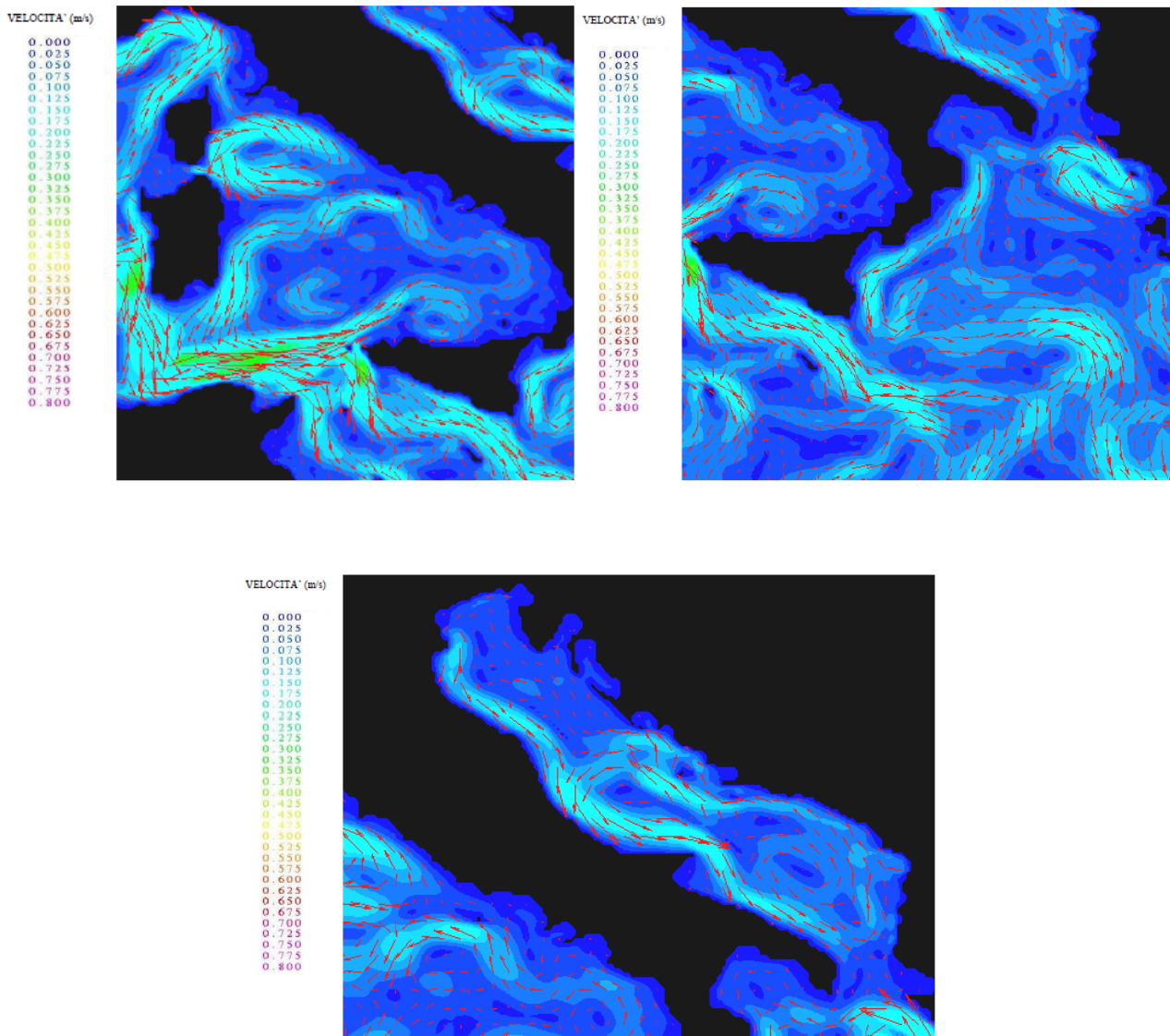


Figura 5.3-167: Velocità media sulla superficie libera (media dal 2001 al 2010) per i diversi sottobacini: Mediterraneo occidentale, Mar Ionio e Mediterraneo centrale; Mar Adriatico settentrionale. Fonte: MSFD (2012).

a. Mediterraneo occidentale

Le stazioni considerate nell'area occidentale dei mari italiani presentano direzioni del vento favorevoli alla generazione di fenomeni di *upwelling* prevalentemente da Nord. Dalle percentuali si evince che il Mar Tirreno Settentrionale, in particolare nei tratti di costa intorno a Genova e Civitavecchia, è una delle aree più favorevoli al generarsi di fenomeni di *upwelling* (con una frequenza pari all'1,13%, e.g. Massetti, 2004, Inghilesi et al., 2012).

In Sardegna, invece, Cagliari presenta una percentuale di eventi provenienti dal settore tra SW-W pari allo 0,39%, Porto Torres dal settore tra E-ESE pari al 1,53%, mentre Carloforte, con una frequenza dell'11,96%, è ancora la stazione con il maggior numero di eventi favorevoli riscontrati nel settore direzionale compreso tra NNW-NNE.

b. Mar Ionio e Mediterraneo centrale

Nel Mar Ionio, le classi di direzione individuate favorevoli all'innescarsi della generazione di *upwelling* sono W-NW in prossimità di Taranto e SSE-SSW in prossimità di Crotona.

In Sicilia, per l'esposizione dei litorali, Catania presenta come classe direzionale favorevole alla generazione di *upwelling* quella proveniente da Sud, mentre Palermo quella proveniente da Sud Est. Porto Empedocle, invece, è caratterizzato da forti venti che spirano da Nord-Ovest e che rendono questo tratto di costa maggiormente esposto al fenomeno dell'*upwelling*. L'area del canale di Sicilia, ed in particolare la costa sud della Sicilia, è interessata da venti prevalenti provenienti da Ovest che soffiano paralleli alla costa e che tendono a spostare le masse d'acqua verso Sud.

Messina presenta come classe direzionale favorevole alla generazione di *upwelling* quella proveniente da SW. Tuttavia, nello Stretto di Messina, merita particolare rilievo il tratto di costa prospiciente Reggio Calabria, dove, nel settore direzionale di NW-NNW è stata ottenuta una frequenza pari a 6,02% di episodi favorevoli all'*upwelling*. Tutto questo tratto di mare rappresenta una zona interessata da forti fenomeni idrodinamici e, in particolare, lo Stretto di Messina è anche interessato fortemente da fenomeni di *upwelling* legati alle correnti locali.

c. Mar Adriatico

Il Mar Adriatico, nella parte settentrionale, è battuto dalla Bora, forte vento che soffia da Nord-Est e che genera *upwelling* lungo la linea costiera a Est del bacino. Inoltre, vi è il grande afflusso d'acqua fluviale proveniente dal Po e da altri fiumi maggiori dell'Italia Nord-Orientale, che ha la caratteristica di avere temperatura e salinità inferiore rispetto al mare ed essere ricca di nutrienti. Nell'alto Adriatico le direzioni favorevoli al fenomeno dell'*upwelling* sono provenienti da Sud, e le aree di Venezia, Ravenna e Ancona presentano alte percentuali di episodi favorevoli.

Nel tratto di costa Adriatica meridionale la direzione di provenienza prevalente del vento favorevole all'*upwelling* può essere considerata quella da Sud-Est. Bari, nel tratto di costa dell'Adriatico meridionale, ha la frequenza più elevata e, in generale, una delle frequenze più elevate a livello nazionale (6.59%).

Distribuzione della temperatura

La distribuzione della temperatura nelle acque marine è uno dei fattori essenziali per la generazione delle correnti oceaniche. In genere, l'escursione diurna media della temperatura dell'acqua marina non supera pochi decimi di grado in mare aperto, mentre in prossimità della costa si hanno valori maggiori, anche raddoppiati (con valori minimi raggiunti quando il cielo è coperto, l'acqua agitata, l'altezza solare minima e l'oscillazione termica diurna dell'aria supera notevolmente quella dell'acqua superficiale).

Dalle misure effettuate mediante la RON nei mari italiani la differenza termica fra la superficie del mare, che assorbe gran parte dell'energia radiata dal sole, e l'aria risulta in media di circa 1,7 °C (ISPRA, 2007; 2012; MSFD, 2012). In Figura 5.3-168 si osservano massime temperature delle acque marine fra luglio e ottobre, con massime frequenze in settembre. Nei mari che circondano la Penisola, sottoposti a influenze continentali, le oscillazioni termiche annue raggiungono circa 16 °C nel Tirreno e 22 °C nell'Adriatico, a fronte di una temperatura media, rispettivamente, di 19,5 °C e di 18,2 °C. Con particolare riferimento al periodo 2010-2011, la massima escursione termica giornaliera nel Tirreno è stata dell'ordine di 0,3 °C per l'acqua superficiale e di circa 1,8 °C per l'aria soprastante.

Mare	Stazione	Anno	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	
			°C												
Ligure	La Spezia	2006	12,7	10,7			18,3	21,9	26,4	23,5	21,1				
		1989/2005	14,0	13,1	13,3	14,1	18,6	22,3	24,0	24,2	22,8	21,1	18,3	15,7	
Di Sardegna	Alghero	2006	13,5	13,1	13,2			22,6	25,6	22,7	22,8				
		1989/2005	13,9	13,5	14,0	14,7	17,6	20,6	22,6	24,7	23,0	21,3	18,1	15,6	
Tirreno	Civitavecchia	2006	13,5	12,9	12,9	15,1	19,1	20,1	25,6	24,5	22,5				
		2002/2005	15,3	14,0	13,9	15,1	18,9	22,4	24,8	27,3	24,4	21,4	18,8	16,5	
	Ponza	2006					20,6	21,8	26,7	25,8	24,1	22,8	19,9		
		1989/2005	15,0	14,3	14,4	15,1	18,9	22,9	24,6	26,0	24,3	22,1	19,3	16,9	
	Siniscola	2006													
		2002/2005	15,0	13,6	14,0	14,8	17,7	24,7	26,3	27,8	25,6	22,0	19,0	16,2	
	Cetraro	2006	14,8	14,0	13,9	16,4	22,7	23,1	26,9	27,1	25,2	23,1	20,7		
		1999/2005	15,6	14,6	14,5	15,7	19,6	23,9	25,9	27,0	25,4	22,9	20,2	17,6	
	Palermo	2006	14,5	14,0	14,0	15,9	19,7	22,0	27,1	27,0	25,7	24,4	20,7		
		2002/2005	15,2	14,3	14,5	15,6	19,8	24,9	27,9	28,6	28,0	22,5	20,2	17,5	
Canale di Sicilia	Mazara del Vallo	2006	14,6	14,0	14,1	15,3	18,6	19,4	22,7	21,7	21,9	21,8	21,5		
Ionio	Catania	1989/2005	14,9	14,3	14,4	15,0	17,4	19,7	21,0	21,9	22,5	21,2	19,2	16,7	
		2006									24,8	24,0			
	Crotona	1989/2005	14,8	14,2	14,5	15,0	17,7	21,6	25,0	26,4	25,1	22,9	19,8	16,8	
		2006	13,3											16,2	
Adriatico	Monopoli	1989/2005	14,3	13,9	13,9	14,8	18,6	22,5	25,0	26,0	24,7	22,4	19,4	16,3	
		2006	10,1	12,9		14,5	18,3	21,6	25,6	26,0					
	Ortona	1989/2005	12,4	12,5	13,1	14,1	18,5	22,7	24,8	25,7	24,1	20,9	17,8	14,2	
		2006									22,3	21,0	17,8	14,9	
	Ancona	1989/2005	12,3	11,9	12,2	13,3	19,1	23,1	24,7	25,7	23,4	20,1	16,8	13,3	
		2006													
Chioggia	1999/2005	11,8	11,1	11,6	13,4	18,4	22,9	24,7	25,8	23,0	20,0	17,0	14,9		
	2006														
		2002/2005	8,0	7,4	10,1	12,9	19,7	26,2	27,5	28,9	22,6	18,1	12,3	9,3	

Figura 5.3-168: Temperatura superficiale delle acque (medie mensili) e siti di misura. Fonte ISPRA (2007).

Di seguito (Figura 5.3-169) sono riportate, inoltre, le variazioni di temperatura superficiale stagionali caratteristiche delle diverse sottoregioni “Mediterraneo occidentale”, “Mar Ionio e Mediterraneo centrale” e “Mar Adriatico” riprese, talvolta integralmente per comodità di trattazione, dai report sulla valutazione iniziale delle caratteristiche fisiche del mare (MSFD, 2012) redatti da ISPRA nell’ambito dei suoi incarichi istituzionali e di supporto al MATTM per l’applicazione della Direttiva 2008/CE/56.

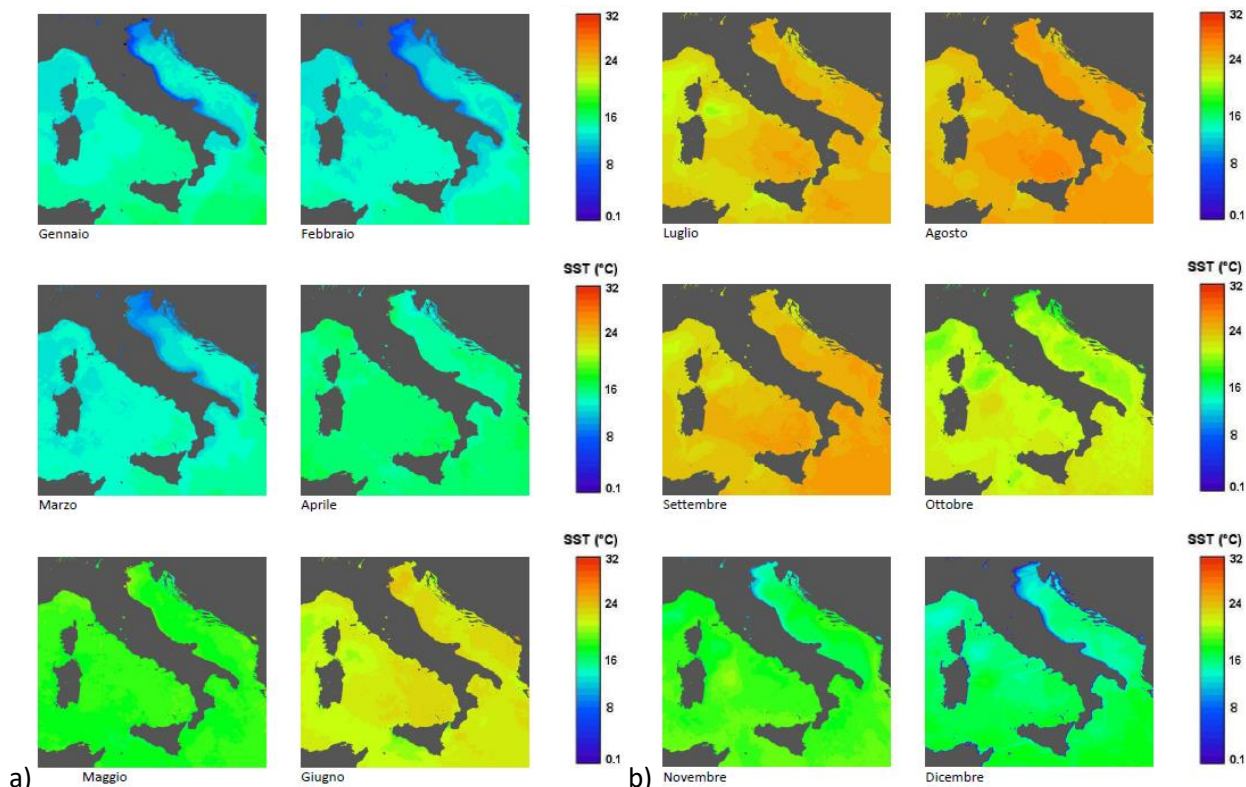


Figura 5.3-169: Temperatura superficiale stagionale delle acque nelle diverse sottoregioni. Analisi qualitativa preliminare del dataset dal 2007 al 2011 relativo al Programma di ricerca MARCOAST. Riportato in MSFD (2012).

a. Mediterraneo occidentale

In inverno la subregione tirrenica mostra un gradiente nord-sud che è il risultato della differente insolazione e delle severe condizioni meteorologiche tipiche della parte settentrionale del Mediterraneo occidentale (MSFD, 2012). Alla latitudine del Tirreno meridionale si riscontrano acque termicamente più omogenee. Questo si traduce nelle temperature più fredde riscontrate nella parte occidentale del Mar Ligure e nel Tirreno centrale a largo delle Bocche di Bonifacio. Quest'ultimo viene denominato il *Cold Thyrrhenian Eddy* ovvero il vortice freddo tirrenico il cui centro è vicino allo stretto di Bonifacio e permette la fuoriuscita di una parte delle acque tirreniche verso il Mar Ligure (Astraldi, 1994).

La stagione primaverile mostra un indebolimento del gradiente di temperatura superficiale rilevato in inverno. Il gradiente si sposta nel Tirreno meridionale, dove è visibile un gradiente di temperatura superficiale est-ovest. Il vortice freddo tirrenico è visibile ancora in aprile come patch più freddo ad est di Bonifacio.

La stagione estiva è quella che presenta il più marcato gradiente di temperatura superficiale, la struttura a larga scala è dominata da numerose celle, la più grande delle quali si trova nel Mar Ligure. Nel Tirreno si identifica uno stretto gradiente di temperatura superficiale che indica la chiusura del bacino lungo la linea di connessione tra la Sardegna e la Sicilia (MSFD, 2012). Inoltre, nel bacino tirrenico possono ancora essere osservate due celle principali che sono il vortice freddo tirrenico ad Est delle Bocche di Bonifacio ed una cella calda a sud-est.

La stagione autunnale è una stagione di transizione e nel Mar Ligure è sempre presente la cella fredda nella parte occidentale del Mar Ligure. Nel Tirreno si nota l'apertura a sud vicino alla Sicilia e si nota anche come il vortice freddo tirrenico raggiunga in questo periodo la sua massima estensione zonale. Inoltre è visibile un fronte termico tirrenico che divide le acque relativamente omogenee del Tirreno centrale da quelle del vortice freddo tirrenico più a nord.

b. Mar Ionio e Mediterraneo centrale

La stagionalità è più marcata nel Mar Ionio (circa 6° C) che negli altri bacini del Mediterraneo orientale. La distribuzione della temperatura superficiale è fortemente zonale da Novembre ad Aprile. Durante i mesi invernali si riscontra un pattern di isoterme per lo più associato alla dinamica della *Atlantic-Ionian stream* (AIS) che entra nel Canale di Sicilia muovendosi principalmente verso la costa africana ad Est, dove diviene corrente africana settentrionale (Marullo et al., 1999).

Maggio è un mese di transizione tra i due estremi stagionali, mentre durante la stagione estiva la distribuzione zonale delle temperature svanisce ed i fronti di temperatura superficiale sono praticamente meridionali. In estate è presente un fronte termico distinto. Questo si sviluppa da nord-ovest a sud-est nelle zone interne ed orientali del Mar Ionio e separa lo Ionio stesso dal bacino levantino. Esso raggiunge la penisola italiana ed indica una circolazione anticiclonica superficiale nello Ionio interno (Marullo et al., 1999). Ottobre è un mese di transizione tra i due estremi stagionali.

c. Mar Adriatico

Durante i mesi invernali è possibile notare che le acque costiere del Nord Adriatico sono più fredde di quelle del restante del bacino. Le temperature più fredde sono associate alla fuoriuscita costiera di acque dal Po. Nel bacino adriatico meridionale è visibile la fredda corrente adriatica occidentale. L'acqua proveniente dal Mar Ionio è invece visibile sulla costa opposta come una vena calda nel periodo autunno-inverno. L'ingresso

delle acque ioniche nel vortice (*gyre*) sud adriatico continua verso nord lungo la costa ed è visibile fino alla penisola istriana.

Durante i mesi primaverili è difficile discernere la circolazione nell'Adriatico settentrionale ad eccezione delle acque leggermente più calde vicino al delta del Po. Nel Medio Adriatico l'*upwelling* costiero causa temperature più fresche al largo della costa dalmata che si propagano al centro del bacino Medio adriatico formando una larga banda di acque più fresche rispetto alla temperatura superficiale media.

Durante la stagione estiva l'acqua proveniente dal Mar Ionio in ingresso nel bacino adriatico meridionale è visibile come vena fredda. L'ingresso delle acque ioniche continua verso nord lungo la costa ed è visibile fino alla penisola istriana.

In autunno diviene visibile nel Nord Adriatico una vena costiera molto fredda (generalmente visibile nelle mappe di temperatura superficiale da Novembre a Marzo). L'acqua proveniente dal Mar Ionio è visibile come una vena calda nel periodo autunno-inverno. L'ingresso delle acque ioniche continua verso nord lungo la costa ed è visibile fino alla penisola istriana (BÖhm et al., 2003).

5.3.21. Stato fisico delle aree costiere

Il Protocollo ICZM (Integrated Coastal Zone Management), approvato nell'ambito della Convenzione di Barcellona per la Protezione dell'Ambiente Marino e della Regione Costiera del Mediterraneo e pubblicato dall'Unione Europea il 4/2/2009, promuove una strategia di gestione integrata di tutte le questioni ambientali, socioeconomiche e culturali, per un nuovo e più efficace approccio alle molteplici esigenze di tutela degli habitat e dei paesaggi costieri e insulari, nonché di difesa del patrimonio culturale e di sviluppo delle attività economiche.

In questa sezione saranno trattati unicamente gli aspetti connessi con l'equilibrio fisico degli ambiti costieri.

Il D.Lgs. n. 112 del 31 marzo 1998, in attuazione del capo I della Legge n. 59 del 15 marzo 1997, conferisce alle Regioni funzioni e compiti amministrativi in materia di protezione e osservazione delle zone costiere (art. 70 comma 1 lett. a) e funzioni di programmazione, pianificazione, gestione integrata degli interventi di difesa delle coste e degli abitati costieri (art. 89 comma 1 lett. h), lasciando allo Stato i compiti di rilievo nazionale relativi agli indirizzi generali e ai criteri per la difesa delle coste (art. 88 comma 1 lett. aa). La normativa, in particolare, evidenzia la necessità di informazioni sintetiche rappresentate attraverso l'utilizzo di indicatori funzionali alla definizione degli indirizzi generali e di report.

Si rimanda al Sistema Informativo Geografico Costiero (SIGC), sviluppato in ISPRA nell'ambito delle proprie competenze (<http://www.sinanet.isprambiente.it>), per una caratterizzazione uniforme a livello nazionale dei parametri geomorfologici caratteristici del territorio costiero, inteso come linea di riva e linea di retrospiaggia e di altri dati quali: infrastrutture portuali, tipo di antropizzazione, opere di difesa e tendenza evolutiva dei litorali.

Nel seguito si riporta una preliminare disamina delle informazioni disponibili a scala nazionale, principalmente tratte dall'annuario dei dati ambientali di ISPRA (2007; 2012; 2016) su: gli aspetti morfologici e la tendenza evolutiva delle litorali, la presenza di opere di difesa e la percentuale di artificializzazione della costa.

Aspetti morfologici

In Italia, il rischio nelle zone costiere è essenzialmente collegato a fenomeni di erosione e a eventi di tempeste e inondazioni, rilevanti soprattutto per le coste basse e sabbiose e per le pianure alluvionali costiere. Dal punto di vista fisico, infatti, queste sono le più vulnerabili all'azione del mare che le espone ad intense dinamiche morfologiche.

La costa italiana ha una lunghezza di circa 8.353 km, di cui 4.863 km di litorali bassi sabbiosi o deltizi (Figura 5.3-170). Più del 9% di costa è ormai artificiale, delimitata da opere radenti la riva (3,7 %), porti (3 %) e strutture parzialmente sovrainposte al litorale (2,4 %). La costa naturale è circa 7.500 km. Più di un terzo sono coste alte che si sviluppano, secondo varie morfologie, con tratti rocciosi molto spesso articolati e frastagliati, presenti prevalentemente sulle due isole maggiori, Sardegna e Sicilia, e sulle regioni tirreniche, Liguria, Toscana e Campania. Le coste basse, sabbiose e rocciose, sono generalmente diffuse su tutti i fronti costieri, spesso alternandosi a tratti alti e rocciosi o alla presenza di promontori. Fa eccezione la costa adriatica costituita quasi esclusivamente da lunghi tratti rettilinei di litorali sabbiosi o deltizi e dai più estesi ambienti lagunari del Paese.

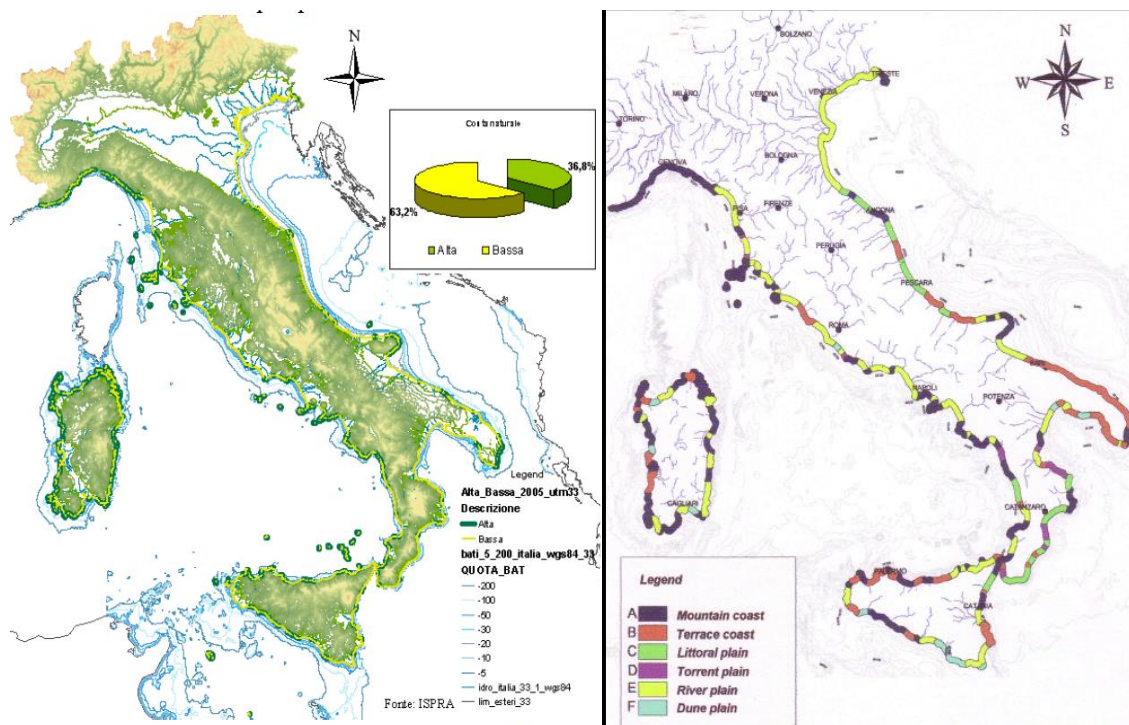


Figura 5.3-170: A sinistra) Elaborazione della copertura territoriale disponibile con le ortofoto del volo IT2006; dati batimetrici dell'IIMM (2005). Fonte: ISPRA. A destra). Dettaglio della tipologia di coste italiane per la Direttiva 2000/60/EC: rilievi montuosi (A), terrazzi (B), pianura litoranea (C), pianura di fiumara (D), pianura alluvionale (E), pianura di dune (F) (tratto da Brondi et al., 2003).

Circa il 70 % delle coste basse è costituito da spiagge sabbiose o ghiaiose, per una lunghezza complessiva di 3.270 km e una superficie territoriale di oltre 120 km².

Le spiagge italiane ampie alcune decine di metri sono presenti soprattutto sul fronte adriatico. L'Emilia-Romagna e il Veneto hanno le spiagge più ampie.

La Sicilia è la regione con il maggior numero di chilometri di litorali sabbiosi, mentre la Calabria ha il maggior numero di km² di spiagge.

Negli ultimi decenni i litorali italiani hanno subito significative evoluzioni geomorfologiche ed è ormai nota una predominanza dei fenomeni di erosione costiera di origine prevalentemente antropica. Dal 1950 al 1999 il 46 % circa delle spiagge ha subito variazioni, in arretramento e in avanzamento, superiori a 25 metri. Come evidenziato nel seguito, il bilancio complessivo tra le aree in arretramento e in avanzamento è negativo, nonostante l'elevato numero di interventi di stabilizzazione dei litorali, e il fenomeno dell'erosione delle

spiagge è particolarmente evidente anche in corrispondenza delle foci dei fiumi. L'analisi del *trend* della linea per il periodo 2000 – 2007 (Tabella 5.3-54) conferma tale tendenza. In particolare si osserva che: il 37 % dei litorali ha subito variazioni superiori a 10 metri e i tratti di costa in erosione (897 km) sono ancora superiori a quelli in progradazione (851 km).

In tale contesto, l'indicatore dell'evoluzione morfodinamica delle spiagge, aggiornato periodicamente, è un parametro di base per la valutazione del *trend* di erosione delle spiagge. Esso, in particolare, è un dato di riferimento a supporto della verifica nel lungo periodo degli effetti e dell'efficacia degli interventi di difesa costiera attuati (coerentemente con i principi di sostenibilità ambientale) e della valutazione della vulnerabilità e del grado di rischio cui sono esposte le aree costiere.

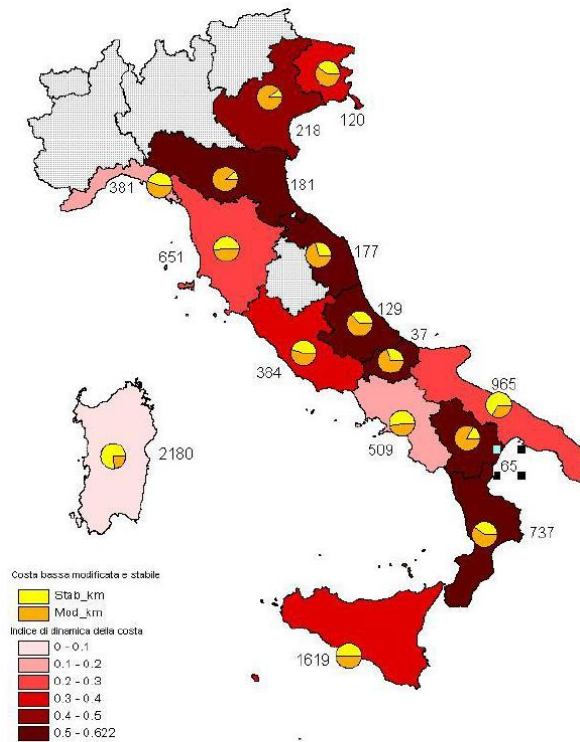
La Tabella 5.3-54 riporta sinteticamente i valori della lunghezza totale e delle percentuali di coste italiane stabili, o comunque stabilizzate con interventi di difesa costiera, e delle coste in avanzamento verso il mare e in erosione per oltre 25 metri. I valori della Tabella 5.3-54 evidenziano che, limitando l'analisi della variazione dei litorali alle sole coste basse (tratti soggetti a una maggiore e più evidente dinamica geomorfologia), la percentuale di litorali modificati sale a circa al 45,8 % e il tasso percentuale di avanzamento e di arretramento delle coste nazionali si attesta su valori più significativi.

Tabella 5.3-54: Valori della lunghezza totale e delle percentuali di coste italiane stabili e modificate. Fonte: ISPRA (2007; 2012)

Costa	1950/1999 (variazioni >+/-25m)		2000/2007 (variazioni >+/-10m)	
	km	%	km	%
Stabile	2.387	49%	2.832	60%
Modificata	2.227	46%	1.747	37%
<i>Erosione</i>	1.170	24%	897	19%
<i>Avanzamento</i>	1.058	22%	851	18%
Non definito	248	5%	143	3%
TOTALE	4.862	100%	4.722	100%

Va tuttavia sottolineato che per la maggior parte delle spiagge ritenute stabili sono stati effettuati numerosi interventi di protezione per contenere fenomeni erosivi in atto e per assicurare l'incolumità dei beni e delle infrastrutture presenti nell'immediato entroterra.

Ulteriori considerazioni circa le caratteristiche evolutive dei litorali italiani sono desumibili dall'indice regionale di dinamicità della linea di riva (*Figura 5.3-171 e Figura 5.3-172*), dato dal rapporto tra i km di costa bassa che hanno modificato il loro assetto negli ultimi 40-50 anni e i km totali di costa per ciascuna Regione.



Fonte: APAT

LEGENDA:

I grafici riportano la distribuzione regionale di costa bassa stabile e modificata. I valori numerici indicano il totale in chilometri di costa della regione

Figura 5.3-171: Elaborazione dell'indice di dinamicità della linea di riva basata sulle variazioni 1950/2000. Fonte: ISPRA 2007.

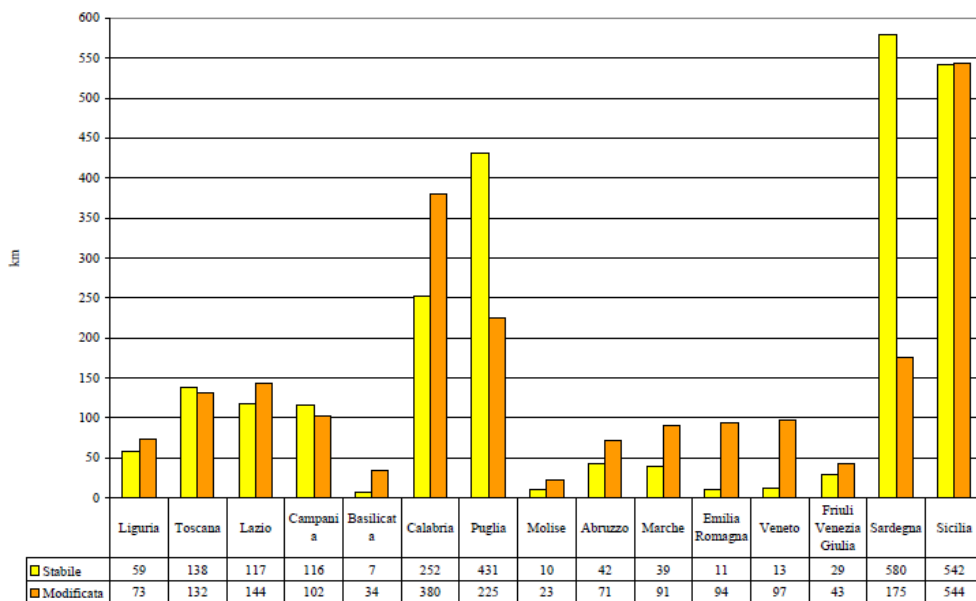


Figura 5.3-172: Distribuzione regionale dei chilometri di costa bassa stabili e modificati. Il diagramma confronta per ognuna delle regioni costiere i chilometri di costa bassa stabili con quelli che hanno subito forti variazioni (superiori a 25 metri) nel cinquantennio 1950-2000. Fonte: ISPRA, 2007.

Sia il grafico di Figura 5.3-172 sia la mappa di Figura 5.3-171 mostrano una diffusa e scarsa tendenza alla stabilità delle aree costiere, infatti solo 2 regioni su 15, Sardegna e Puglia, hanno complessivamente litorali

con caratteristiche di maggiore stabilità. Le delle regioni dell'Adriatico, caratterizzate da litorali prevalentemente sabbiosi e poco profondi, sono soggetti a più forti evoluzioni morfologiche.

Nel seguito si riportano cenni sul grado di artificializzazione della costa e sulla presenza di opere di difesa.

a) *Costa artificializzata con opere marittime e di difesa radente*

La valutazione dell'occupazione delle coste italiane con porti e opere di difesa radenti costituisce un indicatore del grado di artificializzazione della costa e della pressione antropica generata da interventi sul territorio, sia per l'uso delle risorse marittime sia per la difesa di patrimoni terrestri minacciati da fenomeni fisici e meteomarinari avversi. Nello specifico, 570 km delle coste italiane sono occupate con porti e opere di difesa radenti.

La *Figura 5.3-173* riporta la distribuzione regionale dei chilometri e dell'origine di costa artificiale. Le regioni con più chilometri di costa artificializzata sono quelle (Sicilia, Liguria, Puglia, Sardegna, Campania) che dispongono delle infrastrutture portuali di significativo interesse economico e industriale. Per le regioni adriatiche, fatta eccezione per il Friuli Venezia Giulia, gli interventi di difesa costiera radenti la riva sono la causa principale di artificializzazione della costa. In *Figura 5.3-173* si evidenzia per le regioni dell'Adriatico una crescente artificializzazione procedendo da sud verso nord, fatta eccezione per l'Emilia Romagna. Nel mar Tirreno il grado di artificializzazione è più pronunciato nelle regioni con caratteristiche geomorfologiche più articolate e spiagge sottili (Liguria e Campania).

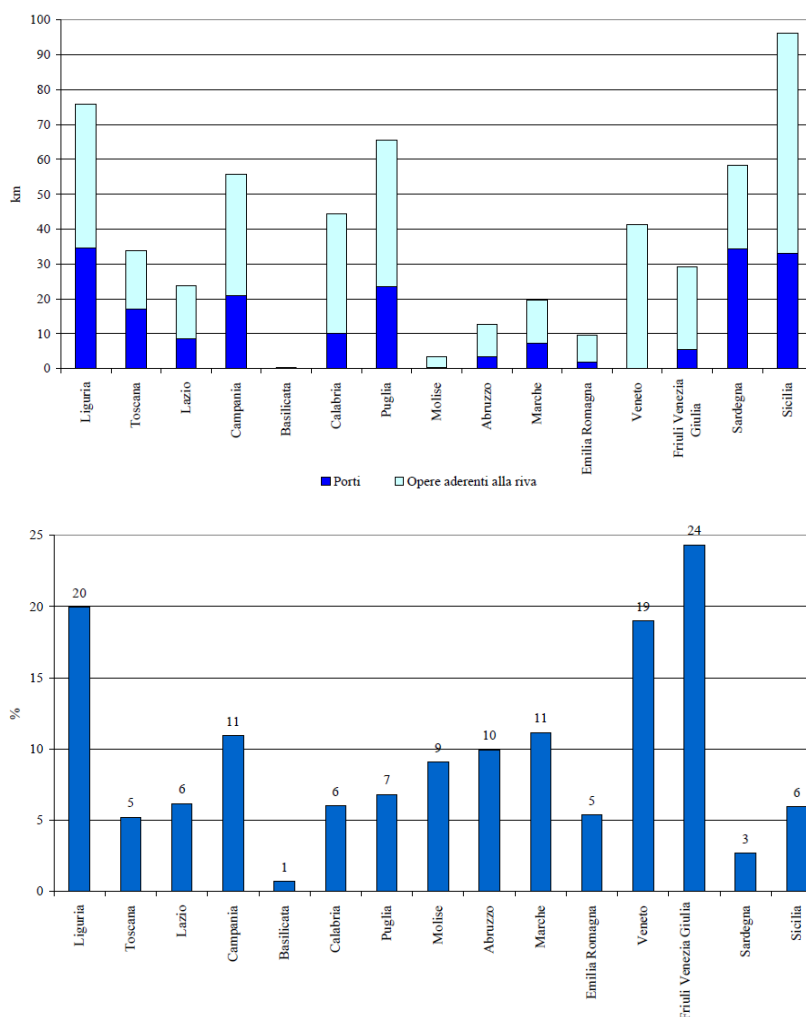


Figura 5.3-173: In alto) Distribuzione regionale di costa artificiale per porti e opere di difesa aderenti. In basso) Percentuale regionale della costa artificiale. Fonte: ISPRA, 2007

b) Presenza di opere di difesa

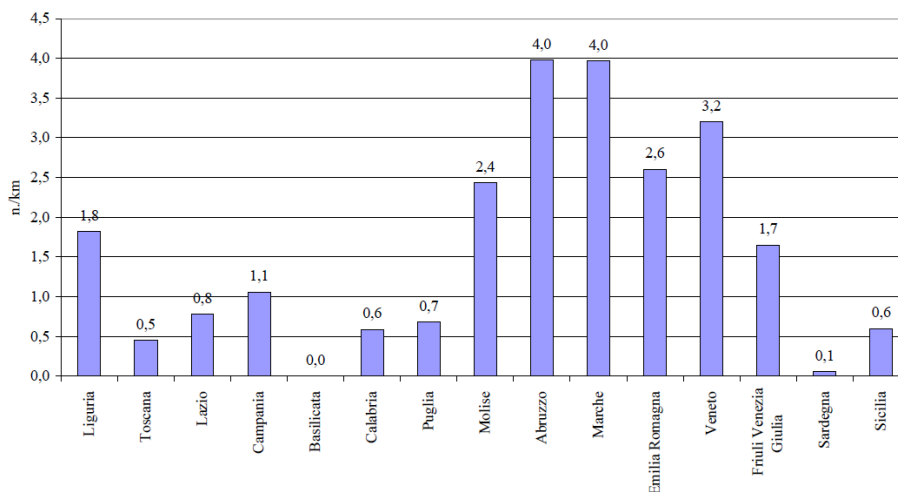
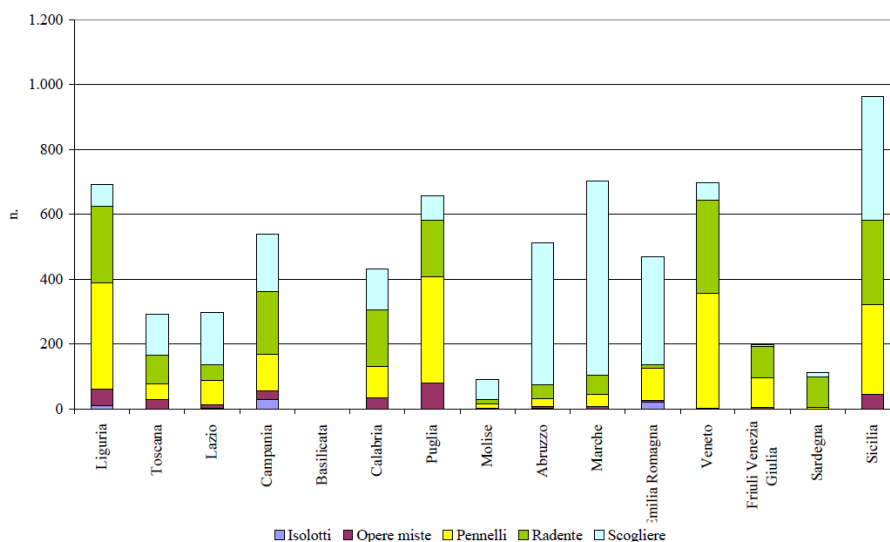
La quantificazione degli interventi di protezione delle coste è un parametro indicativo sia dell'azione invasiva dell'uomo sull'ambiente costiero, sia del costo della difesa delle infrastrutture e dei beni patrimoniali minacciati dall'avanzamento del mare verso l'entroterra.

L'indicatore è stato costruito sulla base dei dati ottenuti dallo studio di caratterizzazione della costa svolto da ISPRA (già APAT), che ha prodotto una rappresentazione cartografica e un catalogo delle opere di difesa (e della misura dei tratti di costa effettivamente difesi dalle singole opere realizzate in Italia (ISPRA, 2007; 2012). L'aggiornamento periodico, almeno quinquennale, del catalogo delle opere di difesa costiera realizzate è ritenuto utile per una valutazione di tendenza dell'onere, economico e ambientale, sostenuto per proteggere infrastrutture e patrimoni da fenomeni di erosione dei litorali.

La Figura 5.3-174 riporta la percentuale per tipo delle circa 7.000 opere realizzate per la difesa dei litorali nazionali dall'erosione. Dalla Figura 5.3-174 emerge che:

- le Regioni adriatiche, caratterizzate essenzialmente da litorali sabbiosi e bassi fondali, sono quelle con più alta densità di opere, con una punta massima in Abruzzo e Marche (dove vi è una maggiore presenza di scogliere emerse o sommerse). La fascia costiera del nord Adriatico è difesa essenzialmente con pennelli e opere aderenti alla riva;

- le coste tirreniche sono difese essenzialmente con scogliere e con opere miste, ossia opere di difesa costiera che combinano più tipologie di strutture di protezione assumendo una conformazione non classificabile;
- la distribuzione delle opere realizzate per le due isole maggiori, Sicilia e Sardegna, è l'esempio più evidente della diretta relazione esistente tra la caratteristica e la dinamica geomorfologica dei litorali e l'onere amministrativo e tecnico richiesto per proteggere beni patrimoniali minacciati dall'azione erosiva del mare. La Sicilia, caratterizzata da costa bassa per circa tre quarti del litorale, ha un numero totale di opere di difesa circa dieci volte superiore alla Sardegna. La Sardegna, caratterizzata prevalentemente da coste alte e rocciose, pur avendo un perimetro pari a un quarto dell'intera costa nazionale, ha un numero di opere di difesa dei litorali inferiore a quasi tutte le regioni adriatiche.



Fonte: APAT

LEGENDA:

I valori indicano il numero medio di opere di difesa per chilometro di litorale

Figura 5.3-174: In alto) Distribuzione regionale delle opere per tipologia. In basso) Percentuale regionale delle opere di difesa. Fonte ISPRA, 2007

5.3.22. Usi del mare

Pesca

La pesca commerciale costituisce un'attività diffusa lungo tutta la costa italiana con una produzione complessiva nel 2019 di circa 177 mila tonnellate, cui corrisponde un valore economico di circa 892 milioni di euro (Mipaaf, 2020). Nell'Archivio Licenze di Pesca al 31 dicembre 2019 sono 11.984 le unità da pesca iscritte per un tonnellaggio di stazza lorda complessivo, espresso in GT (Gross tonnage), pari a 145.678 e una potenza motore di 929.144 kW. La flotta, secondo quanto definito dal D.P.R. 1639/1968, regolamento di esecuzione della legge 963/1965, viene ripartita in costiera, mediterranea e oceanica. Più comunemente tale distinzione viene riassunta tra flotta dedita alla piccola pesca o pesca artigianale e flotta di maggiori dimensioni. La piccola pesca viene di norma effettuata con barche di piccole dimensioni, in areali costieri e quasi sempre nelle acque territoriali, in uscite prevalentemente giornaliere e con equipaggi ridotti (uno o due persone). La pesca di maggiori dimensioni comprende invece principalmente la pesca a strascico e a volante, equipaggi di 3/4 persone, con imbarcazioni di stazza (GT) e potenza motore maggiori, che permettono l'attività di pesca in un raggio d'azione spaziale più ampio (oltre le 12 mn) e meno soggette a condizioni meteo-marine avverse. Con 8.132 battelli, la piccola pesca (PGP<12 m) rappresenta il segmento più importante in termini numerici, costituendo il 67,9% del totale della flotta. Con 2.086 unità (il 17,4% del totale nazionale) la flotta operante con attrezzi da traino (DTS e TBB) è la seconda in termini numerici e prima in termini dimensionali che della potenza motore (58,8% del GT e 46,2% kW) (Mipaaf, 2020).

Le misure di gestione adottate nell'ambito della pesca sono principalmente basate sulla Politica Comune della Pesca (Reg. 1380/2013) e sull'applicazione del Regolamento Mediterraneo (Reg. 1967/2006). Concernono principalmente azioni di controllo degli input (es. numero di barche/giorni di pesca) e misure tecniche, ivi incluse delimitazioni spaziali e temporali alla pesca. Inoltre, recentemente, sono stati adottati/aggiornati una serie di Piani di Gestione Nazionali per la pesca (DM 30 Gennaio 2018 e ss.mm.ii.) ed ulteriori piani di gestione per altri attrezzi, quali ad es. le draghe idrauliche (DM 17 giugno 2019) e la pesca dei piccoli pelagici (DM 407 del 26 luglio 2019).

A livello nazionale la conoscenza dello stato delle risorse alieutiche e il monitoraggio dell'attività della flotta peschereccia nei mari italiani sono affidati al "Programma Nazionale Raccolta Dati Alieutici", condotto sul territorio nazionale nell'ambito del cosiddetto "EU MAP" (Reg. EU/2017/1004, che ha recentemente aggiornato il "Data Collection Framework", EU Reg. 199/2008). Tali dati riguardano la consistenza della flotta e le relative attività, le catture e le ripercussioni delle attività di pesca sull'ecosistema marino. Parte di questi dati viene integrata e utilizzata per valutare lo stato di salute degli stock ittici che è alla base delle politiche gestionali per il settore pesca.

Nell'ambito dell'Annuario dei Dati Ambientali, redatto da ISPRA, la pesca viene valutata tramite l'indicatore "stock ittici in sovrasfruttamento". Tale indicatore descrive l'andamento della percentuale e del numero di stock ittici che sono in stato di sovrasfruttamento, ovvero soggetti a una mortalità indotta dalla pesca superiore a quella corrispondente al Massimo Rendimento Sostenibile. Nell'ultimo periodo di riferimento considerato (2007-2018) la larga maggioranza degli stock valutati risulta in stato di sovrasfruttamento: il 92,7% degli stock soggetti a valutazione analitica risulta sovrasfruttato dall'attività di pesca (Annuario dei dati Ambientali 2020; ISPRA, 2021).

La distribuzione delle risorse è nota in termini generali (ad ampia scala spaziale) sulla base delle analisi dei dati raccolti nell'ambito di survey condotti a livello nazionale (es. MEDITs, MEDIAS, SOLEMON). Queste fonti di informazioni permettono di identificare ed interpretare il pattern di distribuzione delle specie ittiche commerciali su scala spaziale e temporale. I pattern di distribuzione di una specie possono variare in funzione della fase del ciclo biologico (differenti areali di riproduzione, nursery, feeding) e possono dipendere da

differenti fattori abiotici e biotici a contorno (es. condizioni chimico-fisiche della colonna d'acqua, stagionalità, disponibilità di cibo, etc.).

Le marinerie di pesca, in relazione alla loro appartenenza marittima e ambito territoriale di attività, tendono quindi a distribuire il proprio sforzo di pesca, sia in termini spaziali che stagionali, non in maniera omogenea ma in funzione della distribuzione spaziale e temporale delle specie di interesse commerciale, a loro volta modulate dai fattori ambientali.

Tale aspetto si evince in Figura 5.3-175 dove a titolo di esempio è rappresentata la distribuzione della pressione di pesca totale esercitata dalla flotta italiana a strascico demersale (OTB) nell'annualità 2016. La porzione costiera del Mar Adriatico, quella a sud della Sicilia e la costa del Tirreno centrale sono le aree caratterizzate dai valori maggiori di attività per questo tipo di pesca, che comunque è ampiamente presente in tutte le aree della piattaforma continentale dei mari italiani.

Nell'ambito della valutazione e pianificazione di azioni che possano interferire a livello spaziale e temporale con le risorse o con specifici usi del mare quali la pesca, risulta quindi essenziale considerare, a differenti livelli di dettaglio, ogni interazione diretta ed indiretta (ad es. causate da riallocazione spaziale dello sforzo di pesca) sulle risorse stesse (in particolare in relazione alla presenza di aree nursery o di riproduzione) e i relativi habitat elettivi.

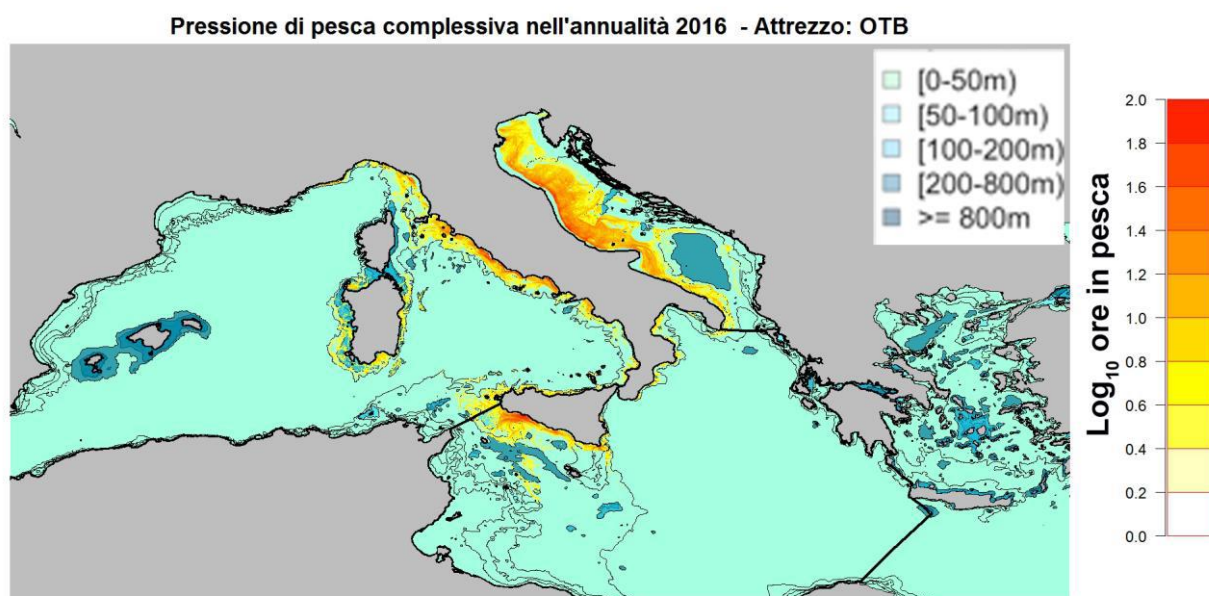


Figura 5.3-175. Mappa della pressione totale da pesca a strascico (OTB) nell'annualità 2016 rispetto a griglie di maglia quadrata pari a 1 Km. La pressione è rappresentata in scala logaritmica.

Acquacoltura

Gli obiettivi europei di crescita e sviluppo sostenibile sono fissati dalla nuova Politica Comune della Pesca (Reg. 1380/2013/UE) per il periodo 2014-2020 e mirano a promuovere la crescita e aumentare le produzioni dell'acquacoltura negli Stati membri, ridurre la dipendenza europea dalle importazioni di prodotti ittici (-70 %) e favorire lo sviluppo dell'acquacoltura nelle aree costiere e rurali. A livello nazionale il Piano Strategico per l'Acquacoltura in Italia 2014-2020, redatto ai sensi della PCP (art. 34), e il Programma Operativo del Regolamento sul Fondo Europeo per gli Affari Marittimi e la Pesca (FEAMP, Reg 508/2014/EU), approvati dalla Commissione europea nel novembre 2015, fissano gli obiettivi di sviluppo e crescita per l'acquacoltura italiana. E' atteso al 2025 un aumento delle produzioni per un volume di 190.441 tonnellate (+35,2 % rispetto

al 2013) e un valore corrispettivo di 580 milioni di euro (+47,6 % rispetto al 2013). La crescita delle produzioni è attesa grazie a una diversificazione dei processi di produzione e dei prodotti, la modernizzazione e l'ampliamento degli impianti esistenti e la realizzazione di nuovi insediamenti produttivi grazie a un miglioramento dell'utilizzo dello spazio marino e costiero e l'identificazione di nuove zone allocate per l'acquacoltura.

La produzione nazionale totale da acquacoltura censita per l'anno 2016 è di 148.110 tonnellate, di cui 54.842,1 t di pesci (37 %), 93.252,8 t di molluschi (63 %) e 15,2 t di crostacei (0,01 %). I dati indicano un lieve calo della produzione complessiva tra il 2014 e il 2016 dovuto principalmente alla minore produzione di molluschi (da 100.373,7 t nel 2014 a 93.252,8 nel 2016), da porre in relazione a condizioni ambientali sub ottimali nelle aree di allevamento di molluschi e a fenomeni meteo marini e climatici estremi. La piscicoltura d'acqua dolce ha subito un decremento di circa il 4,43 % (1.832 tonnellate) per le crisi di siccità e la ridotta disponibilità di risorse idriche, in particolare nel nord est, che hanno avuto impatti sulla produzione nazionale di salmonidi (trote). La piscicoltura marina aumenta del 14 % (1.893 tonnellate) grazie alla messa in produzione di nuovi insediamenti produttivi, mentre le produzioni di crostaceicoltura sono molto piccole e sostanzialmente stabili rispetto al 2014.

In Figura 5.3-176 e Figura 5.3-177 sono riportati rispettivamente il numero di impianti per tipologia di acqua utilizzata e le produzioni dei principali settori produttivi in acquacoltura. Nel 2016 il Veneto si conferma la prima Regione in Italia per numero di impianti, mentre in termini di produzione supera l'Emilia Romagna la cui produzione, rispetto al 2014, diminuisce di 6.305 tonnellate, principalmente a causa di una riduzione di produzione di molluschi. Queste due regioni, insieme al Friuli Venezia Giulia, alla Puglia e alla Sardegna ospitano sul loro territorio il 69,3 % degli impianti di acquacoltura e contribuiscono per il 74,3 % della produzione nazionale. Nel caso della piscicoltura, il rapporto tra produzione e numero di impianti varia da una Regione all'altra per la diversa percentuale di impianti intensivi, semintensivi e estensivi. Tutte le regioni che comprendono zone costiere, ad eccezione della Basilicata, della Toscana e della Calabria, producono sia pesci che molluschi. Le regioni con le produzioni (t) più importanti per la molluschicoltura sono l'Emilia Romagna, il Veneto e la Puglia. Nella maggior parte delle regioni con tratti di costa prevale l'utilizzo della risorsa idrica salata, la quale comprende mare e ambienti di transizione, rispetto all'acqua dolce (Figura 5.3-176). Dal punto di vista produttivo (Tabella 5.3-55) la trotticoltura e la molluschicoltura sono i sistemi di allevamento più importanti.

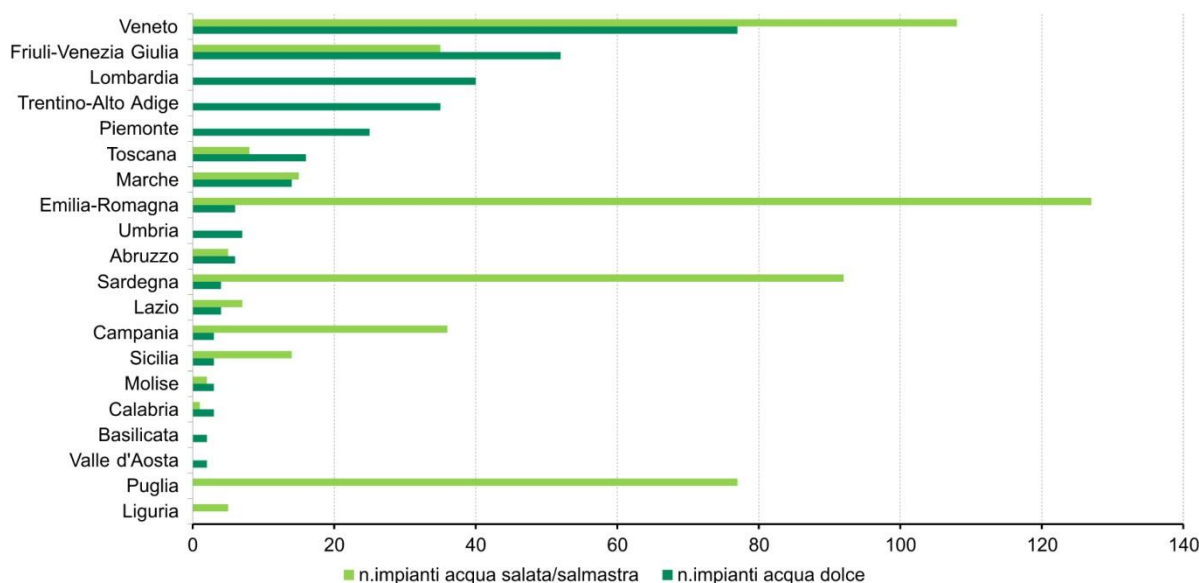


Figura 5.3-176: Numero di impianti di acquacoltura che utilizzano acqua dolce o acqua salata/salmastra (2016). Fonte: MiPAAF. Raccolta dati ed elaborazione: ISPRA - API - AMA - GRAIA (ISPRA, Annuario dei dati ambientali 2018)

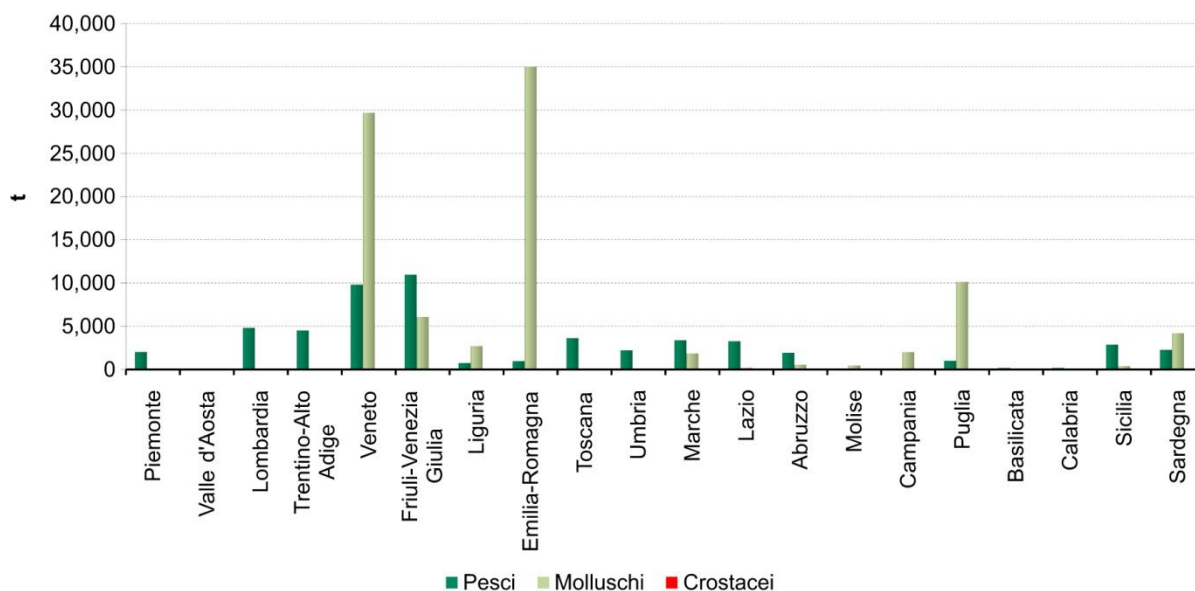


Figura 5.3-177: Produzioni in acquacoltura per Regione (2016). Fonte: MiPAAF. Raccolta ed elaborazione dati: ISPRA - API - AMA - GRAIA (ISPRA, Annuario dei dati ambientali 2018)

Tabella 5.3-55: L'acquacoltura italiana in numeri: numero di impianti, produzioni e principali specie allevate (2016). Fonte: MiPAAF. Raccolta ed elaborazione dati: ISPRA - API - AMA - GRAIA (ISPRA, Annuario dei dati ambientali 2018)

Imprese		
Totale imprese		834
Nord	n.	512
Centro		71
Sud e Isole		251
Ripartizione per settore		
Molluschi	n.	423
Pesci*		406
Crostacei		5
Produzione nazionale		
Totale produzione nazionale		148 110
Nord	t.	107 342
Centro		14 552
Sud e Isole		26 216
Ripartizione per settore		
Molluschi	t.	93 253
Piscicoltura d'acqua dolce		39 457
Piscicoltura marina		15 385
Crostacei		15
Principali specie prodotte e contributo al settore nazionale		

Specie	Produzione	Quota comparto	Quota produzione nazionale
	t	%	%
Molluschi			
Mitilo (<i>Mytilus galloprovincialis</i>)	62 837	67.4	42.4
Vongola filippina (<i>Ruditapes philippinarum</i>)	30 053	32.2	20.3
Pesci			
Trota iridea (<i>Oncorhynchus mykiss</i>)	34 300	62.5	23.2
Orata (<i>Sparus aurata</i>)	7 600	13.9	5.1
Spigola (<i>Dicentrarchus labrax</i>)	6 800	12.4	4.6
Storioni (<i>Acipenseridae</i>)	920	1.7	0.6
Anguilla (<i>Anguilla anguilla</i>)	710	1.3	0.5
Valore produzione			
	milioni €		
Valore totale	420		
Molluschi	174		
Pesci	246		

Nota: * numero impianti per le 5 specie principali (monocoltura e policoltura)

Depositi di sabbie marine relitte

Un uso del mare da tutelare è costituito dai depositi di sabbie marine relitte (riferibili a paleospiege) presenti al largo sulla piattaforma continentale, che rispondono alla necessità di approvvigionamento di materiale da destinare al ripascimento al fine di contrastare i fenomeni erosivi lungo le coste italiane. L'impiego di sabbie relitte da destinare al ripascimento dei litorali, rispetto allo sfruttamento di materiale emerso, comporta infatti alcuni vantaggi come: disponibilità di elevate quantità di sedimenti (milioni di m³), composizione potenzialmente molto simile alla sabbia dei nostri litorali, limitati effetti sull'ambiente e, per ripascimenti che implicano grandi volumi di materiali, costi contenuti.

I depositi di sabbie relitte, che vengono sfruttati mediante operazioni di dragaggio, sono situati in modo discontinuo lungo la piattaforma continentale tra 30 e 130 metri di profondità.

Nei mari italiani, tra il 1994 ed il 2016, sono stati utilizzati, tra quelli individuati, n. 7 depositi di sabbie relitte (Tabella 5.3-56, Figura 5.3-178).

Nel Mare Adriatico settentrionale è stato individuato un deposito al largo delle coste venete, tra le foci dei fiumi Tagliamento e Adige, a circa 20 m di profondità, in corrispondenza del quale il Magistrato alle Acque di Venezia ha effettuato numerose attività di dragaggio di sabbie relitte da utilizzare per il ripascimento di diverse spiagge nelle località costiere in provincia di Venezia (oltre 7.000.000 di m³)

Nel Mar Adriatico Centrale è stata individuata una cava al largo di Ravenna utilizzata dall'ARPA Emilia-Romagna, che nel corso del 2002, 2007 e 2016 ha effettuato dragaggi per interventi di ripascimento dei litorali romagnoli che hanno coinvolto circa 1.900.000 m³ di sabbie relitte.

Una ulteriore cava è stata individuata al largo di Civitanova Marche, utilizzata da Arenaria s.r.l. per conto delle Regioni Marche e Abruzzo nel 2006 per interventi di ripascimento sui litorali marchigiani e abruzzesi che hanno coinvolto 1.100.000 m³ di sabbie.

Nel Mar Tirreno diversi depositi sono stati individuati lungo le coste laziali (Area AN, Sito AZ e Area AS al largo di Anzio, Area A2 al largo di Montalto di Castro e Area Ardea C2 al largo di Torvaianica), in corrispondenza

dei quali, tra 1999 e il 2012, la Regione Lazio ha effettuato numerose attività di dragaggio, per un volume complessivo di sabbie relitte di oltre 7.800.000 di m³.

Un ulteriore deposito è stato individuato ed utilizzato in Sardegna, al largo del Golfo di Cagliari (2002), dove la Provincia di Cagliari ha effettuato dragaggi per un volume di 370.000 m³ di sabbie relitte.

Tabella 5.3-56: Cave di sabbie relitte utilizzate e volumi di sabbie dragate ai fini di ripascimento lungo la piattaforma continentale italiana – Fonte ISPRA (tratta da ISPRA, Annuario dati ambientali 2017)

Localizzazione	Denominazione	Ente competente	Anno di esecuzione	Volumi dragati (m ³)
Mar Adriatico	Cava al largo tra le foci dei fiumi Tagliamento e Adige	Magistrato alle acque di Venezia	1995-1999	7 231 570
			1994-1999	
			1999-2000	
			1999-2003	
			2004	
	Cava al largo di Ravenna (Area C1)	Regione Emilia-Romagna	2002	799 850
	Cave al largo di Ravenna (Area C1) e (Area A)		2006	825 349
Cave al largo di Ravenna (Area C1)	2016		1 272 062	
Cava al largo di Civitanova Marche (Area B1)	Arenaria s.r.l. per Regione Abruzzo	2006	1 106 039	
Mar Tirreno	Cava al largo di Montalto di Castro (Area A2)	Regione Lazio	2004	600 000
			2005	460 000
	Cava al largo di Torvaianica (Area Ardea C2)		2006	779 800
	Cava al largo di Anzio (Area AN)		1999	950 000
	Cava al largo di Anzio (Sito AZ)		2003	2 139 265
	Cava al largo di Anzio (Area AS)		2007	2 554 500
			2012	
Cava al largo del golfo di Cagliari	Provincia di Cagliari	2002	370 000	

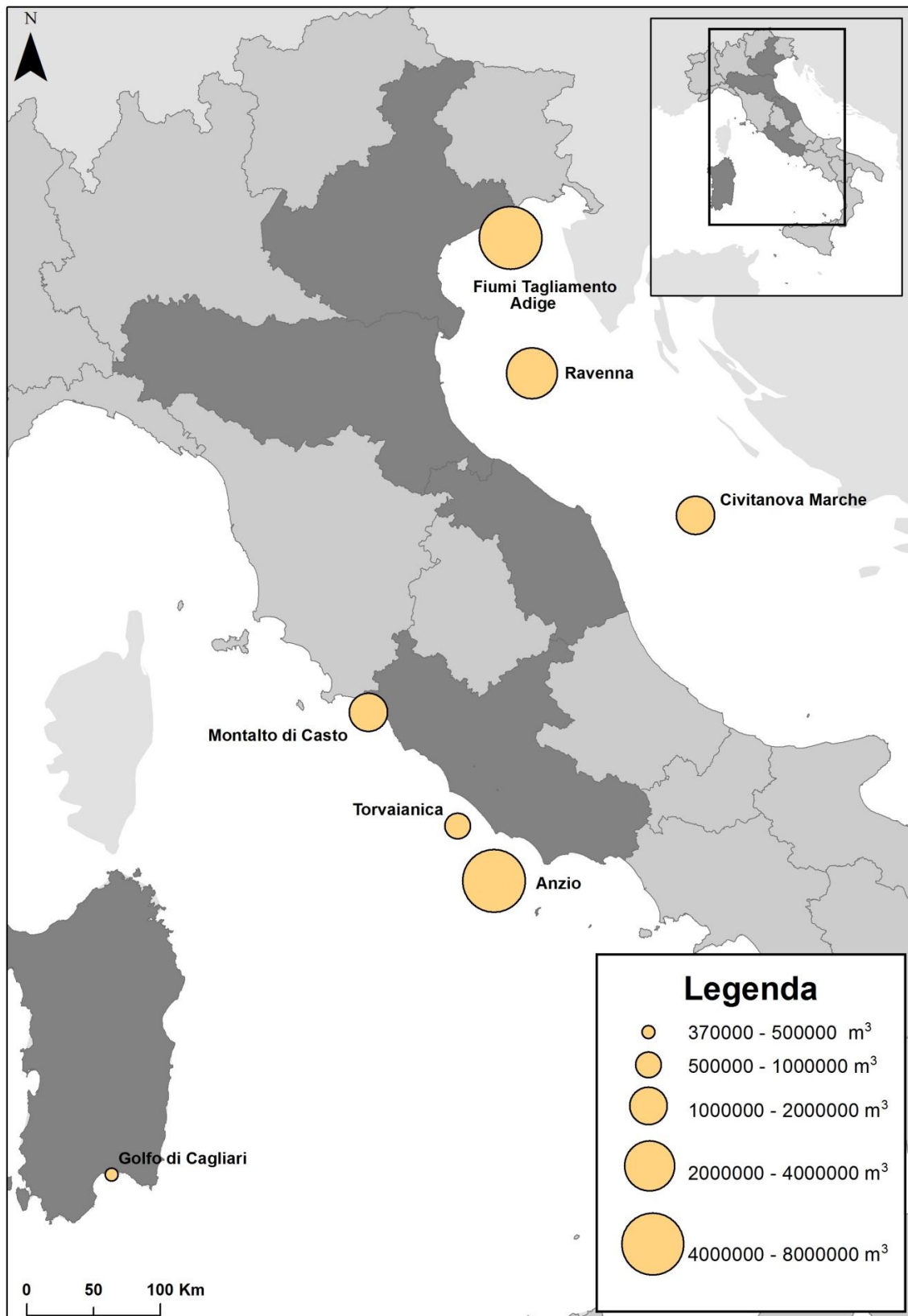


Figura 5.3-178: Cave di sabbie relitte utilizzate e volumi di sabbie dragate lungo la piattaforma continentale italiana - Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Magistrato alle Acque, ARPA Emilia-Romagna, Regione Abruzzo, Marche, Lazio e Provincia di Cagliari (ISPRA, Annuario dei dati ambientali 2017)

Oltre ai depositi annoverati, individuati e già utilizzati, sono presenti nei mari italiani ulteriori depositi individuati da alcune regioni, ma non ancora utilizzati:

- depositi sabbiosi relitti sulla piattaforma continentale adriatica della Regione Puglia (http://www.adb.puglia.it/public/files/downloads/20170516_GiacimentiSabbiaSottomarini/6_Relazione_finale.pdf)
- depositi di sabbie relitte individuati a circa 3 miglia dalla costa siciliana in prossimità di Palermo (giacimento A) e Termini Imerese (giacimento B), per una capienza complessiva di circa 130 milioni di metri cubi. (https://www.arenariasabbie.com/wp-content/uploads/2018/04/basso_tirreno.pdf)

ULTERIORI TEMI DI INTERESSE

5.3.23. Carta Nazionale delle Aree Potenzialmente Idonee

La Carta Nazionale delle Aree Potenzialmente Idonee (CNAPI) è la carta nella quale sono individuate le aree le cui caratteristiche soddisfano i criteri per la localizzazione di un impianto di smaltimento superficiale di rifiuti radioattivi a bassa e media attività previsti nella Guida Tecnica n. 29 dell'ente di controllo ISIN (Ispettorato Nazionale per la Sicurezza Nucleare e la Radioprotezione, già ISPRA), oltre che i requisiti indicati nelle linee-guida della IAEA (International Atomic Energy Agency), con riferimento alle procedure stabilite nel Titolo III del Decreto Legislativo 15 febbraio 2010, n. 31 e s.m.i. per la localizzazione, la costruzione e l'esercizio del Deposito nazionale, incluso in un Parco Tecnologico.

Come indicato nella Guida Tecnica n. 29, *“si intende per aree potenzialmente idonee le aree, anche vaste, che presentano caratteristiche favorevoli alla individuazione di siti in grado di risultare idonei alla localizzazione del deposito, attraverso successive indagini di dettaglio e sulla base degli esiti di analisi di sicurezza condotte tenendo conto delle caratteristiche progettuali della struttura del deposito”*. Queste caratteristiche favorevoli si determinano sulla base di Criteri di Esclusione e di Approfondimento, che escludono le aree interessate da, ad esempio, elevato rischio vulcanico e sismico, faglie, frane, alluvioni o che insistono su aree protette o insediamenti civili, industriali e militari.

Come previsto dal D.lgs. 31/2010, l'intero territorio nazionale è stato sottoposto ad analisi e valutazione per giungere alla definizione di una proposta di CNAPI, elaborata da Sogin S.p.A. (Figura 5.3-179). La proposta è stata validata da ISIN e successivamente dai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente. La sua pubblicazione, autorizzata con nulla osta ministeriale del 30/12/2020, insieme a quella del Progetto preliminare del Deposito Nazionale e Parco Tecnologico, ha aperto la fase di consultazione pubblica.

L'analisi condotta ha portato all'individuazione di n. 67 aree potenzialmente idonee (ubiccate nelle Regioni Piemonte, Toscana, Lazio, Puglia, Basilicata, Sicilia e Sardegna, raggruppate in quattro insiemi con ordine di idoneità decrescente (A1, A2, B e C)), individuati considerando aspetti socio-ambientali, logistici e di classificazione sismica di natura amministrativa. Tale ordine di idoneità, a parità di condizioni di sicurezza, caratterizza ogni area potenzialmente idonea dal punto di vista dell'efficienza logistica e infrastrutturale.

La proposta formulata tiene in considerazione anche il criterio CE14 della Guida Tecnica n. 29 che dispone l'esclusione delle aree *“caratterizzate dalla presenza nota di importanti risorse del sottosuolo”*, specificando che: *“Lo sfruttamento di risorse del sottosuolo già individuate negli strumenti di pianificazione e vincolo territoriale [idriche, energetiche (gas, petrolio o di tipo geotermico) e minerarie] può essere compromesso dalla costruzione del deposito e può determinare insediamenti futuri di attività umane, compromettendo l'isolamento del deposito stesso”*. Tale criterio può essere ricondotto anche alle indicazioni generali della IAEA riportate nella Specific Safety Guide SSG-29 (2014) *“Near Surface Disposal Facilities for Radioactive Waste”*.

Secondo quanto riportato nel paragrafo 2.3.1, nelle more dell'individuazione del sito del Deposito Nazionale, considerando l'incompatibilità di tale uso con gli usi estrattivi, le 67 aree della CNAPI, con un opportuno buffer, determinano la non idoneità per usi estrattivi e devono essere escluse dal PITESAI, da ritenersi temporanea sino alla scelta del sito del Deposito.

Il buffer che si ritiene opportuno definire è un buffer di **200 m intorno le 67 aree**. Tale buffer tiene conto dall'effetto del risentimento massimo delle vibrazioni che possono essere prodotte dalle attività di acquisizione geofisica o delle attività di ricerca e coltivazione e di quelle ad esse concernenti, avendo analizzato la letteratura specifica sui progetti presentati negli ultimi anni (documentazione a corredo delle VIA) e le informazioni raccolte dagli Uffici competenti. Gli effetti massimi secondo la predetta analisi ricadono al di sotto della soglia di 100 m, che applicando il principio di precauzione si ritiene di assumere pari a 200 m, quale buffer di esclusione.

A questo scopo si ricorda che il Deposito Nazionale di rifiuti radioattivi sarà realizzato in una sola delle 67 aree individuate nella CNAPI. **Dopo che avverrà la scelta dell'area del Deposito, le restanti 66 aree, con i loro relativi buffer, non saranno più considerati come vincoli di esclusione ad eccezione di quella individuata per la localizzazione del Deposito Nazionale.**

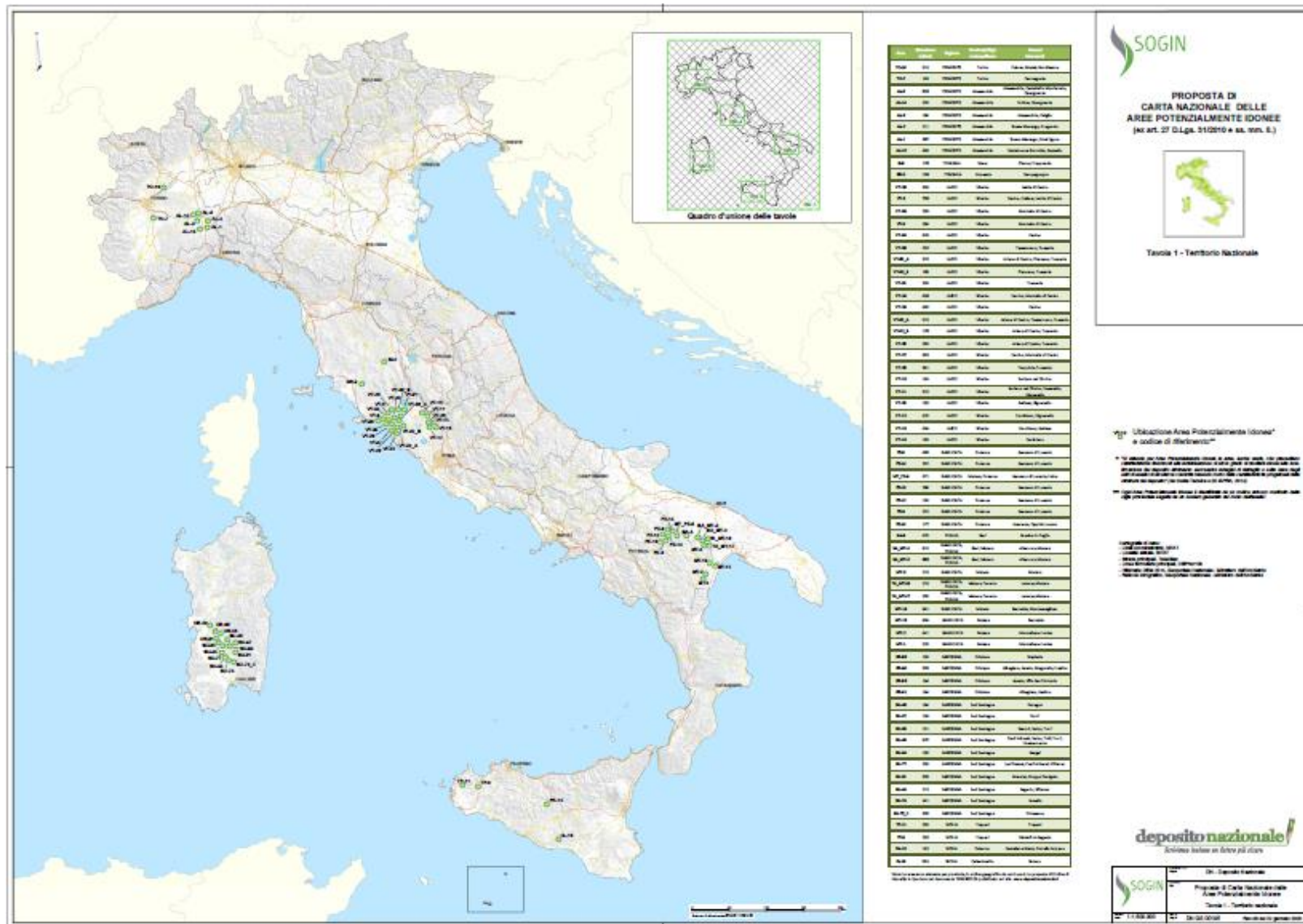


Figura 5.3-179: Proposta di Carta Nazionale delle Aree Potenzialmente Idonee (Fonte: SOGIN, <https://www.depositonazionale.it/consultazione-pubblica/proposta-di-cnapi/pagine/default.aspx>)

5.3.24. Siti di bonifica di interesse Nazionale

I Siti d'Interesse Nazionale, ai fini della bonifica, sono individuabili in relazione alle caratteristiche del sito, alle quantità e pericolosità degli inquinanti presenti, al rilievo dell'impatto sull'ambiente circostante in termini di rischio sanitario ed ecologico, nonché di pregiudizio per i beni culturali ed ambientali (Art. 252, comma 1 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.).

I Siti d'Interesse Nazionale sono stati individuati con norme di varia natura e di regola perimetrati mediante decreto del MATTM, d'intesa con le Regioni interessate. La procedura di bonifica dei SIN è attribuita alla competenza del MATTM. L'art. 36-bis della Legge 07 agosto 2012 n. 134 ha apportato delle modifiche ai criteri di individuazione dei SIN (art. 252 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.). Sulla base di tali criteri è stata effettuata una ricognizione dei 57 siti classificati di interesse nazionale e, con il D.M. 11 gennaio 2013, il numero dei SIN è stato ridotto a 39. La competenza amministrativa sui 18 siti che non soddisfano i nuovi criteri è passata alle rispettive Regioni.

La sentenza del TAR Lazio n. 7586/2014 del 17.07.2014 ha determinato il reinserimento dell'area del territorio del Bacino del Fiume Sacco tra i Siti di Interesse Nazionale, pertanto la titolarità dei relativi procedimenti di caratterizzazione, messa in sicurezza e bonifica è stata nuovamente attribuita al MATTM. A fine 2016 le procedure di consultazione sono terminate ed è stata pubblicata la perimetrazione del SIN. La legge n. 205 del 27.12.2017 ha individuato il SIN Officina Grande Riparazione ETR di Bologna. Ad oggi il numero complessivo dei SIN è quindi di 41.

La perimetrazione dei SIN, può variare nel tempo incrementando o riducendo le superfici coinvolte. Ciò può avvenire sulla base di nuove informazioni sulla contaminazione potenziale e/o accertata di nuove aree o sulla base di una più accurata definizione delle zone interessate dalle potenziali sorgenti di contaminazione che in alcuni casi può determinare una riduzione delle superfici incluse nel SIN. Ad esempio, nel 2017 sono stati pubblicati decreti di ripermetrazione per i SIN di Venezia (Porto Marghera), Caffaro di Torviscosa (già Laguna di Grado e Marano) e Crotone Cassano e Cerchiara; nel 2018, sono stati pubblicati decreti di ripermetrazione per i SIN di Broni e Trieste; nel 2019 è stato pubblicato il decreto di perimetrazione del SIN Officina Grande Riparazione ETR di Bologna.

La superficie complessiva a terra dei SIN è pari a 171.211 ha e rappresenta lo 0,57 % della superficie del territorio italiano. L'estensione complessiva delle aree a mare ricomprese nei SIN è pari a 77.733 ha. La problematica complessivamente interessa, ad eccezione del Molise, tutte le Regioni italiane.

Nella Tabella 5.3-57 è riportato l'elenco dei 41 Siti di Interesse Nazionale suddivisi per Regione/Provincia Autonoma di appartenenza, i riferimenti normativi di individuazione e perimetrazione e l'estensione (in ettari) delle superfici, divise in mare e terra per i siti in cui la perimetrazione comprenda anche aree marine.

In Figura 5.3-180 è riportata la localizzazione dei 41 Siti di Interesse Nazionale suddivisi per classe di superficie totale (estensione a terra + estensione a mare dove presente). Per il SIN Officina Grande Riparazione ETR di Bologna, recentemente individuato, non è attualmente disponibile il dato relativo all'estensione. L'identificativo numerico dei SIN riportato in figura è lo stesso utilizzato nella tabella e rappresenta l'ordine di individuazione dei SIN. I numeri non riportati in tabella sono riferiti ai 17 siti la cui competenza amministrativa è passata alle rispettive Regioni con D.M. 11 gennaio 2013. Più della metà (22) dei SIN ricade in Lombardia (5 SIN e parte del SIN Pieve Vergonte), Piemonte (3 SIN e parte dei SIN Pieve Vergonte e Cengio e Saliceto), Toscana (4), Puglia (4) e Sicilia (4). In termini di estensione complessiva dei SIN le Regioni che presentano le maggiori superfici complessive perimetrare (terra+mare) sono Piemonte (circa 105.800 ha), Sardegna (circa 56.800 ha), Sicilia (circa 24.400 ha) e Puglia (circa 24.000 ha). A livello regionale, in un solo caso (Piemonte con il 4,2%) la superficie a terra dei SIN è superiore all'1% del territorio regionale.

Tabella 5.3-57: Siti di Interesse Nazionale - Riferimenti normativi ed estensione (Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Gazzetta Ufficiale, MATTM e ISTAT – Annuario Dati Ambientali 2019)

Regione/ Provincia autonoma	Identificativo Sito ^a	Denominazione Sito	Riferimento normativo di individuazione	Riferimento normativo di perimetrazione	Estensione	
					Mare	Terra
					(ha)	
Piemonte	8	Cengio e Saliceto (tot. 22.249 ha)	L. 426/1998	D.M.20/10/1999 (G.U. 303 del 28/12/1999)	-	20.145
	11	Casal Monferrato	L. 426/1998	D.M.10/01/2000 (G.U. 43 del 22/02/2000)	-	73.895
	14	Balangero	L. 426/1998	D.M.10/01/2000 (G.U. 41 del 19/02/2000)	-	314
	15	Pieve Vergonte (tot. 15.687 ha)	L. 426/1998	D.M.10/01/2000 (G.U. 46 del 25/02/2000)	-	11.385
	45	Serravalle Scrivia	L. 179/2002	D.M.07/02/2003 (G.U. 86 del 12/04/2003)	-	74
Valle d'Aosta	38	Emarese	D.M. 468/2001	D.M.26/11/2002 (G.U. 20 del 25/01/2003) D.M.06/10/2006 (G.U. 20 del 25/01/2007) D.M.20/06/2016 (G.U. 162 del 13/07/2016)	-	23
Lombardia	15	Pieve Vergonte (tot. 15.687 ha)	L. 426/1998	D.M.10/01/2000 (G.U. 46 del 25/02/2000)	-	4.302
	16	Sesto San Giovanni	L. 388/2000	D.M.31/08/2001 (G.U. 250 del 26/10/2001)	-	255
	18	Pioltello – Rodano	L. 388/2000	D.M.31/08/2001 (G.U. 252 del 29/10/2001)	-	85
	42	Brescia – Caffaro	L. 179/2002	D.M.24/02/2003 (S.O. alla G.U. 121 del 27/05/2003)	-	262
	43	Broni	L. 179/2002	D.M.26/11/2002 (G.U. 23 del 29/01/2003) D.M.01/02/2018 (G.U. 41 del 19/02/2018)	-	15
	46	Laghi di Mantova e Polo chimico	L. 179/2002	D.M.07/02/2003 (G.U. 86 del 12/04/2003)	-	1.027
Trento	41	Trento nord	D.M. 468/2001	D.M.08/07/2002 (G.U. 232 del 03/10/2002)	-	24
Veneto	1	Venezia (Porto Marghera)	L. 426/1998	D.M.23/02/2000 (G.U. 52 del	-	1.618

				03/03/2000) D.M.24/04/2013 (G.U. 111 del 14/05/2013) D.M.22/12/2016 (G.U. 28 del 03/02/2017)		
Friuli Venezia Giulia	24	Trieste	D.M. 468/2001	D.M.24/02/2003 (S.O. alla G.U. 121 del 27/05/2003)	1.196	435
	25	Caffaro di Torviscosa (già Laguna di Grado e Marano)	D.M. 468/2001	D.M.24/02/2003 (S.O. alla G.U. 121 del 27/05/2003) D.M.12/12/2012 (G.U.2 del 03/01/2013) D.M.31/03/2017 (G.U. 110 del 13/05/2017)	-	201
Liguria	8	Cengio e Saliceto (tot. 22.249 ha)	L. 426/1998	D.M.20/10/1999 (G.U. 303 del 28/12/1999)	-	2.104
	27	Cogoletto - Stoppani	D.M. 468/2001	D.M.08/07/2002 (G.U. 230 del 01/10/2002)	167	45
Emilia Romagna	23	Fidenza	D.M. 468/2001	D.M.16/10/2002 (G.U. 286 del 06/12/2002)	-	25
	58	Officina Grande Riparazione ETR Bologna	L. 205/2017		-	13
Toscana	9	Piombino	L. 426/1998	D.M.10/01/2000 (G.U. 46 del 25/02/2000) D.M.07/04/2006 (G.U. 147 del 27/06/2006)	2.117	931
	10	Massa e Carrara	L. 426/1998	D.M.21/12/1999 (G.U. 25 del 01/02/2000) D.M.29/10/2013 (G.U. 274 del 22/11/2013)	-	116
	36	Livorno	D.M. 468/2001	D.M.24/02/2003 (S.O. alla G.U. 121 del 27/05/2003) D.M.22/05/2014 (G.U. 163 del 16/07/2014)	577	206
	47	Orbetello Area ex-Sitoco	L. 179/2002	D.M.02/12/2002 (G.U. 72 del 27/03/2003) D.M.26/11/2007 (G.U. 46 del 23/02/2008) O.P.C.M. 3841 del	2.645	204

				19/01/2010 (G.U. 20 del 26/01/2010)		
Umbria	37	Terni - Papigno	D.M. 468/2001	D.M.08/07/2002 (G.U. 234 del 05/10/2002)	-	655
Marche	44	Falconara Marittima	L. 179/2002	D.M.26/02/2003 (S.O. alla G.U. 121 del 27/05/2003)	1.165	108
Lazio	51	Bacino del Fiume Sacco	L. 248/2005	D.M.31/01/2008 (G.U. 100 del 29/04/2008) D.M.22/11/2016 (G.U. 293 del 16/12/2016)	-	7.235
Abruzzo	56	Bussi sul Tirino	D.M. 28/05/2008	D.M.29/05/2008 (G.U. 172 del 24/07/2008) D.M.10/08/2016 (G.U. 204 del 01/09/2016)	-	232
Campania	2	Napoli Orientale	L. 426/1998	O. C.29/12/1999 (G.U. 56 del 08/03/2000)	1.433	834
	17	Napoli Bagnoli – Coroglio	L. 388/2000	D.M.31/08/2001 (G.U. 250 del 26/10/2001) D.M.08/08/2014 (G.U. 195 del 23/08/2014)	1.453	249
Puglia	5	Manfredonia	L. 426/1998	D.M. 0/01/2000 (G.U. 47 del 26/02/2000)	855	303
	6	Brindisi	L. 426/1998	D.M.10/01/2000 (G.U. 43 del 22/02/2000)	5.597	5.851
	7	Taranto	L. 426/1998	D.M.10/01/2000 (G.U. 45 del 24/02/2000)	7.006	4.383
	33	Bari - Fibronit	D.M. 468/2001	D.M.08/07/2002 (G.U. 230 del 01/10/2002)	-	15
Basilicata	20	Tito	D.M. 468/2001	D.M.08/07/2002 (G.U. 231 del 02/10/2002)	-	315
	50	Aree industriali della Val Basento	L. 179/2002	D.M.26/02/2003 (S.O. alla G.U. 121 del 27/05/2003)	-	3.330
Calabria	21	Crotone – Cassano – Cerchiara	D.M. 468/2001	D.M.26/11/2002 (G.U. 17 del 22/01/2003) D.M.09/11/2017 (G.U. 281 del 01/12/2017)	1.448	884
Sicilia	3	Gela	L. 426/1998	D.M.10/01/2000 (G.U. 44 del 23/02/2000)	4.583	795

	4	Priolo	L. 426/1998	D.M.10/01/2000 (G.U. 44 del 23/02/2000) D.M. 10/03/2006 (G.U. 113 del 17/05/2006)	10.129	5.814
	35	Biancavilla	D.M. 468/2001	D.M.18/07/2002 (G.U. 231 del 02/10/2002)	-	330
	53	Milazzo	L. 266/2005	D.M.11/08/2006 (G.U. 256 del 03/11/2006)	2.198	549
Sardegna	34	Sulcis – Iglesiente – Guspinese	D.M. 468/2001	D.M.12/03/2003 (S.O. alla G.U. 121 del 27/05/2003) Deliberazione Giunta Regione Sardegna n. 27/13 del 01/06/2011 (BURAS 05/07/2011) D.M.28/10/2016 (G.U. 267 del 15/11/2016)	32.416	19.751
	49	Aree industriali di Porto Torres	L. 179/2002	D.M.07/02/2003 (G.U. 94 del 23/04/2003) D.M.03/08/2005 (G.U. 219 del 20/09/2005) D.M.21/07/2016 (G.U. 191 del 17/08/2016)	2.748	1.874
Totale					77.733	171.211

Note:

^a L'identificativo numerico rappresenta l'ordine di individuazione dei SIN. I numeri non riportati in tabella sono riferiti ai 17 siti la cui competenza amministrativa è passata alle rispettive Regioni con D.M. 11 gennaio 2013. Il numero è utilizzato in Figura 5.3-180 per identificare i 41 SIN.

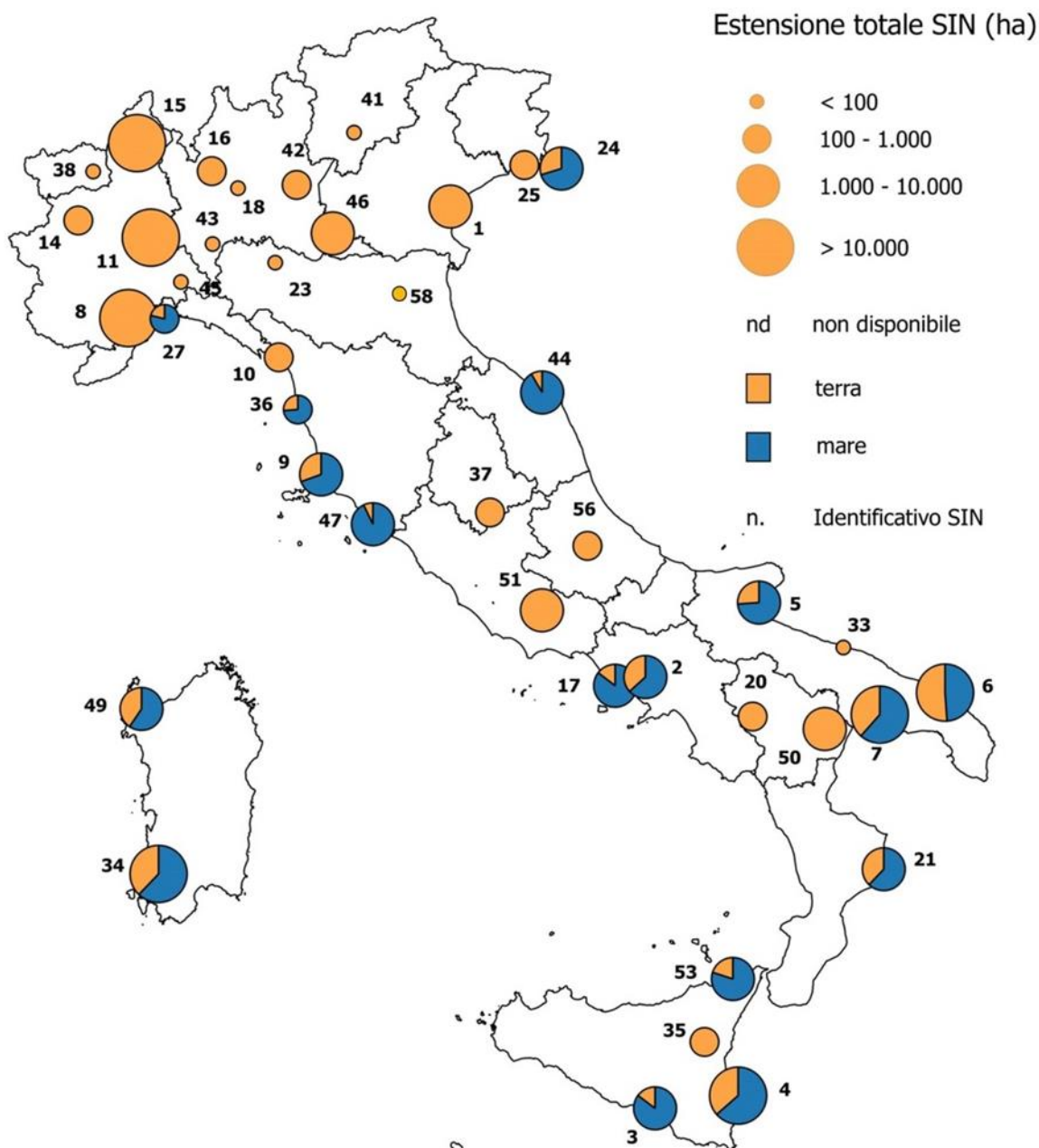


Figura 5.3-180: Localizzazione e classi di superficie totale dei Siti di Interesse Nazionale (Fonte: ISPRA – Annuario Dati Ambientali 2020)

La gestione dei siti contaminati è regolamentata, in Italia, dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i. (Parte IV, Titolo V). Il D.Lgs. 152/06 e s.m.i. individua l'analisi di rischio come strumento chiave per la definizione di sito contaminato e per la relativa gestione. La procedura di valutazione dei siti contaminati si articola in due step:

- a valle delle indagini preliminari il confronto con i valori di screening tabellari (CSC) stabiliti per le matrici suolo e acque sotterranee identifica i siti potenzialmente contaminati ($C > CSC$);

- successivamente, a valle della caratterizzazione di dettaglio e dell'analisi di rischio sito specifica che stabilisce nuovi valori soglia specifici (CSR), il sito può essere dichiarato contaminato ($C > CSR$) o non contaminato ($C < CSR$).

Per la gestione dei siti accertati come contaminati sono previsti dalla normativa interventi di:

- messa in sicurezza operativa: interventi eseguiti in un sito con attività in esercizio atti a garantire un adeguato livello di sicurezza per le persone e per l'ambiente, in attesa di ulteriori interventi di messa in sicurezza permanente o bonifica da realizzarsi alla cessazione dell'attività; comprende inoltre gli interventi di contenimento della contaminazione da mettere in atto in via transitoria fino all'esecuzione della bonifica o della messa in sicurezza permanente, al fine di evitare la diffusione della contaminazione all'interno della stessa matrice o tra matrici differenti;
- messa in sicurezza permanente: interventi atti a isolare in modo definitivo le fonti inquinanti rispetto alle matrici ambientali circostanti e a garantire un elevato e definitivo livello di sicurezza per le persone e per l'ambiente; in tali casi devono essere previsti piani di monitoraggio e controllo e limitazioni d'uso rispetto alle previsioni degli strumenti urbanistici;
- bonifica: interventi atti ad eliminare le fonti di inquinamento e le sostanze inquinanti o a ridurre le concentrazioni delle stesse presenti nel suolo, nel sottosuolo e nelle acque sotterranee ad un livello uguale o inferiore ai valori delle concentrazioni soglia di rischio (CSR).

Nella Tabella 5.3-58 è illustrato l'avanzamento delle attività di caratterizzazione e messa in sicurezza/bonifica riferito esclusivamente alle aree a terra; tale avanzamento è generalmente espresso in termini percentuali di superficie rispetto alla superficie perimetrata del SIN a terra, ad eccezione di alcuni SIN per i quali è riferito solo a una porzione della superficie perimetrata a terra.

Tabella 5.3-58: Stato di avanzamento degli interventi di caratterizzazione e messa in sicurezza/bonifica del suolo e delle acque sotterranee nei Siti di Interesse Nazionale (SIN) (Fonte: ISPRA – Annuario Dati Ambientali 2020)

Identificativo Sito ^a	Denominazione Sito	Estensione a mare (ha)	Estensione a terra (ha)	Piano di caratterizzazione eseguito per suolo/sottosuolo	Progetto di bonifica/messa in sicurezza per suolo/sottosuolo approvato con decreto	Procedimento concluso per suolo/sottosuolo	Piano di caratterizzazione eseguito per acque sotterranee	Progetto di bonifica/messa in sicurezza per acque sotterranee approvato con decreto	Procedimento concluso per acque sotterranee
1	Venezia (Porto Marghera)	-	1.618	95%	69%	17%	95%	66%	11%
2	Napoli Orientale	1.433	834	56%	17%	6%	56%	5%	5%
3	Gela	4.583	795	99%	13%	0%	100%	54%	0%
4	Priolo	10.129	5.814	47%	13%	8%	47%	18%	8%
5	Manfredonia ¹	855	303	100%	31%	18%	100%	78%	0%
6	Brindisi	5.597	5.851	89%	12%	6%	89%	16%	8%
7	Taranto	7.006	4.383	46%	8%	8%	46%	8%	7%
8	Cengio e Saliceto ²	-	22.249	100%	100%	0%	100%	100%	0%
9	Piombino	2.117	931	100%	13%	49%	100%	2%	4%
10	Massa e Carrara	-	116	100%	39%	8%	100%	15%	2%
11	Casal Monferrato ³	-	73.895	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
14	Balangero ³	-	314	100%	13%	0%	100%	100%	0%
15	Pieve Vergonte ⁴	-	15.687	100%	100%	0%	100%	100%	0%
16	Sesto San Giovanni	-	255	100%	44%	32%	100%	100%	0%
17	Napoli Bagnoli – Coroglio	1.453	249	97%	94%	0%	97%	97%	0%
18	Pioltello – Rodano	-	85	98%	33%	13%	98%	0%	0%
20	Tito	-	315	14%	8%	4%	14%	8%	4%
21	Crotone – Cassano – Cerchiara ⁵	1.448	884	51%	25%	13%	51%	11%	11%
23	Fidenza	-	25	100%	91%	10%	100%	91%	10%
24	Trieste	1.196	435	82%	29%	7%	82%	6%	6%

25	Caffaro di Torviscosa (già <i>Laguna di Grado e Marano</i>)	-	201	100%	5%	1%	100%	4%	1%
27	Cogoleto - Stoppani	167	45	100%	22%	0%	100%	22%	0%
33	Bari - Fibronit	-	15	100%	75%	0%	100%	75%	15%
34	Sulcis – Iglesiente – Guspinese ⁶	32.416	19.751	49%	9%	9%	49%	12%	6%
35	Biancavilla ³	-	330	100%	100%*	1%	100%	0%	0%
36	Livorno	577	206	100%	0%	0%	100%	0%	0%
37	Terni - Papigno	-	655	94%	1%	28%	94%	0%	2%
38	Emarese ³	-	23	68%	68%	0%	68%	0%	68%
41	Trento nord	-	24	90%	46%	0%	90%	46%	0%
42	Brescia – Caffaro ⁷	-	262	31%	16%	2%	8%	0%	0%
43	Broni	-	15	66%	65%	1%	65%	0%	65%
44	Falconara Marittima	1.165	108	90%	3%	0%	90%	66%	1%
45	Serravalle Scrivia	-	74	19%	9%	0%	19%	9%	0%
46	Laghi di Mantova e Polo chimico ⁸	-	1.027	60%	10%	3%	60%	14%	1%
47	Orbetello Area ex-Sitoco	2.645	204	31%	0%	0%	31%	20%	0%
49	Aree industriali di Porto Torres	2.748	1.874	71%	8%	12%	72%	65%	2%
50	Aree industriali della Val Basento	-	3.330	100%	1%	88%	100%	1%	88%
51	Bacino del Fiume Sacco	-	7.235	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
53	Milazzo	2.198	549	62%	20%	20%	62%	39%	19%
56	Bussi sul Tirino	-	232	61%	0%	1%	61%	0%	0%
58	Officina Grande Riparazione ETR di Bologna	-	13	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

Note:

a - l'identificativo numerico rappresenta l'ordine di individuazione dei SIN. I numeri non riportati in tabella sono riferiti ai 17 siti la cui competenza amministrativa è passata alle rispettive Regioni con DM 11 gennaio 2013. Il numero è utilizzato in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** per identificare i 41 SIN

1 - lo stato di avanzamento delle attività di caratterizzazione e di messa in sicurezza/bonifica non è riferito all'estensione dell'intero SIN ma a 216 ha

2 - lo stato di avanzamento delle attività di caratterizzazione e di messa in sicurezza/bonifica non è riferito all'estensione dell'intero SIN ma solo a quella dello stabilimento (77 ha)

3 - per le caratteristiche della contaminazione in questi SIN le attività sono relative principalmente alla caratterizzazione e messa in sicurezza di amianto, fluoroedenite e/o materiali contenenti amianto (MCA)

4 - lo stato di avanzamento delle attività di caratterizzazione e di messa in sicurezza/bonifica non è riferito all'estensione dell'intero SIN ma solo a quella dello stabilimento (42 ha)

5 - lo stato di avanzamento delle attività di caratterizzazione e di messa in sicurezza/bonifica non è riferito all'estensione dell'intero SIN ma solo a quella delle aree ricomprese nel Comune di Crotone (543 ha)

6 - lo stato di avanzamento delle attività di caratterizzazione e di messa in sicurezza/bonifica non è riferito all'estensione dell'intero SIN costituito di aree minerarie e aree industriali, ma solo a quella delle aree industriali (10.639 ha)

7 - per il SIN Brescia-Caffaro sono state individuate due differenti perimetrazioni per suolo e falda rispettivamente pari a 262 ha e 2109 ha. Gli stati di avanzamento sono riferiti ciascuno alla estensione della matrice interessata. L'estensione del SIN riportata, invece, è quella relativa al suolo

8 - lo stato di avanzamento delle attività di caratterizzazione e di messa in sicurezza/bonifica è riferito all'estensione del SIN a meno delle aree fluviali e lacuali e quindi ad un'estensione di 614 ha

*percentuale riferita agli interventi di MISE per le aree in cui è stata riscontrata presenza di fluoroedenite e potenziali sorgenti di contaminazione nel SIN. La percentuale potrebbe variare in caso dovessero essere riscontrate ulteriori potenziali sorgenti di contaminazione ad oggi non evidenziate

n.a. - non applicabile. Approvato il progetto definitivo di bonifica, relativo all'intero SIN, per tipologia di amianto (coperture e polverino). Il sito è incluso in un censimento soggetto ad aggiornamenti periodici

n.d. - dato non disponibile

La Figura 5.3-181 e la Figura 5.3-192 descrivono, rispettivamente per il suolo e per le acque sotterranee, l'avanzamento delle procedure riferito alla somma delle estensioni a terra dei SIN per le quali sono disponibili dati relativi all'avanzamento. Sono pertanto esclusi i SIN Officina Grande Riparazione ETR di Bologna e Bacino del Fiume Sacco. Sono esclusi dalla rappresentazione anche i SIN di Balangero, Casale Monferrato, Emarese e Biancavilla per la specificità della contaminazione prevalente (amianto, materiali contenenti amianto, fluoroedenite) e della tipologia di interventi che riguardano la messa in sicurezza di tali materiali. Gli "n.a." che, sia per i suoli sia per le acque sotterranee, ammontano a poco più del 50% dell'estensione totale, tengono conto delle aree ricomprese nel perimetro di alcuni SIN che non sono state considerate ai fini della valutazione dello stato di avanzamento (ad esempio le aree minerarie nel Sulcis-Iglesiente Guspinese, le aree esterne allo stabilimento per il SIN di Pieve Vergonte, ecc.). Dall'analisi complessiva emerge un quadro analogo per i suoli e le acque sotterranee, ovvero caratterizzazione eseguita in oltre il 60% della superficie, bonifica/MIS approvata con decreto in più del 14% (18% nel caso delle acque sotterranee) e procedimento concluso nel 16% della superficie complessiva per i suoli, 12% nel caso delle acque sotterranee.

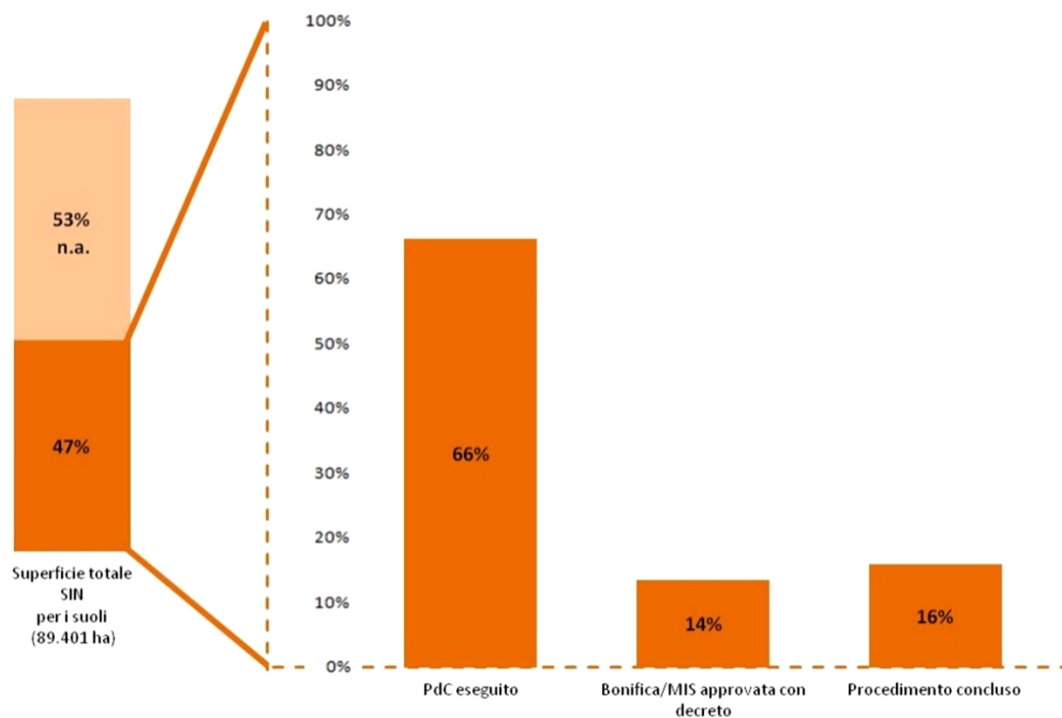


Figura 5.3-181: Avanzamento delle procedure di caratterizzazione e messa in sicurezza/bonifica sulla superficie totale dei SIN per il suolo (Fonte: ISPRA – Annuario Dati Ambientali 2020)

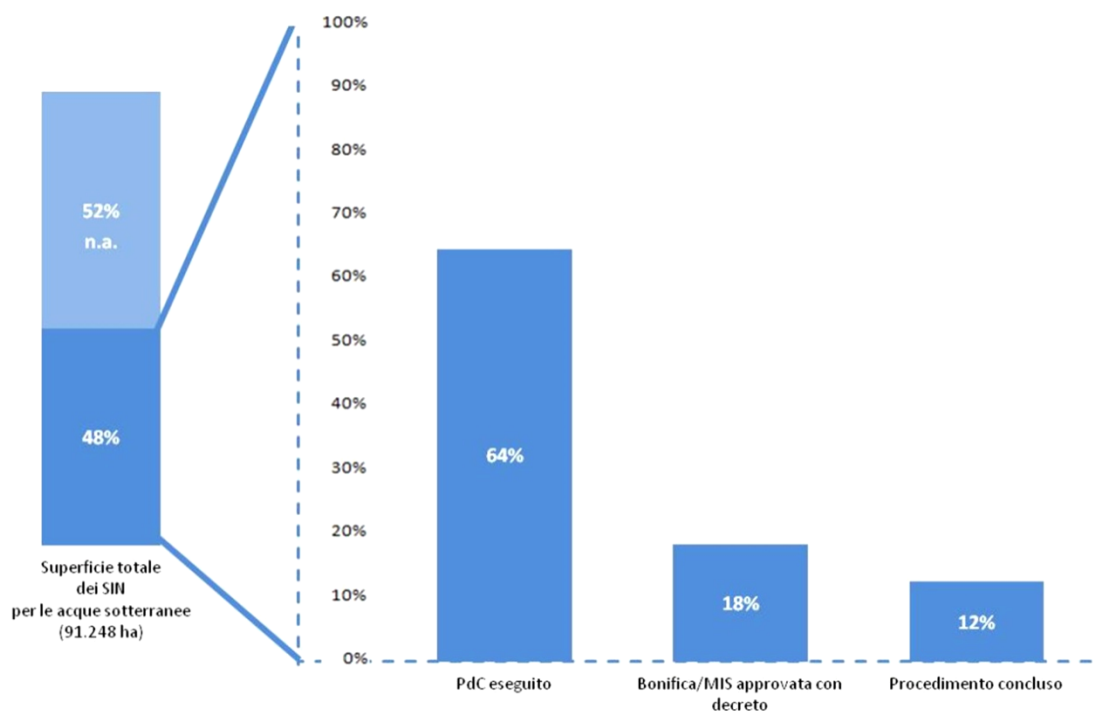


Figura 5.3-192: Avanzamento delle procedure di caratterizzazione e messa in sicurezza/bonifica sulla superficie totale dei SIN per le acque sotterranee (Fonte: ISPRA – Annuario Dati Ambientali 2020)

L'esecuzione di attività di prospezione nelle aree ricomprese nel perimetro dei SIN ricade tra le tipologie di opere le cui attività di scavo sono disciplinate dal DPR 120/2017.

Si richiama la definizione di terre e rocce da scavo di cui all'art. 2 comma 1 lettera c del citato DPR: "... c) «terre e rocce da scavo»: il suolo escavato derivante da attività finalizzate alla realizzazione di un'opera, tra le quali: scavi in genere (sbancamento, fondazioni, trincee); perforazione, trivellazione, palificazione, consolidamento; opere infrastrutturali (gallerie, strade); rimozione e livellamento di opere in terra. Le terre e rocce da scavo possono contenere anche i seguenti materiali: calcestruzzo, bentonite, polivinilcloruro (PVC), vetroresina, miscele cementizie e additivi per scavo meccanizzato, purché le terre e rocce contenenti tali materiali non presentino concentrazioni di inquinanti superiori ai limiti di cui alle colonne A e B, Tabella 1, Allegato 5, al Titolo V, della Parte IV, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, per la specifica destinazione d'uso ...".

Le attività di scavo nei siti oggetto di bonifica, tra i quali sono ricompresi i SIN, sono disciplinate dall'art. 25 del Decreto che recita: "... Fatto salvo quanto disposto dall'articolo 34, comma 7, del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164, per le attività di scavo da realizzare nei siti oggetto di bonifica già caratterizzati ai sensi dell'articolo 242 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si applicano le seguenti procedure:

a) nella realizzazione degli scavi è analizzato un numero significativo di campioni di suolo insaturo prelevati da stazioni di misura rappresentative dell'estensione dell'opera e del quadro ambientale conoscitivo. Il piano di dettaglio, comprensivo della lista degli analiti da ricercare è concordato con l'Agenzia di protezione ambientale territorialmente competente che si pronuncia entro e non oltre il termine di trenta giorni dalla richiesta del proponente, eventualmente stabilendo particolari prescrizioni in relazione alla specificità del sito e dell'intervento. Il proponente, trenta giorni prima dell'avvio dei lavori, trasmette agli Enti interessati il piano operativo degli interventi previsti e un dettagliato cronoprogramma con l'indicazione della data di inizio dei lavori;

b) le attività di scavo sono effettuate senza creare pregiudizio agli interventi e alle opere di prevenzione, messa in sicurezza, bonifica e ripristino necessarie ai sensi del Titolo V, della Parte IV, e della Parte VI del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e nel rispetto della normativa vigente in tema di salute e sicurezza dei lavoratori. Sono, altresì, adottate le precauzioni necessarie a non aumentare i livelli di inquinamento delle matrici ambientali interessate e, in particolare, delle acque sotterranee soprattutto in presenza di falde idriche superficiali. Le eventuali fonti attive di contaminazione, quali rifiuti o prodotto libero, rilevate nel corso delle attività di scavo, sono rimosse e gestite nel rispetto delle norme in materia di gestione dei rifiuti...”.

Alla luce del quadro normativo delineato, l'attività di prospezione nei SIN presuppone la previa caratterizzazione dell'area interessata dall'intervento secondo le procedure definite dagli artt. 242 e 252 del D. Lgs. 152/06.

Inoltre, completata la fase di caratterizzazione che restituisce il quadro ambientale dell'area, le attività di scavo dovranno essere effettuate nel rispetto delle condizioni previste dalla sopra riportata norma e pertanto l'autorità competente, nel caso di specie il MiTE, dovrà verificare che l'opera non interferisca con le future attività di bonifica, sia assicurata la tutela sanitaria dei lavoratori e dei fruitori dell'area e non si verifichi un aumento dei livelli di inquinamento delle matrici ambientali interessate e, in particolare, delle acque sotterranee. Nel caso delle prospezioni andrà valutato con attenzione il rischio di trasferimento di contaminazione tra le varie matrici (cross-contamination).

6. SCENARIO DI RIFERIMENTO

6.1. Opzione zero

Lo scenario di riferimento rappresenta l'evoluzione probabile dello stato ambientale in assenza del PiTESAI analizzato rispetto all'orizzonte temporale di pertinenza del Piano stesso.

Pur essendo la predisposizione del PiTESAI prevista dalla Legge 11 febbraio 2019, n. 12, l'assenza del Piano implicherebbe la mancata individuazione di criteri per la definizione di un quadro che consenta una gestione sostenibile delle attività di ricerca e sfruttamento di idrocarburi.

Tale opzione comporterebbe che tutto il territorio nazionale, con particolare riguardo alle aree caratterizzate dalla presenza di potenziale geominerario, e tutte le aree marine aperte per decreto, ad eccezione delle aree sottoposte a vincolo normativo di esclusione, rimarrebbero disponibili alla presentazione di nuove istanze per la ricerca e lo sfruttamento e che tutti i titoli e le istanze attualmente in essere manterrebbero la loro attività ed estensione superficiale.

L'effetto dell'opzione zero si tradurrebbe pertanto nella potenziale presentazione di nuove istanze e/o prosecuzione delle attuali attività e procedimenti in corso senza un quadro di riferimento territoriale rispetto al quale poter gestire le interferenze. Nel capitolo 7 del presente rapporto (Tabella 7-2: interferenze territoriali tra i titoli minerari/istanze aggiornati al 30/09/2021 e gli strati informativi afferenti ai vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione - Tabella 7-3: interferenze di centrali e pozzi tra i titoli minerari/istanze aggiornati al 30/06/2021 e gli strati informativi afferenti ai vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione) è condotta un'analisi rispetto alle attuali interferenze.

Tale circostanza, a causa del potenziale manifestarsi di potenziali nuovi impatti, potrebbe portare ad allontanare ancora di più il raggiungimento degli obiettivi fissati dalle Direttive europee in tema di biodiversità, acque, ambiente marino e dalle normative di recepimento nazionale come ad esempio relativamente allo stato di conservazione favorevole di habitat e specie di interesse Comunitario (obiettivo ripreso anche nell'ambito della Strategia Europea della biodiversità per il 2030 e considerato un indicatore

privilegiato per la valutazione dell'efficacia delle misure adottate nell'ambito della Strategia stessa), agli obiettivi di qualità delle acque e al "Good Environmental Status" dell'ambiente marino.

In tema di Biodiversità e, in particolare di habitat e specie di interesse comunitario, infatti, come riportato nello studio d'Incidenza allegato al presente rapporto, le valutazioni attuali (2013-2018) mostrano un netto peggioramento dello stato di conservazione rispetto al precedente ciclo di reporting, realizzati per le Direttive Natura (in base all'art. 17 della Direttiva Habitat e all'art. 12 della Direttiva Uccelli), sia per le specie ma ancor più evidentemente per gli habitat.

6.2. Scenario previsionale delle attività upstream in Italia in assenza del PiTESAI

6.2.1. I giacimenti in Italia e le riserve di idrocarburi

Negli ultimi anni il MiSE (ex Dgs-UNMIG, ora in DGISSEG) ha eseguito uno studio finalizzato a censire le diverse tipologie di giacimenti di idrocarburi presenti in Italia e rinvenuti a seguito delle attività di esplorazione e coltivazione intraprese dagli operatori negli ultimi 40-50 anni.

Dall'analisi condotta sui giacimenti italiani⁶⁴, il numero dei campi in fase di start-up, sviluppo e quelli maturi che presentano ancora potenziale residuo risultano complessivamente 152 (Tabella 6.2-1).

In termini descrittivi, si evidenzia che, l'analisi della numerosità dei giacimenti rinvenuti in Italia, ha mostrato che la tipologia più frequente è quella dei giacimenti di gas naturale sviluppati a terra in rocce serbatoio di sabbia, con classe di riserve bassa e pozzi con profondità minore di 2500 m che costituisce circa il 43% del totale, (65 campi associabili a tale categoria - "T.G.S.4.β"). Seguono, con n. 25 elementi, i giacimenti tipo "M.G.S.3.b" (giacimenti di gas naturale a mare in rocce serbatoio sabbiose con classe di riserve media e numero di piattaforme uguali o inferiori a 4).

Tendenzialmente la maggiore parte dei giacimenti sopra menzionati, con classi di riserva bassa o media, ha anche una fine vita che si esaurisce entro il 2030, in base alle riserve P1 e 3P⁶⁵. Un cluster significativo, sempre in termini di numerosità, è rappresentato da micro giacimenti storici delle argille scagliose (T.G.A.4.β), collocati in Appennino e con una durata indefinita e sistemi di integrazione spesso "a Km zero" con impianti produttivi o distributivi locali.

⁶⁴ Analisi effettuata nell'anno 2019 sulla base dei dati disponibili al 31.12.2018, non inclusiva dei giacimenti siciliani che si sviluppano a terra.

⁶⁵ Per **riserve recuperabili** si intendono le somme dei valori delle riserve certe (P1), del 50% delle riserve probabili (P2) e del 20% delle riserve possibili (P3). Con il termine 3P si intende invece la somma delle riserve P1, P2 e P3 non pesate.

Le **riserve certe** (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 ed operative esistenti al momento considerato.

Le **riserve probabili** (P2) rappresentano le quantità di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria dei giacimenti disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità (maggiore del 50%) in base alle condizioni tecniche contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato; gli elementi di incertezza residua possono riguardare l'estensione o altre caratteristiche del giacimento (rischio minerario), l'economicità (alle condizioni del progetto di sviluppo), l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita.

Le **riserve possibili** (P3) sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto (molto minore del 50%) rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Tabella 6.2-1: Tavola sinottica dell'articolazione della clusterizzazione, nome del giacimento tipo e numerosità dei giacimenti associati ad ogni singolo cluster [Fonte: Zuppardi et al., 2019]

Cluster	Idrocarburo e localizzazione del giacimento	Tipo di roccia serbatoio	Classe di riserve	Numero di giacimenti da associare al giacimento tipo
T.G.S.2.α	GIACIMENTO A GAS E A TERRA	SABBIA	ALTA	1
T.G.S.2.β				7
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.α		CARBONATO	SUPERIORE	3
T.O.C.2.α			INFERIORE	5
M.O.S	GIACIMENTO A OLIO E A MARE	SABBIA	INFERIORE	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

* (Associato a T.G.S.4.β); ** (Associato a M.G.S.3.b); *** (Associato a T.O.C.2.α)

È importante fare un'ulteriore considerazione in merito ai giacimenti a gas naturale connotati da una grande dimensione che, seppure non particolarmente frequenti, presentano riserve significative (classe di riserva alta ed altissima); gli stessi superano ampiamente quelle dei piccoli e medi giacimenti di cui sopra e presentano un profilo di durata per l'estrazione oltre al 2040 se si considerano i profili delle riserve 3P. Inoltre, anche se il numero di giacimenti a mare (43) è inferiore rispetto a quelli a terra (94), in termini di riserve certe i giacimenti a gas a mare rappresentano un potenziale residuo dell'80 % sul totale delle riserve complessive dei campi a gas.

I titoli minerari vigenti di gas naturale sia a terra che a mare potrebbero presentare ulteriori potenzialità in termini di riserve possibili e probabili, nonché potenziali risorse. Al riguardo, a breve termine, un giacimento di estrazione con le predette caratteristiche di grandi dimensioni in termini di riserve è Argo e Cassiopea al largo di Gela, che potrebbe creare un picco temporaneo di produzione degli idrocarburi.

Per quanto riguarda i giacimenti di olio, a cui spesso è associato anche gas naturale, il quadro è piuttosto diverso dal settore gas naturale. In Italia i giacimenti attivi sono in generale pochi ma, a parte alcuni piccoli giacimenti, quelli attivi (essenzialmente a mare o a terra nell'area meridionale italiana), hanno una durata e delle riserve significative; è nota, tra gli altri, la provincia della zona della Basilicata in cui sono attivi i due più grandi giacimenti a terra europei (Val d'Agri e Gorgoglione).

Come per i giacimenti a gas, anche per l'olio si è proceduto a confrontare i campi offshore con quelli onshore; sebbene gli stessi si eguagliano in termini di numerosità, dall'analisi del potenziale residuo recuperabile, emerge che i giacimenti a mare in termini di riserve certe rappresentano solo l'8% del totale delle riserve complessive dei campi ad olio (terra e mare). Tale dato conferma la significatività dei grandi giacimenti a terra noti in Basilicata sia per riserve ancora recuperabili sia per durata di probabile vita produttiva del giacimento.

L'inquadramento in termini di potenziale geominerario corrente e futuro ha come indicatori principali le riserve e le risorse, che per il settore estrattivo degli idrocarburi si articola in varie categorie in base alla conoscenza effettiva provata del giacimento e degli investimenti previsti ed autorizzati.

In particolare, l'analisi delle riserve permette di stimare la quantità di gas e olio recuperabili in base al programma di sviluppo e queste possono variare nel tempo sia in funzione dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, acquisiti nel tempo con la coltivazione del campo, sia per motivazioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato. Inoltre l'analisi dei profili di produzione fino a fine vita dei giacimenti permette di stimare quest'ultima.

Il dato rivalutato sulle riserve al 31 dicembre 2020 (da distinguere secondo la classificazione internazionale in certe (P1), probabili (P2) e possibili (P3)), rivela, rispetto al dato fissato al 31 dicembre 2019 e al netto della produzione ottenuta nell'anno 2020, un incremento del 7,6% per il gas ed un incremento del 18,2% per l'olio greggio. Per quanto attiene all'ubicazione delle riserve certe, il 55,7% del totale nazionale di gas è ubicato in terra, mentre le riserve di olio ricadono per il 95,2% in terraferma, per la maggior parte in Basilicata.

Tabella 6.2-2: Riserve di gas naturale al 31 dicembre 2020

	GAS (milioni di Sm ³)			
	Certe	Probabili	Possibili	% Certe
Nord Italia	2.286	2.291	243	5,00%
Centro Italia	192	571	21	0,40%
Sud Italia	21.804	24.037	12.916	47,60%
Sicilia	1.073	356	455	2,30%
Totale TERRA	25.355	27.256	13.635	55,40%
Zona A	6.417	5.287	1.770	14,00%
Zona B	6.493	4.727	1.272	14,20%
Zone C+D+F+G	7.511	8.633	3.235	16,40%

Totale MARE	20.421	18.646	6.277	44,60%
TOTALE	45.775	45.901	19.912	100,00%

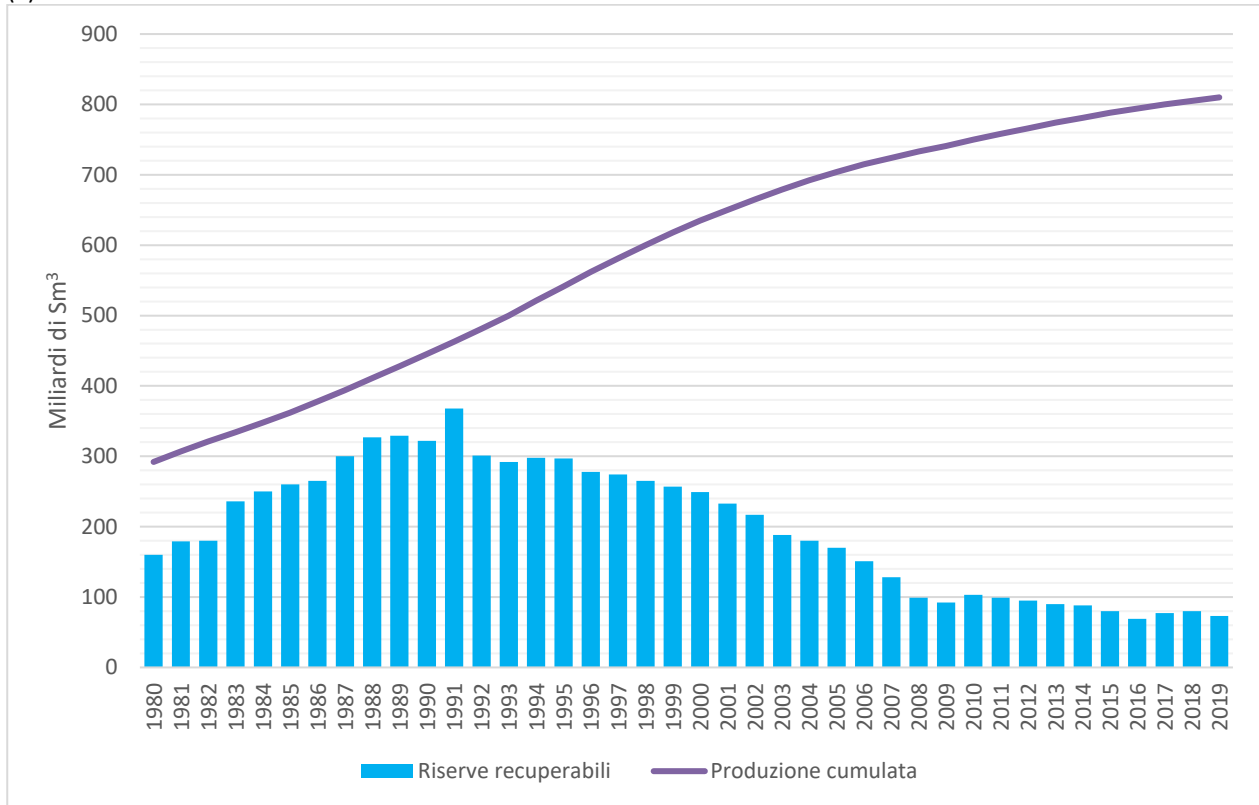
Tabella 6.2-3: Riserve di olio greggio al 31 dicembre 2020

OLIO (migliaia di tonnellate)				
	Certe	Probabili	Possibili	% Certe
Nord Italia	1.575	4.016	0	2,0%
Centro Italia	36	0	0	0,0%
Sud Italia	69.564	74.827	56.749	87,2%
Sicilia	4.774	2.798	2.062	6,0%
Totale TERRA	75.949	81.641	58.811	95,2%
Zona B	2.106	600	0	2,6%
Zona C	1.754	105	342	2,2%
Zona F	0	0	0	0,0%
Totale MARE	3.860	705	342	4,8%
TOTALE	79.809	82.346	59.153	100,0%

Nei due grafici seguenti (Figura 6.2-1) sono messi a confronto, prima per il gas e poi per l'olio, i valori delle riserve recuperabili con i valori della produzione cumulata.

Le riserve recuperabili sono state calcolate come somma delle riserve certe (P1), del 50% delle riserve probabili (P2) e del 20% delle riserve possibili (P3)

(a) Gas naturale



(b) Olio greggio

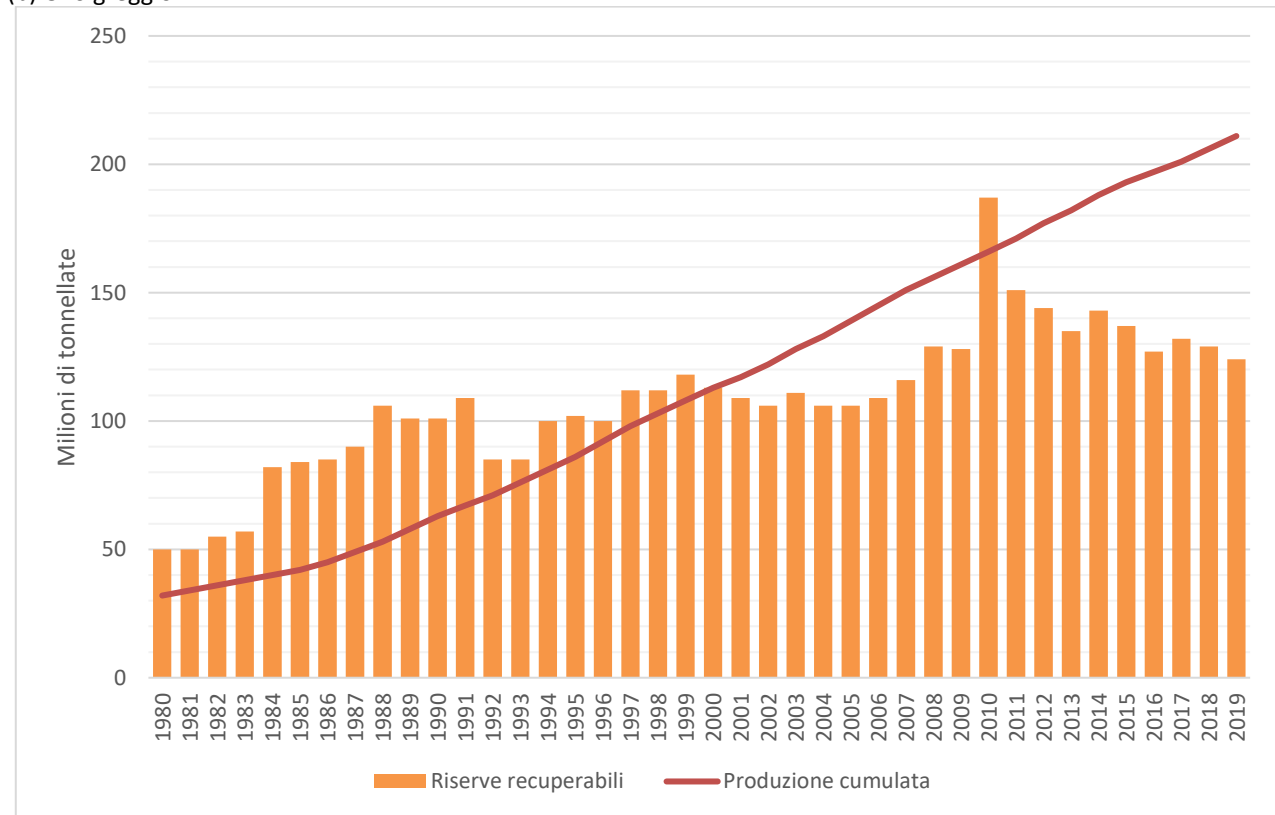


Figura 6.2-1: Riserve recuperabili (P1 + 50% P2 + 20% P3) e produzione cumulata - Serie storica 1980-2019

Il dato pluriennale delle riserve recuperabili riportato nei grafici precedenti evidenzia, nel corso degli ultimi 20 anni, una costante riduzione dei volumi recuperabili di gas naturale principalmente dovuta al ridotto numero di nuovi ritrovamenti non sufficienti per compensare i volumi prodotti. Diverso l'andamento delle riserve recuperabili di olio greggio che si sono mantenute costanti nel periodo esaminato.

Oltre ai dati storici riportati in precedenza, nel 2020 la DGISSEG ha effettuato uno studio del possibile andamento delle riserve nel periodo 2020-2068. A tal fine sono stati richiesti agli operatori, per tutti i giacimenti di loro competenza, i profili di produzione riportanti per ciascun anno le riserve residue al netto dei volumi di idrocarburi che si prevede di mettere in produzione dal 2020 in poi.

I dati utilizzati per le previsioni sono stati forniti dagli operatori con un livello di dettaglio non omogeneo; è stato pertanto necessario uniformare i dati al minor dettaglio disponibile (P1 e 3P). La mancata disponibilità dei valori distinti delle riserve probabili (P2) e possibili (P3), avendo a disposizione solo il loro valore complessivo (ricavato come 3P-P1), ha comportato che le valutazioni sulle riserve recuperabili, per questo scenario previsionale, sono state effettuate considerando le stesse come la somma delle riserve certe (P1) più il 35% della somma delle probabili e possibili (P2+P3).

Nel grafico seguente (Figura 6.2-2) è riportata la serie storica 1986-2019 di produzione di idrocarburi e i valori di previsione di messa in produzione delle riserve recuperabili secondo i profili di produzione disponibili.

Lo scenario preso a riferimento è quello in cui si ipotizza una diminuzione progressiva della messa in operatività di nuove concessioni di coltivazione, ma con la possibilità di effettuare le attività di manutenzione ordinaria e straordinaria delle strutture esistenti e di investimenti all'interno delle concessioni già vigenti per la messa in produzione dei volumi stimati. Questo andamento, quindi, non considera né eventuali risultati di recenti o nuove esplorazioni. Altresì non considera investimenti non attualmente previsti o prevedibili su scoperte non messe in produzione o su aree con potenziale geominerario non provato (es: *prospects*) già presenti in concessioni vigenti.

L'andamento ricavato secondo lo scenario di base ipotizzato, evidenzia essenzialmente che per l'orizzonte temporale del 2050 si avrà una produzione nazionale di idrocarburi pressoché nulla – si ottiene pertanto una situazione previsionale che si sviluppa in linea con la necessità di raggiungere il target della neutralità carbonica nei Paesi membri dell'UE al 2050.

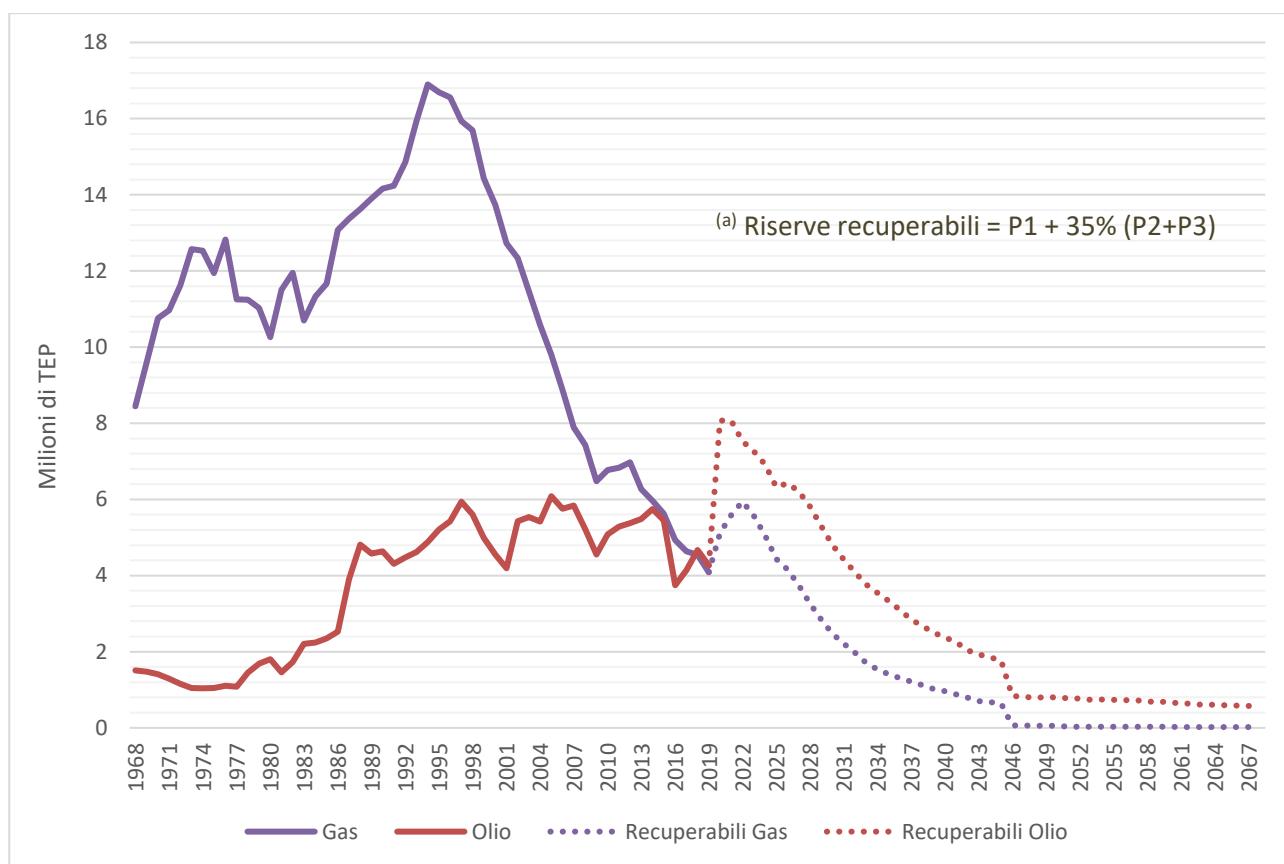


Figura 6.2-2: Produzione nazionale di idrocarburi - Serie storica 1968-2019 e previsioni su riserve recuperabili (a) 2020-2068

Per quanto riguarda la durata della vita utile dei giacimenti a gas naturale in coltivazione in Italia (escluso il dato relativo alla Sicilia), è da evidenziare che, il recupero delle riserve associate per il 57% dei giacimenti è previsto entro il 2030 (44 in terraferma e 22 in mare). Inoltre, 41 campi, pari al 36% del totale, si esauriranno entro il 2040 (di cui 26 in terraferma e 15 a mare), mentre per 8 giacimenti si prevede il termine del recupero del potenziale produttivo entro il 2050, salvo per un solo campo per il quale si prevede la fine vita utile dello stesso al 2060.

Mentre per il quadro di estrazione dell'olio greggio si può osservare che il numero dei giacimenti offshore è confrontabile con quello onshore, ma il potenziale dei giacimenti a mare in termini di riserve certe rappresenta solo l'8% del totale delle riserve complessive dei campi ad olio tra terra e mare. Questo dato conferma la circostanza sulla significatività dei grandi giacimenti a terra noti in Basilicata, sia per le riserve ancora recuperabili, sia per la durata di probabile vita produttiva del giacimento.

6.2.2. Produzione e valore del comparto oil & gas in Italia nel periodo 2020-2050

Il CRIET (Centro di Ricerca Interuniversitario in Economia del Territorio) - Università degli Studi di Milano Bicocca, in virtù dell'Accordo di collaborazione in essere con il MiSE (DGISSEG), si è occupato di effettuare un'analisi, sotto il profilo economico-finanziario, dei giacimenti italiani di olio e gas naturale nel loro complesso ed ha realizzato un modello di studio tale da permettere di simulare i diversi scenari della produzione di olio e gas in Italia al variare dei prezzi unitari degli stessi e del costo del denaro.

Il lavoro svolto dal CRIET ha inteso fornire un contributo informativo sul tema andando a misurare gli effetti economici diretti della produzione di petrolio e gas in Italia nell'ipotesi "*as is*", ovvero senza cambiamenti rispetto alla situazione attuale né dal punto di vista regolatorio, né dal punto di vista delle decisioni delle imprese del settore. In particolare, non si è preso in considerazione che ulteriori attività di esplorazione mineraria o nuovi e più aggiornati piani di produzione di sicuro condurrebbero ad individuare maggiori riserve suscettibili di sfruttamento.

Il lavoro si è basato quindi sui piani di produzione autorizzati dal MiSE alle imprese del settore oil & gas e ha mirato a calcolare il valore attuale netto della produzione nel periodo 2020-50, i benefici della produzione per lo Stato e anche quelli per il territorio in termini di stipendi e salari distribuiti. Si noti che, rispetto all'analisi del precedente paragrafo, sono diversi gli orizzonti temporali considerati. Inoltre, è bene sottolineare da subito che i valori delle produzioni attese e/o possibili sono il risultato di stime sulle caratteristiche geologiche dei diversi giacimenti, stime caratterizzate da un significativo grado di aleatorietà. Se a questo si aggiunge il grado di incertezza circa il prezzo di oil & gas, il costo medio del capitale e delle aliquote fiscali e contributive nel lungo periodo, è evidente che lo studio sviluppato nel presente paragrafo deve intendersi come un'analisi finalizzata a comprendere le "dimensioni del fenomeno" in esame da un lato e, dall'altro, un modo per sottolineare quelle che possono essere le criticità per il bilancio dello Stato e più in generale per la società. Di certo non può e non deve essere considerata come un'analisi fondata su dati certificati.

A tal fine, dopo una sintetica review della letteratura sul tema, sarà presentata di seguito la metodologia, e gli indicatori utilizzati, per arrivare ai risultati.

6.2.2.a Review della letteratura

Nel corso degli anni diversi studi hanno analizzato la relazione esistente tra petrolio e gas naturale, offrendo soprattutto ricerche volte a meglio comprendere i processi di formazione degli idrocarburi (Bieker et al., 2007, Kan e Tomson, 2012). A titolo esemplificativo ricordiamo la ricerca di Riva et al. (1986), all'interno della quale sono ricostruiti i processi che hanno portato alla formazione di riserve di idrocarburi nel sottosuolo della Pianura Padana.

Alcuni studi si sono inoltre focalizzati su una migliore quantificazione dei giacimenti di idrocarburi (Lund, 1999), altri hanno invece investigato il processo di transizione ad un'economia low carbon. In particolare Atanasova e Schwartz (2019), hanno contribuito a valutare le implicazioni legate al rischio climatico e all'incertezza delle politiche in materia di cambiamenti climatici delle imprese di combustibili fossili, mediante uno studio condotto sulle riserve di petrolio sviluppate e non.

Numerose altre ricerche sono state rivolte alla disamina dell'andamento dei prezzi del petrolio e del gas naturale, al fine di delineare i trend e gli scenari futuri dei mercati. In tale prospettiva, Martina et al. (2011) hanno analizzato l'evoluzione dei prezzi del greggio utilizzando metodi entropici. Poiché la complessità del prezzo del greggio può dipendere dall'orizzonte temporale, i risultati ottenuti sono stati interpretati in relazione all'efficienza del mercato, nel senso che valori elevati di entropia sono stati correlati a un'evoluzione del mercato più complessa e, quindi, meno prevedibile.

Gori (2016) ha dimostrato attraverso l'uso di equazioni di conversione che l'evoluzione dei prezzi del greggio dipende dal tasso di consumo del petrolio e che tale relazione è influenzata dai tassi di interesse sia delle risorse estratte sia di quelle non estratte.

Lo studio condotto da Heidari et al. (2013) ha esaminato il rapporto esistente tra il consumo di gas naturale e la crescita economica in Iran tra il 1972 e il 2007 attraverso un modello di produzione multivariato. Inoltre, ha anche studiato gli effetti del prezzo del gas naturale sui consumi e sulla crescita economica, utilizzando un

modello basato sulla domanda di gas naturale. I risultati suggeriscono che il prezzo del gas naturale ha un impatto negativo sul suo consumo esclusivamente nel lungo periodo.

Un ulteriore aspetto che è stato analizzato all'interno della letteratura riguarda la relazione tra la volatilità di due delle principali tipologie di greggio, il Brent, che viene estratto nel mare del Nord, e il Wti (West Texas Intermediate), estratto nel Sud degli Stati Uniti. In particolare, Charles & Darné (2009) hanno monitorato e raccolto i dati giornalieri dei due principali mercati del greggio da giugno 1982 fino a luglio 2008 al fine di analizzare la varianza dei prezzi del greggio e dall'altro valutare l'efficienza comparata dei due mercati. Le evidenze empiriche dello studio dimostrano che il mercato del Brent è risultato essere meno efficiente rispetto al mercato del Wti tra il 1994 e il 2008.

Gli studi condotti nel corso degli anni, tuttavia, non forniscono analisi economico-finanziarie con una visione a lungo termine e prospettica che partendo dai dati di produzione delle imprese permettano di stimare i benefici per le imprese, lo Stato e la collettività. Per tale ragione di seguito sarà riportata l'analisi empirica svolta sulla base di un database che racchiude la produzione italiana complessiva di idrocarburi ipotizzata dal 2020 al 2050, al fine di calcolare i benefici aziendali, statali e territoriali in Italia in seguito all'adozione del PiTESAI.

6.2.2.b Il campione di ricerca

La base dati

Per l'effettuazione dell'analisi oggetto del presente studio del CRIET, il MiSE ha reso disponibile un database - garantendo l'anonimato alle specifiche società - contenente informazioni relative alle imprese che operano nel settore oil & gas. In particolare, i dati forniti dal MiSE si riferiscono alla quantità complessiva di petrolio e gas naturale che potrà essere estratta dagli operatori nel periodo 2020-2050 sulla base dei rispettivi piani di produzione presentati e autorizzati a tutto il 2019. Inoltre, il database contiene le informazioni circa le altre riserve probabili o note per analogia per le quali non vi sono piani di sviluppo autorizzati.

Non sono ricompresi nell'analisi i dati relativi all'onshore della Regione Sicilia in quanto per tale area geografica è prevista una legislazione e regolazione mineraria separata.

I dati forniti dal MiSE sono stati successivamente discussi con alcuni primari operatori nazionali e inseriti all'interno di un nuovo database contenente le seguenti informazioni:

- il piano di produzione per il periodo 2020-2050 espresso in kboe. Si ricorda che il kboe (kilo barrel of oil equivalent) equivale a 1.000 boe e che il boe (barrel of oil equivalent) è un'unità di misura dell'energia che corrisponde all'energia approssimativamente rilasciata nel processo dalla combustione di un barile di petrolio greggio. Il boe è utilizzato dalle società petrolifere e del gas nei loro resoconti finanziari per combinare le riserve e la produzione di oil & gas in un'unica unità di misura;
- la tipologia di risorsa minerale: petrolio/gas;
- lo stato del campo e cioè: *"Attivo"* cioè in produzione; *"Nuovo Campo"* cioè nuova zona scoperta in prossimità di un giacimento; *"Non iniziato"* cioè campo scoperto ma non ancora avviato alla coltivazione; *"Chiuso"* cioè campo dove viene bloccata l'estrazione; *"Esaurito"* cioè zona del giacimento ufficialmente terminata;
- tipologia di giacimento *onshore / offshore*.

Ogni singolo campo del database è stato differenziato in base alle diverse tipologie di riserve e, inoltre, per le diverse probabilità di esistenza delle stesse. Si sono quindi considerate le seguenti tipologie:

- P1_{DEV} = riserve P1 DEV ovvero le riserve accertate e sviluppate o in ogni caso autorizzate, che saranno recuperate tramite pozzi e facility esistenti e relativi metodi operativi;
- P1_{UNDEV} = riserve P1 UNDEV ovvero le riserve accertate ma non sviluppate, che sarebbe possibile recuperare con certezza solamente a seguito di nuove perforazioni e nuove facility;
- P2_{DEV} = riserve P2 DEV ovvero le riserve probabili sviluppate o in ogni caso autorizzate, il cui ammontare complessivo non è possibile apprezzare con certezza a causa di un minor grado di sviluppo delle attività esplorative o della minor conoscenza del giacimento, e che saranno recuperate tramite pozzi e facility esistenti e relativi metodi operativi;
- P2_{UNDEV} = riserve P2 UNDEV ovvero le riserve probabili non sviluppate, il cui ammontare complessivo non è possibile apprezzare con certezza a causa di un minor grado di sviluppo delle attività esplorative o della minor conoscenza del giacimento, e che sarebbe possibile recuperare con certezza solamente a seguito di nuove perforazioni e nuove facility;
- P3 = riserve P3 ovvero le riserve possibili, il cui ammontare è noto solo per analogia e sulla base di indagini indirette e che saranno recuperate attraverso la perforazione di nuovi pozzi e la costruzione di nuove facility.

Le precedenti tipologie di riserve corrispondono alla classificazione in uso presso gli operatori. Non c'è una uniformità di vedute circa il valore da assegnare alle probabilità di sfruttamento delle riserve per ogni specifica tipologia. Nel presente lavoro le probabilità adottate, sintetizzate nella successiva Tabella 6.2-4, tengono conto del diverso livello di conoscenza del giacimento e corrispondono a: 100 % per le riserve P1_{DEV} e P1_{UNDEV}, 50 % per le riserve P2_{DEV} e P2_{UNDEV} e 40 % per le riserve P3.

Una analisi probabilistica più approfondita esula dagli scopi di questo lavoro e può essere condotta solamente attraverso studi di giacimento puntuali e altrettanto puntuali progetti di sviluppo.

In generale si può affermare che i valori di P1, P2 e P3 dichiarati dagli operatori sono calcolati in base alle caratteristiche morfologiche e petrofisiche del giacimento, ottenute con diversi gradi di approssimazione corrispondenti ai diversi gradi di sviluppo dei progetti di sfruttamento dello stesso e cioè:

- P1 corrispondenti a: *end of appraisal / begin of development phase*;
- P2 corrispondenti a: *end of exploration phase*;
- P3 corrispondenti a: *end of prospect / seismic phase*.

Nella realtà, man mano che si approfondisce la conoscenza del giacimento, diminuiscono le incertezze relative ai molti parametri che influenzano la reale quantità di riserve estraibili e, quindi, diminuisce il relativo grado di incertezza, così che le riserve realmente estraibili si avvicinano al valore complessivo calcolato sulla base delle prime indicazioni geofisiche e geominerarie.

In pratica, le percentuali utilizzate nel presente lavoro rappresentano la quantità, che con una determinata probabilità (100%, 50% e 40% rispettivamente per le P1, P2 e P3) è possibile effettivamente estrarre rispetto alle stime approssimative basate su una conoscenza limitata del giacimento e, quindi, ottenute principalmente sulla morfologia del giacimento e su dati petrofisici conosciuti (come per le P2) o noti per analogia (come per le P3). Ne consegue che per le P3, in zone minerarie note e già perforate, la differenza tra dati di pozzo e da indagini puntuali (le riserve P1 e P2) e dati noti per analogia (ovvero le P3) possa essere bassa: questo giustificerebbe l'assunzione, al livello di analisi di questo studio, di percentuali uguali per P2 e P3, ma prudenzialmente sono state assunte percentuali differenti (50% per le P2 e 40% per le P3). Il volume delle riserve di tipo P3 può essere più correttamente ricavato da "studi di bacino" condotti a livello di sistema minerario. Tali studi sono spesso realizzati da società di ricerca indipendenti e operanti a livello internazionale.

Infine, si deve considerare che i progetti autorizzati dal MiSE sono relativi a sviluppi per la coltivazione di giacimenti in termini di installazione di impianti e di programmi di produzione. Essi fanno riferimento, pertanto, alle sole riserve P1 DEV e P2 DEV, anche se contengono, alle volte, indicazioni sulle riserve P1 UNDEV e P2 UNDEV e, anche se più raramente, sulle P3.

Resta il fatto che, per definizione, i programmi di produzione approvati ufficialmente non possono che essere relativi a P1 DEV più P2 DEV. Pertanto, i risultati del presente studio saranno presentati in modo distinto fra riserve P1 DEV e P2 DEV dal un lato e, dall'altro, quelle P1 UNDEV, P2 UNDEV e P3.

6.2.2.c Gli indicatori

Per comprendere il valore attuale netto della produzione e i benefici per lo Stato e per i territori si è reso necessario innanzitutto convertite in numero di boe le produzioni dal 2020 al 2050 di petrolio e gas naturale espressi in kboe.

Successivamente, sia per il petrolio che per il gas naturale, si sono definite le seguenti espressioni e parametri utili per il calcolo del totale del valore delle attività estrattive in Italia:

- Ricavi;
- CapEx;
- OpEx;
- Valore attuale netto dei flussi di cassa sia per le riserve certe che per quelle probabili o note per analogia;
- Benefici per lo Stato e per il territorio.

I Ricavi

Le espressioni dei ricavi, generali per tutti i tipi di riserve, e i relativi parametri sono presentati per la produzione di petrolio nell'espressione [1] e per quella del gas naturale nella [2].

$$[1] \quad R_P = Q_P * \varphi_P * P_P * e_{\$/\text{€}}$$

$$[2] \quad R_G = Q_G * \varphi_G * P_G$$

dove in tutte le variabili gli indici P e G stanno ad indicare rispettivamente il riferimento al petrolio e al gas naturale; R_P e R_G sono i ricavi imputabili all'attività estrattiva rispettivamente di petrolio e gas naturale; Q_P e Q_G sono le quantità in boe rispettivamente di petrolio e di gas derivanti dai piani di produzione; P_P e P_G sono nell'ordine il prezzo del petrolio Brent, espresso in USD e assunto pari a USD 57,00 al boe, e del gas naturale in Euro e ipotizzato pari € 33,1305 al boe; $e_{\$/\text{€}}$ è il tasso di cambio USD su Euro che si è considerato pari a 0,91; infine φ_P e φ_G sono le probabilità di sfruttamento delle riserve che sono state definite per le diverse tipologie come indicato nella successiva tabella (Tabella 6.2-4).

Tabella 6.2-4: Probabilità di sfruttamento delle riserve di petrolio e gas naturale.

Tipologia Riserve	Petrolio	Gas naturale
P1 DEV	100%	100%
P1 UNDEV	100%	100%
P2 DEV	50%	50%
P2 UNDEV	50%	50%
P3	40%	40%

I CapEx

Definita la modalità di calcolo dei ricavi e i relativi parametri sono state specificate le espressioni e i parametri per il calcolo dei CapEx (*CAPital EXpenditures*), ossia le cosiddette spese sostenute da un'impresa per acquistare, mantenere o implementare le sue immobilizzazioni.

Per la stima dei CapEx, si è ipotizzato di associare al petrolio i parametri tipici dei giacimenti *Onshore*, mentre al gas naturale sono stati attribuiti quelli delle attività *Offshore*. L'ipotesi è stata introdotta per semplicità di analisi sul presupposto della prevalenza in Italia delle produzioni di petrolio su terra e di quelle di gas naturale su piattaforma in mare.

Inoltre, sia per il petrolio che per il gas naturale è stato attribuito un CapEx pari a zero per le riserve P1_{DEV} e le P2_{DEV} dato che le riserve P1_{DEV} risultano completamente sviluppate e gli investimenti per le P2_{DEV} sono stati in buona parte effettuati. Questa assunzione rappresenta una semplificazione piuttosto sommaria della realtà, ma necessaria poiché i dati a disposizione non permettono un approccio più analitico. Di fatto corrisponde ad immaginare che i profili di produzione delle riserve P1_{DEV} e delle P2_{DEV} siano ottenuti senza alcun investimento sui campi ulteriore rispetto alle manutenzioni.

Effettuate le precedenti ipotesi, di seguito si presentano le espressioni [3] e [4] di calcolo dei CapEx rispettivamente per il petrolio e il gas naturale.

$$[3] \quad CapEx_P = Q_P * \varphi_P * \delta_{P,\$/boe} * e_{\$/\epsilon}$$

$$[4] \quad CapEx_G = Q_G * \varphi_G * \delta_{G,\$/boe} * e_{\$/\epsilon}$$

dove, come in precedenza, gli indici P e G indicano rispettivamente il riferimento al petrolio e al gas naturale. Si noti che il calcolo dei diversi CapEx non è stato effettuato in modo analitico per l'ovvia impossibilità di avere tutte le necessarie informazioni, ma in modo indiretto moltiplicando le quantità espresse in boe, rispettivamente Q_P e Q_G , per gli specifici parametri $\delta_{P,\$/boe}$ e $\delta_{G,\$/boe}$. I parametri $\delta_{P,\$/boe}$ e $\delta_{G,\$/boe}$ sono i CapEx per unità di boe e sono stati desunti dall'analisi dei dati noti (bilancio, web, relazioni, ecc.) di alcuni operatori rappresentativi dell'intero campione analizzato. In particolare, $\delta_{P,\$/boe}$ è stato calcolato pari a 4,7 USD/boe e $\delta_{G,\$/boe}$ uguale a 12,8 a USD/boe. Il valore di $\delta_{P,\$/boe}$ significativamente minore di quello di $\delta_{G,\$/boe}$ si giustifica per il fatto che per il petrolio si è effettuata l'ipotesi semplificatrice di considerare tutti gli sviluppi su terra mentre per il gas naturale esclusivamente a mare e, quindi, più onerosi dal punto di vista degli investimenti, dovendosi prevedere la costruzione di infrastrutture di grandi dimensioni (le piattaforme) o sul sottofondo marino. Infine, come definito in precedenza per le espressioni [1] e [2], φ_P e φ_G sono le probabilità di sfruttamento delle riserve con i medesimi valori indicati nella Tabella 6.2-4 e $e_{\$/\epsilon}$ è il tasso di cambio USD su Euro che si è considerato pari a 0,91.

Gli OpEx

L'OpEx è l'ultimo dato di input per il successivo calcolo del valore attuale netto e le altre analisi proposte in questo lavoro. L'OpEx è l'acronimo di *Operating Expenditures* e rappresenta le spese operative sostenute per lo sfruttamento del giacimento. Come per i CapEx, anche per il calcolo degli OpEx, i giacimenti di petrolio sono stati associati a quelli *Onshore*, mentre quelli di gas naturale sono stati attribuiti a quelli *Offshore*.

$$[5] \quad OpEx_P = Q_P * \varphi_P * \pi_{P,\$/boe} * e_{\$/\epsilon}$$

$$[6] \quad OpEx_G = Q_G * \varphi_G * \pi_{G,\$/boe} * e_{\$/\epsilon}$$

dove in tutte le variabili gli indici P e G stanno ad indicare rispettivamente il riferimento al petrolio e al gas naturale; $OpEx_P$ e $OpEx_G$ sono gli OpEx sostenuti per lo sfruttamento dei giacimenti di petrolio e di gas naturale; Q_P e Q_G sono le quantità in boe rispettivamente di petrolio e di gas derivanti dai piani di produzione; $\pi_{P,\$/boe}$ e $\pi_{G,\$/boe}$ sono gli OpEx per unità di boe e sono stati desunti dall'analisi dei dati noti di alcuni operatori rappresentativi dell'intero campione analizzato. In particolare, $\pi_{P,\$/boe}$ è stato calcolato pari a 10 USD/boe e $\pi_{G,\$/boe}$ uguale a 5,1 USD/boe; $e_{\$/\epsilon}$ è il tasso di cambio USD su Euro che si è assunto pari a 0,91; infine φ_P e φ_G sono le probabilità di sfruttamento delle riserve che sono state definite per le diverse tipologie come indicato nella Tabella 6.2-4.

Il VAN dei flussi di cassa per le riserve certe

Definite le espressioni per il calcolo di ricavi, CapEx e OpEx, di seguito si presentano le modalità di calcolo del valore attuale netto in modo distinto per le riserve P1 DEV e P2 DEV (che indichiamo con la variabile VAN_{DEV} e, al successivo punto, per le altre tipologie di riserve probabili (P1 UNDEV e P2 UNDEV) o note per analogia (P3).

A tal fine, sulla base delle appropriate espressioni da [1] a [6] per le riserve P1 DEV e P2 DEV, il flusso di cassa operativo delle riserve "DEV" per ogni anno del periodo di tempo considerato (FCO_{DEV}) è stato definito come:

$$[7] \quad FCO_{DEV} = (R_{P1 DEV} + R_{P2 DEV}) - \\ (CapEx_{P1 DEV} + CapEx_{P2 DEV} + OpEx_{P1 DEV} + OpEx_{P2 DEV})$$

Si noti che i CapEx sono stati inseriti nella precedente espressione per una corretta definizione dei flussi di cassa operativi, ma che nel caso specifico sono stati ipotizzati nulli.

Indicato con $WACC$ il tasso di attualizzazione, ipotizzato pari al 6% nel prosieguo dell'analisi, il valore attuale netto dei flussi di cassa associato alle riserve certe è stato calcolato con la seguente espressione:

$$[8] \quad VAN_{DEV} = \sum_t \frac{FCO_{DEV,t}}{(1+WACC)^t}$$

dove l'arco temporale t preso come riferimento corrisponde al periodo 2020-2050.

Il VAN dei flussi di cassa per le riserve probabili o note per analogia

Come fatto per il valore attuale netto dei flussi di cassa associati delle riserve certe, si è proceduto a calcolare anche il VAN di quelle probabili (P1 UNDEV e P2 UNDEV) o note per analogia (P3). In questo caso, il flusso di cassa operativo delle riserve UNDEV (indicato con la notazione FCO_{UNDEV}) per ogni anno del periodo di tempo considerato è stato definito come:

$$[9] \quad FCO_{UNDEV} = (R_{P1 UNDEV} + R_{P2 UNDEV} + R_{P3}) -$$

$$(CapEx_{P1 UNDEV} + CapEx_{P2 UNDEV} + CapEx_{P3} + OpEx_{P1 UNDEV} + OpEx_{P2 UNDEV} + OpEx_{P3})$$

Indicato con *WACC* il tasso di attualizzazione che come in precedenza si è ipotizzato pari al 6%, il valore attuale netto dei flussi di cassa associato alle riserve probabili o note per analogia è stato definito come:

$$[10] \quad VAN_{UNDEV} = \sum_t \frac{FCO_{UNDEV,t}}{(1+WACC)^t}$$

dove, sempre come in precedenza, l'arco temporale *t* considerato corrisponde al periodo 2020-2050.

I benefici per lo Stato e per il territorio

Per la stima dei benefici per lo Stato e per il territorio, si sono considerati solo i valori generati dalle attività di produzione certe di petrolio e gas naturale in Italia (P1 DEV e P2 DEV) ovvero riconducibili ai piani di produzione autorizzati.

Con riferimento ai benefici per i territori nei quali si svolgono le attività estrattive, se ne sono considerati due tipologie:

- a) le *royalty* che sono attribuite direttamente alle comunità locali,
- b) i salari e gli stipendi distribuiti.

a) Per quanto attiene alle *royalty* non si è giunti ad una specifica misura di quelle distribuite a livello locale, ma si è provveduto ad un calcolo delle sole *royalty* totali (si veda più avanti le espressioni [13] e [14]).

b) Per il calcolo di salari e stipendi distribuiti sul territorio si è fatto riferimento al costo del lavoro L_{DEV} utilizzando la seguente espressione:

$$[11] \quad L_{DEV} = (R_{P1 DEV} + R_{P2 DEV}) * \sigma$$

dove $R_{P1 DEV}$ e $R_{P2 DEV}$ sono i ricavi totali generati dalle attività estrattive di petrolio e gas naturale associate a riserve certe e σ è il costo del lavoro medio in percentuale del fatturato desunto per approssimazione dall'analisi dei bilanci delle società estrattive considerate e quindi ipotizzato uguale a 1,5%.

Con riferimento ai benefici per lo Stato e sempre limitatamente ai piani di produzione autorizzati a tutto il 2019, si sono considerate i benefici riconducibili a:

- I. IVA
- II. Royalty
- III. IRES
- IV. IRAP

I. Il primo ritorno economico per lo Stato derivante dalla produzione di *oil & gas* è rappresentato dall'imposta sul valore aggiunto (IVA) che nel nostro caso andiamo a rappresentare con la variabile IVA_{DEV} dove l'indice DEV denota il riferimento alle riserve P1 DEV e P2 DEV. La successiva espressione [12] presenta la modalità di calcolo definita in questo lavoro.

$$[12] \quad IVA_{DEV} = [(R_{P1 DEV} + R_{P2 DEV}) * \alpha_R] -$$

$$\{(OpEx_{P1 DEV} + OpEx_{P2 DEV}) - [(OpEx_{P1 DEV} + OpEx_{P2 DEV}) * \gamma]\} * \alpha_C$$

Considerata un'aliquota IVA pari al 10% per la vendita di gas naturale e greggio e del 16% per gli OpEx (l'aliquota del 16% è da considerarsi un valore medio in quanto negli Opex sono ricompresi beni e servizi assoggettati a discipline diverse) e, inoltre, indicati rispettivamente con i parametri α_R e α_C , la base imponibile è rappresentata dalla differenza fra ricavi totali, $R_{P1\ DEV}$ e $R_{P2\ DEV}$ da un lato e, dall'altro, gli OpEx totali, indicati con $OpEx_{P1\ DEV}$ e $OpEx_{P2\ DEV}$, al netto dei costi del lavoro diretto. Il costo del lavoro diretto si è ricavato in percentuale degli OpEx stessi; sulla base dell'analisi condotta sui dati degli operatori *oil & gas* esaminati, si è giunti a stimare tale percentuale, indicata con γ , uguale al 4,7%. Si ricorda che i CapEx delle riserve di tipo "DEV" sono stati ipotizzati nulli in quanto tali riserve sono già state sviluppate.

II. Il secondo ritorno economico per lo Stato è costituito dalla riscossione delle *royalty*. Si è ritenuto utile mantenere distinte le *royalty* per il petrolio e il gas, rappresentate nelle espressioni rispettivamente dalle variabili $Royalty_P$ e $Royalty_G$. In entrambi i casi, si è stimato il valore delle *royalty* moltiplicando per l'aliquota $\theta_P = \theta_G$ e pari al 10% per i ricavi netti. Questi ultimi derivano dalla differenza tra i ricavi totali, rispettivamente $R_{P1\ DEV}$ e $R_{P2\ DEV}$, e i ricavi esentati dalle *royalty*; i ricavi esentati da *royalty* sono stati ottenuti dai dati esaminati delle imprese estrattive prese in esame e sono stati stimati essere pari al 30% in percentuale dei ricavi totali (ε nelle successive espressioni).

$$[13] \quad Royalty_P = \{(R_{P1\ DEV} + R_{P2\ DEV})_P - [(R_{P1\ DEV} + R_{P2\ DEV})_P * \varepsilon]\} * \theta_P$$

$$[14] \quad Royalty_G = \{(R_{P1\ DEV} + R_{P2\ DEV})_G - [(R_{P1\ DEV} + R_{P2\ DEV})_G * \varepsilon]\} * \theta_G$$

dove gli indici P e G fanno riferimento rispettivamente al petrolio e al gas naturale. Si noti che nelle suindicate espressioni [13] e [14] non sono ricompresi quei contributi agli enti territoriali direttamente concordati con il concessionario e che in determinati territori, come la Basilicata, sono significativi.

III. Un ulteriore ritorno economico per lo Stato è caratterizzato dall'imposta sul reddito delle società (IRES), che nel nostro caso andremo ad indicare con la variabile $IRES_{DEV}$, dove l'indice DEV si riferisce alle riserve P1 DEV e P2 DEV. Come indicato nell'espressione [15], l'IRES si ottiene moltiplicando sulla base imponibile, B_{DEV} , l'aliquota IRES pari al 24% e indicata con il parametro μ .

La base imponibile, come dall'espressione [16], è ottenuta come differenza tra i ricavi totali, ossia $R_{P1\ DEV}$ e $R_{P2\ DEV}$, gli OpEx totali, ossia $OpEx_{P1\ DEV}$ e $OpEx_{P2\ DEV}$, i costi indiretti e gli oneri diversi da quelli di produzione. Per quanto riguarda i costi indiretti sono stati calcolati in percentuale sui ricavi totali utilizzando un saggio pari al 30% ed indicato con ρ ; quest'ultimo valore è stato desunto dall'analisi dei bilanci degli operatori *oil & gas* presi in esame. Gli oneri diversi sono stati calcolati in percentuale dei ricavi totali utilizzando un tasso pari al 2% indicato con il parametro τ , anch'esso ottenuto dai bilanci degli operatori industriali considerati.

$$[15] \quad IRES_{DEV} = B_{DEV} * \mu$$

di cui:

$$[16] \quad B_{DEV} = (R_{P1\ DEV} + R_{P2\ DEV}) - (OpEx_{P1\ DEV} + OpEx_{P2\ DEV}) -$$

$$(R_{P1\ DEV} + R_{P2\ DEV}) * \rho - (R_{P1\ DEV} + R_{P2\ DEV}) * \tau$$

IV. L'ultimo ritorno economico per lo Stato che è stato preso in considerazione è l'imposta regionale sulle attività produttive (IRAP) che nel nostro caso andremo ad indicare con la variabile $IRAP_{DEV}$, dove l'indice DEV denota il riferimento alle riserve P1 DEV e P2 DEV. L'IRAP è determinata dal prodotto tra il costo del lavoro, ottenuto dall'espressione [11], e la relativa aliquota pari al 4%, ricavata dai bilanci degli operatori *oil & gas* in riferimento al calcolo dell'IRAP ed indicata con ω .

[17]

$$IRAP_{DEV} = L_{DEV} * \omega$$

6.2.2.d Risultati

Definite le espressioni ed i parametri nel precedente paragrafo 6.2.2.c, di seguito si presentato in modo separato le stime associate:

- Ai valori connessi allo sfruttamento delle riserve certe;
- Ai valori potenziali connessi all'eventuale sfruttamento delle riserve probabili o note per analogia;
- Ai valori dei benefici per lo Stato e per i territori determinati dallo sfruttamento delle riserve certe.

I valori delle riserve certe

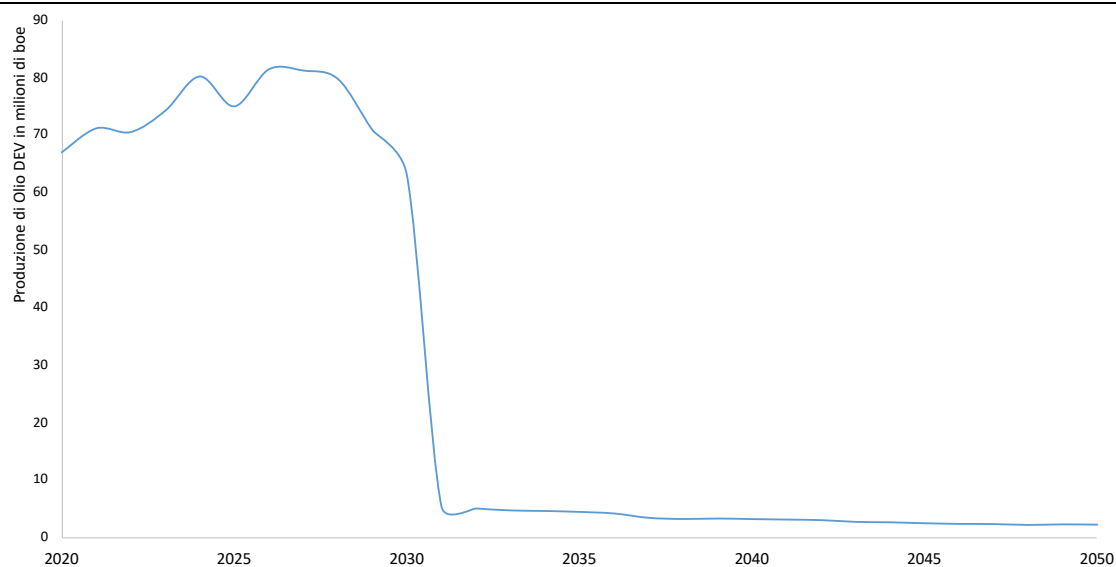
Prima di presentare i valori di ricavi, CapEx e OpEx e, quindi, quelli dei flussi di cassa netti per le P1 DEV e le P2 DEV di petrolio e gas naturale sono opportune alcune considerazioni sui flussi di produzione in boe.

La successiva Figura 6.2-3 mostra l'andamento nel tempo nel periodo 2020-50 della produzione di petrolio, espressa in milioni di boe. Si può osservare una lieve crescita fino al 2029, seguita da una significativa decrescita tra il 2030 e il 2031 a causa dell'esaurimento dei giacimenti di petrolio. Successivamente, i risultati suggeriscono una situazione di produzione costante, ma su livelli di fatto nulli, fino al 2050.

La caduta nella produzione di petrolio, in maniera puntuale in un intorno del 2030-31, è riconducibile al fatto che il programma di estrazione della Val d'Agri non prevede allo stato attuale attività ulteriori rispetto a quelle pianificate e autorizzate.

È evidente che un completo sfruttamento delle riserve P1 presenti in Basilicata porterebbe probabilmente a livelli di produzione significativamente superiori e prolungati nel tempo, come sarà meglio presentato nella successiva sezione delle "Implicazioni manageriali" del presente studio.

Figura 6.2-3 – Produzione di petrolio “DEV” in milioni di boe/anno

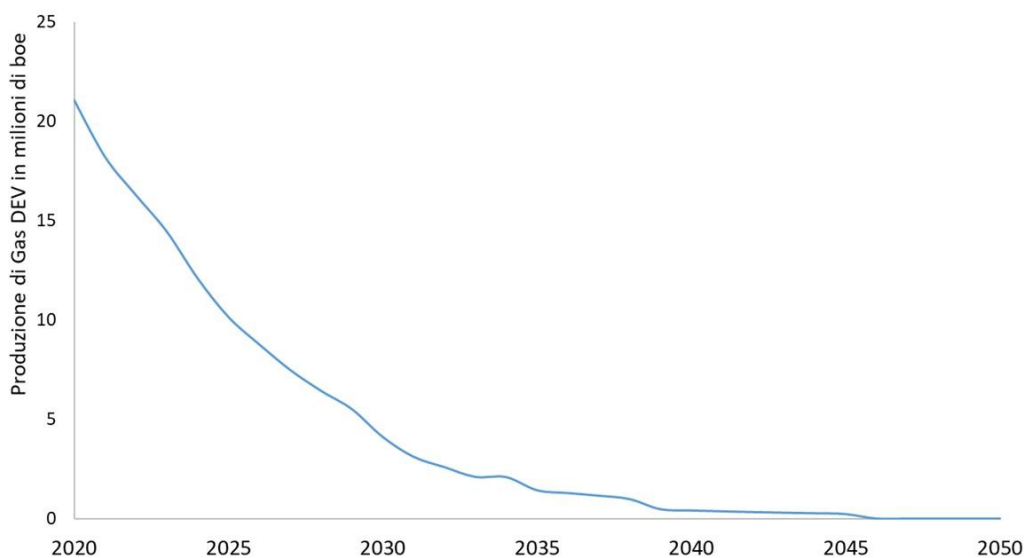


Fonte: elaborazione CRIET su dati MiSE

Per quanto concerne invece l'andamento produttivo di gas naturale, anch'esso espresso in milioni di boe, le stime indicano una progressiva e lenta decrescita a partire dal 2020, che porterà ad una drastica riduzione in un intorno del 2030 per arrivare all'esaurimento dei giacimenti nel 2050 (Figura 6.2-4).

Anche per il gas naturale è evidente che i livelli di produzione futuri potrebbero essere significativamente superiori nella misura in cui fossero permesse ulteriori attività di esplorazione e coltivazione soprattutto *Offshore*.

Figura 6.2-4: Produzione di gas naturale "DEV" in milioni di boe/anno



Fonte: elaborazione CRIET su dati MiSE

Effettuate tali considerazioni sui flussi di produzione di petrolio e gas naturale, nella successiva Tabella 6.2-5 sono presentati i valori stimati dei flussi di ricavi, di CapEx e di OpEx in milioni di Euro per le riserve certe nel periodo 2020-50.

Tabella 6.2-5 – Riserve certe, valori cumulati in milioni di Euro per il periodo 2020-50.

Tipologia riserve	Ricavi	CapEx	OpEx
Petrolio P1 DEV	45.830	-	8.040
Petrolio P2 DEV	-	-	-
Totale petrolio	45.830	-	8.040
Gas naturale P1 DEV	4.574	-	641
Gas naturale P2 DEV	59	-	8
Totale gas	4.633	-	649
Totale petrolio e gas naturale	50.463	-	8.689

I valori di Tabella 6.2-5 sono valori cumulati e corrispondono ad un valore attuale netto del flusso di cassa operativo per il petrolio pari a 25.908 milioni di Euro e per il gas naturale di 2.927 milioni di Euro.

Come sarà meglio presentato più avanti nella sezione delle “Implicazioni manageriali”, questi valori sono di fatto riferiti al periodo 2020-30 perché nei decenni successivi la produzione sostanzialmente si annulla nell’ipotesi “as is”.

I valori delle riserve probabili o note per analogia

Effettuate tali considerazioni sui flussi di produzione di petrolio e gas, nella successiva Tabella 6.2-6 sono presentati i valori stimati dei flussi di ricavi, di CapEx e di OpEx in milioni di Euro per le riserve probabili o note per analogia nel periodo 2020-50.

Deve essere notato che nell’ipotesi assunta di sviluppare un’analisi “as is”, i valori di Tabella 6.2-6 sono da considerarsi solo a titolo esemplificativo come una prima stima, di sicuro per difetto.

Tabella 6.2-6 – Riserve probabili o note per analogia, valori cumulati in milioni di Euro per il periodo 2020-50.

Tipologia riserve	Ricavi	CapEx	OpEx
Petrolio P1 UNDEV	22	2	4
Petrolio P2 UNDEV	314	26	55
Petrolio P3	140	12	25
Totale petrolio	476	39	84
Gas naturale P1 UNDEV	304	107	43
Gas naturale P2 UNDEV	215	76	30
Gas naturale P3	3.903	1.372	547
Totale gas naturale	4.422	1.555	619
Totale petrolio e gas naturale	4.898	1.594	703

I valori di Tabella 6.2-6 sono valori cumulati e corrispondono ad un valore attuale netto dei flussi di cassa operativi per il petrolio pari a Euro 224 e per il gas di Euro 1.492.

I valori dei benefici per lo stato e i territori

La successiva Tabella 6.2-7 presenta i valori stimati dei benefici per il territorio e quelli per lo Stato in termini di IVA, *royalty*, IRES e IRAP per l'intero periodo 2020-50 derivanti dallo sfruttamento dalle riserve certe P1 DEV e P2 DEV di petrolio e gas naturale.

I valori sono stati quantificati utilizzando le precedenti espressioni dalla [11] alla [17] e sono solo una indicazione di massima dei benefici economici. Sono diverse infatti le approssimazioni che si sono dovute operare per fornire una stima il più aderente possibile alla realtà. Non abbiamo ritenuto opportuno procedere con una ulteriore operazione di attualizzazione per tener conto del valore del denaro nel tempo per non appesantire inutilmente l'analisi.

È importante infatti il valore segnaletico dell'analisi utile a fornire una prima misura di tali benefici perché obbliga a considerare il fatto che al loro venir meno si pone il problema di effettuare tagli nella spesa o di prevedere nuovi capitoli di entrate per lo Stato da un lato e, dall'altro, di fornire risposte alle problematiche occupazionali negli specifici territori.

Tabella 6.2-7 - Benefici per lo Stato e i territori; valori cumulati in milioni di Euro per il periodo 2020-50.

Tipologia di benefici	Benefici
Benefici Territoriali	
a) Royalty attribuite direttamente alle comunità locali	Incluse nelle royalty complessive
b) Costo del lavoro	757
Benefici dello Stato	
I. IVA	3.721
II.a Royalty gas naturale	324
II.b Royalty petrolio	3.208
III. IRES	6.150
IV. IRAP	30
Totale benefici	14.190

L'impatto economico delle attività estrattive è stato stimato in questo studio in ricavi complessivi e non attualizzati per il settore in circa 50,5 miliardi di Euro. I benefici per lo Stato sono stati stimati in termini di IVA pari a circa 3,7 miliardi di Euro, di *royalty* gas pari a 324 milioni di Euro, di *royalty* petrolio pari a circa 3,20 miliardi di Euro, di IRES pari a circa 6,1 miliardi di Euro e di IRAP in 30 milioni di Euro. Considerando che nel quinquennio 2025-30 la produzione di petrolio e di gas naturale in Italia sostanzialmente si annullerà qualora non cambi lo scenario dal punto regolatorio e delle attività d'impresa, i valori calcolati in questo studio sono di fatto riferibili al decennio 2020-30 mentre a partire dal successivo decennio si registrerà una riduzione di pari importo dei valori stimati nel presente studio.

7. EFFETTI AMBIENTALI DEL PITESAI

Il PITESAI è lo strumento finalizzato a *“individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse”*. *“Nel PITESAI devono altresì essere indicati tempi e modi di dismissione e rimessa in pristino dei luoghi da parte delle relative installazioni che abbiano cessato la loro attività”*.

Rispetto a tale finalità, l'indirizzo del Piano è rappresentato dalla definizione di un quadro territoriale, rispetto al quale pianificare lo svolgimento delle attività di upstream valorizzando la sostenibilità ambientale, sociale ed economica, e con l'obiettivo di accompagnare la transizione del sistema energetico nazionale alla decarbonizzazione.

Tale indirizzo trova applicazione attraverso l'individuazione dei criteri ambientali, sociali ed economici, in base ai quali stabilire se una determinata area sia potenzialmente o meno idonea all'effettuazione delle attività di ricerca e di successiva coltivazione di giacimenti di idrocarburi e/o alla prosecuzione delle attività minerarie già in essere.

In particolare i criteri ambientali sono definiti sulla base delle caratteristiche territoriali e ambientali delle aree di studio individuate in base alla presenza di vincoli normativi, regimi di protezione e di tutela a vario titolo e di particolari sensibilità/vulnerabilità alle attività oggetto del PITESAI.

La definizione di un quadro di aree potenzialmente idonee per nuove attività (e di converso non idonee o non compatibili) rappresenta una delle previsioni di piano rispetto alla quale individuare, descrivere e valutare gli impatti ambientali significativi che l'attuazione del piano potrebbe avere sull'ambiente come previsto all'art. 13 del D.lgs 152/06.

La pianificazione volta a definire le aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi considera le seguenti categorie ambientali definiti nel presente Rapporto Ambientale al paragrafo 2.3.1:

- **vincoli assoluti:** vincoli normativi già in atto nella terraferma e nelle zone marine (criterio dei divieti o delle riduzioni delle attività già in vigore), per i quali sono previste restrizioni di vario tipo correlate alle attività;
- **vincoli aggiuntivi di esclusione:** elementi che, ai fini della richiesta salvaguardia, tutela e valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale, territoriale ed economico presente, seguendo logiche di prevalenza delle finalità coinvolte e degli obiettivi da conseguire, comportano l'esclusione delle specifiche attività operative di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree interessate;
- **vincoli di attenzione/approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche:** elementi che non determinano a priori la non idoneità dell'area, ma che per le loro caratteristiche ambientali, in quanto possono presentare particolari sensibilità alle attività operative di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, dovranno essere adeguatamente considerati nelle successive fasi valutative sito-specifiche (tra cui le VINCA e le VIA del progetto nel sito specifico) che si renderanno necessarie prima di approvare l'effettuazione delle specifiche attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi

L'applicazione dei vincoli conseguente l'approvazione del PITESAI comporterà l'adozione di una serie di provvedimenti riguardanti:

- per i procedimenti amministrativi e le attività in essere: ripermisurazione delle aree in concessione, oggetto di permessi e nell'ambito di istanze di concessione, la proroga o cessazione dei titoli minerari

a scadenza, il decommissioning con dismissione degli impianti e ripristino ambientale dei luoghi, l'interruzione di procedimenti in essere

- per le nuove istanze: il rilascio di nuovi titoli, la chiusura di aree marine attualmente aperte all'esplorazione e coltivazione.

Detti provvedimenti determineranno come primo effetto la variazione delle superfici dei vincoli interessate dai titoli/attività e quindi della pressione esercitata e/o evitata sugli ambiti territoriali oggetto dei vincoli.

La tabella seguente mette in relazione tali effetti diretti con le diverse casistiche di cui al paragrafo 3.3 del Piano derivanti dall'applicazione dei criteri. In tale tabella sono riportate informazioni relative alle caratteristiche degli effetti ambientali diretti così descritti:

+	effetto ambientale significativo positivo
0	nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero
++	effetto ambientale molto significativo positivo
LT	effetto a lungo termine
T	effetto temporaneo
-	effetto ambientale significativo negativo
--	effetto ambientale molto significativo negativo

Tabella 7-1: effetti derivanti dall'applicazione dei criteri in termini di variazione delle superfici dei vincoli interessate dai titoli/attività

Casistica di cui al cap. 3.3 del piano		Effetti su procedimenti e attività	Effetti sulle superfici dei vincoli (pressioni)	Caratteristiche degli effetti
1 nuove istanze	nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca (solo gas)	Nuove istanze	interferenza con vincoli evitata Nessuna interferenza diretta con zone classificate come vincoli di esclusione e/o aggiuntivi di esclusione	+
2.a.i Istanze di permessi	Istanze di permessi petrolio	Interruzione procedimenti	interferenza con vincoli evitata	+
	Istanze di permessi gas in aree non idonee	Interruzione procedimenti	interferenza con vincoli evitata	
2.a.ii istanze di concessione	totalmente in 'aree non idonee nella situazione ante operam'	Proseguimento istanza (pozzi esplorativi e riserva gas > 150MSmc)	Nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero Riduzione interferenza con vincoli dovuta alla ripermimetrazione delle aree non connesse all'eventuale sfruttamento del giacimento rinvenuto	0 +
		Interruzione istanza (riserva gas < 150MSmc)	interferenza con vincoli evitata	+
	anche parzialmente,	Prosegue istanza con ripermimetrazione	riduzione interferenza con vincoli	+

Casistica di cui al cap. 3.3 del piano		Effetti su procedimenti e attività	Effetti sulle superfici dei vincoli (pressioni)	Caratteristiche degli effetti
	in 'aree idonee nella situazione ante operam'			
2.b.i Permessi vigenti	totalmente in 'aree non idonee nella situazione ante operam'	revoca permesso in essere	riduzione interferenza con vincoli	++
	anche parzialmente, in 'aree idonee nella situazione ante operam'	Riperimetrazione (o esclusione per le attività) delle aree non idonee	riduzione interferenza con vincoli	+
2.b.ii Coltivazioni vigenti	Infrastrutture in aree idonee	Proseguimento attività in stato di produttività	Nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero	0
		Dismissione/ripristino a scadenza delle attività in stato di improduttività da più di 7 anni (NO proroga)	riduzione dell'interferenza con vincoli (recupero servizi ecosistemici dovuti a ripristino ambientale)	++ LT
			impatti negativi temporanei dovuti alla dismissione eventuale riuso (avvio nuova attività economica es. fotovoltaico, usi agricoli)	- T +
		Proseguimento con revisione/aggiornamento motivazione per attività in stato di improduttività continuativa da meno di 7 anni	Nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero	0
	Infrastrutture in mare in aree non idonee (anche parziale)	Proseguimento attività in stato di produttività fino alla cessazione della coltivabilità tecnica e/o economica del giacimento	Nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero riduzione interferenza con vincoli dovuta a riperimetrazione aree residue non necessarie alla coltivazione	0 +
		Dismissione/ripristino a scadenza delle attività in stato di improduttività da più di 5 anni (NO proroga)	riduzione dell'interferenza con vincoli (recupero servizi ecosistemici dovuti a ripristino ambientale)	++
			impatti negativi temporanei dovuti alla dismissione eventuale riuso (avvio nuova attività economica es. fotovoltaico, usi agricoli)	-T +
		Proseguimento con revisione/aggiornamento motivazione per attività in	Nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero riduzione interferenza con vincoli dovuta a riperimetrazione aree	0 +

Casistica di cui al cap. 3.3 del piano		Effetti su procedimenti e attività	Effetti sulle superfici dei vincoli (pressioni)	Caratteristiche degli effetti
		stato di improduttività da meno di 5anni	residue non necessarie alla coltivazione riduzione dell'interferenza con vincoli (recupero servizi ecosistemici dovuti a ripristino ambientale) per l'eventuale cessazione attività	++
	Infrastrutture in terraferma in aree non idonee (anche parziale)	Proseguimento e proroga attività in stato di produttività/improduttività da meno di 5 anni in dipendenza di ACB positiva	Nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero riduzione interferenza con vincoli dovuta a ripermetrazione aree residue non necessarie alla coltivazione	0 +
		Dismissione/ripristino a scadenza delle attività in stato di improduttività da più di 5 anni (NO proroga)	riduzione dell'interferenza con vincoli (recupero servizi ecosistemici dovuti a ripristino ambientale) impatti negativi temporanei dovuti alla dismissione eventuale riuso (avvio nuova attività economica es. fotovoltaico, usi agricoli)	++ -T +

Una stima di riferimento per quantificare la variazione dell'interferenza tra superfici dei vincoli di esclusione/aggiuntivi di esclusione e superfici delle aree di permessi e concessioni è fornita dalla misura dell'estensione attuale delle interferenze territoriali tra i titoli minerari/istanze aggiornati al 30/09/2021 e gli strati informativi afferenti ai vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione all'interno dell'ambito di riferimento del PiTESAI (Tabella 7-2). Tale stima riporta inoltre la superficie complessiva dei vincoli di esclusione (assoluti e aggiuntivi) all'intero dell'ambito di riferimento nonché delle aree relative alle istanze, ai permessi e alle concessioni ed è riferita alle informazioni per cui sono disponibili layer cartografici.

Occorre tuttavia tenere presente che l'area di un permesso o di una concessione è notevolmente più vasta rispetto a quella fisicamente occupata dalle infrastrutture di ricerca o di coltivazione, come riportato nella Tabella 2.2-11 del Piano: Area occupata da impianti distinta per Regione, quindi le percentuali riportate nella Tabella 7-2, vanno considerate in relazione alle risultanze di cui alla tabella.

Tabella 7-2: interferenze territoriali tra i titoli minerari/istanze aggiornati al 30/09/2021 e gli strati informativi afferenti ai vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione

Titoli minerari e istanze		Ambito di riferimento	Concessioni di coltivazione	Permessi di ricerca	Istanze di permesso di ricerca	Istanze di concessione di coltivazione	
Vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione							
superficie totale all'interno dell'ambito di riferimento		km ²	156.408,00	12.438,63	20.143,88	24.612,79	344,68
Vincoli assoluti		km ²	32.182,33	5.272,32	3.190,00	2.874,57	95,44
		%	20,57	42,38	15,83	11,67	27,61
1	superficie in Area ex art. 2 D.Lgs 128/2010	km ²	3.732,87	3.726,79	0,64	1,12	0,00
		%	2,38	29,96	0,003	0,004	0,00
2	Zona alto Adriatico vietata alla prospezione, ricerca e coltivazione (art. 4 comma 1 legge n. 9/1991, modificato dall'art. 26, L. 31 luglio 2002, n. 179	km ²	1.475,44	1.132,76	305,96	0,00	0,00
		%	0,94	9,10	1,51	0,00	0,00
3	superficie in Aree a pericolosità idraulica elevata – P3 ⁶⁶	km ²	6.839,30	298,14	752,15	966,88	0,00
		%	4,37	2,39	3,73	3,92	0,00
4	superficie in Aree a pericolosità da frana, Molto elevata – P4 e Elevata – P3	km ²	8.247,33	325,93	737,93	1.012,38	13,20
		%	5,27	2,62	3,66	4,11	3,83
5	Aree designate per estrazione di acque destinate al consumo umano	km ²	3925,87	61,10	863,86	392,27	15,89

⁶⁶ Dati della Regione Marche non disponibili

Titoli minerari e istanze		Ambito di riferimento	Concessioni di coltivazione	Permessi di ricerca	Istanze di permesso di ricerca	Istanze di concessione di coltivazione	
							Vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione
		%	2,51	0,49	4,28	1,59	4,62
6	Aree Protette istituite in base alla legge 979/1982 e alla legge n. 394/91 e alle leggi di recepimento regionale (CDDA + aree regionali no CDDA)	km ²	11.065,70	633,88	841,27	540,85	50,62
		%	7,07	5,09	4,17	2,19	14,71
7	aree marine di reperimento, individuate dalle leggi 394/91, art. 36, e 979/82, art. 31 (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)	km ²	408,40	32,01	0,00	73,37	0,00
		%	0,26	0,25	0,00	0,29	0,00
Vincoli aggiuntivi di esclusione		km²	79.720,85	5.813,32	8.751,39	10.693,38	228,28
		%	50,97	46,73	43,44	43,45	66,27
8	67 aree della CNAPI con gli opportuni buffer (200m)	km ²	87,24	0,91	8,18	27,98	0,00
		%	0,05	0,007	0,04	0,11	0,00
9	siti della rete Natura 2000 (SIC/ZSC + ZPS) istituiti a norma della Direttiva 92/43/CEE (Direttiva Habitat) e della Direttiva 79/409/CEE (Direttiva Uccelli)	km ²	19.386,59	631,58	1.966,88	1.603,67	130,34
		%	12,39	5,07	9,76	06,51	37,81
9.a	Natura 2000 – altri nuovi siti che includono habitat di particolare interesse naturalistico (montagne sottomarine aree di canyon, aree di oasi idrotermali)	km ²	433,13	431,88	0,14	0,51	0,00
		%	0,27	3,47	0,0007	0,002	0,00
10	Zone umide della Convenzione di Ramsar	km ²	355,47	129,92	12,72	8,08	2,84
		%	0,22	1,04	0,06	0,03	0,82

Titoli minerari e istanze			Ambito di riferimento	Concessioni di coltivazione	Permessi di ricerca	Istanze di permesso di ricerca	Istanze di concessione di coltivazione
Vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione							
11	Aree ZTB (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)	km ²	334,01	319,24	9,39	2,13	0,00
		%	0,21	2,56	0,046	0,008	0,00
12	Aree FRA (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)	km ²	1.263,38	357,64	127,06	759,27	0,00
		%	0,80	2,87	0,63	3,08	0,00
13	invasi/dighe/laghi	km ²	2913,60	254,26	247,58	433,46	38,54
		%	1,86	2,04	1,23	1,76	11,18
14	Siti Unesco	km ²	19.021,36	479,82	2.326,81	1619,52	132,47
		%	12,16	3,85	11,55	6,58	38,43
15	Subsidenza	km ²	1,73	0,1	0,00	0,00	0,00
		%	0,001	0,0008	0,00	0,00	0,00
16	Sinkhole ⁶⁷	km ²	44,90	0,00	3,25	0,15	0,00
		%	0,03	0,00	0,016	0,00006	0,00
17	Zone Vulcaniche attive e quiescenti	km ²	358,46	12,59	69,95	35,54	0,00

⁶⁷ Dato attualmente disponibile come servizio WMS

Titoli minerari e istanze		Ambito di riferimento	Concessioni di coltivazione	Permessi di ricerca	Istanze di permesso di ricerca	Istanze di concessione di coltivazione	
							Vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione
		%	0,23	0,1	0,34	0,14	0,00
18	Foreste (D.lgs. 34/2018)	km ²	3.043,44	46,02	235,32	294,07	0,00
		%	1,94	0,37	1,16	1,19	0,00
19	Siti di Interesse Nazionale (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)	km ²	851,39	61,23	3,29	13,75	0,00
		%	0,54	0,49	0,016	0,05	0,00
20	aree del territorio deputate a esercitazioni di forza armata, aree marine utilizzate per esercitazioni militari (affondamento esplosivi, ordigni bellici, zone esercitazione poligoni militari)	km ²	1.044,65	38,86	186,78	784,63	0,00
		%	0,67	0,31	0,92	3,18	0,00
21	Acquacoltura (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)	km ²	35,55	5,97	0,05	0,01	0,00
		%	0,02	0,05	0,0002	0,00002	0,00
22	Depositi di sabbie marine relitte (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)	km ²	335,98	92,22	0,00	127,94	0,00
		%	0,21	0,74	0,00	0,52	0,00
23	silvicoltura	km ²	176,66	0,00	78,28	4,03	0,00
		%	0,11	0,00	0,38	0,02	0,00
24	Relitti (3 MN) (buffer 3 mn)	km ²	3.883,80	1.817,57	508,29	565,99	0,00
		%	2,48	14,61	2,52	2,29	0,00

Titoli minerari e istanze		Ambito di riferimento	Concessioni di coltivazione	Permessi di ricerca	Istanze di permesso di ricerca	Istanze di concessione di coltivazione	
Vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione							
25	Insediamenti e attività umane (aree urbane) cod3	km ²	4.909,25	227,15	478,41	295,39	3,05
		%	3,13	1,82	2,37	1,2	0,88
26	Impianti a rischio di incidente rilevante ex D.lgs. 2015 n105	km ²	-	-	-	-	-
		%	-	-	-	-	-
27	Aree di cui al D.lgs. 152/2006, art. 76: Siti di riferimento per i corpi idrici superficiali	km ²	-	-	-	-	-
		%	-	-	-	-	-
28	Aree vincolate ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio (art. 136 e 142 del D. Lgs. 42/2004) (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)	km ²	44.928,78	2.139,57	4.623,94	5340,48	105,32
		%	28,72	17,20	22,95	21,69	30,61
29	Aree di distribuzione di ulteriori habitat e specie di interesse conservazionistico ai sensi della Convenzione di Barcellona e Politica Comune della Pesca ⁶⁸	km ²	-	-	-	-	-
		%	-	-	-	-	-
30	geositi ⁶⁹	km ²	655,30	113,50	3,25	21,87	1,88
		%	0,41	0,91	0,16	0,08	0,54
31	Aree interessate da fenomeni di fagliazione superficiale	km ²	-	-	-	-	-

⁶⁸ aree ricomprese in altre categorie (es. aree marine protette, siti Natura 2000...)

⁶⁹ Dato attualmente disponibile come servizio WMS

Titoli minerari e istanze			Ambito di riferimento	Concessioni di coltivazione	Permessi di ricerca	Istanze di permesso di ricerca	Istanze di concessione di coltivazione
Vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione							
		%	-	-	-	-	-
32	Aree ricadenti in bacini idrominerari, nelle aree interessate da coltivazioni agricole specifiche di pregio certificate	km ²	14.496,96	999,07	1.592,44	3291,00	35,89
		%	9,26	8,03	7,90	13,37	10,43
33	Copri idrici intesi a scopo ricreativo, comprese le aree designate come acque di balneazione a norma della Direttiva 76/160/CEE	km ²	122,35	22,42	14,48	9,71	0,00
		%	0,07	0,18	0,07	0,04	0,00
33a	Aree agricole servite da reticoli e grandi impianti irrigui	km ²	1.331,63	20,94	0,00	192,76	0,00
		%	0,85	0,16	0,00	0,78	0,00

Disclaimer: tutte le percentuali associate ai vincoli si riferiscono a quelli cartografabili

Disclaimer: layer puntuali o poligonali al momento, poiché non bufferizzati, non producono percentuali di copertura

Sono escluse da tale elaborazione tutte le concessioni per cui sia stata presentata istanza di rinuncia dal concessionario o che sono scadute naturalmente o che sono in fase di disattivazione e/o ripristino dei luoghi.

Per i vincoli di approfondimento, risultando sito specifici, non sono riportate percentuali di copertura.

Tabella 7-3: interferenze di centrali e pozzi tra i titoli minerari/istanze aggiornati al 30/06/2021 e gli strati informativi afferenti ai vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione

Titoli minerari e istanze Vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione	Centrali					Pozzi						
		Gas	Oil	Gas/Oil	Totale	Gas non erog.	Oil non erog.	Gas erog.	Oil erog.	Gas rein.	Oil rein.	Totale
Totale	N.	64	13	2	79	736	139	530	157	21	20	1603
Vincoli assoluti	N.	12	0	0	12	354	32	265	72	10	1	734
	% ⁷⁰	15,19	0,00	0,00	15,19	22,08	2,00	16,53	4,49	0,62	0,06	45,79
1. superficie in Area ex art. 2 D.lgs. 128/2010	N.	0	0	0	0	301	21	107	59	9	1	498
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	18,78	1,31	21,49	11,85	1,81	0,20	100
2. Zona alto Adriatico vietata alla prospezione, ricerca e coltivazione (art. 4 comma 1 legge n. 9/1991, modificato dall'art. 26, L. 31 luglio 2002, n. 179)	N.	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12
3. superficie in Aree a pericolosità idraulica elevata – P3 ⁷¹	N.	4	0	0	4	7	1	3	2	1	0	14
	%	5,06	0,00	0,00	5,06	0,44	0,06	0,19	0,12	0,06	0,00	0,87

⁷⁰ Le percentuali si riferiscono al numero totale dei pozzi

⁷¹ Dati della Regione Marche non disponibili

Titoli minerari e istanze Vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione	Centrali					Pozzi						
		Gas	Oil	Gas/Oil	Totale	Gas non erog.	Oil non erog.	Gas erog.	Oil erog.	Gas rein.	Oil rein.	Totale
4. superficie in Aree a pericolosità da frana, Molto elevata – P4 e Elevata – P3	N.	5	0	0	5	19	2	123	1	0	0	145
	%	6,33	0,00	0,00	6,33	1,19	0,12	7,67	0,06	0,00	0,00	9,05
5. Aree designate per estrazione di acque destinate al consumo umano	N.	2	0	0	2	1	4	26	2	0	0	33
	%	2,53	0,00	0,00	2,53	0,06	0,25	1,62	0,12	0,00	0,00	2,06
6. Aree Protette istituite in base alla legge 979/1982 e alla legge n. 394/91 e alla leggi di recepimento regionale (CDDA + aree regionali no CDDA)	N.	2	0	0	2	28	6	17	10	0	0	61
	%	2,53	0,00	0,00	2,53	1,75	0,37	1,06	0,62	0,00	0,00	3,81
7. aree marine di reperimento, individuate dalle leggi 394/91, art. 36, e 979/82, art. 31 (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)		0	0	0	0	2	0	2	0	0	0	4
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,24
Vincoli relativi di esclusione	N.	32	9	2	43	400	83	293	118	14	14	922
	%	40,51	11,39	2,53	54,43	24,95	5,18	18,28	7,36	0,87	0,87	57,52

Titoli minerari e istanze Vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione	Centrali					Pozzi						
		Gas	Oil	Gas/Oil	Totale	Gas non erog.	Oil non erog.	Gas erog.	Oil erog.	Gas rein.	Oil rein.	Totale
8. 67 aree della CNAPI con gli opportuni buffer (200m)	N.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9. aree designate per la protezione degli habitat e delle specie, nelle quali mantenere o migliorare lo stato delle acque è importante per la loro protezione, compresi i siti pertinenti della rete Natura 2000 (SIC/ZSC + ZPS)	N.	1	0	0	0	30	20	27	39	1	4	121
	%	1,27	0,00	0,00	1,27	1,87	1,25	1,68	2,43	0,06	0,25	7,55
9a. Natura 2000 – altri nuovi siti che includono habitat di particolare interesse naturalistico (montagne sottomarine aree di canyon, aree di oasi idrotermali)	N.	0	0	0	0	8	0	12	30	0	0	50
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,75	1,87	0,00	0,00	3,12
10. Zone umide della Convenzione di Ramsar	N.	0	0	0	0	19	0	9	0	0	0	28
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	1,19	0,00	0,56	0,00	0,00	0,00	1,75
11. Aree ZTB Nelle attività di coltivazione in essere il sistema biologico eventualmente interessato, si è già autoregolato (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)	N.	0	0	0	0	100	0	53	0	7	0	160
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	6,24	0,00	3,31	0,00	0,44	0,00	9,98
	N.	0	0	0	0	102	0	53	0	7	0	162

Titoli minerari e istanze Vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione	Centrali					Pozzi						
		Gas	Oil	Gas/Oil	Totale	Gas non erog.	Oil non erog.	Gas erog.	Oil erog.	Gas rein.	Oil rein.	Totale
12. Aree FRA Non applicabile nelle aree adibite alle attività di coltivazione in essere (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)	%	0,00	0,00	0,00	0,00	6,36	0,00	3,31	0,00	0,44	0,00	10,11
13. invasi/dighe/laghi	N.	0	1	0	1	0	8	0	11	0	1	20
	%	0,00	1,27	0,00	1,27	0,00	0,50	0,00	0,69	0,00	0,06	1,25
14. Siti Unesco	N.	6	1	0	7	45	8	41	5	0	9	108
	%	7,59	1,27	0,00	8,86	2,81	0,50	2,56	0,31	0,00	0,56	6,74
15. Subsidenza	N.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16. Sinkhole	N.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17. Zone Vulcaniche attive e quiescenti	N.	1	0	0	1	0	0	19	0	0	0	19
	%	1,27	0,00	0,00	1,27	0,00	0,00	1,19	0,00	0,00	0,00	1,19

Titoli minerari e istanze Vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione	Centrali					Pozzi						
		Gas	Oil	Gas/Oil	Totale	Gas non erog.	Oil non erog.	Gas erog.	Oil erog.	Gas rein.	Oil rein.	Totale
18. Foreste (D.lgs. 34/2018)	N.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06
19. Siti di Interesse Nazionale (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)	N.	1	3	0	4	0	13	0	12	0	0	25
	%	1,27	3,80	0,00	5,06	0,00	0,81	0,00	0,75	0,00	0,00	1,56
20. aree del territorio deputate a esercitazioni di forza armata, aree marine utilizzate per esercitazioni militari (affondamento esplosivi, ordigni bellici, zone esercitazione_poligoni militari)	N.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21. acquacultura (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)	N.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22. Depositi di sabbie marine relitte (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)	N.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23. silvicoltura	N.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Titoli minerari e istanze Vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione	Centrali					Pozzi						
		Gas	Oil	Gas/Oil	Totale	Gas non erog.	Oil non erog.	Gas erog.	Oil erog.	Gas rein.	Oil rein.	Totale
24. Relitti (3 MN) (buffer 3 mn)	N.	0	0	0	0	138	15	40	41	4	0	238
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	8,61	0,94	2,50	2,56	0,25	0,00	14,85
25. Insediamenti e attività umane (aree urbane) cod3	N.	7	6	0	13	1	17	16	15	0	1	50
	%	8,86	7,59	0,00	16,46	0,06	1,06	1,00	0,94	0,00	0,06	3,12
26. Impianti a rischio di incidente rilevante ex D.lgs. 2015 n105	N.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27. Aree di cui al D.lgs. 152/2006, art. 76: Siti di riferimento per i corpi idrici superficiali	N.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28. Aree vincolate ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio (art. 136 e 142 del D. Lgs. 42/2004) (per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione)	N.	22	3	0	25	95	23	152	25	3	2	300
	%	27,85	3,80	0,00	31,65	5,93	1,43	9,48	1,56	0,19	0,12	18,71
30. Geositi	N.	0	0	0	0	22	0	13	0	0	0	35
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	1,37	0,00	0,81	0,00	0,00	0,00	2,18

Titoli minerari e istanze Vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione	Centrali					Pozzi						
		Gas	Oil	Gas/Oil	Totale	Gas non erog.	Oil non erog.	Gas erog.	Oil erog.	Gas rein.	Oil rein.	Totale
31. Aree interessate da fenomeni di fagliazione superficiale	N.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
32. Aree ricadenti in bacini idrominerari, nelle aree interessate da coltivazioni agricole specifiche di pregio certificate	N.	9	0	2	11	122	9	28	8	4	0	171
	%	11,39	0,00	2,53	13,92	7,61	0,56	1,75	0,50	0,25	0,00	10,67
33. Copri idrici intesi a scopo ricreativo, comprese le aree designate come acque di balneazione a norma della Direttiva 76/160/CEE	N.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
33a. Aree agricole servite da reticoli e grandi impianti irrigui	N.	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12

Disclaimer: tutte le percentuali associate ai vincoli si riferiscono a quelli cartografabili

Disclaimer: layer costituiti da punti o polilinee al momento, poiché non bufferizzati, non producono percentuali di copertura

Per i vincoli di approfondimento, risultando sito specifici, non sono riportate percentuali di copertura.

Sono escluse da tale verifica tutte le concessioni per cui sia stata presentata istanza di rinuncia dal concessionario o che sono scadute naturalmente o che sono in fase di disattivazione e/o ripristino dei luoghi.

Nella figura seguente (Figura 7-1) è rappresentata la superficie di aree non idonee e delle aree potenzialmente idonee ottenuta sommando i vincoli escludenti al netto delle sovrapposizioni rispetto all'ambito di riferimento del PiTESAI.



Figura 7-1: Rappresentazione delle aree non idonee e potenzialmente idonee (scenario di intervento)

Si rimanda al Sistema informativo appositamente implementato per la consultazione e interrogazione degli strati informativi considerati e quelli derivanti dalle elaborazioni finalizzate alla definizione e valutazione ambientale del Piano.

<https://sinacloud.isprambiente.it/portal/apps/webappviewer/index.html?id=44b6c75b5e994703b9bd6adf51561a7d>

La restrizione delle zone che potranno essere interessate dalle attività derivante dalla applicazione dei suddetti vincoli genera effetti ambientali positivi riconducibili alla preservazione e/o ripristino delle caratteristiche ambientali che le categorie di vincoli rappresentano e tutelano in riferimento ai diversi aspetti ambientali così come richiamati all'allegato VI del Dlgs 152/06 come da tabella seguente.

Seguire l'evoluzione nel tempo della percentuale di superficie dei titoli (permessi e concessioni) interessata da ciascuna tipologia di vincolo consentirà di monitorare l'effetto sulle diverse matrici ambientali e verificare il perseguimento degli obiettivi ambientali corrispondenti come trattato al capitolo 9 del presente RA.

Tabella 7-4: corrispondenza tra vincoli oggetto di monitoraggio (interferenza tra superfici dei vincoli e titoli) e obiettivi/tematiche/impatti ambientali delle attività

Obiettivi ambientali	Aspetti ambientali di cui al D.lgs 152/06 allegato VI lett. f	tematiche	Vincoli assoluti, aggiuntivi di esclusione e di attenzione/approfondimento	impatti ambientali delle attività (cfr paragrafo 3.2 del presente rapporto) evitati/minimizzati a seguito dell'applicazione dei vincoli
OA5, OA6, OA7, OA8	Biodiversità, flora e fauna in ambito terrestre	Biodiversità in ambito terrestre	6, 9, 9.a,10, 37, 38, 39, 40	Alterazioni dello sviluppo degli organismi riconducibile alla dispersione di inquinanti (idrocarburi e sostanze chimiche varie), in particolare nell'ambiente idrico Disturbo alla fauna alterazione degli equilibri ecosistemici per l'introduzione specie invasive e organismi patogeni Danni a vegetazione/habitat" e "flora" (Perdita di habitat) Frammentazione di ecosistemi e habitat interessati dalle attività e impatti dovuti all'occupazione fisica del suolo
OA11, OA12, OA13, OA14, OA15, OA16, OA17	Suolo	Rischi naturali (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico)	3, 4, 17, 35, 46, 47	Possibile contaminazione dovuta a incidentali sversamenti di idrocarburi dalle condotte o dalle strutture del pozzo, di carburanti durante le operazioni di rifornimento dei mezzi e di altre

				<p>sostanze chimiche per rotture a livello dei serbatoi</p> <p>consumo e sottrazione prolungata del suolo e conseguente perdita di servizi ecosistemici</p> <p>Compattazione del terreno a causa della movimentazione di mezzi e veicoli e alla costruzione delle opere previste dai progetti</p> <p>insorgere di fenomeni di deformazione del suolo (sollevamento e/o subsidenza) o di sprofondamento della superficie topografica, o un'accentuazione dei fenomeni preesistenti, e stimolare la sismicità inducendo o innescando eventi di magnitudo significativa</p> <p>interazione con aree a rischio (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico)</p> <p>Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di alimenti e acqua contaminati</p>
<p>OA11, OA12, OA13, OA14, OA15, OA16, OA17</p> <p>OA9, OA10</p>	<p>Suolo Acqua</p>	<p>geologia</p>	<p>2, 15, 16, 30, 30a, 31</p>	<p>Possibile contaminazione dovuta a incidentali sversamenti di idrocarburi dalle condotte o dalle strutture del pozzo, di carburanti durante le operazioni di rifornimento dei mezzi e di altre sostanze chimiche per rotture a livello dei serbatoi</p> <p>consumo e sottrazione prolungata del suolo e conseguente perdita di servizi ecosistemici</p> <p>Compattazione del terreno a causa della movimentazione di mezzi e veicoli e alla costruzione delle opere previste dai progetti</p> <p>insorgere di fenomeni di deformazione del suolo (sollevamento e/o subsidenza) o di sprofondamento della superficie topografica, o un'accentuazione dei fenomeni preesistenti, e stimolare la</p>

				<p>sismicità inducendo o innescando eventi di magnitudo significativa</p> <p>interazione con aree a rischio (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico)</p> <p>Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di alimenti e acqua contaminati</p> <p>Inquinamento da nutrienti, organico, chimico</p> <p>Habitat alterati a seguito di alterazioni idromorfologiche</p> <p>Alterazione della comunità acquatiche e perdita di biodiversità a seguito di alterazioni chimiche e fisico-chimiche</p> <p>Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di acqua contaminata</p>
<p>OA11, OA12, OA13, OA14, OA15, OA16, OA17</p>	<p>Suolo</p>	<p>Patrimonio agroalimentare</p>	<p>32, 33a, 43, 48</p>	<p>Possibile contaminazione dovuta a incidentali sversamenti di idrocarburi dalle condotte o dalle strutture del pozzo, di carburanti durante le operazioni di rifornimento dei mezzi e di altre sostanze chimiche per rotture a livello dei serbatoi</p> <p>consumo e sottrazione prolungata del suolo e conseguente perdita di servizi ecosistemici</p> <p>Compattazione del terreno a causa della movimentazione di mezzi e veicoli e alla costruzione delle opere previste dai progetti</p> <p>insorgere di fenomeni di deformazione del suolo (sollevamento e/o subsidenza) o di sprofondamento della superficie topografica, o un'accentuazione dei fenomeni preesistenti, e stimolare la sismicità inducendo o innescando eventi di magnitudo significativa</p>

				<p>interazione con aree a rischio (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico)</p> <p>Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di alimenti e acqua contaminati</p>
<p>OA11, OA12, OA13, OA14, OA15, OA16, OA17</p> <p>OA9, OA10</p> <p>OA9, OA10</p> <p>OA18, OA19, OA20</p>	<p>Suolo</p> <p>Acqua</p> <p>Acqua</p> <p>Patrimonio culturale, architettonico, archeologico e paesaggio</p>	<p>Patrimonio forestale</p>	<p>18, 23</p>	<p>Possibile contaminazione dovuta a incidentali sversamenti di idrocarburi dalle condotte o dalle strutture del pozzo, di carburanti durante le operazioni di rifornimento dei mezzi e di altre sostanze chimiche per rotture a livello dei serbatoi</p>
		<p>Territorio, uso del suolo e interferenza con siti soggetti a limitazioni d'uso (Siti industriali, siti contaminati)</p>	<p>19, 8, 25, 26</p>	<p>consumo e sottrazione prolungata del suolo e conseguente perdita di servizi ecosistemici</p> <p>Compattazione del terreno a causa della movimentazione di mezzi e veicoli e alla costruzione delle opere previste dai progetti</p>
		<p>Corpi idrici superficiali</p>	<p>5, 13, 27, 29a,33, 36</p>	<p>insorgere di fenomeni di deformazione del suolo (sollevamento e/o subsidenza) o di sprofondamento della superficie topografica, o un'accentuazione dei fenomeni preesistenti, e stimolare la sismicità inducendo o innescando eventi di magnitudo significativa</p>
		<p>Corpi idrici sotterranei</p>	<p>5, 13, 36, 44</p>	<p>interazione con aree a rischio (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico)</p> <p>Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di alimenti e acqua contaminati</p> <p>Inquinamento da nutrienti, organico, chimico</p> <p>Habitat alterati a seguito di alterazioni idromorfologiche</p> <p>Alterazione della comunità acquatiche e perdita di biodiversità a seguito di alterazioni chimiche e fisico-chimiche</p>
		<p>Patrimonio culturale, architettonico, archeologico e paesaggio</p>	<p>24, 14, 28, 30, 45</p>	

				<p>Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di acqua contaminata</p> <p>Alterazioni chimiche e quantitative delle falde acquifere</p> <p>Alterazione della direzione di flusso delle acque sotterranee responsabili del fenomeno dell'intrusione salina (o di altra sostanza)</p> <p>Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di acqua contaminata</p> <p>Impatti legati direttamente o indirettamente all'alterazione/modificazione materiale e percettive di un contesto paesaggistico dovuto alle lavorazioni e alle trasformazioni di uso del suolo, anche temporanee</p> <p>Impatti legati direttamente o indirettamente, a breve o lungo termine, singolarmente o in modo cumulativo e sinergico, nonché permanentemente o in modo temporaneo all'alterazione/modificazione/ distruzione di altre componenti quali vegetazione, flora, fauna, ecosistemi, biodiversità, suolo e acque nonché aria (in riferimento alla fase di realizzazione e di decommissioning)</p> <p>Impatti dovuti ad eventuali diminuzioni/perdite di tutti quei valori identitari e/o immateriali legati agli usi consolidati di un territorio</p>
--	--	--	--	--

OA26	Popolazione e salute umana		3, 4, 5, 8, 13, 17, 19, 25, 26, 27, 32, 33, 35, 36, 43, 44	<p>Impatti indiretti sulla salute umana dovuti all'esposizione per ingestione di alimenti e acqua contaminati</p> <p>Variazione del rischio dovuto all'interazione con aree a rischio (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico) compresi la presenza di impianti industriali in particolare quelli a rischio di incidente rilevante</p> <p>Impatti diretti sulla salute umana dovuti all'esposizione ad inquinanti atmosferici e/o all'assorbimento dermico</p>
OA21, OA22, OA23, OA24, OA25	Ambiente marino	Biodiversità in ambito marino	1, 7, 9, 9.a, 29, 34, 40, 41, 42	Impatti dovuti a installazione di strutture e illuminazione artificiale, produzione di rumore, sottrazione di spazi ad altri usi del mare, incremento e/o modifica del traffico marittimo, rilascio di sostanze e/o prodotti potenzialmente inquinanti in mare
		pesca	11, 12, 21	Impatti dovuti a installazione di strutture e illuminazione artificiale, produzione di rumore, sottrazione di spazi ad altri usi del mare, incremento e/o modifica del traffico marittimo, rilascio di sostanze e/o prodotti potenzialmente inquinanti in mare
		Usi del mare	20, 22, 42	Impatti dovuti a installazione di strutture e illuminazione artificiale, produzione di rumore, sottrazione di spazi ad altri usi del mare, incremento e/o modifica del traffico marittimo, rilascio di sostanze e/o prodotti potenzialmente inquinanti in mare

Rispetto alla categoria dei vincoli relativi di attenzione/approfondimento la stima degli impatti derivanti dalla loro applicazione dipenderà dalle valutazioni che saranno condotte caso per caso in riferimento alle caratteristiche sito-specifiche degli elementi considerati in tale categoria.

Tale categoria di vincoli definiti di attenzione/approfondimento, infatti, non determinano a priori la non idoneità dell'area ma dovranno essere adeguatamente considerati nelle successive fasi valutative sito

specifiche (VIA, VINCA..) che si renderanno necessarie prima di approvare l'effettuazione delle specifiche attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi; in tale tipologia di vincolo rientrano infatti elementi che, per le loro caratteristiche ambientali, saranno da approfondire, in quanto possono presentare particolari sensibilità alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi

La stima degli impatti derivanti dall'applicazione di detti vincoli sarà oggetto del monitoraggio ambientale attraverso opportuni indicatori di misura dell'evoluzione dell'interferenza tra aree interessate da titoli e aree ricomprese nei suddetti vincoli.

La variazione nel tempo delle interferenze, in termini di superfici, tra aree interessate da titoli e aree ricomprese nei vincoli e la conseguente variazione della pressione esercitata su tali ambiti territoriali determinerà effetti in termini di variazione dello stato di qualità ambientale. L'evoluzione di tali effetti sarà seguita nell'ambito del monitoraggio attraverso l'ausilio di indicatori in parte calcolati sulla base di dati prodotti da reporting e/o monitoraggi esistenti dall'altra con informazioni desunte dai monitoraggi sito specifici delle diverse attività (VIA, ecc). Tali dati presentano livelli di acquisizione e di calcolo di maggiore dettaglio riferendosi a contesti territoriali specifici. Si rimanda al capitolo 9 sul monitoraggio per il dettaglio degli indicatori considerati.

Per questa finalità, la promozione dell'integrazione del monitoraggio VAS del PiTESAI con i dati derivanti dai monitoraggi VIA e AIA dei singoli progetti, costituisce un elemento significativo rivolto alla *“definizione di una base dati comune che potrà contribuire a una migliore comprensione degli effetti ambientali che si producono consentendo di mettere in atto azioni correttive sul PiTESAI utili alla risoluzione di eventuali effetti negativi riscontrati”* (cfr parere CTVA n. 14 del 14/05/2021 paragrafo 10).

Occorrerà pertanto stabilire modalità di scambio dati che consentano al monitoraggio VAS del PiTESAI di acquisire le informazioni sulla realizzazione dei progetti di ricerca e di sfruttamento di idrocarburi, sul loro avanzamento e sugli impatti ambientali misurati nell'ambito dei monitoraggi specifici (VIA).

Con riferimento alle previsioni di cessazione di attività e dismissione e in considerazione anche della previsione normativa di cui al comma 2 dell'art. 11-ter della L. n. 12/19, secondo la quale nel PiTESAI devono altresì essere indicati tempi e modi di dismissione e rimessa in pristino dei luoghi da parte delle relative installazioni che abbiano cessato la loro attività, il PiTESAI valuta l'introduzione di specifici interventi volti ad accelerare il processo della dismissione delle piattaforme marine a fine vita utile, ed in generale di tutti gli impianti minerari (in ambito idrocarburi) onshore e offshore che si trovano in tale situazione, anche nella logica di ragionevole strumento capace di introdurre un nuovo impulso all'economia locale mediante l'apertura nel medio periodo di nuovi cantieri, con la creazione di nuovi posti di lavoro, sia per la dismissione delle strutture di coltivazione a fine vita che per la valorizzazione delle stesse in chiave non estrattiva.

Al riguardo, il Piano presenta gli strumenti che si intendono utilizzare per detta finalità, tra cui quello del già preannunciato intervento di aggiornamento e semplificazione delle Linee Guida per la dismissione delle infrastrutture di coltivazione in mare di cui al DM 15 febbraio 2019, onde accelerare tale processo.

Per quanto riguarda una prima valutazione degli impatti ambientali e territoriali del decommissioning, al fine di valutare i benefici del ripristino ambientale dei siti di estrazione, si evidenzia che possono essere presi in considerazione gli esiti delle attività di valutazione condotte da R.S.E. relativamente agli effetti sui servizi ecosistemici a seguito del ripristino ambientale dei luoghi interessati dall'attività estrattiva (riattivazione dei servizi ecosistemici danneggiati o soppressi dalle attività estrattive), alla variazione del valore paesaggistico generata dalla dismissione delle centrali e ai quantitativi delle emissioni evitate di inquinanti in atmosfera.

Per maggiori approfondimenti sull'analisi/metodologia CBA proposta si rimanda dettagliatamente all'**Appendice A**

In relazione alle previsioni di piano e agli effetti ambientali positivi conseguenti, si evidenzia che, in linea con gli obiettivi comunitari in materia energetica e ambientale, dopo l'adozione del PiTESAI sarà considerata ammissibile la presentazione di nuove istanze di permesso di prospezione e di ricerca nelle aree

potenzialmente idonee che riguarderanno solo la ricerca di gas e non anche di petrolio tenuto presente che nella Comunicazione della Commissione n. C(2021) 1054 del 12/02/2021 *“Orientamenti tecnici sull'applicazione del principio "non arrecare un danno significativo" a norma del regolamento sul dispositivo per la ripresa e la resilienza”* si asserisce che *“le misure di produzione di energia elettrica e/o di calore a partire da combustibili fossili, e le relative infrastrutture di trasmissione/trasporto e distribuzione, in generale non si dovrebbero considerare conformi al principio DNSH ai fini dell'RRF, data l'esistenza di alternative a basse emissioni di carbonio. Dal punto di vista della mitigazione dei cambiamenti climatici, è possibile fare, caso per caso, eccezioni limitate a questa norma generale per le misure di produzione di energia elettrica e/o di calore a partire dal gas naturale e alle relative infrastrutture di trasmissione/trasporto e distribuzione. Questo è in particolare importante per gli Stati membri che si trovano di fronte a considerevoli sfide nell'abbandono delle fonti energetiche a maggiore intensità di carbonio, quali carbone, lignite o petrolio, e dove una misura o una combinazione di misure può quindi comportare una riduzione particolarmente grande e rapida delle emissioni di gas a effetto serra. Onde evitare effetti di dipendenza («lock-in») ad alta intensità di carbonio e per essere in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione dell'UE per il 2030 e il 2050, tali eccezioni dovranno conformarsi a varie condizioni di cui all'allegato III. Gli Stati membri dovranno inoltre dimostrare la conformità al principio DNSH di tali misure per gli altri cinque obiettivi ambientali.”*

7.1. Misure di prevenzione e mitigazione

Come già detto (par. 1.1 del RA)

“Il PiTESAI costituisce quadro di riferimento per l’approvazione, l’autorizzazione, l’area di localizzazione e la realizzazione dei progetti di prospezione, ricerca e coltivazione e attraverso la VAS sono fornite indicazioni di cui tenere conto nell’ambito delle valutazioni ambientali dei progetti stessi.

A seguito della approvazione del PiTESAI, gli studi di impatto ambientale relativi a progetti di ricerca e coltivazione seguono inoltre come quadro di riferimento valutativo:

- il sistema di obiettivi ambientali definiti nel RA;
- il sistema di criteri ambientali costituito in particolare da vincoli assoluti, vincoli aggiuntivi di esclusione e vincoli relativi di attenzione/approfondimento.

Le misure di mitigazione, nel caso del PiTESAI, possono essere ricondotte ai vincoli relativi di attenzione/approfondimento, che tengono conto di particolari sensibilità/vulnerabilità del territorio alle attività operative di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi che sono emerse nel corso delle analisi e a seguito dalle osservazioni. Tali vincoli, nelle successive fasi valutative sito-specifiche (tra cui le VINCA e le VIA del progetto) possono costituire motivo di esclusione, andando a evitare/mitigare ulteriormente i potenziali impatti delle attività. Inoltre i vincoli considerati sono stati dichiarati "dinamici ed adattivi", pertanto in continua evoluzione/aggiornamento al fine di contenere quanto più possibile gli effetti imprevisi.

L’elenco dei vincoli di approfondimento costituisce pertanto un elenco di ulteriori valutazioni da condurre, anche in attuazione di quanto previsto della normativa ambientale vigente, al fine di prevenire e/o mitigare i potenziali impatti delle attività upstream sul territorio e sulle componenti ambientali interessate.

- Aree classificate a pericolosità idraulica “media” o “bassa” o a rischio idraulico (alluvione) “medio” o “basso”
- L’inventario IFFI rappresenta una raccolta dei fenomeni franosi segnalati dalle regioni.
- Zone di protezione per le Aree designate per l’estrazione di acque destinate al consumo umano (art. 94 del D.lgs. 152/06 e s.m.i.)
- Opportune zone di rispetto per le Aree Protette istituite in base alla legge 979/1982 e alla legge n. 394/91 e alla leggi di recepimento regionale, siti della rete Natura 2000, Zone umide della Convenzione di Ramsar, zone di tutela biologica (ZTB) o di particolare interesse per la pesca, Aree di interesse per la

pesca GFCM-FAO (Fisheries restricted areas), invasi/dighe/laghi, , Zone Vulcaniche attive e quiescenti, Foreste, siti di bonifica, aree per lo sviluppo di impianti di acquacoltura (maricoltura), Aree per il potenziamento della silvicoltura (presenti o previste da atti), Siti di riferimento per i corpi idrici superficiali, Aree vincolate ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio e i beni tutelati dai piani paesaggistici regionali e gli ambiti spaziali (aree) e i beni/immobili oggetto di tutela, Aree di distribuzione di ulteriori habitat e specie di interesse conservazionistico ai sensi della Convenzione di Barcellona e Politica Comune della Pesca, Altre aree di interesse conservazionistico

da valutare nelle successive fasi valutative sito-specifiche sulla base delle specifiche condizioni ambientali ed ecologiche

- Aree di subsidenza, tutte le restanti aree non escluse ove è presente il fenomeno
- aree suscettibili ai Sinkhole naturali o aree interessate dal processo morfogenetico carsico individuate a rischio sprofondamento naturale, e le zone di rispetto specifiche ove non previste
- aree deputate a esercitazioni di forza armata, aree utilizzate per esercitazioni militari
- gli insediamenti e attività umane non ricadenti nei vincoli di esclusione (alto tasso di urbanizzazione)
- restanti zone interessate da fenomeni di fagliazione superficiale rispetto a quelle relative alle Faglie attive e capaci
- Aree marine di particolare pregio: Canale di Sicilia - area dello Stretto di Sicilia, - area del Mediterraneo centrale, le “Important Marine Mammal Areas IMMAs” (OIUCB)
- aree sismiche secondo la mappa di pericolosità sismica a scala nazionale
- Aree di cui al D.lgs. 152/2006, art. 76: stato ecologico e chimico delle acque superficiali; stato chimico e quantitativo delle acque sotterranee
- Aree terrestri di distribuzione di specie e habitat inclusi in Liste Rosse
- Aree terrestri di distribuzione di specie e habitat di interesse comunitario, fuori dalla Rete Natura 2000
- Aree terrestri e marine di distribuzione di specie di cui alla Direttiva Uccelli
- Aree marine di distribuzione di specie e habitat protetti di cui alla Direttiva Habitat
- aree marine sensibili a causa di particolari caratteristiche oceanografiche, tratti di mare interessati da un intenso traffico navale in entrata e in uscita da porti pescherecci e commerciali e le aree marine con particolare intensità dello sforzo di pesca
- Aree agricole a alto valore naturale (AVN)
- Aree di ricarica delle falde acquifere di grande estensione
- Siti di interesse archeologico
- Zone di pianura costiera di minima elevazione (<3,5 m) s.l.m
- Zone depresse (a drenaggio meccanico)
- Aree interessate da attività zootecniche di pregio

Ulteriori elementi di valutazione

Ulteriori elementi di discriminazione, anche al fine di inquadrare meglio gli impatti cumulativi che le attività sito specifiche potrebbero generare innestandosi su realtà antropiche già consolidate, sono rappresentati dalla analisi e valutazione dei seguenti elementi:

- Raccolta di dati provenienti dalla reportistica nazionale e regionale in attuazione di normative ambientali laddove disponibili ad una scala idonea
- Raccolta di dati di monitoraggio rinvenienti dalle pianificazioni e dalle VAS di livello locale
- raccolta di dati rinvenienti da procedimenti e monitoraggi VIA di realtà industriali/produktive presenti nel territorio interessato dalla specifica attività, come ad esempio dati inerenti alle emissioni odorigene

- raccolta di dati e informazioni provenienti da progetti di citizen science laddove disponibili, come ad esempio quelli relativi al Progetto Odor.NET per il controllo e il monitoraggio degli odori nel comune di Falconara Marittima attuato da ARPA Marche

Nella implementazione delle specifiche attività, ed in particolare dei relativi sistemi di monitoraggio, si raccomanda, laddove non già previsto dalla normativa vigente, opportuni monitoraggi sito specifici in funzione delle attività da svolgere, facendo riferimento ad esempio, rispetto alle emissioni odorigene, alle Linee Guida ISPRA "Metodologie per la valutazione delle emissioni odorigene. Documento di sintesi" di maggio 2018.

Un ulteriore elemento di prevenzione e mitigazione, oltre che di informazione e coinvolgimento della popolazione, potrebbe essere quello di integrare i monitoraggi di cui sopra con strumenti di citizen science (a partecipazione pubblica), come quelli realizzati in alcune aree per il controllo delle emissioni odorigene (Capelli et al., 2020);

Con riferimento all'osservazione della Regione Piemonte, per quanto concerne il ripristino delle aree legate alla dismissione delle infrastrutture o ai ripristini legati all'attività di prospezione, si ritiene utile segnalare l'esperienza della Regione Piemonte per quanto concerne il tema compensazioni forestali (d.g.r. n. 4-3018 del 26/03/2021).

Nel corso dell'attuazione del Piano ulteriori strumenti di valutazione potrebbero essere resi disponibili a seguito della definizione delle modalità e gli strumenti di scambio dei dati tra le Pubbliche Amministrazioni competenti nel rilascio delle autorizzazioni VIA e AIA (Regioni e Ministero della Transizione Ecologica) e le Autorità di Controllo competenti in campo ambientale (ISPRA e ARPA) e sanitario (SSN).

7.2. Scenari alternativi e di riferimento

L'art. 13 del d.lgs 152/06 prevede che *"nel rapporto ambientale debbano essere individuati, [...] nonché le ragionevoli alternative che possono adottarsi in considerazione degli obiettivi e dell'ambito territoriale del piano o del programma stesso"*.

Il Piano ha individuato le categorie ambientali, suddivise nei due ambiti terrestre e marino, utili alla individuazione delle aree idonee per le finalità del Piano, classificandole secondo i seguenti vincoli ambientali:

- **vincoli assoluti:** vincoli normativi già in atto nella terraferma e nelle zone marine (criterio dei divieti o delle riduzioni delle attività già in vigore), per i quali sono previste restrizioni di vario tipo correlate alle attività;
- **vincoli aggiuntivi di esclusione:** elementi che, ai fini della richiesta salvaguardia, tutela e valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale, territoriale ed economico presente, seguendo logiche di prevalenza delle finalità coinvolte e degli obiettivi da conseguire, comportano l'esclusione delle specifiche attività operative di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree interessate;
- **vincoli di attenzione/approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche:** elementi che non determinano a priori la non idoneità dell'area, ma che per le loro caratteristiche ambientali, in quanto possono presentare particolari sensibilità alle attività operative di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, dovranno essere adeguatamente considerati nelle successive fasi valutative sito-specifiche (tra cui le VINCA e le VIA **del progetto nel sito specifico**) che si renderanno necessarie prima di approvare l'effettuazione delle specifiche attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi.

Come già rilevato del documento di Piano, i “vincoli assoluti” e i “vincoli aggiuntivi di esclusione” non sono connotati da un peso/significatività differente, ma hanno lo stesso potere escludente per le finalità del Piano. Semplicemente le due definizioni sono state distinte in quanto i vincoli assoluti riguardano vincoli di carattere normativo già esistenti prima dell’adozione del Piano, i “vincoli aggiuntivi di esclusione” sono vincoli ulteriori, identificati sulla base delle sensibilità/vulnerabilità ambientali del territorio, appositamente definiti per l’applicazione delle finalità del Piano.

Non vengono quindi esaminate alternative di scelta con riferimento al peso attribuito ai singoli criteri ambientali in quanto non è ragionevole attuare una scelta “di importanza” dei diversi vincoli aggiuntivi di esclusione anche alla luce di quanto espresso dalla CT-VA in fase preliminare nel parere n. 14 del 14/05/2021 *“... si ritiene che i criteri ambientali non debbano essere considerati “opzionali” e che pertanto i territori interessati dalla loro presenza siano da intendersi certamente non idonei a nuove attività di prospezione e ricerca”*.

Uno scenario alternativo di intervento (scenario Alternativo) è rappresentato da una diversa modulazione nell’applicazione dei criteri scelti, quale l’individuazione di aree potenzialmente idonee assumendo di considerare come vincoli escludenti solo i vincoli assoluti, settando invece tutti i vincoli aggiuntivi di esclusione come fossero vincoli di attenzione/approfondimento.

Il risultato di tale assunzione è riportato nella Tabella 7-2 e rappresentato nella figura seguente (Figura 7-2) ottenuta sommando la superficie dei vincoli assoluti al netto delle sovrapposizioni rispetto all’ambito di riferimento del PiTESAI.

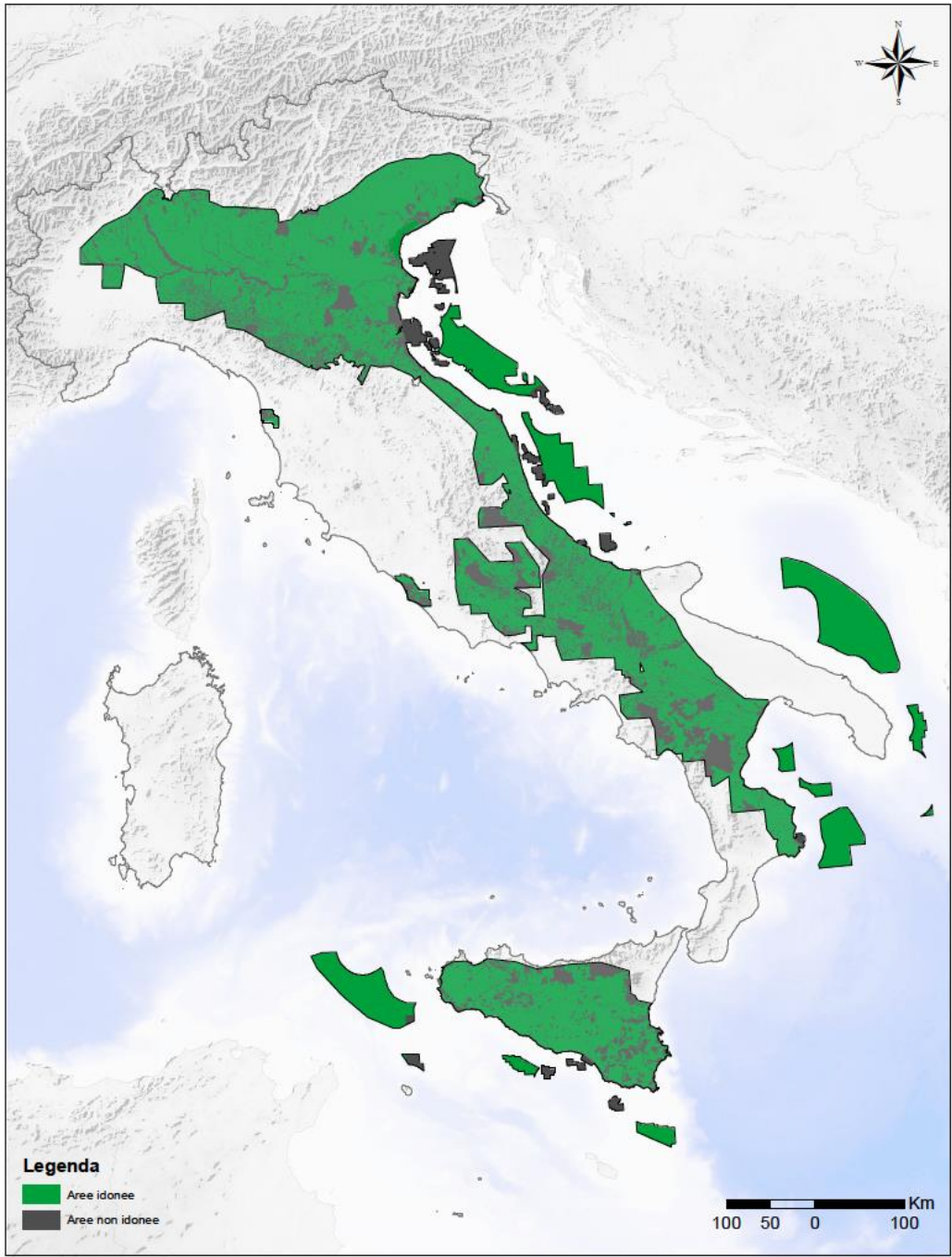


Figura 7-2: rappresentazione scenario alternativo.

L'attuazione dello scenario alternativo ha come risultato l'estensione di aree non idonee pari a: **32.182,33 kmq.**

Tenuto conto che la superficie delle aree non idonee relative allo scenario di intervento è di **88.563,78 kmq**, la differenza tra lo scenario di intervento e quello alternativo, ossia la somma delle superfici dei vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione al netto delle sovrapposizioni, comporta un incremento della superficie di aree non idonee pari a: **56.381,45 kmq.**

È evidente pertanto che la scelta dello scenario di intervento, che prevede come vincoli escludenti sia i vincoli assoluti che quelli aggiuntivi, contribuisce in modo più significativo al perseguimento della sostenibilità ambientale in linea con gli obiettivi in materia di ambiente sempre più rilevanti nell'ambito delle politiche comunitarie.

Possibili scenari di riferimento correlati a fattori esogeni al PITESAI ma comunque pertinenti alle previsioni dello stesso sono quelli legati al raggiungimento di obiettivi normativi nazionali/comunitari "in corso di lavorazione" ma non ancora raggiunti (ma sui quali il Piano continuerà ad aggiornarsi). Ad esempio, si evidenzia il raggiungimento degli obiettivi della nuova Strategia dell'UE sulla biodiversità per il 2030, che prevedono la creazione di una rete di zone protette ben gestite comprendenti almeno il 30% della superficie terrestre e marina del territorio dell'Unione Europea, anche alla luce degli obiettivi che si pone la missione M2C4.3 del PNRR "Salvaguardare la qualità dell'aria e la biodiversità del territorio attraverso la tutela delle aree verdi, del suolo e delle aree marine", come ad esempio l'investimento 3.5 che è mirato al ripristino e tutela dei fondali e degli habitat marini.

Tale scenario previsionale, nell'ipotesi che l'incremento di superficie di zone protette sia totalmente ricompreso nell'ambito di riferimento per il PITESAI, comporterebbe un'ulteriore riduzione delle aree potenzialmente idonee.

8. LA VALUTAZIONE DI INCIDENZA

La normativa in tema di VAS prevede che la VInCA sia ricompresa nella VAS e quindi il RA contenga gli elementi di cui all'allegato G del DPR 357/97.

La Valutazione d'Incidenza è il procedimento di carattere preventivo, prevista dall'art. 6, comma 3, della Direttiva "Habitat" (Direttiva 92/43/CE) e disciplinata, a livello nazionale, dall'art. 6 del DPR 12 marzo 2003, n. 120 (G.U. n. 124 del 30 maggio 2003) che ha sostituito l'art.5 del DPR 8 settembre 1997, n. 357, al quale è necessario sottoporre qualsiasi piano o progetto che possa avere incidenze significative su un sito della Rete Natura 2000, singolarmente o congiuntamente ad altri piani e progetti e tenuto conto degli obiettivi di conservazione del sito stesso.

Lo Studio di Incidenza è Riportato in Allegato 5 al presente Rapporto Ambientale.

9. ELEMENTI PER LA DEFINIZIONE DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE DEL PITESAI

Finalità del monitoraggio ambientale

Il D. Lgs. 152/2006 all'art. 18 e alla lettera i) dell'Allegato VI alla Parte seconda riporta indicazioni relativi agli aspetti principali del monitoraggio dell'attuazione di piani e programmi.

Il monitoraggio assicura il controllo sugli impatti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione dei piani e dei programmi e la verifica del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati, così da individuare tempestivamente gli impatti negativi imprevisti e adottare le opportune misure correttive.

I risultati della valutazione degli impatti e le misure correttive adottate sono illustrati in un rapporto elaborato periodicamente.

Il monitoraggio è effettuato dall'Autorità procedente in collaborazione con l'Autorità competente anche avvalendosi del sistema delle Agenzie ambientali e dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.

Nel piano/programma devono essere individuate le responsabilità e le risorse necessarie per la realizzazione e la gestione del monitoraggio.

Le informazioni raccolte attraverso il monitoraggio devono costituire un patrimonio informativo di cui tener conto per le eventuali modifiche del piano/programma ma anche per tutti i successivi atti di pianificazione e programmazione.

Metodologia per l'impostazione del monitoraggio ambientale

Partendo dalle indicazioni normative sopra sintetizzate, ISPRA ha approfondito i diversi aspetti del monitoraggio e ha messo a punto una metodologia per la definizione del sistema di monitoraggio VAS di piani e programmi condivisa con le Agenzie ambientali e con il MATTM (ora MiTE). Di seguito si riporta una breve sintesi dei principali elementi della metodologia seguita per l'impostazione del Sistema di monitoraggio ambientale del PiTESAI.

Il sistema di monitoraggio VAS di un piano deve consentire di verificare

- se le condizioni del contesto ambientale sul quale opera il piano, analizzate durante la sua elaborazione, subiscono evoluzioni significative;
- il grado di raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità;
- se le interazioni con il contesto ambientale stimate si verificano o meno;
- se le indicazioni fornite per ridurre e compensare gli effetti negativi significativi siano sufficienti a garantire un elevato livello di protezione dell'ambiente.

Più in dettaglio, nel sistema di monitoraggio occorre prevedere:

- la descrizione dell'evoluzione del contesto ambientale (monitoraggio del contesto), con diretto riferimento agli obiettivi di sostenibilità derivati dalle strategie di sviluppo sostenibile, attraverso gli indicatori di contesto ambientale;
- la registrazione degli effetti dell'attuazione del piano/programma (monitoraggio del piano/programma), tramite:
 - gli indicatori di processo che misurano il grado di attuazione delle previsioni di Piano;
 - gli indicatori di contributo che misurano gli effetti positivi e negativi dovuti all'attuazione delle previsioni di Piano sul contesto ambientale e quindi il contributo del piano alla variazione del contesto.

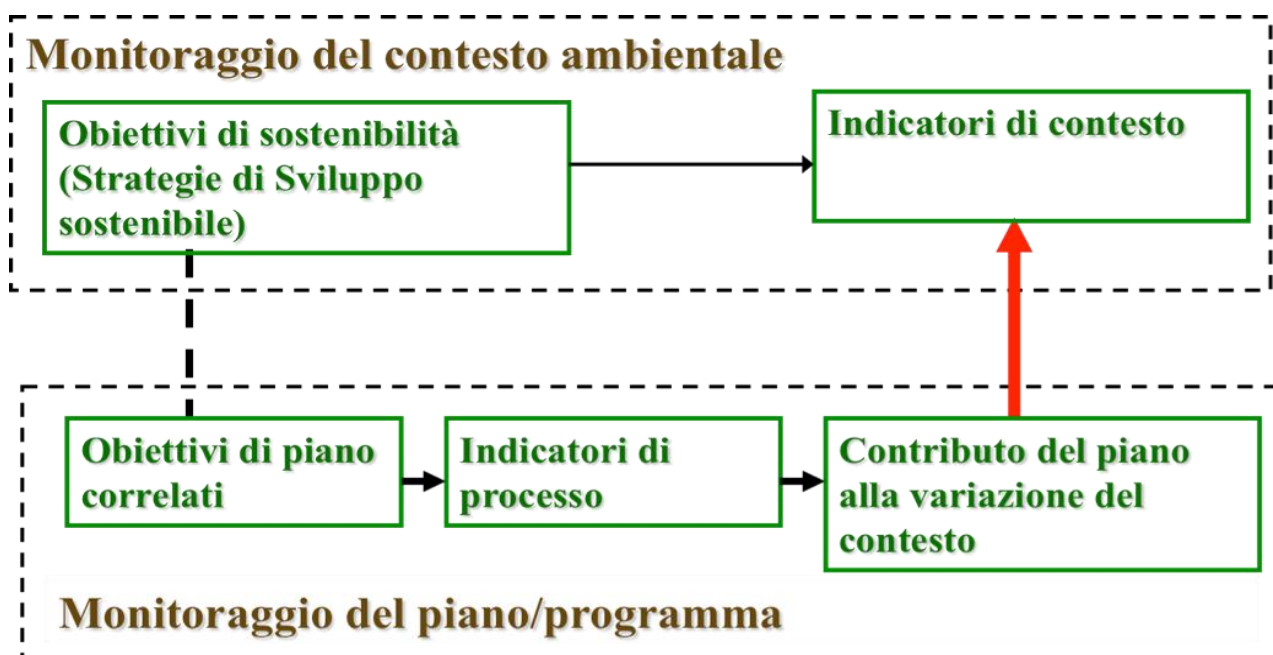


Figura 9-1: Schema del sistema di monitoraggio: relazione tra obiettivi e indicatori

Nell'ambito del monitoraggio, gli indicatori devono rispondere ad alcuni requisiti imprescindibili, tra cui la popolabilità e l'aggiornabilità, la disponibilità di serie storiche significative, la sensibilità alle azioni del piano da monitorare.

Nella organizzazione del sistema di monitoraggio occorre tenere presente il percorso di attuazione e di aggiornamento del Piano e i successivi livelli di progettazione con relative valutazioni ambientali, e quindi identificare le potenziali relazioni con le Valutazioni di Impatto Ambientale e le Valutazioni di Incidenza dei progetti delle attività minerarie di upstream che discenderanno dall'attuazione del Piano.

In tal senso la promozione dell'integrazione del monitoraggio VAS del PiTESAI con i dati derivanti dai monitoraggi VIA e AIA dei singoli progetti, costituisce un elemento significativo rivolto alla "definizione di una base dati comune che potrà contribuire a una migliore comprensione degli effetti ambientali che si producono consentendo di mettere in atto azioni correttive sul PiTESAI utili alla risoluzione di eventuali effetti negativi riscontrati" (cfr parere CTVA n. 14 del 14/05/2021 paragrafo 10).

Occorrerà pertanto stabilire modalità di scambio dati che consentano al monitoraggio VAS del PiTESAI di acquisire le informazioni sulla realizzazione dei progetti di ricerca e di sfruttamento di idrocarburi, sul loro avanzamento e sugli impatti ambientali misurati nell'ambito dei monitoraggi specifici (VIA).

Pertanto, rispetto in particolare alle nuove istanze autorizzative relative a ricerca e coltivazione, all'atto dell'espletamento della procedura di VIA per i progetti, con riferimento all'art. 28 c. 8 del D.lgs 152/06 "...dei dati derivanti dall'attuazione dei monitoraggi ambientali da parte del proponente è data adeguata informazione attraverso il sito web dell'autorità competente", è auspicabile che i decreti di Valutazione dell'Impatto Ambientale prevedano espressamente la comunicazione dei risultati dei monitoraggi all'Autorità Competente e all'Autorità Procedente per il PiTESAI indicando le modalità in base alle quali realizzare il flusso delle informazioni.

9.1. Il monitoraggio ambientale del PiTESAI

I contenuti del presente piano di monitoraggio rappresentano una versione basata sui contenuti sviluppati in sede di Rapporto Ambientale, rivisti ed integrati anche sulla base delle osservazioni formulate nel Parere Motivato.

Il monitoraggio ambientale del PiTESAI segue l'intero ciclo di vita del Piano, compresi i suoi aggiornamenti rispetto ai quali rappresenta una componente significativa di indirizzo e riorientamento mediante la valutazione dei risultati periodici che saranno prodotti oltre che costituire un patrimonio informativo di cui tener conto per altri e successivi atti di pianificazione e programmazione.

Per tale motivo questa prima versione del Piano di monitoraggio costituisce l'avvio di un percorso che dovrà condurre al completamento del Piano stesso con il consolidamento dei contenuti, la definizione di dettaglio delle responsabilità e delle modalità operative e risorse necessarie per l'attuazione del monitoraggio

Esso sarà realizzato e gestito attraverso la collaborazione tra Autorità Procedente e Autorità Competente per la VAS avvalendosi del SNPA e con il supporto delle Regioni e Province autonome.

Queste ultime, in particolare, rivestono un ruolo rilevante in relazione all'integrazione e al continuo aggiornamento del sistema dei vincoli definiti dal PiTESAI consultabile presso il Sistema informativo appositamente implementato da ISPRA che acquisirà i dati e le informazioni che nel tempo le Regioni comunicheranno all'Autorità Procedente e renderanno disponibili in relazione a nuovi vincoli e/o loro modifiche.

L'Autorità Procedente effettuerà comunque annualmente una richiesta in tal senso alle diverse amministrazioni al fine di richiamare tale adempimento per le finalità di aggiornamento del Piano

L'aggiornamento delle categorie dei vincoli riguarderà anche le integrazioni e/o modifiche che interverranno a livello nazionale anche nell'ambito dell'adozione e attuazione degli strumenti di pianificazione di livello nazionale (PNIEC, PSM...).

Nell'ambito della collaborazione di cui sopra, saranno definite le modalità di realizzazione e gestione delle attività di monitoraggio.

Come previsto dalla normativa in materia di VAS, i risultati del monitoraggio ambientale saranno illustrati in Rapporti di monitoraggio.

In considerazione delle varie fonti informative che concorrono al popolamento e aggiornamento degli indicatori di monitoraggio e dell'evoluzione temporale del PiTESAI e del suo aggiornamento⁷² si può ragionevolmente prevedere una produzione con periodicità almeno triennale dei reports suddetti.

Il monitoraggio ambientale riguarderà l'ambito territoriale di riferimento del PiTESAI corrispondente a quanto rappresentato in fig. 3.1-10 a pag. 189 del Piano. Il sistema di monitoraggio prevede, secondo l'impostazione illustrata in precedenza, le tre seguenti articolazioni:

- descrizione dell'evoluzione del contesto ambientale interessato dagli effetti del Piano con riferimento agli obiettivi di sostenibilità pertinenti;
- il monitoraggio dello stato di avanzamento dell'attuazione del Piano;
- il controllo degli effetti ambientali del Piano.

⁷² Sulla base delle modifiche e integrazioni da apportare alle categorie ambientali e alle scelte di Piano, in conseguenza anche dei risultati derivanti dall'applicazione del Piano di monitoraggio, si ritiene che la revisione del Piano possa avere una frequenza minima di 5 anni, salvo eventuali modifiche sostanziali intervenute a seguito dell'applicazione di altri strumenti che richiedono di essere adeguatamente considerati

Le tre componenti del monitoraggio sono attuate attraverso l'individuazione di idonei indicatori selezionati in riferimento alle finalità da perseguire: indicatori di contesto per seguire l'evoluzione dello stato di qualità ambientale interessato dagli effetti del Piano; indicatori di processo per seguire l'avanzamento dell'attuazione del Piano; indicatori di contributo per misurare la variazione dello stato ambientale imputabile all'attuazione del Piano.

9.1.1. Monitoraggio del contesto ambientale

La descrizione dell'evoluzione del contesto ambientale con riferimento agli obiettivi di sostenibilità generali avviene mediante l'individuazione di idonei indicatori, che consentono di misurare l'evoluzione del contesto ambientale anche dovuto a fattori esogeni al Piano.

La scelta degli indicatori di contesto si basa sull'inquadramento del contesto ambientale presentato nel capitolo 5 del RA e sono riferiti all'ambito territoriale di riferimento del PITESAI, così come definito nel RA.

Nella tabella seguente sono riportati gli indicatori contesto messi in relazione con gli obiettivi ambientali pertinenti al PITESAI definiti al capitolo 4 del RA, a eventuali target stabiliti dalla normativa e agli aspetti ambientali così come individuati dal D.lgs 152/06.

Tabella 9-1: indicatori per il monitoraggio del contesto ambientale

Obiettivi ambientali	target stabilito dalla normativa	Aspetti ambientali di cui al D.lgs 152/06 allegato VI lett. f	tematiche	Indicatori di contesto ambientale
OA3	Neutralità carbonica al 2050 quota di rinnovabili di almeno il 28% sui consumi lordi finali al 2030	Aria e fattori climatici	energia	Consumo interno lordo nazionale per fonte energetica Consumi finali di energia per fonte e per settori Produzione nazionale per fonte energetica Quota dei consumi lordi finali da fonte rinnovabile per i diversi settori (rinnovabili elettriche, riscaldamento/raffrescamento, trasporti...)
OA1, OA2, OA4	riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra (al netto degli assorbimenti) di almeno il 55 % rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030	Aria e fattori climatici	Emissioni gas climalteranti	trend emissivi di gas climalteranti e ripartizione per settori Emissioni di gas climalteranti riconducibili al settore dell'upstream e % rispetto al settore energetico
OA1, OA26,	riduzioni al 2030 rispetto al 2005 SO2: -71% NOx: -65% COVM: -46% NH3: -16%	Aria e fattori climatici	Emissioni di inquinanti in atmosfera	Trend emissivi di inquinanti (VOCs, NOx, SO2, H2S, CO) in atmosfera nel settore upstream

	PM2,5: -40%			
OA5, OA6, OA7, OA8	Proteggere legalmente almeno il 30% della superficie terrestre dell'UE e il 30% della superficie del mare dell'UE e proteggere in modo rigoroso almeno un terzo delle aree protette dell'UE (EU Biodiversity Strategy for 2030)	Biodiversità, flora e fauna in ambito terrestre	Biodiversità in ambito terrestre	Consistenza e livello di minaccia di specie animali e vegetali Diffusione di specie alloctone animali e vegetali Distribuzione del valore ecologico secondo Carta della Natura Distribuzione della fragilità ambientale secondo Carta della Natura Ricchezza e abbondanza relative degli uccelli in Italia stato di conservazione delle specie e degli habitat tutelati dalle Direttive Habitat e Uccelli sensibili alle Pressioni/Minacce considerate nello Studio d'Incidenza aree protette (EUAP), zone Ramsar e siti Natura 2000
OA11, OA12, OA13, OA14, OA15, OA16, OA17		Suolo	Rischi naturali (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico)	Pericolosità idraulica e da frana (mosaicatura) Distribuzione dei sinkholes Comuni interessati da subsidenza Consumo di suolo in aree a pericolosità idraulica Eventi collegati ai rischi naturali
			geologia	Pericolosità sismica
			Patrimonio agroalimentare	Aree agricole di pregio e ad alto valore naturale superficie e produttività agricola
			Patrimonio forestale	Superficie e copertura forestale ⁷³ : stato e variazione (ripartizione per tipologie)
	Azzerare il consumo di suolo netto entro il 2050		Territorio, uso del suolo e interferenza con siti soggetti a limitazioni d'uso (Siti industriali, siti contaminati)	Consumo di suolo e sua distribuzione nei diversi ambiti territoriali ⁷⁴ in particolare nelle aree interessate da permessi e concessioni Copertura e uso del suolo (stato e cambiamenti) con riferimento alle aree

⁷³ Il monitoraggio dell'evoluzione della copertura forestale consente di tener conto della deforestazione come osservato dalla Regione Piemonte

⁷⁴ Tra gli ambiti territoriali è ricompreso l'ambito agricolo in considerazione di quanto osservato dalla Regione Piemonte.

				interessate da permessi e concessioni Fattori del degrado del suolo nelle aree interessate da permessi e concessioni (Desertificazione, Erosione, perdita di Carbonio organico ...)
OA9, OA10	Raggiungimento/mantenimento dello stato ambientale "buono" per tutti i corpi idrici o il mantenimento, laddove già esistente, dello stato "elevato" (WFD)	Risorse idriche	Corpi idrici superficiali	<p>stato qualitativo delle risorse idriche superficiali (stato ecologico e chimico) in particolare nelle aree interessate da permessi e concessioni:</p> <p><u>FIUMI</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Inquinamento da nutrienti e organico: (STAR_ICMi/ISA; IBMR; ICMi; LIMeco) - inquinamento chimico (conformità delle concentrazioni delle sostanze prioritarie ed altri inquinanti rispetto agli SQA (colonna d'acqua, biota)) - habitat alterati a seguito di alterazioni idromorfologiche (STAR_ICMi/ISA, IBMR, NISECI , IARI , IQM, IARI, IH (Indice di alterazione di Habitat) - Alterazione della comunità acquatiche e perdita di biodiversità a seguito di alterazioni chimiche e fisico-chimiche (STAR_ICMi/ISA; IBMR; ICMi; NISECI) <p><u>LAGHI</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Inquinamento da nutrienti e organico (LTLeco, MacroIMMI/VLMMI, IPAM/NITMEt, LFI) - inquinamento chimico (conformità delle concentrazioni delle sostanze prioritarie ed altri inquinanti rispetto agli SQA (colonna d'acqua, biota)) - Habitat alterati a seguito di alterazioni idromorfologiche (MacroIMMI/VLMMI, , IPAM/NITMEt, BQIES, EPI_L, LFI) - Alterazione della comunità acquatiche e perdita di

				biodiversità a seguito di alterazioni chimiche e fisico-chimiche (MacroIMMI/VLMMI, IPAM/NITMEt, BQIES, EPI_L, LFI)
			Corpi idrici sotterranei	stato quali – quantitativo delle risorse idriche sotterranee (stato chimico e quantitativo) in particolare nelle aree interessate da permessi e concessioni:
OA18, OA19, OA20		Patrimonio culturale, architettonico, archeologico e paesaggio		Frammentazione del territorio in particolare nelle aree interessate da permessi e concessioni Presenza di beni ed aree vincolate e/o tutelate ai sensi del D. Lgs 42/2004; Consumo di suolo nelle aree vincolate Presenza di siti UNESCO
OA26		Popolazione e salute umana		Grado di urbanizzazione ⁷⁵ (densità di suolo consumato e di popolazione) delle aree interessate da permessi e concessioni (<i>indicatore proxy per stimare l'esposizione della popolazione ai fattori di rischio ambientale e antropico</i>)
OA21, OA22, OA23, OA24, OA25	Raggiungimento/mantenimento dello stato ambientale "buono" per tutti i corpi idrici o il mantenimento, laddove già esistente, dello stato "elevato" (WFD) Raggiungimento/mantenimento di un buono stato ambientale dell'ambiente marino (MSFD)	Ambiente marino	qualità	stato qualitativo delle acque marino-costiere (elementi di qualità biologica, stato chimico, stato ecologico) descrittori Direttiva MSFD (5 eutrofizzazione, 6 integrità del fondo marino, 7 modifica permanente delle condizioni idrografiche, 8 concentrazioni di contaminanti in acqua, sedimenti, biota, 9 concentrazioni di contaminanti nei pesci, 11 introduzione di energia) classificazione delle acque di balneazione
	Proteggere legalmente almeno il 30% della superficie terrestre dell'UE e il 30% della superficie		Biodiversità in ambito marino	Aree protette e Siti Natura 2000

⁷⁵ Munafò, M. (a cura di), 2021. Consumo di suolo, dina-miche territoriali e servizi ecosistemici. Edizione 2021. Report SNPA 22/21

	del mare dell'UE e proteggere in modo rigoroso almeno un terzo delle aree protette dell'UE			stato di conservazione delle specie e degli habitat tutelati dalle Direttive Habitat e Uccelli
			Usi del mare	Aziende in acquacoltura e produzioni Stock ittici in sovrasfruttamento Consistenza dell'attività di pesca Depositi di sabbie relitte

9.1.2. Il monitoraggio dell'attuazione del PiTESAI

Il controllo degli effetti ambientali del Piano è strettamente correlato al monitoraggio del suo stato di attuazione che nel caso del PiTESAI si traduce nel seguire l'evoluzione dello stato delle attività derivanti dall'applicazione dei criteri. In tal senso l'approvazione del PiTESAI comporterà:

- per i procedimenti amministrativi e le attività in essere l'adozione di una serie di provvedimenti riguardanti la ripermetrazione delle aree in concessione, oggetto di permessi e nell'ambito di istanze di concessione, la proroga o cessazione dei titoli minerari a scadenza, il decommissioning con dismissione degli impianti e ripristino ambientale dei luoghi, l'interruzione di procedimenti in essere
- per le nuove istanze il rilascio di nuovi titoli, la chiusura di aree marine attualmente aperte all'esplorazione e coltivazione.

Gli indicatori di processo monitoreranno pertanto l'avanzamento dei provvedimenti di cui sopra che verranno adottati a seguito dell'approvazione del PiTESAI come riassunto nella tabella seguente.

Il monitoraggio dell'evoluzione delle attività di upstream è accompagnato dal monitoraggio della produzione di idrocarburi da correlare al perseguimento dell'obiettivo di decarbonizzazione (OA3) come richiamato al paragrafo 4.1 del RA e dal monitoraggio nel tempo dello stato delle concessioni in termini di produttività e/o periodo di improduttività e/o ripristino ambientale.

La tabella seguente riporta gli indicatori di processo rivolti al monitoraggio dell'attuazione del PiTESAI nei termini sopra descritti.

Tabella 9-2: Indicatori di processo per il monitoraggio dell'attuazione del PiTESAI:

Provvedimenti per procedimenti amministrativi e attività in essere (N.)	ripermetrazione delle aree in concessione, oggetto di permessi e nell'ambito di istanze di concessione
	proroga dei titoli minerari a scadenza
	decommissioning con dismissione degli impianti e ripristino ambientale dei luoghi ⁷⁶
	Interruzione di procedimenti in essere
	Revoca permessi di prospezione e ricerca (anche limitatamente ad aree parziali)

⁷⁶ La misura di tale indicatore sarà accompagnata dal monitoraggio dei tempi di dismissione (media) nell'ottica di una loro riduzione nel tempo

Provvedimenti per Nuove istanze (N.)	nuovi titoli
	chiusura di aree marine attualmente aperte all'esplorazione e coltivazione
produzione di idrocarburi (gas e olio) in terra e in mare distinta per regione/zona marina e sua evoluzione	
Evoluzione dello stato delle concessioni (produttive, improduttive e periodi di improduttività, ripristino ambientale)	

9.1.3. Il monitoraggio degli effetti ambientali

Una prima componente legata al monitoraggio degli effetti ambientali è rappresentata dal controllo degli effetti diretti derivanti dall'adozione degli atti suddetti in termini variazione delle superfici dei vincoli interessate dai titoli/attività e quindi della pressione esercitata e/o evitata sugli ambiti territoriali oggetto dei vincoli individuati dal PITESAI. La Tabella 9-3, ripresa dal paragrafo 7 sugli effetti ambientali, mette in relazione tali effetti diretti con le diverse casistiche di cui al paragrafo 3.3 del Piano derivanti dall'applicazione dei criteri. In tale tabella sono riportate informazioni relative alle caratteristiche degli effetti ambientali diretti così descritti:

+	effetto ambientale significativo positivo
0	nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero
++	effetto ambientale molto significativo positivo
LT	effetto a lungo termine
T	effetto temporaneo
-	effetto ambientale significativo negativo
--	effetto ambientale molto significativo negativo

Tabella 9-3: effetti derivanti dall'applicazione dei criteri in termini di variazione delle superfici dei vincoli interessate dai titoli/attività

Casistica di cui al cap. 3.2 del piano		Effetti su procedimenti e attività	Effetti sulle superfici dei vincoli (pressioni)	Caratteristiche degli effetti
1 nuove istanze	nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca (solo gas)	Nuove istanze	interferenza con vincoli evitata Nessuna interferenza diretta con zone classificate come vincoli di esclusione e/o aggiuntivi di esclusione	+
2.a.i Istanze di permessi	Istanze di permessi petrolio Istanze di permessi gas in aree non idonee	Interruzione procedimenti Interruzione procedimenti	interferenza con vincoli evitata interferenza con vincoli evitata	+
2.a.ii istanze di concessione	totalmente in 'aree non idonee nella	Proseguimento istanza (pozzi esplorativi e riserva gas > 150MSmc)	Nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero Riduzione interferenza con vincoli dovuta alla ripermimetrazione delle	0 +

Casistica di cui al cap. 3.2 del piano		Effetti su procedimenti e attività	Effetti sulle superfici dei vincoli (pressioni)	Caratteristiche degli effetti
	situazione ante operam'	Interruzione istanza (riserva gas < 150MSmc)	aree non connesse all'eventuale sfruttamento del giacimento rinvenuto interferenza con vincoli evitata	+
	anche parzialmente, in 'aree idonee nella situazione ante operam'	Prosegue istanza con ripermimetrazione	riduzione interferenza con vincoli	+
2.b.i Permessi vigenti	totalmente in 'aree non idonee nella situazione ante operam'	revoca permesso in essere	riduzione interferenza con vincoli	++
	anche parzialmente, in 'aree idonee nella situazione ante operam'	Riperimetrazione (o esclusione per le attività) delle aree non idonee	riduzione interferenza con vincoli	+
2.b.ii Coltivazioni vigenti	Infrastrutture in aree idonee	Proseguimento attività in stato di produttività	Nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero	0
		Dismissione/ripristino a scadenza delle attività in stato di improduttività da più di 7 anni (NO proroga)	riduzione dell'interferenza con vincoli (recupero servizi ecosistemici dovuti a ripristino ambientale)	++ LT
			impatti negativi temporanei dovuti alla dismissione eventuale riuso (avvio nuova attività economica es. fotovoltaico, usi agricoli)	- T +
	Proseguimento con revisione/aggiornamento motivazione per attività in stato di improduttività continuativa da meno di 7 anni	Nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero	0	
	Infrastrutture in mare in aree non idonee (anche parziale)	Proseguimento attività in stato di produttività fino alla cessazione della coltivabilità tecnica e/o economica del giacimento	Nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero riduzione interferenza con vincoli dovuta a ripermimetrazione aree residue non necessarie alla coltivazione	0 +
		Dismissione/ripristino a scadenza delle attività in stato di improduttività da più di 5 anni (NO proroga)	riduzione dell'interferenza con vincoli (recupero servizi ecosistemici dovuti a ripristino ambientale)	++ -T

Casistica di cui al cap. 3.2 del piano		Effetti su procedimenti e attività	Effetti sulle superfici dei vincoli (pressioni)	Caratteristiche degli effetti
			impatti negativi temporanei dovuti alla dismissione eventuale riuso (avvio nuova attività economica es. fotovoltaico, usi agricoli)	+
		Proseguimento con revisione/aggiornamento motivazione per attività in stato di improduttività da meno di 5anni	Nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero riduzione interferenza con vincoli dovuta a ripermetrazione aree residue non necessarie alla coltivazione riduzione dell'interferenza con vincoli (recupero servizi ecosistemici dovuti a ripristino ambientale) per l'eventuale cessazione attività	0 + ++
	Infrastrutture in terraferma in aree non idonee (anche parziale)	Proseguimento e proroga attività in stato di produttività/improduttività da meno di 5 anni in dipendenza di ACB positiva	Nessun effetto aggiuntivo rispetto allo scenario zero riduzione interferenza con vincoli dovuta a ripermetrazione aree residue non necessarie alla coltivazione	0 +
		Dismissione/ripristino a scadenza delle attività in stato di improduttività da più di 5 anni (NO proroga)	riduzione dell'interferenza con vincoli (recupero servizi ecosistemici dovuti a ripristino ambientale) impatti negativi temporanei dovuti alla dismissione eventuale riuso (avvio nuova attività economica es. fotovoltaico, usi agricoli)	++
				-T
				+

Gli effetti diretti di cui alla tabella precedente, legati alla variazione della pressione esercitata sugli ambiti territoriali oggetto dei vincoli individuati dal PiTESAI, saranno monitorati mediante indicatori di contributo che controlleranno la variazione nel tempo delle interferenze, in termini di superfici, tra aree interessate da titoli e aree ricomprese nelle categorie dei vincoli individuati dal PiTESAI (Tabella 7-4).

Si rimanda al capitolo 7 "effetti ambientali del PiTESAI" per i dati allo stato attuale sulle interferenze territoriali tra i titoli minerari/istanze e gli strati informativi afferenti ai vincoli assoluti e aggiuntivi di esclusione.

La riduzione e/o l'evitata interferenza tra superfici dei vincoli di esclusione/aggiuntivi di esclusione e superfici dei titoli comporta il miglioramento e/o il non interessamento diretto delle caratteristiche e qualità ambientali che le categorie di vincoli rappresentano e tutelano, a tal fine in particolare sarà monitorata l'evoluzione nel tempo della percentuale di superficie dei titoli (permessi e concessioni) interessata da ciascuna tipologia di vincolo raggruppati per tematica ambientale al fine di monitorare l'effetto sulle diverse matrici ambientali e verificare il perseguimento degli obiettivi ambientali corrispondenti come schematizzato nella tabella seguente.

Tabella 9-4: corrispondenza tra vincoli oggetto di monitoraggio (interferenza tra superfici dei vincoli e titoli) e obiettivi/tematiche/impatti ambientali delle attività

Obiettivi ambientali	Aspetti ambientali di cui al D.lgs 152/06 allegato VI lett. f	tematiche	vincoli oggetto di monitoraggio delle interferenze rispetto ai titoli	impatti ambientali delle attività (cfr paragrafo 3.2 del presente rapporto) oggetto del monitoraggio VIA
OA5, OA6, OA7, OA8	Biodiversità, flora e fauna in ambito terrestre	Biodiversità in ambito terrestre	6, 9, 9.a, 10, 37, 38, 39, 40	<p>Alterazioni dello sviluppo degli organismi riconducibile alla dispersione di inquinanti (idrocarburi e sostanze chimiche varie), in particolare nell'ambiente idrico</p> <p>Disturbo alla fauna</p> <p>alterazione degli equilibri ecosistemici per l'introduzione specie invasive e organismi patogeni</p> <p>Danni a vegetazione/habitat" e "flora" (Perdita di habitat)</p> <p>Frammentazione di ecosistemi e habitat interessati dalle attività e impatti dovuti all'occupazione fisica del suolo</p>
OA11, OA12, OA13, OA14, OA15, OA16, OA17	Suolo	Rischi naturali (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico)	3, 4, 17, 35, 46, 47	<p>Possibile contaminazione dovuta a incidentali sversamenti di idrocarburi dalle condotte o dalle strutture del pozzo, di carburanti durante le operazioni di rifornimento dei mezzi e di altre sostanze chimiche per rotture a livello dei serbatoi</p> <p>consumo e sottrazione prolungata del suolo e conseguente perdita di servizi ecosistemici</p> <p>Compattazione del terreno a causa della movimentazione di mezzi e veicoli e alla costruzione delle opere previste dai progetti</p> <p>insorgere di fenomeni di deformazione del suolo (sollevamento e/o subsidenza) o di sprofondamento della superficie topografica, o un'accentuazione dei fenomeni preesistenti, e stimolare la sismicità inducendo o innescando eventi di magnitudo significativa</p> <p>interazione con aree a rischio (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico)</p> <p>Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di alimenti e acqua contaminati</p>
OA11, OA12, OA13, OA14,	Suolo Acqua	geologia	2, 15, 16, 30, 30a, 31	<p>Possibile contaminazione dovuta a incidentali sversamenti di idrocarburi dalle condotte o dalle strutture del pozzo, di carburanti</p>

<p>OA15, OA16, OA17</p> <p>OA9, OA10</p>				<p>durante le operazioni di rifornimento dei mezzi e di altre sostanze chimiche per rotture a livello dei serbatoi</p> <p>consumo e sottrazione prolungata del suolo e conseguente perdita di servizi ecosistemici</p> <p>Compattazione del terreno a causa della movimentazione di mezzi e veicoli e alla costruzione delle opere previste dai progetti</p> <p>insorgere di fenomeni di deformazione del suolo (sollevamento e/o subsidenza) o di sprofondamento della superficie topografica, o un'accentuazione dei fenomeni preesistenti, e stimolare la sismicità inducendo o innescando eventi di magnitudo significativa</p> <p>interazione con aree a rischio (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico)</p> <p>Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di alimenti e acqua contaminati</p> <p>Inquinamento da nutrienti, organico, chimico</p> <p>Habitat alterati a seguito di alterazioni idromorfologiche</p> <p>Alterazione della comunità acquatiche e perdita di biodiversità a seguito di alterazioni chimiche e fisico-chimiche</p> <p>Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di acqua contaminata</p>
<p>OA11, OA12, OA13, OA14, OA15, OA16, OA17</p>	<p>Suolo</p>	<p>Patrimonio agroalimentare</p>	<p>32, 33a, 43, 48</p>	<p>Possibile contaminazione dovuta a incidentali sversamenti di idrocarburi dalle condotte o dalle strutture del pozzo, di carburanti durante le operazioni di rifornimento dei mezzi e di altre sostanze chimiche per rotture a livello dei serbatoi</p> <p>consumo e sottrazione prolungata del suolo e conseguente perdita di servizi ecosistemici</p> <p>Compattazione del terreno a causa della movimentazione di mezzi e veicoli e alla costruzione delle opere previste dai progetti</p> <p>insorgere di fenomeni di deformazione del suolo (sollevamento e/o subsidenza) o di sprofondamento della superficie topografica, o un'accentuazione dei fenomeni preesistenti, e stimolare la sismicità inducendo o innescando eventi di magnitudo significativa</p> <p>interazione con aree a rischio (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico)</p>

				Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di alimenti e acqua contaminati
OA11, OA12, OA13, OA14, OA15, OA16, OA17 OA9, OA10 OA9, OA10 OA18, OA19, OA20	Suolo Acqua Acqua Patrimonio culturale, architettonico, archeologico e paesaggio	Patrimonio forestale	18, 23	Possibile contaminazione dovuta a incidentali sversamenti di idrocarburi dalle condotte o dalle strutture del pozzo, di carburanti durante le operazioni di rifornimento dei mezzi e di altre sostanze chimiche per rotture a livello dei serbatoi consumo e sottrazione prolungata del suolo e conseguente perdita di servizi ecosistemici
		Territorio, uso del suolo e interferenza con siti soggetti a limitazioni d'uso (Siti industriali, siti contaminati)	19, 8, 25, 26	Compattazione del terreno a causa della movimentazione di mezzi e veicoli e alla costruzione delle opere previste dai progetti insorgere di fenomeni di deformazione del suolo (sollevamento e/o subsidenza) o di sprofondamento della superficie topografica, o un'accentuazione dei fenomeni preesistenti, e stimolare la sismicità inducendo o innescando eventi di magnitudo significativa
		Corpi idrici superficiali	5, 13, 27, 29a, 33, 36	interazione con aree a rischio (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico)
		Corpi idrici sotterranei	5, 13, 36, 44	Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di alimenti e acqua contaminati
		Patrimonio culturale, architettonico, archeologico e paesaggio	24, 14, 28, 30, 45	Inquinamento da nutrienti, organico, chimico Habitat alterati a seguito di alterazioni idromorfologiche Alterazione della comunità acquatiche e perdita di biodiversità a seguito di alterazioni chimiche e fisico-chimiche Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di acqua contaminata Alterazioni chimiche e quantitative delle falde acquifere Alterazione della direzione di flusso delle acque sotterranee responsabili del fenomeno dell'intrusione salina (o di altra sostanza) Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di acqua contaminata Impatti legati direttamente o indirettamente all'alterazione/modificazione materiale e percettive di un contesto paesaggistico dovuto alle lavorazioni e alle trasformazioni di uso del suolo, anche temporanee Impatti legati direttamente o indirettamente, a breve o lungo termine, singolarmente o in

				<p>modo cumulativo e sinergico, nonché permanentemente o in modo temporaneo all'alterazione/ modificazione/ distruzione di altre componenti quali vegetazione, flora, fauna, ecosistemi, biodiversità, suolo e acque nonché aria (in riferimento alla fase di realizzazione e di decommissioning)</p> <p>Impatti dovuti ad eventuali diminuzioni/perdite di tutti quei valori identitari e/o immateriali legati agli usi consolidati di un territorio</p>
OA26	Popolazione e salute umana		3, 4, 5, 8, 13, 17, 19, 25, 26, 27, 32, 33, 35, 36, 43, 44	<p>Impatti indiretti sulla salute umana dovuti all'esposizione per ingestione di alimenti e acqua contaminati</p> <p>Variazione del rischio dovuto all'interazione con aree a rischio (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico) compresi la presenza di impianti industriali in particolare quelli a rischio di incidente rilevante</p> <p>Impatti diretti sulla salute umana dovuti all'esposizione ad inquinanti atmosferici e/o all'assorbimento dermico</p>
OA21, OA22, OA23, OA24, OA25	Ambiente marino	Biodiversità in ambito marino	1, 7, 9, 9.a, 29, 34, 40, 41, 42	Impatti dovuti a installazione di strutture e illuminazione artificiale, produzione di rumore, sottrazione di spazi ad altri usi del mare, incremento e/o modifica del traffico marittimo, rilascio di sostanze e/o prodotti potenzialmente inquinanti in mare
		pesca	11, 12, 21	Impatti dovuti a installazione di strutture e illuminazione artificiale, produzione di rumore, sottrazione di spazi ad altri usi del mare, incremento e/o modifica del traffico marittimo, rilascio di sostanze e/o prodotti potenzialmente inquinanti in mare
		Usi del mare	20, 22, 42	Impatti dovuti a installazione di strutture e illuminazione artificiale, produzione di rumore, sottrazione di spazi ad altri usi del mare, incremento e/o modifica del traffico marittimo, rilascio di sostanze e/o prodotti potenzialmente inquinanti in mare

La seconda componente del monitoraggio degli effetti ambientali è legata alla variazione dello stato di qualità ambientale correlata alle modifiche delle superfici di interferenza delle aree soggette ai vincoli con aree di permessi e concessioni a seguito dell'attuazione delle previsioni del PiTESAI. Il monitoraggio di tali effetti sarà effettuato con l'ausilio di indicatori di analisi dello stato ambientale e della sua variazione all'interno delle aree soggette all'applicazione dei criteri (Tabella 9-5).

In particolare, sarà misurata l'evoluzione degli indicatori di contesto negli ambiti territoriali interessati dalle attività di ricerca e coltivazione in cui le previsioni di piano trovano attuazione ovvero nelle aree in cui intervengono provvedimenti di cui alla Tabella 9-2.

Detti indicatori sono resi disponibili sulla base di dati prodotti da reporting e/o monitoraggi esistenti (vedi indicatori di contesto) integrati per alcuni aspetti con informazioni desunte dai monitoraggi sito specifici delle diverse attività (VIA, ecc) che presentano livelli di acquisizione e di calcolo di maggiore dettaglio riferendosi a contesti territoriali specifici.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 9-5: sistema obiettivi ambientali- impatti – indicatori di contributo

Obiettivi ambientali	target pertinente stabilito dalla normativa	Aspetti ambientali di cui al D.lgs 152/06 allegato VI lett. f	tematiche	Indicatori di contributo per il monitoraggio degli effetti ambientali dovuti all'interferenza tra attività e vincoli	impatti ambientali delle attività (cfr paragrafo 3.2 del rapporto ambientale)
OA3	Neutralità carbonica al 2050 quota di rinnovabili di almeno il 28% sui consumi lordi finali al 2030	Aria e fattori climatici	energia	Andamento della produzione di idrocarburi anche rispetto all'import Potenza di rinnovabile installata a seguito di riconversione degli impianti nel settore upstream a energia rinnovabile	Estrazione di combustibili fossili Produzione energia da combustibili fossili
OA1, OA2, OA4	riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra (al netto degli assorbimenti) di almeno il 55 % rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030	Aria e fattori climatici	Emissioni gas climalteranti	Evoluzione delle emissioni CO2 equivalente riconducibili alle attività nel settore upstream ⁷⁷	Emissioni gas climalteranti da operazioni di gas flaring e gas venting, movimentazione di mezzi e veicoli, accidentali (es. rotture di valvole/guarnizioni)
OA1, OA26,	riduzioni al 2030 rispetto al 2005 SO2: -71% NOx: -65% COVNM: -46% NH3: -16% PM2,5: -40%	Aria e fattori climatici	Emissioni di inquinanti in atmosfera	Andamento delle emissioni riconducibili alle attività nel settore upstream (VOCs, NOx, SO2, H2S, CO)	rilascio di inquinanti (VOCs, NOx, SO2, H2S, CO, PM, BTEX) durante le attività
OA5, OA6, OA7, OA8	Proteggere legalmente almeno il 30% della superficie terrestre dell'UE e il 30% della superficie del mare dell'UE e proteggere in modo rigoroso almeno un	Biodiversità, flora e fauna in ambito terrestre	Biodiversità in ambito terrestre	Superficie habitat / riduzione superficie habitat per misurare la frammentazione o la perdita di habitat.	Alterazioni dello sviluppo degli organismi riconducibile alla dispersione di inquinanti (idrocarburi e sostanze chimiche)

⁷⁷ L'indicatore considera anche le emissioni correlate (risparmiate) alla riconversione di attività in impianti a energie rinnovabili

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	<p>terzo delle aree protette dell'UE (EU Biodiversity Strategy for 2030)</p>			<p>Copertura totale/struttura della vegetazione: per misurare impatti in termini di frammentazione anche a livello locale.</p> <p>Licheni (diversità e dati sugli organi riproduttivi) per misurare gli effetti dell'inquinamento</p> <p>Variazioni dei parametri (es. grado di conservazione) alla base dello stato di conservazione delle specie e degli habitat tutelati dalle Direttive Habitat e Uccelli sensibili alle Pressioni/Minacce considerate nello Studio d'Incidenza con riferimento ai siti Natura 2000 interessati dalle attività</p> <p>variazione dell'abbondanza delle specie faunistiche indicatrici all'interno delle aree di permessi e concessioni</p>	<p>varie), in particolare nell'ambiente idrico</p> <p>Disturbo alla fauna</p> <p>alterazione degli equilibri ecosistemici per l'introduzione specie invasive e organismi patogeni</p> <p>Danni a vegetazione/habitat" e "flora" (Perdita di habitat)</p> <p>Frammentazione di ecosistemi e habitat interessati dalle attività e impatti dovuti all'occupazione fisica del suolo</p>
<p>OA11, OA12, OA13, OA14, OA15, OA16, OA17</p>		<p>Suolo</p>	<p>Rischi naturali (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico)</p>	<p>Eventi collegati ai rischi naturali nelle aree soggette a permessi e concessioni (eventi alluvionali, franosi, sinkholes, subsidenza, fagliazione ...)</p>	<p>Possibile contaminazione dovuta a incidentali sversamenti di idrocarburi dalle condotte o dalle strutture del pozzo, di carburanti durante le operazioni di rifornimento dei mezzi e di altre sostanze chimiche per rotture a livello dei serbatoi</p> <p>consumo e sottrazione prolungata del suolo e conseguente perdita di servizi ecosistemici</p>
			<p>Patrimonio ago-alimentare</p>	<p>Copertura di suolo agricolo (variazione) nelle aree soggette a permessi e concessioni</p>	

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

			Patrimonio forestale	variazione della Superficie e copertura forestale (per tipologia) connessi a interventi nel settore upstream	Compattazione del terreno a causa della movimentazione di mezzi e veicoli e alla costruzione delle opere previste dai progetti
	Azzerare il consumo di suolo netto entro il 2050		Territorio, uso del suolo e interferenza con siti soggetti a limitazioni d'uso (Siti industriali, siti contaminati)	Consumo di suolo e sua distribuzione nei diversi ambiti territoriale ⁷⁸ connessi a interventi nel settore upstream Variazione della copertura del suolo connessi a interventi nel settore upstream	insorgere di fenomeni di deformazione del suolo (sollevamento e/o subsidenza) o di sprofondamento della superficie topografica, o un'accentuazione dei fenomeni preesistenti, e stimolare la sismicità inducendo o innescando eventi di magnitudo significativa interazione con aree a rischio (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico) Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di alimenti e acqua contaminati
OA9, OA10	Raggiungimento/mantenimento dello stato ambientale "buono" per tutti i corpi idrici o il mantenimento, laddove già esistente, dello stato "elevato" (WFD)	Risorse idriche	Corpi idrici superficiali	Variazioni dei parametri alla base degli indicatori di stato quali-quantitativo (vedi indicatore di contesto) in concomitanza di interventi correlati al piano in prossimità del corpo idrico in cui si manifesta la variazione	Inquinamento da nutrienti, organico, chimico Habitat alterati a seguito di alterazioni idromorfologiche Alterazione della comunità acquatiche e perdita di biodiversità a seguito di alterazioni chimiche e fisico-chimiche

⁷⁸ Tra gli ambiti territoriali è ricompreso l'ambito agricolo in considerazione di quanto osservato dalla Regione Piemonte

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

					Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di acqua contaminata
			Corpi idrici sotterranei	Variazioni dei parametri alla base degli indicatori di stato quali-quantitativo (vedi indicatore di contesto) in concomitanza di realizzazione di interventi correlati al piano in prossimità del corpo idrico in cui si manifesta la variazione	Alterazioni chimiche e quantitative delle falde acquifere Alterazione della direzione di flusso delle acque sotterranee responsabili del fenomeno dell'intrusione salina (o di altra sostanza) Impatti indiretti sulla salute umana per ingestione di acqua contaminata
OA18, OA19, OA20		Patrimonio culturale, architettonico, archeologico e paesaggio		Frammentazione del territorio in particolare nelle aree interessate da permessi e concessioni Consumo di suolo connesso ad interventi nel settore upstream nelle aree e beni vincolati e/o tutelati ai sensi del D. Lgs 42/2004, siti UNESCO e piani paesaggistici	Impatti legati direttamente o indirettamente all'alterazione/modificazione materiale e percettive di un contesto paesaggistico dovuto alle lavorazioni e alle trasformazioni di uso del suolo, anche temporanee Impatti legati direttamente o indirettamente, a breve o lungo termine, singolarmente o in modo cumulativo e sinergico, nonché permanentemente o in modo temporaneo all'alterazione/modificazione/ distruzione di altre componenti quali vegetazione, flora, fauna, ecosistemi, biodiversità, suolo e acque nonché

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

					aria (in riferimento alla fase di realizzazione e di decommissioning) Impatti dovuti ad eventuali diminuzioni/perdite di tutti quei valori identitari e/o immateriali legati agli usi consolidati di un territorio
OA26		Popolazione e salute umana		Variazione del grado di urbanizzazione ⁷⁹ (densità di suolo consumato e di popolazione) delle aree interessate da permessi e concessioni (<i>indicatore proxy per stimare l'esposizione della popolazione ai fattori di rischio ambientale e antropico</i>)	Impatti indiretti sulla salute umana dovuti all'esposizione per ingestione di alimenti e acqua contaminati Variazione del rischio dovuto all'interazione con aree a rischio (sismico, vulcanico, idraulico e idrogeologico) compresi la presenza di impianti industriali in particolare quelli a rischio di incidente rilevante Impatti diretti sulla salute umana dovuti all'esposizione ad inquinanti atmosferici e/o all'assorbimento dermico
OA21, OA22, OA23, OA24, OA25	Raggiungimento/mantenimento dello stato ambientale "buono" per tutti i corpi idrici o il mantenimento, laddove già esistente, dello stato "elevato" (WFD)	Ambiente marino	qualità	Variazioni dei parametri alla base degli indicatori di stato qualitativo (elementi di qualità biologica, stato chimico, stato ecologico, descrittori Direttiva MSFD) in concomitanza di interventi correlati al piano in prossimità del settore in cui si manifesta la variazione	Impatti dovuti a installazione di strutture e illuminazione artificiale, produzione di rumore, sottrazione di spazi ad altri usi del mare, incremento e/o modifica del traffico marittimo, rilascio di sostanze e/o

⁷⁹ Munafò, M. (a cura di), 2021. Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici. Edizione 2021. Report SNPA 22/21

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Raggiungimento/mantenimento di un buono stato ambientale dell'ambiente marino (MSFD)			Variazioni dell'indicatore sulla balneazione in concomitanza di interventi correlati al piano in prossimità del settore in cui si manifesta la variazione	prodotti potenzialmente inquinanti in mare
	Proteggere legalmente almeno il 30% della superficie terrestre dell'UE e il 30% della superficie del mare dell'UE e proteggere in modo rigoroso almeno un terzo delle aree protette dell'UE		Biodiversità in ambito marino	<p>Aree protette e Siti Natura 2000 (superficie di interferenza con aree di permessi e concessioni)</p> <p>Variazioni dell'indicatore stato di conservazione specie e habitat Direttiva Habitat e Uccelli in concomitanza di interventi correlati al piano in prossimità del settore in cui si manifesta la variazione</p>	
			Usi del mare	<p>Variazione della consistenza dell'attività di pesca</p> <p>Superfici di interferenza di aree di interesse della pesca con aree di permessi e concessioni</p> <p>Variazione delle produzioni aziende in acquacoltura</p> <p>Superfici di interferenza di depositi di sabbie relitte con aree di permessi e concessioni</p>	

10. RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

Astraldi M., Gasparini G.P. 1994. The seasonal Characteristics of the Circulation in the North Mediterranean Basin and Their Relationship With the Atmospheric-Climatic Conditions, American Geophysical Union, 92JC00114, pp. 9531-9540.

Banchini Roberto, 2017. Il Paesaggio in Italia e il Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio in MIBACT, 2017. Rapporto sullo stato delle politiche per il paesaggio. Roma.

Benedini M., Gisotti G. (2000). Il dissesto idrogeologico. Previsione, prevenzione e mitigazione del rischio. Carocci editore, pp. 595.

Bohm E., Banzon V., D'Acunzo E., D'Ortensio F., Santoleri R., (2003) Adriatic Sea surface temperature and ocean colour variability during the MFSPP. *Annales Geophysicae* vol. 21, pp.137-149.

Brondi A., Cicero A.M., Magaletti, E. Giovanardi F., Scarpato A., Silvestri C., Spada E., Casazza G. (2003). "Italian Coastal Typology for the European Water Framework Directive". Proceedings of the Sixth International Conference on the Mediterranean Coastal Environment. MEDCOAST'03. Oznan Editor. 7-11 October 2003. Ravenna, Italy.

Catenacci V. (1992). Il dissesto geologico e geoambientale in Italia dal dopoguerra al 1990. Mem. Descr. Carta Geol. d'It., 47, Roma.

Diantini A. (2016). PETROLIO E BIODIVERSITÀ IN VAL D'AGRI. Linee guida per la valutazione di impatto ambientale di attività petrolifere onshore.

E&P FORUM, Oil Industry International Exploration and Production Forum, UNEP, United Nations Environment Programme Industry (1997). Environmental management in oil and gas exploration and production. An overview of issues and management approaches. Joint E&P FORUM Technical Publication, London.

Eni (2012 a). Studio di Impatto Ambientale, Progetto di Sviluppo "Caldarosa", Concessione di Coltivazione Val d'Agri. Eni SpA, Divisione Exploration&Production Distretto Meridionale.

Herrera, G. et al. (2017). Landslide databases in the Geological Surveys of Europe. *Landslides* 15:359-379.

IL&FS ECOSMART LIMITED (2009). Technical EIA guidance manual offshore and onshore oil & gas exploration development and production. Ministry of Environment and forests, Government of India.

Inghilesi R., Ottolenghi L., Orasi A., Pizzi C., Bignami F., Santoleri R. (2012). Fate of river Tiber discharge investigated through numerical simulation and satellite monitoring, *Ocean Sci.*, 8, 773-786.

IOGCC, The Interstate Oil and Gas Compact Commission, All Consulting (2008). Reducing Onshore Natural Gas and Oil Exploration and Production Impacts Using a Broad-Based Stakeholder Approach. U.S. Department of Energy, U.S.A.

IPIECA/OGP (2011). Ecosystem services guidance: Biodiversity and ecosystem services guide and checklists.

ISPRA (2007). Annuario dei dati ambientali

ISPRA - Rapporto tecnico 87/2008. Guccione M., Gori M., Bajo N. (a cura di). Tutela della connettività ecologica del territorio e infrastrutture lineari.

ISPRA - Rapporti 107/2010. D'Antoni S. e Natalia M.C. (a cura di), 2010 - Sinergie fra la Direttiva Quadro sulle Acque e le Direttive "Habitat" e "Uccelli" per la tutela degli ecosistemi acquatici con particolare riferimento alle Aree Protette, Siti Natura 2000 e Zone Ramsar. Aspetti relativi alla Pianificazione.

ISPRA - Rapporto 151/2011. Linee di indirizzo per l'implementazione delle attività di monitoraggio delle Agenzie ambientali in riferimento ai processi di VAS.

ISPRA - Rapporti 153/2011. D'Antoni S., Battisti C., Cenni M. e Rossi G.L. (a cura di). Contributi per la tutela della biodiversità delle zone umide.

ISPRA (2012). Annuario dei dati ambientali

ISPRA - Rapporti 194/2014. Genovesi P., Angelini P., Bianchi E., Dupré E., Ercole S., Giacanelli V., Ronchi F., Stoch F.. Specie e habitat di interesse comunitario in Italia: distribuzione, stato di conservazione e trend.

ISPRA - Manuali e Linee Guida 109/2014. Elementi per l'aggiornamento delle norme tecniche in materia di valutazioni ambientali.

ISPRA - Manuali e Linee Guida 124/2015. Indicazioni operative a supporto della valutazione e redazione dei documenti della VAS.

ISPRA - Rapporti 219/2015. Nardelli R., Andreotti A., Bianchi E., Brambilla M., Brecciaroli B., Celada C., Dupré E., Gustin M., Longoni V., Pirrello S., Spina F., Volponi S., Serra L.. Rapporto sull'applicazione della Direttiva 147/2009/CE in Italia: dimensione, distribuzione e trend delle popolazioni di uccelli (2008- 2012).

ISPRA - Rapporti 233/2015. Trigila A., Iadanza C., Bussettini M., Lastoria B., Barbano A. Dissesto idrogeologico in Italia: pericolosità e indicatori di rischio.

ISPRA (2016). Annuario dei dati ambientali

ISPRA (2017). Annuario dei Dati Ambientali

ISPRA - Manuali e Linee Guida 148/2017. Linee guida per l'analisi e la caratterizzazione delle componenti ambientali a supporto della valutazione e redazione dei documenti della VAS.

ISPRA (2018). Annuario dei Dati Ambientali

ISPRA - Rapporti 287/2018. Trigila A., Iadanza C., Bussettini M., Lastoria B.. Dissesto Idrogeologico in Italia: pericolosità e indicatori di rischio. ISPRA (2019). Annuario dei Dati Ambientali

ISPRA, Rapporto 296/2018, "Territorio e trasformazioni in Italia"

ISPRA (2019). Annuario dei Dati Ambientali

ISPRA - Stato dell'Ambiente 88/2019. Desiato F., Fioravanti G., Frascchetti P., Perconti W. e Piervitali E., 2019, Gli indicatori del CLIMA in Italia nel 2018.

ISPRA - Rapporti 307/2019. National Inventory Report 2019. Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2017.

Italy (2019). Sixth National Report for the Convention on Biological Diversity: 70pp.

Kazlauskienė N., Taujanskis E. (2011). Effects of Crude Oil and Oil Cleaner Mixture on Rainbow Trout in Early Ontogenesis. Polish Journal of Environmental Studies. 20. 509-511.

Laurance W., Goosem M., Laurance S. (2009). Impacts of roads and linear clearings on tropical forests. Trends in ecology & evolution. 24. 659-69. 10.1016/j.tree.2009.06.009.

Mall A., Buccino S., Nichols J. (2007). Drilling down: Protecting western communities from the health and environmental effects of oil and gas production. Natural Resources Defense Council.

Marullo S., Santoleri R., Bignami F. (1999). The surface characteristics of the Tyrrhenian sea: historical satellite data analysis, in: "The seasonal and inter-annual variability of the Western Mediterranean Sea", P. E. La Violette editor, American Geophysical Union, Coastal and Estuarine Studies, vol. 46, 135-154.

Massetti L., 2004. Identificazione e analisi degli *upwelling* in area mediterranea, Tesi di Master in Meteorologia applicata, Facoltà di Agraria, Università degli studi di Firenze.

MATTM (2011). VAS – Valutazione di incidenza, Proposta per l'integrazione dei contenuti.

MATTM-ISPRA (2012). Indicazioni metodologiche e operative per il monitoraggio VAS.

MSFD (2012) - Caratteristiche fisiche - 3.1 - National text-based paper report: Art 8, 9 & 10 - Italy MSFD 2012 reporting on Initial Assessments (Art. 8), Good Environmental Status (Art.9), Env. targets & associated indicators (Art.10) & related reporting on geographic areas, regional cooperation and metadata. https://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/msfd8910/msfd4text/envuhgcp/3.1_maradr_Caratteristiche_fisiche.pdf/manage_document

MSFD (2018) - Descrittore 8 e Descrittore 9 - Report MSFD 2018 ai sensi degli art. 8 (valutazione ambiente marino), art. 9 (definizione Buono Stato Ambientale – GES) e art. 10 (definizione traguardi ambientali - TARGET) ex art. 17 della Direttiva Quadro sulla Strategia Marina - 2008/56/CE. https://cdr.eionet.europa.eu/it/eu/msfd_art17/2018reporting/textreport/envxbdazg/overview

National Petroleum Council (2011). Sustainable drilling of onshore oil and gas wells. North Working Document of the NPC North American Resource Development Study.

Peviani M., Carli F., Bonamano S. (2011). Mappa del potenziale energetico dal moto ondoso nelle coste italiane. Rapporto 11000809, RSE-ASV (Ambiente e Sviluppo Sostenibile), Marzo 2011, 172 pp.

SNPA, Report di Sistema 15/2020 - Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici

Trigila A., Iadanza C. (2012). The national landslide inventory, landslide events, impacts and mitigation measures in Italy. Landslides and Engineered Slopes. Protecting Society through Improved Understanding. Vol. 1, pp. 273-278.

Ubertini L. (2009). La mitigazione del rischio idraulico. Quad. Società Geologica, N. 4, 5/2009.

Varnes, D.J. (1984). Landslide Hazard Zonation: A Review of Principles and Practice. UNESCO Press, Paris, 1984.

Dalla Vecchia, I., 2019. FSC® Italia - Approfondimento: <https://it.fsc.org>

Marchetti, M., Vizzarri, M., Sallustio, L., di Cristofaro, M., Lasserre, B., Lombardi, F., Giancola, C., Perone, A., Simpatico, A., Santopuoli, G., 2018. *Behind forest cover changes: is natural regrowth supporting landscape restoration? Findings from Central Italy*. Plant Biosyst. - An Int. J. Deal. with all Asp. Plant Biol. 152, 524-535.

Marchetti, M., Bertani, R., Corona, P., Valentini R., 2012 - Cambiamenti di copertura forestale e dell'uso del suolo nell'inventario dell'uso delle terre in Italia. *Forest@*, 9(4), 170-184.

MiPAAFT, CREA e Compagnia delle Foreste, 2019. Rapporto sullo Stato delle Foreste e del Settore Forestale in Italia. ISBN: 978-88-98850-34-1

Munafò M., Marinosci I., 2018 (a cura di) - Territorio. Processi e trasformazioni in Italia. ISPRA, Rapporti 296/2018.

La Mesa G., Paglialonga A., Tunesi L. (ed.), 2019. Manuali per il monitoraggio di specie e habitat di interesse comunitario (Direttiva 92/43/CEE e Direttiva 09/147/CE) in Italia: ambiente marino. ISPRA, Serie Manuali e linee guida, 190/2019.

Baumard, P.L., Budzinski, H., Garrigues, P. 1998. Polycyclic aromatic hydrocarbons in sediments and mussels of the Western Mediterranean Sea. *Environ. Toxicol. Chem.* 17: 765-776.

Baumgartner, D.J., W.E. Frick, P.J.W. Roberts. 1994. *Dilution Models for Effluent Discharges* (Third Edition). U.S. EPA, Office of Research and Development. EPA/600/R-94/086.

Cianelli D., L. Manfra, E. Zambianchi, C. Maggi, A. M. Cicero, A. Cappiello, G. Famigliani, M. Mannozi (2008), Near-field dispersion of Produced Formation Water (PFW) in the Adriatic Sea: an integrated numerical-chemical approach- *Marine Environmental Research*, 65(4), 325-337.

Cianelli D., L. Manfra, E. Zambianchi, C. Maggi, A.M. Cicero (2011) Modelling and observations of Produced Formation Waters (PFW) at Sea In: *Fluid Waste Disposal*, Kay W. Canton (Ed.), Chapter 4, 113-135, Nova Science Publishers, Hauppauge, NY.

Cianelli D, Manfra L, Di Mento R, Cicero AM, Zambianchi E, (2013) Disposal of Produced Formation Water from offshore gas platforms in the Mediterranean Sea: a parametric study on discharge conditions aimed at mitigating risks for the marine environment, In: *Mediterranean Sea: Ecosystems, Economic Importance and Environmental Threats*, T. B. Hughes (Ed), Chapter 3, 65-90, Nova Science Publishers, Hauppauge, NY.

Fattorini D., Notti A., Di Mento R., Cicero AM., Gabellini M., Russo A., Regoli F (2008) Seasonal, spatial and inter-annual variations of trace metals in mussels from the Adriatic sea: A regional gradient for arsenic and implications for monitoring the impact of off-shore activities, *Chemosphere* vol.72, pp 1524-1533

Frick, W.E. (2004). Visual Plumes mixing zone modelling software. *Environmental & Modelling Software* (ELSEVIER), 19, 645-654.

Johnson, L. L., Collier, T. K. & Stein, J. E. 2002. An analysis in support of sediment quality thresholds for polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) to protect estuarine fish. *Aquatic Conservation: Marine and Freshwater Ecosystems* 12 (5), 517-538.

Neff J., Lee K., DeBlois E.M. (2011). Produced Water: Overview of Composition, Fates, and Effects. In "Produced Water. Environmental risk and advances in mitigation technologies". Kenneth Lee & Jerry Neff Editors. Pages, 3-54.

Volkman J.K., Holdsworth D.G., Neill G.P. and Bavor Jr H.J.; Identification of natural, anthropogenic and petroleum hydrocarbons in aquatic sediments; *The Science of the Total Environment*, vol.112, pp. 203-219, 1992

MiSE - Il Mare – Terza Edizione – Numero speciale del Bollettino Ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse – Ottobre 2020 - "Le georisorse energetiche in Italia: confronto tra campi offshore e onshore ed evoluzioni nell'era della transizione energetica" di Giuseppe Vico, Serena Zuppari, Nicola Santocchi, Silvia Grandi.

Grandi S., Airoidi D., Antoncecchi I., Camporeale S., Danelli A., Da Ritz W., De Nigris M., Girardi P., Martinotti V., Santocchi N., (2017). Planning for a Safe and Sustainable Decommissioning of offshore hydrocarbon platforms: complexity and decision support systems. Preliminary considerations, *GEAM Geingegneria Ambientale E Mineraria*, Vol. LVI, N. 3, pp. 101-108, ISSN 1121-90

Aleksandrowski P., Inderhaug O.H, Knapstad B. (1992). Tectonic structures and wellbore breakout orientation. The 33rd U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), Santa Fe, New Mexico, June 1992.

Braun T., S. Danesi, and A. Morelli (2020). Application of monitoring guidelines to induced seismicity in Italy. *J Seismol.*, 24, 1015-102, [hNps://doi.org/10.1007/s10950-019-09901-7](https://doi.org/10.1007/s10950-019-09901-7)

Caloi P., 1970. Come la natura reagisce all'intervento dell'uomo - Responsabilità di chi provoca e di chi interpreta tali reazioni (1970), *Annali di Geofisica*, XXII, 247-282.

Ellsworth W. L. (2013). Injection-Induced Earthquakes. *Science* 341, 1225942 (2013). DOI: 10.1126/science.1225942

Grigoli F., S. Cesca, A. P. Rinaldi, A. Manconi, J. A. Lopez-Comino, J. F. Clinton, R. Westaway, C. Cauzzi, T. Dahm, S. Wiemer (2018). The November 2017 Mw 5.5 Pohang earthquake: A possible case of induced seismicity in South Korea. <https://science.sciencemag.org/content/360/6392/1003>

Haimson, B. C. (1997). Borehole breakouts and core diskings as tools for estimating in situ stress in deep holes, in *Rock Stress*, edited by K. Sugawara and Y. Obara, pp. 35 – 42, Balkema, Rotterdam, 1997.

Mariucci M.T., Amato A. and Montone P. (1999). Recent tectonic evolution and present stress in the northern Apennines (Italy). *Tectonics*, 18, 108-118.

Mariucci M.T., Amato A., Gambini R., Giorgioni M., Montone P. (2002). Along-depth stress rotations and active faults: An example in a 5-km deep well of southern Italy. *Tectonics*, VOL. 21, NO. 4, 1021, 10.1029/2001TC001338

Mariucci M.T., Müller B. (2003) The tectonic regime in Italy inferred from borehole breakout data. *Tectonophysics* 361(1-2):21-35. DOI: 10.1016/S0040-1951(02)00536-X

Mariucci M.T., Montone P. (2020) Database of Italian present-day stress indicators, IPSI 1.4. *Scientific Data* volume 7, Article number: 298 (2020)

McGarr, A., D. Simpson, and L. Seeber (2002). Case histories of induced and triggered seismicity. *International Handbook of Earthquake and Engineering Seismology, Part A*, W.H.K. Lee et al., eds., Academic Press, 647-661.

MiSE (2014) Indirizzi e linee guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche. https://unmig.mise.gov.it/images/docs/85_238.pdf

Montone P., Amato A., Mariucci M. T., Pierdominicie S., Cesaro M. (1999). Primo tentativo di quantificazione dello stress nei pozzi profondi. *Atti 18° GNGTS*

Montone P., Amato A., Pondrelli S. (1999). Active stress map of Italy. *Journal of Geophysical Research*, Vol. 104, 25,595-25,610, November 10, 1999

Montone P., Mariucci M. T., Pondrelli S., Amato A. (2004). An improved stress map for Italy and surrounding regions (central Mediterranean). *Journal of Geophysical Research*, vol. 109, B10410, doi:10.1029/2003JB002703, 2004

Mucciarelli M. (2013). *Sismicità indotta da attività antropiche e rischio derivante*. Ingegneria Sismica, Patron Editore, Bologna.

National Research Council (2013). *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*, 262 pp. The National Academies Press, Washington, D.C.

Ogwari P. O., S. P. Horton, and S. Ausbrooks (2016). Characteristics of Induced/Triggered Earthquakes during the Startup Phase of the Guy–Greenbrier Earthquake Sequence in North–Central Arkansas. *Seis. Res. Lett.*, 87 (3), 620-630; doi: 10.1785/0220150252

Ruff, L. J. (2002). State of stress within the earth. In H. K. William H.K. Lee, *Earthquake and Engineering Seismology part A* (p. 33, 539-556). San Diego, California: Elsevier Science.

Zoback, M.D., Zoback, M.L. (2002). State of stress in the Earth's lithosphere. International Handbook of Earthquake and Engineering Seismology, Part A, W.H.K. Lee et al., eds., Academic Press, 559-567.

Marra, F., Gaeta, M., Giaccio, B., Jicha, B. R., Palladino, D. M., Polcari, M., et al. (2016). Assessing the volcanic hazard for Rome: Ar-40/Ar-39 and In-SAR constraints on the most recent eruptive activity and present-day uplift at Colli Albani Volcanic District. Geophysical Research Letters, 43, 6898–6906. <https://doi.org/10.1002/2016GL069518>

Trasatti, E., Marra, F., Polcari, M., Etiope, G., Ciotoli, G., Darrah, T. H., et al. (2018). Coeval uplift and subsidence reveal magma recharging near Rome (Italy). Geochemistry, Geophysics, Geosystems, 19, 1484–1498. <https://doi.org/10.1029/2017GC007303>