

PIANO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA SOSTENIBILE DELLE AREE IDONEE

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

VALUTAZIONE AMBIENTALE STRATEGICA

RAPPORTO PRELIMINARE

(D. Lgs. 152/2006 Articolo 13 c. 1)

Febbraio 2021

SOMMARIO

1.	LA VAS DEL PIANO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA SOSTENIBILE DELLE AREE IDONEE (PiTESAI)	5
2.	INFORMAZIONI GENERALI SUL PiTESAI	7
2.1.	Contesto normativo di riferimento delle attività connesse alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia	7
2.1.1.	La normativa che prevede il PiTESAI.....	7
2.1.2.	La Scala Nazionale: Quadro Legislativo, Regolamentare e Organizzativo per la prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi	8
2.1.3.	La zonazione delle aree marine aperte per la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi e i divieti ambientali	16
2.2.	Il Piano: genesi e indirizzi preliminari.....	22
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	22
2.2.2.	Finalità, obiettivi e orizzonte temporale del PiTESAI.....	26
2.3.	Linee strategiche e principi del Piano	29
2.3.1.	Indicazioni preliminari relative alla individuazione/definizione dei criteri ambientali e socio-economici.....	31
2.3.2.	Ulteriori approfondimenti	37
3.	ELEMENTI CONOSCITIVI A SUPPORTO DELLE SCELTE	38
3.1.	Le attività di prospezione, ricerca, coltivazione di idrocarburi e dismissione delle infrastrutture minerarie: caratteristiche e modalità operative	39
3.1.1.	Attività di studio e di esplorazione	41
3.1.2.	La ricerca: perforazione del pozzo esplorativo.....	47
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.....	49
3.1.4.	La dismissione delle infrastrutture minerarie	56
3.1.5.	Il possibile riutilizzo delle infrastrutture minerarie	59
3.2.	Descrizione dei possibili impatti ambientali delle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e dismissione	60
3.2.1.	Biodiversità in ambito terrestre	60
3.2.2.	Suolo e sottosuolo	62
3.2.3.	Paesaggio	62
3.2.4.	Ambiente idrico	63
3.2.5.	Ambiente marino-costiero	64

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

3.3.	Stato attuale delle attività e inquadramento territoriale	66
3.3.1.	La cartografia mineraria e i dati di monitoraggio relativi alle istanze e titoli minerari	66
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.	79
3.3.3.	Il quadro degli impianti a terra e a mare	82
3.3.4.	Elenco delle piattaforme e infrastrutture da dismettere minerariamente	91
3.3.5.	Le produzioni di idrocarburi in terraferma ed in mare - La produttività	94
3.4.	Quadro dei provvedimenti VIA di competenza statale dal 1989 al 2019	103
4.	OBIETTIVI GENERALI DI SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE, PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE PERTINENTI AL PITESAI	106
4.1.	Obiettivi ambientali di sintesi	107
4.2.	Pianificazione pertinente	109
5.	AMBITO TERRITORIALE E INQUADRAMENTO AMBIENTALE.....	116
5.1.	Ambito territoriale di riferimento del PITESAI	117
5.2.	Contesto ambientale	125
5.2.1.	Energia	126
5.2.2.	Fattori climatici	131
5.2.3.	Emissioni di inquinanti in atmosfera e gas climalteranti	136
5.2.4.	Scenari energetici e di emissioni di gas climalteranti	145
5.2.5.	Popolazione - Impatto occupazionale dall'entrata in vigore della Legge n. 12/19	152
	AMBIENTE TERRESTRE.....	155
5.2.6.	Biodiversità e ecosistemi	155
5.2.7.	Dissesto geologico-idraulico	167
5.2.8.	Pericolosità da sinkhole e subsidenza	174
5.2.9.	Pericolosità sismica.....	177
5.2.10.	Zone vulcaniche	180
5.2.11.	Uso e copertura del suolo.....	180
5.2.12.	Ambiente idrico	190
5.2.13.	Caratteristiche dei beni culturali e paesaggistici	196
	AMBIENTE MARINO-COSTIERO	200
5.2.14.	Biodiversità ed ecosistemi	200
5.2.15.	Qualità dell'ambiente marino-costiero	213
5.2.16.	Fisiografia dei fondali e batimetria	248
5.2.17.	Stato fisico del mare	248

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

5.2.18. Stato fisico delle aree costiere.....	249
5.2.19. Usi del mare.....	249
ULTERIORI TEMI DI INTERESSE	257
5.2.20. Siti di bonifica di interesse Nazionale.....	257
6. SCENARIO DI RIFERIMENTO.....	263
6.1. Analisi delle interferenze dello stato attuale delle attività con elementi ambientali.....	264
6.2. Scenario previsionale delle attività upstream in Italia in assenza del PiTESAI.....	272
6.2.1. I giacimenti in Italia e le riserve accertate	272
6.2.2. Produzione e valore del comparto oil & gas in Italia nel periodo 2020-2050	278
7. IMPOSTAZIONE DELLE ANALISI DI VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI AMBIENTALI DEL PITESAI	292
8. ELEMENTI PER LA VINCA.....	292
9. IMPOSTAZIONE DEL MONITORAGGIO AMBIENTALE VAS	293
10. RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	295

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

ALLEGATO 2: Analisi della normativa ambientale pertinente al PiTESAI

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

APPENDICE A: Attività di studio e ricerca

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

Il presente Rapporto preliminare 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, il PiTESAI è approvato con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. 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 dello Sviluppo Economico (di seguito MISE);
- l'Amministrazione concertante è il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (di seguito MATTM);
- l'Autorità Competente è il MATTM – Direzione generale per la CREscita Sostenibile e la qualità dello Sviluppo.

Il parere motivato è espresso dal Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministro dei Beni e delle Attività Culturali che collabora all'attività istruttoria.

Obiettivi della Fase preliminare

Come definito dall'art. 13 del D.Lgs 152/2006, il Proponente entra in consultazione, sin dalle fasi iniziali della elaborazione del PiTESAI, con l'Autorità competente e gli altri soggetti competenti in materia ambientale, sulla base di un Rapporto Preliminare sui possibili effetti ambientali significativi che possono derivare dall'attuazione del Piano, al fine di definire la portata ed il livello di dettaglio delle informazioni che dovranno essere incluse nel Rapporto Ambientale.

Il Rapporto Preliminare deve essere di supporto all'impostazione delle attività di analisi e valutazione specifiche che saranno oggetto del Rapporto Ambientale, delimitandone l'ambito, stabilendone la portata e le principali linee metodologiche.

Struttura del Rapporto preliminare

Il presente Rapporto Preliminare è strutturato nelle seguenti sezioni:

- la prima introduttiva che descrive l'applicazione della VAS al PiTESAI (Cap. 1)
- la seconda sulle informazioni generali del PiTESAI: obiettivi, finalità, linee strategiche (Cap. 2)
- la terza fornisce elementi a supporto delle analisi che saranno condotte nell'ambito della VAS, quali una descrizione delle tipologie di attività correlate alla estrazione di idrocarburi, una descrizione dei

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

possibili impatti ambientali di tali attività, un inquadramento dello stato attuale delle istanze e dei titoli minerari e una ricognizione e prima analisi dei provvedimenti VIA di competenza statale relativi ai progetti connessi alle attività di estrazione (Cap. 3);

- la quarta ha per obiettivo l'individuazione della portata delle informazioni e dell'ambito della valutazione ambientale (Cap. da 4 a 7) e prevede:
 - il contesto normativo e pianificatorio/programmatico (normativa internazionale, comunitaria e nazionale, piani e programmi) e gli obiettivi generali di sostenibilità ambientale pertinenti al PiTESAI;
 - l'inquadramento ambientale dell'ambito di influenza del Piano;
 - primi elementi dello scenario di riferimento;
 - elementi relativi all'analisi degli effetti ambientali;
- la quinta è relativa all'impostazione della VInCA (Cap. 8);
- la sesta riporta gli elementi di impostazione del sistema di monitoraggio ambientale (Cap. 9).

Alla Fase preliminare, seguirà l'elaborazione del Rapporto Ambientale, che terrà conto delle osservazioni e dei 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.

Entro i successivi 90 giorni, l'Autorità Competente per la VAS, in collaborazione con l'Autorità procedente, svolge le attività tecnico-istruttorie, acquisisce e valuta tutta la documentazione presentata, nonché le osservazioni, obiezioni e suggerimenti pervenuti nella fase di consultazione ed esprime 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.

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.

Il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 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.

Al fine di valorizzare la sostenibilità e la tutela ambientale nell'attività di pianificazione prevista dall'art. 11-ter del D.L. 135/2018, convertito in legge dalla Legge 11 febbraio 2019 n. 12, è stata avviata una collaborazione tra MISE, MATTM e l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (di seguito ISPRA).

Il presente rapporto, di cui ISPRA ha curato la redazione, è pertanto elaborato con i contributi del MISE e del MATTM sulla base delle rispettive competenze.

ISPRA, con il contributo del MATTM, ha curato l'analisi della normativa e degli obiettivi ambientali e l'inquadramento ambientale; inoltre ha curato gli aspetti di impostazione metodologica della VAS, di descrizione dei possibili impatti ambientali delle attività minerarie e di analisi dei provvedimenti VIA statali.

Il MISE ha curato i contenuti correlati alle informazioni di piano, quali obiettivi e indirizzi preliminari, l'inquadramento normativo e tecnico delle attività minerarie, il loro inquadramento territoriale e lo scenario previsionale.

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”*.

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 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.

Il testo completo della Legge 11 febbraio 2019, n. 12, è disponibile in versione aggiornata sul sito Normattiva.it all'indirizzo 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 fanno parte del cosiddetto diritto minerario ed inoltre 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, disciplina avente

ad oggetto, appunto, la ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi 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 alla vendita sul mercato dei prodotti (petrolio, gas, etc.) ricavabili dallo sfruttamento. Detto sfruttamento deve avvenire (concessione) nel rispetto di specifici obblighi da parte del privato nei confronti dello Stato e consistenti essenzialmente nel buon governo del giacimento.

In particolare, le attività finalizzate alla ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi possono essere eseguite 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 di altro specifico titolo minerario denominato "concessione di coltivazione".

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 non esclusivi 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, che viene effettuata ai sensi del decreto legislativo n. 152/2006.

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. 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. 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, di uno o più pozzi esplorativi, ma nessuna attività di coltivazione, per la quale, in caso di pozzo esplorativo che dia esito positivo, e venga quindi individuato un nuovo giacimento di idrocarburi, è necessario per l'operatore ottenere 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 che 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 coinvolti, quali Amministrazioni interessate, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti 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, viene acquisita l'intesa della Regione territorialmente interessata.

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

L'attuale normativa (art.1, comma77, 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. Ai Comuni, comunque, 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 sono 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 istruttoria che comporta, in base a quanto sopra illustrato, la valutazione del richiedente in ordine 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 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 effettuata solo subordinatamente all'ulteriore acquisizione di un nuovo giudizio positivo di compatibilità ambientale e delle necessarie specifiche autorizzazioni da parte degli Uffici competenti del Ministero dello Sviluppo Economico e delle Amministrazione 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 viene 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 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 inerenti 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 Ministero dello sviluppo economico 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 Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. 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.

L'area destinata alla costruzione degli impianti onshore viene 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, 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 petrolifere 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.

Relativamente alla distanza limite in cui gli stabilimenti devono essere posizionati 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 in ordine alla 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 in ordine alla 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 (Ministero dell'Ambiente 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) che svolgono le attività di autorizzazione tecnica delle singole operazioni, assicurano il rispetto delle norme di sicurezza delle 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 Ministero dello sviluppo economico, 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 viene 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 vengano 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.

*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee***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
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 ¹ .
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. 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. I canoni dovuti allo Stato dai titolari di titoli minerari

¹ 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	<p>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 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</p>

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	<p>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	<p>Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE</p>

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 del 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 al rilascio di pareri tecnici, le verifiche ispettive sugli impianti, le attività di vigilanza e di monitoraggio ambientale sono di competenza della Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari (DGISSSEG).

Tra le principali innovazioni introdotte dal decreto di recepimento vi è 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, 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 dalla Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche del Ministero dello sviluppo economico. 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 Ministero dello Sviluppo Economico 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 dei decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 30 ottobre 2015 con i quali sono state apportate le modifiche organizzative 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 e scadenza il 30 settembre 2019. La composizione della CIRM è stata aggiornata con Decreto Ministeriale 2 aprile 2019; è in corso un ulteriore aggiornamento data la recente costituzione della Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari (DGISSSEG) a seguito dell'ultima riorganizzazione del MiSE.

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.

In particolare, a mare si è optato per un approccio di macro zonazione aprendo le Zone marine con la Legge n. 613/1967, che ha aperto le aree marine caratterizzate dalle lettere da A ad E, successivamente integrate con i decreti ministeriali (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, negoziati sulle piattaforme continentali, etc., e ulteriori limitazioni alle aree ai fini della salvaguardia delle coste e della tutela ambientale.

In considerazione dell'obiettivo di decarbonizzazione al 2050, lo scenario di apertura di nuove zone minerarie marine oltre alle attuali non appare attuabile; tale condizione sarà definita con specifico Decreto Direttoriale che, oltre a prevedere la chiusura delle zone marine che non sono state mai aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi, stabilirà la chiusura delle zone marine aperte ove non è stata mai presentata alcuna istanza relativa alle attività minerarie.

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.

Divieti ambientali 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*".

Con il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "*Norme in materia ambientale*", e s.m.i. è stata vietata la fascia di mare entro le dodici miglia nautiche dalle linee di costa e dalle 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 relativi alla zona B:

Con il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "*Norme in materia ambientale*", e s.m.i. è stata vietata la fascia di mare entro le dodici miglia nautiche dalle linee di costa e dalle 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 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.

Con il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "Norme in materia ambientale", e s.m.i. è stata vietata la fascia di mare entro le dodici miglia nautiche dalle linee di costa e dalle 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, sono 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 relativi alla zona D:

Con il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "Norme in materia ambientale", e s.m.i. è stata vietata la fascia di mare entro le dodici miglia nautiche dalle linee di costa e dalle 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 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.

Con il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 "*Norme in materia ambientale*", e s.m.i. è stata vietata la fascia di mare entro le dodici miglia nautiche dalle linee di costa e dalle 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).

Proposta di rimodulazione

Si evidenzia 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).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

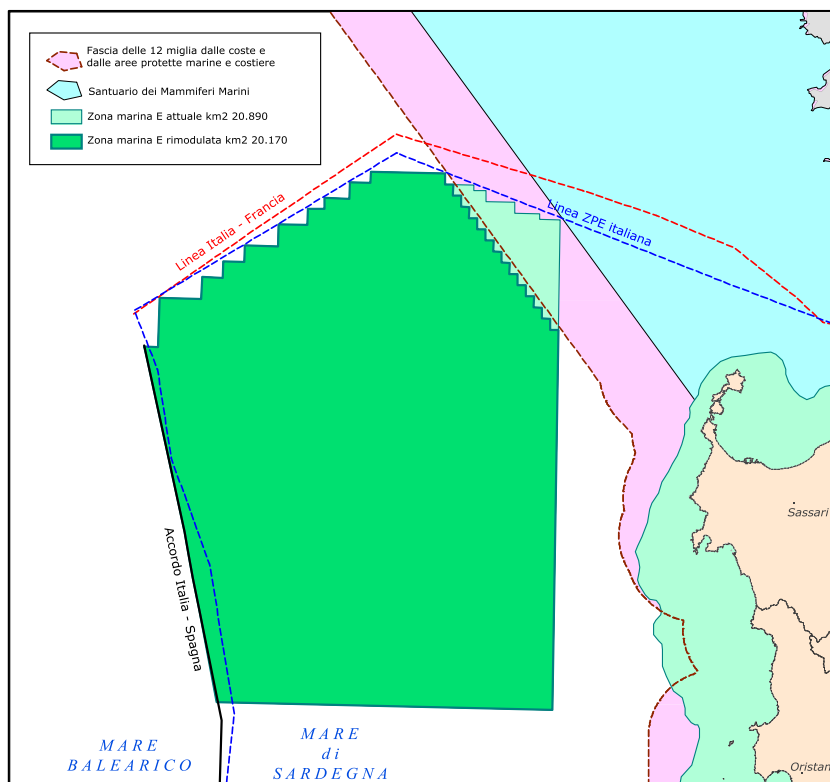


Figura 2.1-1: Particolare sulla proposta di rimodulazione della zona E. [Elaborazione Ufficio Cartografico UNMIG, 2019]

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 ripermetrata e ampliata sul lato sud, anche in considerazione delle nuove tecnologie che consentono attività minerarie in acque profonde.

Divieti ambientali relativi alla zona F:

Con il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 “*Norme in materia ambientale*”, e s.m.i. è stata vietata la fascia di mare entro le dodici miglia nautiche dalle linee di costa e dalle 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). Competenza territoriale: 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 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.

Con il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006 n. 152 *“Norme in materia ambientale”*, e s.m.i. è stata vietata la fascia di mare entro le dodici miglia nautiche dalle linee di costa e dalle 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 (Croazia, Albania, Grecia, Tunisia, Spagna), convenzioni (Francia), *“modus vivendi”* (Malta) e linee mediane matematicamente calcolate (Algeria, Libia), ha una superficie di circa km² 568.976².

² 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

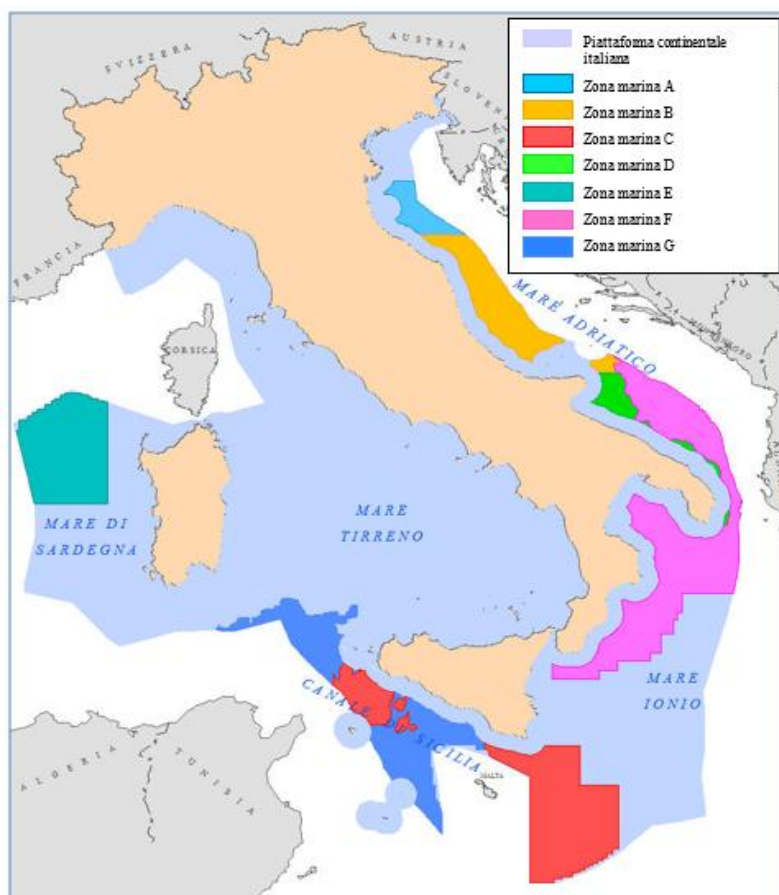


Figura 2.1-2: Carta delle zone marine minerarie aperte alla prospezione, all'esplorazione ed alla coltivazione al 31.12.2019 [Elaborazione Ufficio Cartografico UNMIG, 2019] e limes della piattaforma continentale italiana (indicativo – si rimanda alla cartografia ufficiale IIM per i riferimenti esatti 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)

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;

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

- 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 raggiunto il 18%, valore più alto dell'obiettivo del 17% previsto per il 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;
- 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;

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

- 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 attualmente in fase di valutazione politica. 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 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%	

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'istituzione 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 PiTESAI 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 elettrificazione che, 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 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 sembra opportuno affrontare 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 esplicitato 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), nonché il Just Transition Fund (JTF)³, 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.

Inoltre, è pragmaticamente rilevante evidenziare come lo strumento del PiTESAI, già a partire dalla fase della sua elaborazione, consente, e continuerà a realizzare, la finalità primaria della razionalizzazione prevista dal Piano dell'intero settore dell'upstream italiano, in termini di maggior efficientamento delle aree impiegate per tali finalità, evitando anche l'eccessivo allungamento dei tempi amministrativi connessi e conseguenti a tali attività.

Sarà rappresentato ed evidenziato nei capitoli successivi come la produzione di idrocarburi nazionali sia concentrata solo in una ridotta percentuale delle concessioni attive; ad esempio nel caso del gas naturale circa il 13% delle concessioni attive fornisce l'80% della produzione nazionale.

Conseguentemente, la razionalizzazione prevista – attraverso l'adozione del PiTESAI – delle concessioni presenti in Italia, non sembra porsi 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.

E' importante richiamare che la redazione del PiTESAI è una misura di carattere prevalentemente ambientale, preordinata e necessaria per il perseguimento di una efficace "transizione energetica" entro i

³ JTF, fondo varato dall'UE per gestire la transizione e gli effetti sociali e occupazionali dei territori da essa interessati.

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.

Proprio nell'ottica del perseguimento di tali obiettivi, 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 ed 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 ridurne 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.

Pertanto, la 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 (cit. 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 contemperare 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 gassosi⁴).

2.3. Linee strategiche e principi del Piano

La Legge 11 febbraio 2019, n. 12, 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*", nel proseguimento dell'obiettivo di una "*transizione energetica sostenibile*" che contribuisca al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'UE per la decarbonizzazione al 2050.

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

⁴ 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»

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.

L'art. 11-ter della L. n.12/2019 prevede che il PiTESAI venga approvato 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 "forte" tra Stato e Conferenza unificata (Regioni, Province, Enti locali).

In base a quanto stabilito nella normativa vigente, fino all'adozione del Piano, i permessi di prospezione o di ricerca di idrocarburi, sia liquidi che gassosi, in mare e su terraferma, e anche i procedimenti amministrativi, sono momentaneamente sospesi ("moratoria") e saranno successivamente ripresi nelle 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 e dei procedimenti relativi al conferimento di nuove concessioni di coltivazione di idrocarburi.

Alla data di adozione del Piano, si verificheranno le seguenti ipotesi:

- 1) nelle aree in cui le attività di prospezione e di ricerca e di coltivazione risultino compatibili con le previsioni del Piano stesso, i titoli minerari sospesi riprendono efficacia;
- 2) nelle aree non compatibili, il Ministero dello sviluppo economico rigetta le istanze relative ai procedimenti sospesi e revoca, anche limitatamente ad aree parziali, i permessi di prospezione e di ricerca in essere. In caso di revoca, il titolare del permesso di prospezione o di ricerca è comunque obbligato al completo ripristino dei siti interessati.
- 3) nelle aree non compatibili, il Ministero dello sviluppo economico rigetta anche le istanze relative ai procedimenti di rilascio delle concessioni per la coltivazione di idrocarburi il cui provvedimento di conferimento non sia stato rilasciato entro la data di adozione del Piano.
- 4) nelle aree in cui le attività di coltivazione risultino incompatibili con le previsioni del Piano stesso, le concessioni di coltivazione, anche in regime di proroga, vigenti alla data di entrata in vigore della legge, mantengono la loro efficacia sino alla scadenza e non sono ammesse nuove istanze di proroga.

Inoltre, in caso di mancata approvazione del Piano entro i termini massimi previsti, i procedimenti sospesi proseguono nell'istruttoria ed i permessi di prospezione e di ricerca sospesi riprendono efficacia.

Si richiama inoltre che la Legge 11 febbraio 2019, n. 12 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 i canoni delle concessioni sono stati aumentati di 25 volte, mentre quelli dei permessi di prospezione e ricerca aumenteranno a partire dal termine della "moratoria". Tali canoni, fino al 31/05/2019, erano 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, ai concessionari, una volta verificata la convenienza della concessione alla luce dell'importo dei nuovi canoni, di dismettere quelle non più redditizie, ovvero di ridurne 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. Pertanto, la 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 (cit. Sentenza TAR Lazio del 17/09/2020).

Mentre, 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 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»*.

Nella formulazione del PiTESAI, parte delle attività è 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 alla prosecuzione delle attività minerarie già in essere.

L'applicazione dei criteri ambientali, sociali ed economici avranno 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, risulteranno compatibili, 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 della 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 minerarie già in essere:
 - i. nei permessi di ricerca vigenti,
 - ii. nelle concessioni di coltivazione vigenti (o in fase di proroga).

2.3.1. Indicazioni preliminari relative alla individuazione/definizione dei criteri ambientali e socio-economici

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

L'integrazione delle considerazioni ambientali nel processo decisionale che rappresenta una delle finalità cui è rivolta la VAS trova applicazione nel PiTESAI 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.

I criteri ambientali saranno 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 tale analisi saranno presi in considerazione gli strati informativi riportati di seguito, suddivisi nei due ambiti terrestre e marino al fine di classificarli secondo le seguenti due tipologie:

- 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: elementi di attenzione che per le loro caratteristiche ambientali possono presentare particolari sensibilità alle attività minerarie upstream.

Tale elenco sarà oggetto di eventuali modifiche/integrazioni a seguito delle osservazioni e suggerimenti che perverranno nell'ambito delle consultazioni con i SCA.

Tabella 2.3-1: Strati informativi per la definizione dei vincoli assoluti in ambito terrestre

Denominazione	Descrizione	Sensibilità ai fini del PiTESAI
Aree protette ai sensi della Legge 394/1991	Aree naturali protette a terra (Parchi Nazionali, Parchi Regionali, Riserve Naturali Statali, Riserve Naturali Regionali, Altre aree naturali) incluse nell'Elenco Ufficiale Aree Protette (EUAP) e istituite dopo l'ultimo aggiornamento EUAP (2010)	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 ecologici. L'art. 6 "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 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 Piano suddivide il territorio in base al diverso grado di protezione, compatibilmente con le finalità istitutive del parco
Aree protette ai sensi del D.lgs. 152/2006, art. 94, comma 4	Aree di salvaguardia delle acque superficiali e sotterranee destinate al consumo umano	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. D.lgs. 152/06, art. 94, c. 3: " La zona di tutela assoluta è costituita dall'area immediatamente circostante le captazioni o derivazioni: essa, in caso di acque

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

		<p>sotterranee e, ove possibile, per le acque superficiali, deve avere un'estensione di almeno dieci metri di raggio dal punto di captazione, deve essere adeguatamente protetta e dev'essere adibita esclusivamente a opere di captazione o presa e ad infrastrutture di servizio"</p> <p>c.4: "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 e può essere suddivisa in zona di rispetto ristretta e zona di rispetto allargata, in relazione alla tipologia dell'opera di presa o captazione e alla situazione locale di vulnerabilità e rischio della risorsa. In particolare, nella zona di rispetto sono vietati l'insediamento dei seguenti centri di pericolo e lo svolgimento delle seguenti attività: ... g) apertura di pozzi ad eccezione di quelli che estraggono acque destinate al consumo umano e di quelli finalizzati alla variazione dell'estrazione ed alla protezione delle caratteristiche quali-quantitative della risorsa idrica; ..."</p>
<p>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</p>	<p>Aree classificate a pericolosità o a rischio idraulico (alluvione) "molto elevato" o "elevato"</p>	<p>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.</p>
<p>Aree di cui al D.lgs. 152/2006 e correlate Norme Tecniche di Attuazione delle Autorità di Bacino/Distretto Idrografico</p>	<p>Aree classificate a pericolosità o a rischio geomorfologico (frana) "molto elevato" o "elevato"</p>	<p>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.</p>

Tabella 2.3-2: Strati informativi per la definizione dei vincoli assoluti ambito marino

Denominazione	Descrizione	Sensibilità ai fini del PITSAI
<p>Aree di cui al D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., art. 6 (D.L. 22/06/2012 n°83, GU serie Generale n.187 del 11/08/2018 Suppl. Ord. n.171 all'Art. 35).</p>	<p>Aree ricadenti all'interno del perimetro e poste entro le 12 miglia 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 (SIC e ZPS, istituiti e da istituire)</p>	<p>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 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</p>
	<p>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 N2k, AMP nazionali, Santuario Pelagos, ecc.)</p>	

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

		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 ...
--	--	--

Tabella 2.3-3: Strati informativi per la definizione dei vincoli relativi in ambito terrestre

Denominazione	Descrizione	Sensibilità ai fini del PITSAI
Aree di cui al D.lgs. 152/2006, art. 76	Stato chimico ed ecologico dei corpi idrici superficiali e sotterranei	<p>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.</p> <p>Per la valutazione dello Stato chimico si applicano, per le sostanze dell'elenco di priorità, gli Standard di Qualità Ambientale. Tali standard rappresentano, pertanto, le concentrazioni che non devono essere superate ai fini della classificazione del buono stato chimico. Lo Stato ecologico è un indice che descrive la qualità della struttura e del funzionamento degli ecosistemi acquatici. Si basa sulla valutazione dello stato di qualità di quattro Elementi di Qualità Biologica (EQB) selezionati in base all'analisi delle pressioni. Allo scopo di permettere una maggiore comprensione dello stato di qualità concorrono alla valutazione dello stato anche i seguenti elementi a sostegno: gli elementi chimico-fisici, gli inquinanti specifici non compresi nell'elenco di priorità e gli elementi idromorfologici.</p>
	Siti di riferimento per i corpi idrici superficiali	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.
Aree di cui al D.lgs. 42/2004, art. 136 e 142	Immobili ed aree di notevole interesse paesaggistico (art. 136) e tutelate per legge (art.142)	<p>Lo Stato e le Regioni assicurano che tutto il territorio nazionale sia adeguatamente conosciuto, salvaguardato, pianificato e gestito al fine di un <i>uso consapevole del territorio e di salvaguardia delle caratteristiche paesaggistiche e di realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati e coerenti</i>. 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 <i>indirizzi e criteri riguardanti l'attività di pianificazione territoriale, nonché la gestione dei conseguenti 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</i>.</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</p>

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

		dettare indirizzi, direttive e precise prescrizioni d'uso possono distinguere fra interventi non ammissibili, ammissibili previa autorizzazione paesaggistica e ammessi senza previa autorizzazione paesaggistica.
Zone umide della Convenzione di Ramsar	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
Aree di cui alle Direttive Habitat e Uccelli	Siti della Rete Natura 2000 (SIC/ZSC e ZPS, istituiti e da istituire)	La rete natura2000 rappresenta lo strumento attraverso il quale l'Italia si è impegnata in Europa a garantire il mantenimento a lungo termine degli habitat naturali e delle specie di flora e fauna minacciati o rari a livello comunitario. All'interno di questi territori ogni attività è regolata da apposita pianificazione che tiene conto delle caratteristiche ecologiche di specie e habitat al fine di tutelarne lo stato di conservazione. In base a art. 6 Dir. Habitat, qualsiasi progetto o piano non direttamente connesso o necessario alla gestione del sito, ma che può avere incidenze significative sul sito, deve essere oggetto di una Valutazione di Incidenza che il P/P ha sul sito, tenendo conto degli obiettivi di conservazione del medesimo.
Altre aree di interesse conservazionistico	Aree terrestri di distribuzione di specie e habitat di riconosciuto interesse conservazionistico	Aree al cui interno sono stati individuati valori di naturalità meritevoli di tutela nell'ambito di attività di pianificazione regionale (Reti ecologiche 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 – IPA, IBA – Important Bird Areas, ecc)
Altre aree di interesse conservazionistico	Aree terrestri di distribuzione di specie e habitat inclusi in Liste Rosse (IUCN, Red List of European Habitats, ecc)	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 Convenzione di Berna e della Diversità Biologica (CBD).
Altre aree di interesse conservazionistico	Aree terrestri di distribuzione di specie e habitat di interesse comunitario, fuori dalla Rete Natura 2000	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/
Altre aree di interesse conservazionistico	Aree terrestri di distribuzione di specie di cui alla Direttiva Uccelli	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.

Tabella 2.3-4: Strati informativi per la definizione dei vincoli relativi in ambito marino

Denominazione	Descrizione	Sensibilità ai fini del PITESAI
Aree marine costiere limitrofe ad aree del territorio deputate a	Tratti di fondale marino interessati dalla presenza di residuati di	Le attività di prospezione elettroacustica, ricerca e coltivazione possono a) attivare congegni in grado di arrecare danno ai domini bentonico e pelagico sia di natura temporanea sia

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

esercitazioni di forza armata, aree marine utilizzate per esercitazioni militari e tratti di mare interessati dalla presenza cospicua di residuati di origine militare (es. "fondi sporchi" sulle carte dell'Idrografico della Marina Militare).	origine militare e aree marine destinate a esercitazioni militari	persistente; b) esporre gli operatori ai rischi di contaminazione derivanti dalla corrosione dei manufatti di origine militare e dalla conseguente dispersione di prodotti della chimica la cui nocività è persistente in ambiente marino.
Aree di cui alla Direttiva Quadro Acque (2000/60/EC)	Aree marine sensibili con particolare stato chimico ed ecologico del corpo idrico	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.
Aree con misure di pianificazione	Aree marine con zone di tutela biologica o di particolare interesse per la pesca	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.
Altre aree di interesse conservazionistico	Aree marine di distribuzione di specie e habitat protetti di cui alla Direttiva Habitat	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).
Altre aree di interesse conservazionistico	Aree di distribuzione di ulteriori habitat e specie di interesse conservazionistico ai sensi della Convenzione di Barcellona e Politica Comune della Pesca	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 <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)
Altre aree di interesse conservazionistico	Aree marine offshore candidate alla istituzione di siti della Rete natura 2000	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.
Altre aree di interesse conservazionistico	Aree marine di distribuzione di specie di cui alla Direttiva Uccelli	Aree protette nel quadro di quanto previsto dall'applicazione della 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.
Aree di interesse per la pesca GFCM-FAO	<i>Fisheries restricted areas</i>	Le <i>Fisheries Restricted Areas</i> (FRAs) rappresentano uno strumento GFCM FAO che permette la limitazione di attività di pesca al fine di proteggere siti con elevata valenza conservazionistica (e.g. <i>Vulnerable Marine Ecosystems</i> ,

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

		Sensitive Habitats) e/o habitat elettivi per specie commerciali (Essential Fish Habitats).
--	--	--

Ulteriori strati informativi, non strettamente ambientali, che potrebbero essere considerati nelle analisi sono le 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.

L'applicazione dei criteri ambientali consentirà di individuare aree potenzialmente idonee per:

- la presentazione di nuove istanze (successive all'approvazione del PiTESAI) di permessi di prospezione e di permessi di ricerca.
- La prosecuzione dei procedimenti per le istanze dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca già presentate (casistica 2.a.i)

Nelle aree interessate da queste due casistiche non insiste alcun tipo di attività né sono presenti infrastrutture, per tale motivo il criterio ambientale costituisce il criterio prevalente per la valutazione della loro potenziale attuazione.

Per le altre casistiche (2.a.ii, 2.b.i, 2.b.ii) l'analisi integrata dei criteri ambientali e socio-economici determinerà le aree potenzialmente idonee.

I criteri socio-economici saranno definiti 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, dall'altro dall'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 (vedi par. 3.3.4 per ulteriori dettagli). 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 ad esempio dei permessi di ricerca (casistica 2.b.i) per i quali sono stati effettuati pozzi esplorativi e/o delle istanze di concessioni già presentate (casistica 2.a.ii) attraverso l'individuazione di soglie di quantitativi di riserva. Tale criterio è in linea con l'obiettivo del PNIEC
- la produttività o meno delle attività minerarie già in essere (casistica 2.b.ii) con riferimento a soglie temporali di improduttività, da definire in funzione anche delle risultanze dell'applicazione del criterio ambientale (es. 3, 5, 7 anni).

2.3.2. Ulteriori approfondimenti

Per approfondire ed aggiornare nel tempo la definizione dei criteri ambientali e socio-economici, nella stesura del Piano si terrà 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 di impianti e concessioni a terra.

Al riguardo verranno 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 dell'accordo con il Ministero dello Sviluppo Economico.

Un primo studio 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 converrebbe rinnovare in virtù del loro impatto ambientale e socio-economico sul territorio.

Sarà esplorata la possibilità di applicare la metodologia dell'analisi a molti criteri (MCA, Multi Criteria Analysis), quale ulteriore strumento di supporto alle decisioni finalizzato all'individuazione delle concessioni che a scadenza del titolo minerario converrebbe rinnovare in virtù del loro impatto sulla componente ambientale, sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sugli aspetti di carattere socio-economico.

Saranno inoltre presi in considerazione gli esiti di un secondo studio condotto da R.S.E. mirato a mostrare la possibilità di valutare l'impatto socio-economico a livello regionale dovuto all'eventuale mancato rinnovo delle concessioni per l'estrazione onshore di petrolio e gas, utilizzando il modello Input-Output regionale allargato ad alcune parti della SAM (Social Accounting Matrix), una matrice di contabilità economica utilizzata per valutare soprattutto gli effetti distributivi (fra soggetti istituzionali o all'interno di specifici aggregati, come le amministrazioni pubbliche, le famiglie o i lavoratori dipendenti).

Per quanto riguarda poi gli impatti ambientali e territoriali del decommissioning, al fine di valutare i benefici del ripristino ambientale dei siti di estrazione, saranno presi in considerazione gli esiti delle attività di valutazione condotte da R.S.E. relativamente agli effetti sui servizi eco-sistemici 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 delle aree pozzo e ai quantitativi delle emissioni evitate di inquinanti in atmosfera.

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, sarà valutata 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 per un 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, sarà previsto di aggiornare e semplificare le Linee Guida per la dismissione delle infrastrutture di coltivazione in mare di cui al DM 15 febbraio 2019, onde accelerare tale processo.

Infine, al fine di fornire elementi utili alla valorizzazione delle strutture minerarie in chiave non estrattiva, il Piano prenderà in considerazione 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 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.

3. ELEMENTI CONOSCITIVI A SUPPORTO DELLE SCELTE

Il presente capitolo tratta alcuni elementi che sono di supporto alle attività di analisi e valutazione ambientale che saranno 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 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).

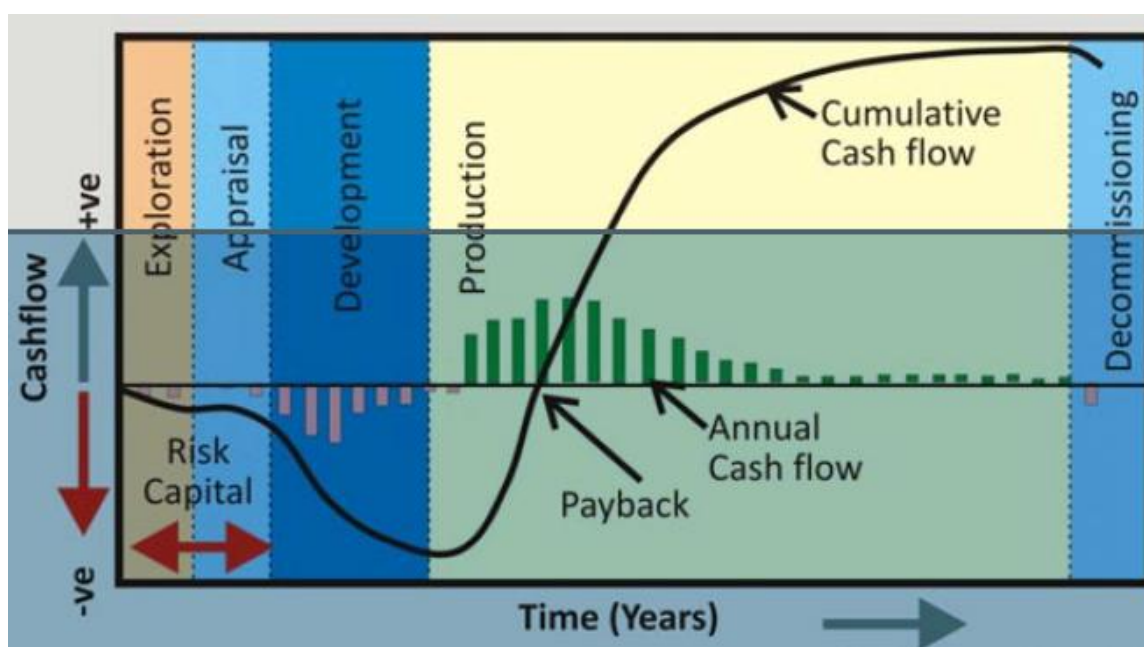


Figura 3.1-1: Schema del ciclo di vita di un progetto medio-grande nel settore upstream

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 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.

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.

Si evidenzia che nelle attività minerarie in sottoterraneo, ed in particolare in quelle relative agli idrocarburi, la superficie del terreno occupata dagli impianti e opere connesse (pertinenze/facilities) è molto ridotta rispetto alla proiezione superficiale del giacimento. Pertanto in superficie coesistono 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, di area del permesso di ricerca e prospezione. Le macro fasi della prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi, sono caratterizzate da un programma 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 (Titolo II, art. 3 L 9/1991)	<p>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”.</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>	<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)
PERMESSI DI RICERCA (Titolo II, art. 5 e 6 L 9/1991)	<p>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”.</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.</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)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	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.	
CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE (Titolo II, art. 9 L 9/1991)	<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 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.</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 8. Interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria di vario tipo sui pozzi (lavaggi, EOR, 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);
- 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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).

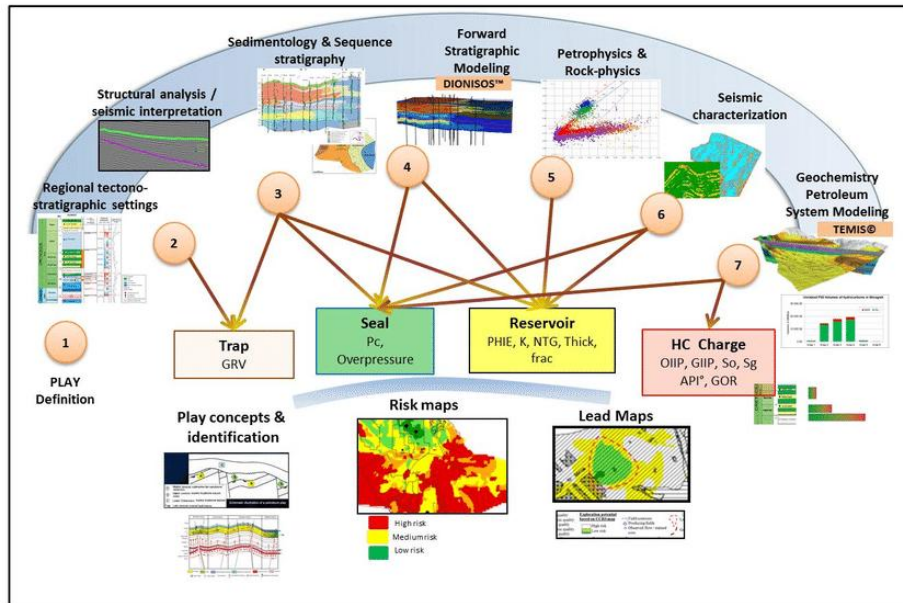


Figura 3.1-2: Schema generale della fase di studio e analisi geofisica

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 vigenza 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, è comunque utilizzato 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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, istantaneamente, aria ad una pressione elevata, compresa tra 150 e 400 atmosfere (ad oggi il sistema maggiormente utilizzato)	X		**
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	*

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Non sismico	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).

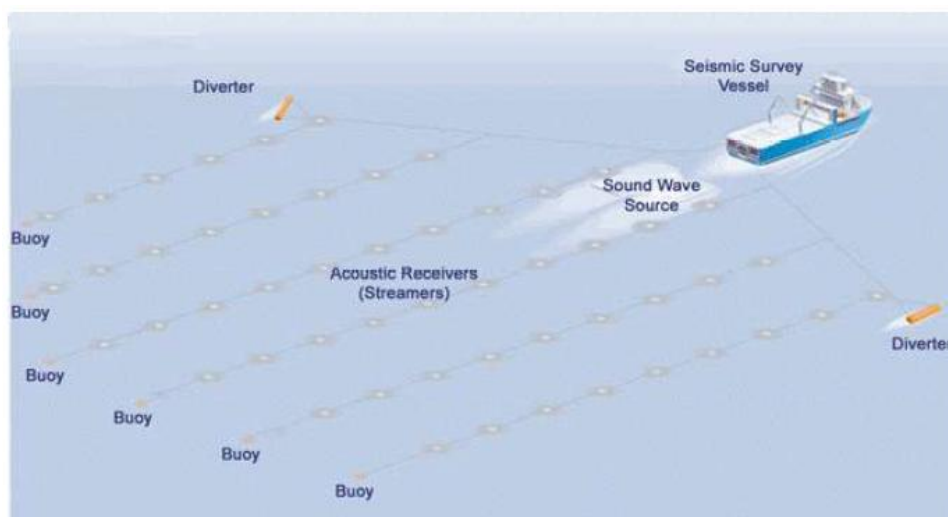


Figura 3.1-3: Schema dell'assetto in mare durante una campagna di raccolta dati geofisici con airgun

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 quando 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 minori 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 (fatturazione, 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 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 avvitalabili 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.

Oggigiorno, 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 mediate 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 **vibroseis**, 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 vibroseis 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 vibroseis. 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-vibroseis (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 sono 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 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 Ministero dello Sviluppo Economico, 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**, il pozzo viene messo in sicurezza in attesa della successiva coltivazione, nel frattempo vengono eseguite ulteriori analisi geofisiche, petrografiche e di laboratorio e si inoltra istanza di concessione al Ministero dello Sviluppo Economico.

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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Organizzazione	<ul style="list-style-type: none"> • Permitting area pozzo; • Contratti con proprietari terreni; • Autorizzazioni • Gare con trattisti (rig, fanghi, logging, service,...) 	<ul style="list-style-type: none"> • Autorizzazioni • Gare con trattisti (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



(a)



(b)

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 delle modalità di coltivazione. L'andamento di produzione di un pozzo 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, etc. Rimane comunque altrettanto vero che il fattore di recupero è legato alle caratteristiche del giacimento, compresa la sua mineralizzazione⁵ 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. È stato evidenziato dall'esperienza che eseguire la coltivazione in poco tempo, o una sua accelerazione, possono peggiorare la resa del giacimento ed il fattore di recupero. Quindi non sono notoriamente auspicabili approcci di estrazione ad alti volumi in poco tempo.

⁵ Ad esempio, un giacimento a gas ha un fattore di recupero molto più alto di uno ad olio, infatti è più facile estrarre gas che olio dal giacimento - a parità di altre condizioni geologiche e tecnologiche.

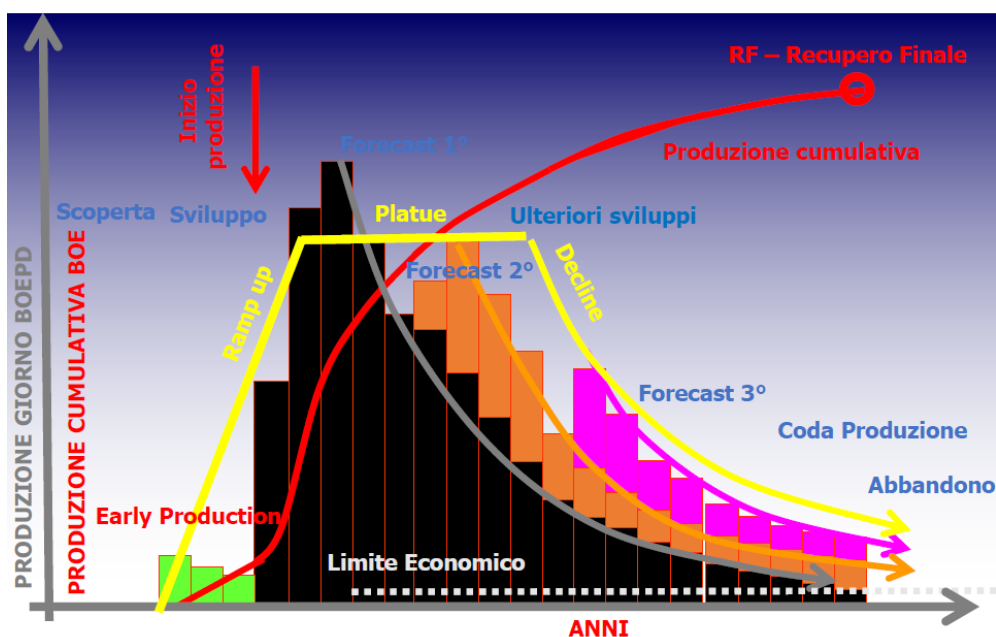


Figura 3.1-7: Andamento schematico del ciclo di produzione di un campo di coltivazione di idrocarburi di medio-grande dimensione [Fonte: Strata, 2018]

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).

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	**

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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)

Le operazioni in regime di concessione di coltivazione possono riassumersi in cinque grandi fasi (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.

Tabella 3.1-5: Schema di sintesi delle principali fasi di 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	*

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	<p>direzionata. Si opera un pozzo di side-track quando</p> <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), - completamento - 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 	*

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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

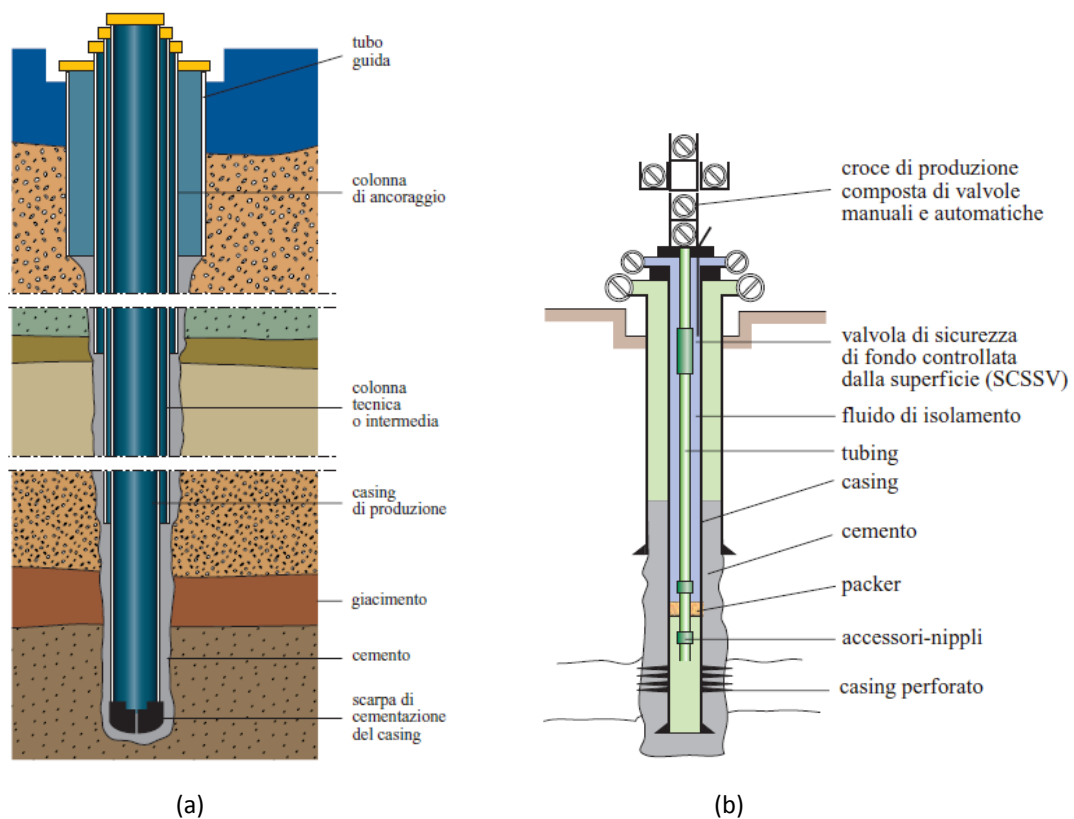


Figura 3.1-9: Sezione schematica di (a) un pozzo con rivestimento (casing) e (b) pozzo con rivestimento (casing) e completamento (tubing) [Fonte: Enciclopedia Idrocarburi Treccani]



(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 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 presenza di acqua di strato. 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.

Nel caso in cui le acque prodotte vengano reiniettate in giacimento, lo schema di trattamento 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.

Infine, quando si esaurisce l'interesse minerario per un pozzo produttivo, quando cioè non esistono 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 si 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 dismissione delle infrastrutture minerarie

In base alla normativa vigente di rango primario, a fine vita del giacimento, o comunque alla “fine” (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 3.1-6: 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 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 emerga 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 Ministero dello Sviluppo Economico - 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 uffici del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 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 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.

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. 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.

Al riguardo, si richiama che l'abbandono delle piattaforme e delle infrastrutture connesse è vietato.

In deroga a quanto sopra, può essere autorizzato da parte dell'amministrazione competente 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 Ministero dello Sviluppo economico entro il 30 giugno, presentano entro dodici mesi dalla pubblicazione stessa dell'elenco, al Ministero dello sviluppo economico-DGAECE, al Ministero dello sviluppo economico-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 nei casi 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**.

3.1.5. Il possibile riutilizzo delle infrastrutture minerarie

Un giacimento di coltivazione di idrocarburi e/o parte delle sue infrastrutture, raggiunta la fine vita di tutti o alcuni livelli, può esse 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 giustifichino l'economicità, sono la produzione di energia geotermica o i sistemi di teleriscaldamento basati sulla geotermia. Altresì negli ultimi anni sono in sperimentazione in alcune parti del mondo (non in Italia), sistemi di stoccaggio in sotterraneo di CO₂ o di idrogeno.

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

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 Taujanskis 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 "vibrouses" 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).

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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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)
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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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).

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. Paesaggio

Con specifico riferimento alla componente paesaggio il cui carattere deriva dall'azione di fattori naturali, umani e dalle loro interrelazioni (art. 131 del D. Lgs. 42/2004), è possibile individuare come potenziali impatti delle diverse fasi della realizzazione, esercizio e dismissione degli impianti e delle loro pertinenze, nonché degli eventuali malfunzionamenti (art 5, punto c), del D. Lgs. 152/2006):

- quelli legati direttamente o indirettamente all'alterazione/modificazione dei caratteri percettivi 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, 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).

3.2.4. Ambiente idrico

Le attività connesse all'estrazione di idrocarburi (prospezione, ricerca, coltivazione e dismissione) possono impattare in maniera considerevole sulle risorse idriche, in particolare in aree in cui sono presenti corpi idrici di qualità elevata e buona (ai sensi del D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.), che vanno preservati da un eventuale deterioramento dello stato di qualità.

I possibili impatti sulla risorsa idrica (superficiale e sotterranea) vengono riassunti schematicamente nella tabella seguente (Tabella 3.2-4).

Tabella 3.2-4: possibili impatti sulla risorsa idrica 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).

RISORSE IDRICHE				
IMPATTI	Ricerca	Perforazione	Esercizio	Ripristino
Possibile contaminazione dovuta ad 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
Contaminazione delle falde acquifere per perdita dei fluidi di circolazione (IOGC, 2009; ENI, 2012)		X		
Contaminazione dell'ambiente idrico per errato smaltimento delle acque di strato e dei fanghi di perforazione (E&P Forum, UNEP, 1997; National Petroleum Council, 2011)		X		

Nella prima 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. L'inquinamento dell'ambiente idrico può essere prodotto anche da sversamenti accidentali di carburanti o dall'errato smaltimento di acque grigie e nere.

Nella fase di perforazione, messa in produzione e costruzione di condotte di collegamento l'inquinamento delle acque superficiali e sotterranee può essere prodotto da perdite di carburanti e sostanze tossiche, inadeguato smaltimento delle acque grigie e nere, 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.

Nelle fasi di allestimento del cantiere, perforazione del pozzo di esplorazione e messa in produzione altri impatti potenziali per la risorsa idrica sono la produzione di reflui potenzialmente pericolosi, 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 variazioni 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 ordinario 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 grigie e nere. Ulteriore impatto in questa fase è rappresentato dall'eventuale dispersione nell'ambiente 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 grigie, 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 di carburanti e sostanze chimiche a causa di fuoriuscite incontrollate da cisterne o serbatoi. 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 semisommersibile 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 nocimento 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,

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 3.2-5) si delineano le principali pressioni ambientali in relazione alle diverse fasi di attività ed i possibili bersagli ambientali che possono subire effetti.

Tabella 3.2-5: Pressioni ambientali rispetto alle fasi delle attività e possibili bersagli ambientali

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

3.3. 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 semestralmente 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 31 dicembre 2020 il quadro è rappresentato in Figura 3.3-1.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 2020" - Attività dell'anno 2019 contenente i dati al 31 dicembre 2019 con aggiornamento del 10 giugno 2020.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

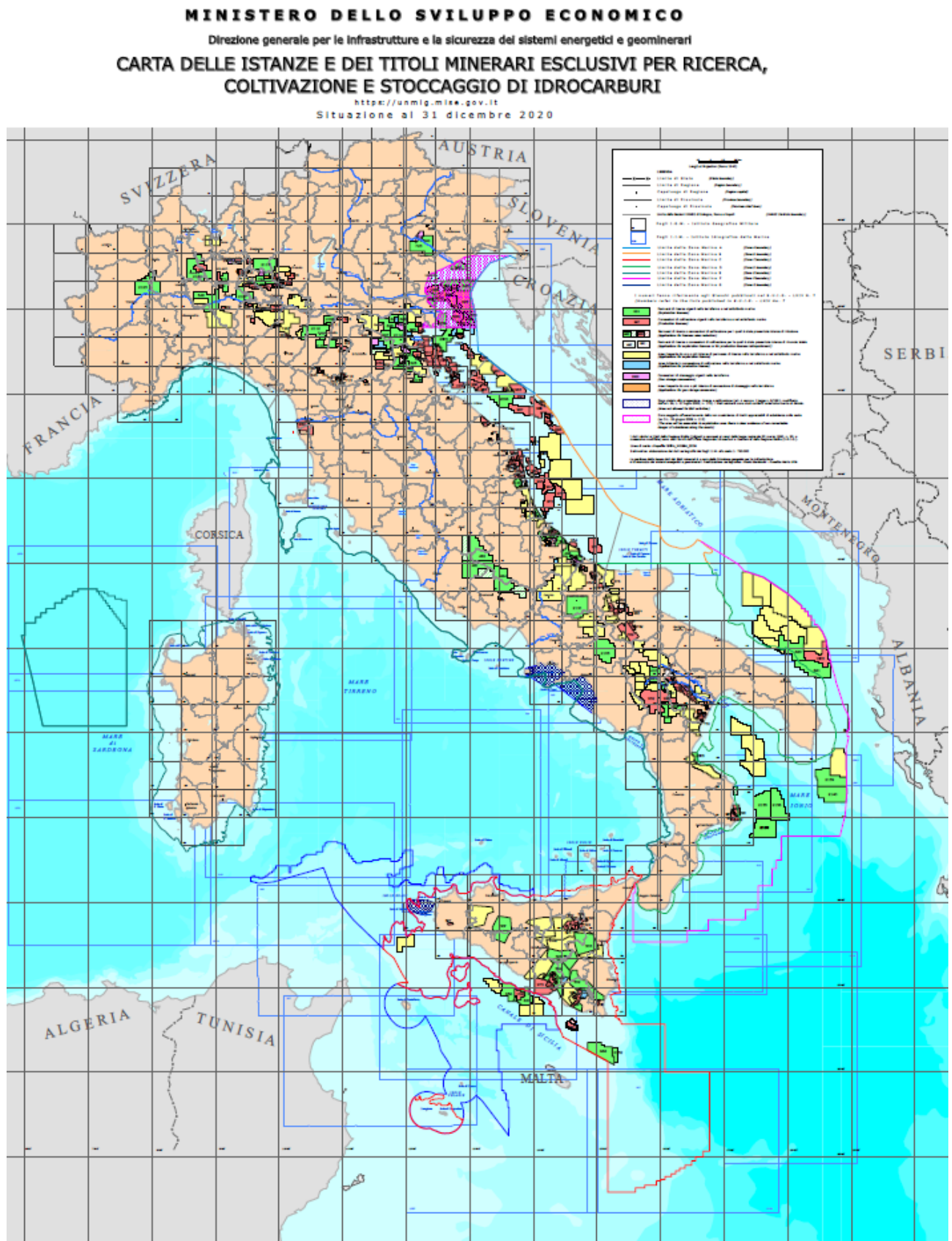


Figura 3.3-1: Carta delle istanze e dei titoli minerari al 31 dicembre 2020 [Fonte: MISE-DGISSEG Div. III, 2021]

3.3.1.a - Il quadro delle istanze e titoli minerari a mare

Il quadro delle istanze per il conferimento di nuovi titoli minerari a mare

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 all'adozione del PiTESAI.

Al 31 dicembre 2020 risultano presentate n. 5 istanze di permesso di prospezione in mare, di cui n. 2 in corso di valutazione ambientale (dalla richiesta di presentazione della VIA all'emanazione del decreto VIA) e n. 3 in fase decisoria (dal decreto VIA alla Conferenza dei servizi e all'emanazione del decreto di conferimento)⁶.

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 31 dicembre 2020 risultano presentate n. 24 istanze di permesso di ricerca in mare, di cui n. 13 in corso di valutazione ambientale presso il MATTM (dalla richiesta di presentazione della VIA all'emanazione del decreto VIA) e n. 11 in fase decisoria (dal decreto VIA alla Conferenza dei servizi e all'emanazione del decreto di conferimento).

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 ai numeri 1 e 7 del 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 31 dicembre 2020 risulta in corso di esame solo n. 1 istanza di concessione di coltivazione in mare, in corso di valutazione ambientale presso il MATTM (dalla richiesta di presentazione della VIA all'emanazione del decreto VIA).

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).

⁶ 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.

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 ai numeri 1 e 7 del 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 all'adozione del PiTESAI, 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 31 dicembre 2020 risultano vigenti n. 21 permessi di ricerca in mare⁷ per una superficie totale pari a 8.973,86 Km²

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero dei permessi di ricerca in mare si è ridotto di n. 5 unità per una riduzione complessiva di 1.729,47 Km².

Tabella 3.3-1: Distribuzione tra le zone marine dei permessi di ricerca conferiti in mare

Zone marine	Permessi al 31 dicembre 2020		Permessi al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km ²	Numero	Superficie Km ²
ZONA A	9	1.889,24	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	21	8.973,86	26	10.703,33

I titoli afferenti a due o più zone sono conteggiati più volte, una per ciascuna zona.

⁷ <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 - 2020

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 ai numeri 1 e 7 del 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 31 dicembre 2020 risultano vigenti n. 64 concessioni di coltivazione in mare⁸, per una superficie totale pari a 7.827,36 Km². Il numero di concessioni si è ridotto di 2 unità rispetto a quelle vigenti alla data del 13 febbraio 2019, con una superficie complessiva ridotta di circa 237 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'80% delle concessioni di coltivazione conferite in mare.

Tabella 3.3-2: Distribuzione tra le zone marine delle concessione di coltivazione conferite in mare

Zone marine	Concessioni al 31 dicembre 2020		Concessioni al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km ²	Numero	Superficie Km ²
ZONA A	35	3.648,36	37	3.885,02
ZONA B	20	2.649,65	20	2.649,65
ZONA C	3	659,51	3	659,51
ZONA D	3	129,67	3	129,67
ZONA E	0	0,00	0	0,00
ZONA F	2	594,57	2	594,57
ZONA G	1	145,60	1	145,60
TOTALE	64	7.827,36	66	8.064,02

I titoli afferenti a due o più zone sono conteggiati più volte, una per ciascuna zona.

⁸ <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 - 2020

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

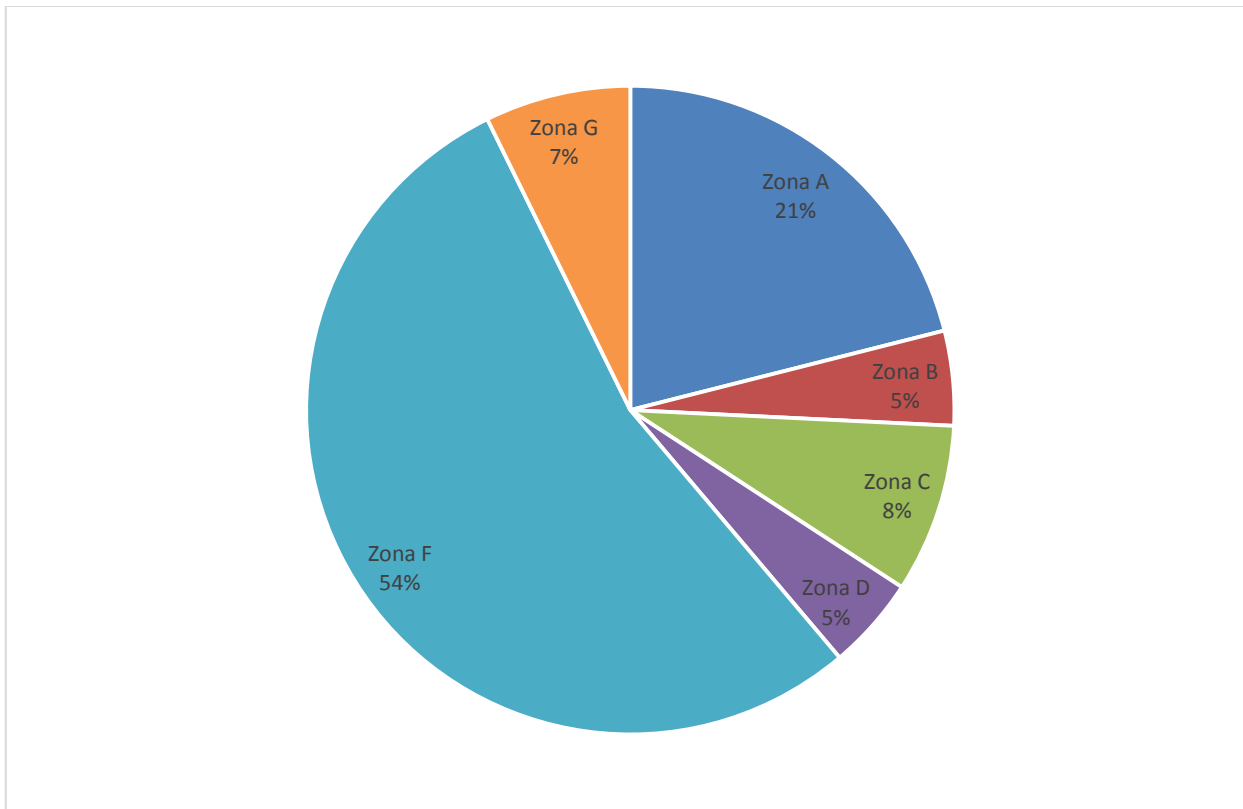


Figura 3.3-2: Distribuzione tra le zone marine delle superfici dei permessi di ricerca al 31 dicembre 2020

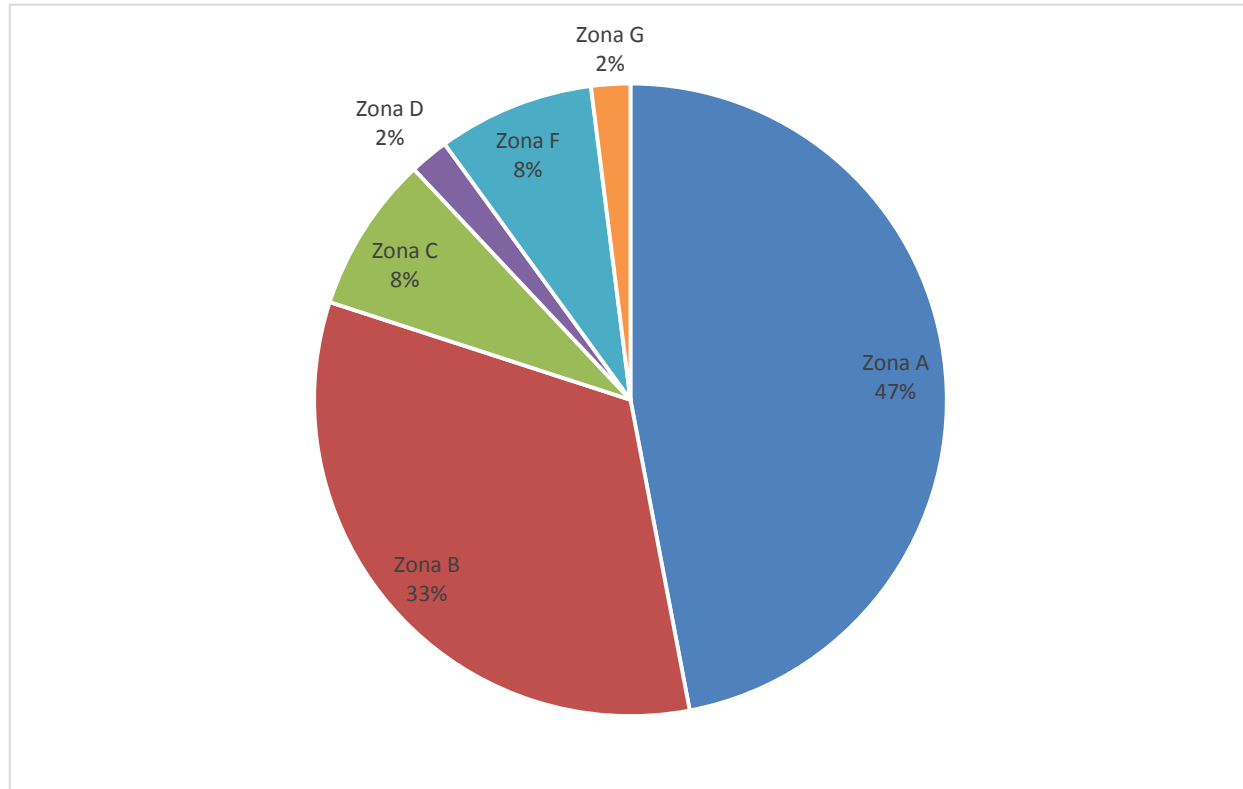


Figura 3.3-3: Distribuzione tra le zone marine delle superfici delle concessioni di coltivazione al 31 dicembre 2020

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 all'adozione del PiTESAI.

Al 31 dicembre 2020 risultano presentate n. 53 istanze di permesso di ricerca in terra, di cui n. 31 in corso di valutazione ambientale (dalla richiesta di presentazione della VIA all'emanazione del decreto VIA) e n. 22 in fase decisoria (dal decreto VIA alla Conferenza dei servizi e all'emanazione del decreto di conferimento). A queste vanno conteggiate a parte anche n. 9 istanze di permesso in Sicilia⁹.

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero delle istanze di permesso di ricerca in terraferma presentate si è ridotto di n. 1 unità a seguito della rinuncia ad una delle 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 31 dicembre 2020 risultano presentate n. 5 istanze di concessione di coltivazione a terra, di cui 4 in corso di valutazione ambientale (dalla richiesta di presentazione della VIA all'emanazione del decreto VIA) e 1 in fase decisoria (dal decreto VIA alla Conferenza dei servizi e all'emanazione del decreto di conferimento). 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 all'adozione del PiTESAI, con conseguente interruzione delle attività di

⁹ 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

prospezione e ricerca in corso di esecuzione, fermo restando l'obbligo di messa in sicurezza dei siti interessati dalle stesse attività.

In particolare, al 31 dicembre 2020 risultano vigenti¹⁰ n. 38 permessi di ricerca in terraferma per un totale di 12.377,61 Km², a cui vanno conteggiati separatamente per la Sicilia¹¹ n. 6 permessi di ricerca per complessivi 3.148,43 Km².

Rispetto alla data del 13 febbraio 2019, il numero dei permessi di ricerca in terraferma si è ridotto di n. 8 unità con una riduzione complessiva di 2.544,30 Km² (se si tiene in conto anche la Sicilia, il decremento totale è di n. 9 unità).

Tabella 3.3-3: Distribuzione tra regioni dei permessi di ricerca conferiti in terraferma

Regioni	Permessi al 31 dicembre 2020		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	2	802,90	2	802,90
EMILIA ROMAGNA	14	3057,91	15	3081,78
LAZIO	3	1664,55	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	38	12.377,61	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.

¹⁰ <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 - 2020

¹¹ 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

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 31 dicembre 2020 risultano vigenti¹² n. 111 concessioni di coltivazione in terraferma, per una superficie totale pari a 5.717,71 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 31 dicembre 2020 si è ridotta di 2.394,63 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 31 dicembre 2020		Concessioni al 19 febbraio 2019	
	Numero	Superficie Km ²	Numero	Superficie Km ²
ABRUZZO	7	314,69	7	341,78
BASILICATA	18	1.572,40	19	1.939,54
CALABRIA	2	68,19	3	103,21
EMILIA ROMAGNA	36	1.048,19	37	1.676,09
FRIULI VENEZIA GIULIA	1	0,06	1	0,99
LAZIO	1	12,88	1	41,14
LOMBARDIA	17	897,21	17	998,14
MARCHE	18	623,72	19	1.035,93
MOLISE	6	141,67	7	329,33
PIEMONTE	1	77,76	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	5.717,71	116	8.112,34

I titoli afferenti a due o più regioni sono conteggiati più volte, una per ciascuna regione.

¹² <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 - 2020

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

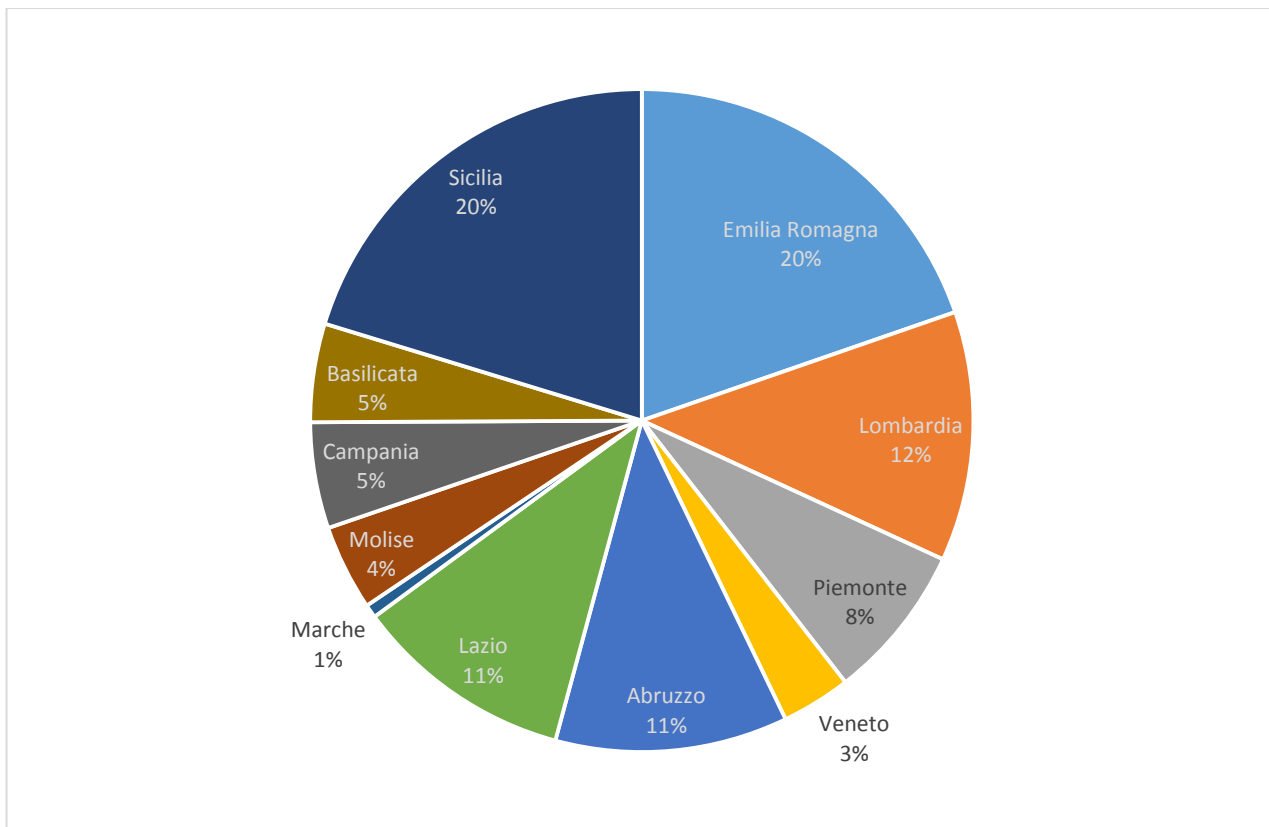


Figura 3.3-4: Distribuzione per regione delle superfici dei permessi di ricerca conferiti in terraferma al 31 dicembre 2020

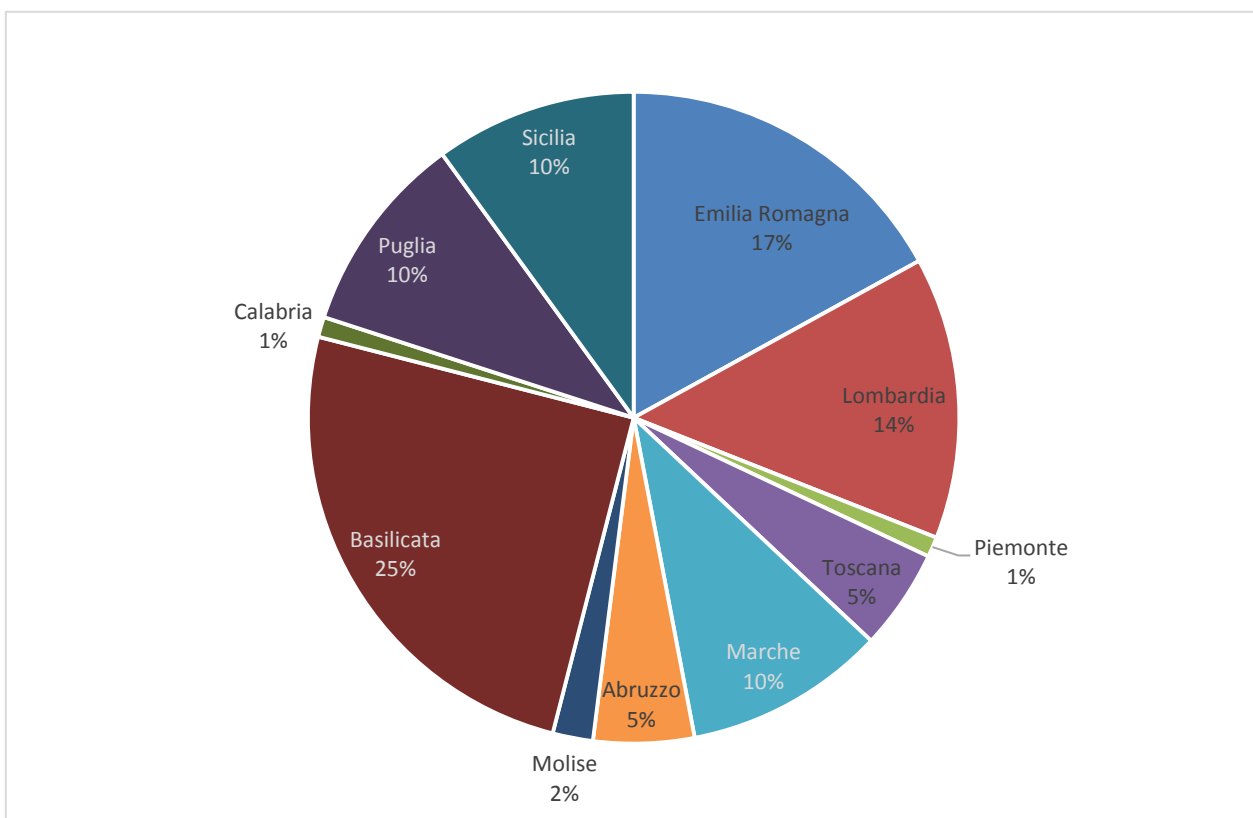


Figura 3.3-5: Distribuzione delle superfici delle concessioni di coltivazione conferite in terraferma al 31 dicembre 2020

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 2020 dei Titoli minerari vigenti.

Tabella 3.3-5: Titoli minerari vigenti distinti per ubicazione – Serie storica 1999-2020

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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

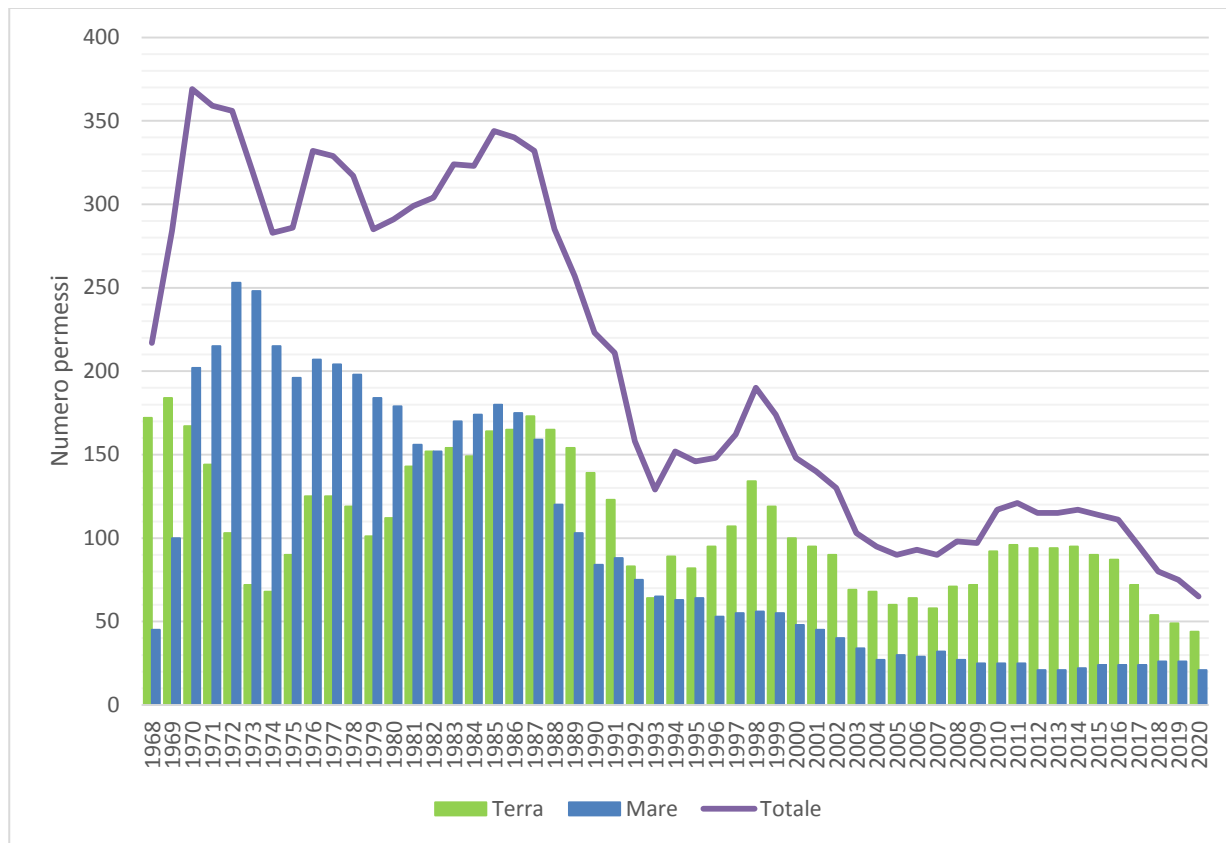


Figura 3.3-6: Numero di permessi di ricerca - Serie storica 1968-2020

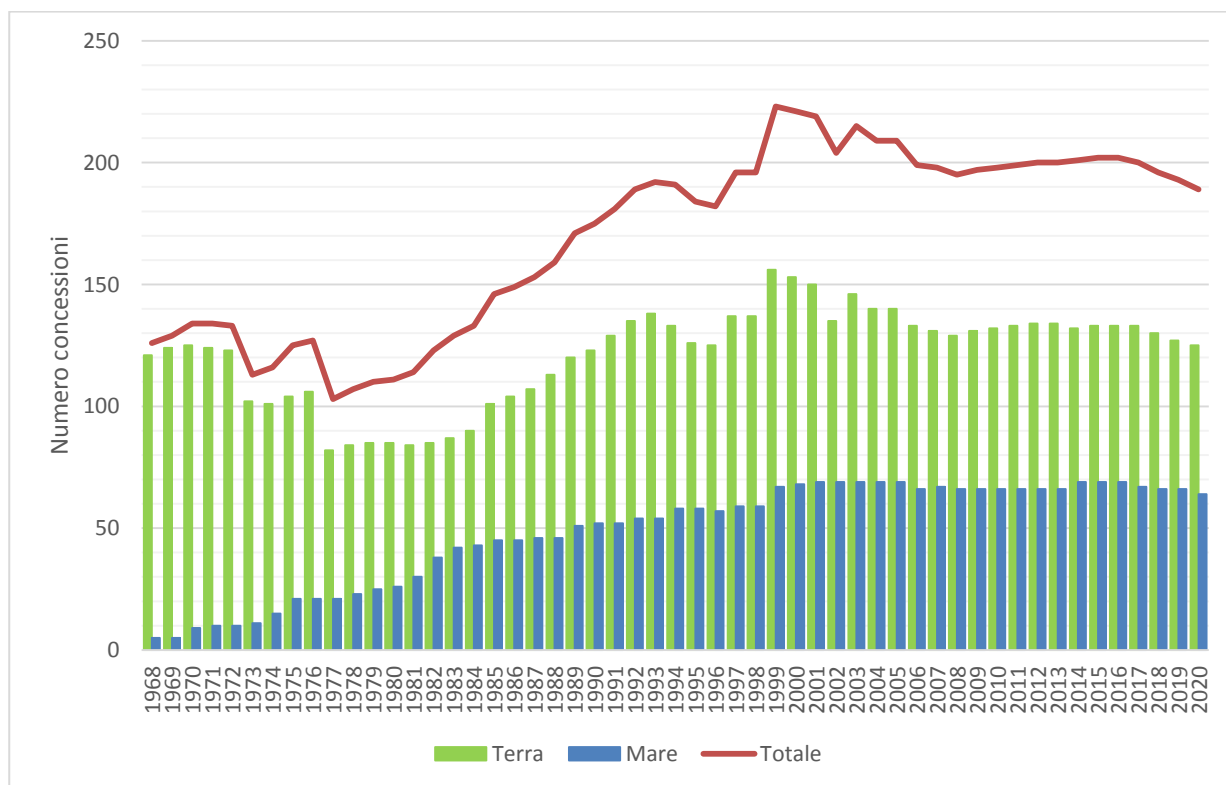


Figura 3.3-7: Numero di concessioni di coltivazione - Serie storica 1968-2020

Al 31 dicembre 2020 sono vigenti 254 titoli minerari:

- 65 permessi di ricerca di cui 21 in mare, 38 in terraferma e 6 in Sicilia
- 189 concessioni di coltivazione di cui 64 in mare, 111 in terraferma e 14 in Sicilia.

Dei 254 titoli minerari vigenti al 31 dicembre 2020 è stato stimato che circa 94 concessioni di coltivazione 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 18 delle 111 concessioni di coltivazione in terraferma e 2 delle 64 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 20 concessioni sono ancora presenti in elenco in quanto sono ancora in corso le attività di ripristino minerario dell'area e di dismissione degli impianti.

3.3.2. 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, ai concessionari, una volta verificata la convenienza della concessione alla luce dell'importo dei nuovi canoni, di dismettere quelle non più redditizie, ovvero di ridurne 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 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 PiTESAI.

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 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»*.

A seguito del predetto quadro normativo, nel corso del 2019 e sino al 31 dicembre 2020, il Ministero dello sviluppo economico ha ricevuto n. 48 istanze di riduzione delle superfici di concessione di coltivazione vigenti (n. 47 a terra e n. 1 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 dal MiSE in parallelo rispetto alla predisposizione del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI) 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 complessivamente interessate dalle attività di coltivazione, concentrate soprattutto nelle Regioni Emilia Romagna, Marche, Basilicata e Puglia.

Si è passati così da una superficie totale coperta da concessioni di coltivazione di 8.112,34 km² al 13 febbraio 2019, ad una di 5.717,71 km² al 31 dicembre 2020, con una riduzione di 2.394,63 km² e quindi del -29,5%.

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 dello sviluppo economico alcune proposte di unificazioni e di riperimetrazioni di aree presentate contestualmente alla proroga di alcune concessioni in mare vigenti, che appena perfezionate con i relativi DM di proroga, potrebbero comportare una riduzione di superficie di circa il 24,3% sul totale delle superfici delle concessioni in mare, che si aggiunge a quella di circa il 29,5% già ottenuta per le riperimetrazioni delle concessioni di idrocarburi.

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 31 dicembre 2020 (punto di riferimento con ultimi dati aggiornati disponibili, valido anche per fini statistici) si schematizza che:

- il numero dei permessi di ricerca vigenti è diminuito di n. 13 unità (8 in terra e 5 in mare);
- il numero delle concessioni di coltivazione di idrocarburi vigenti è diminuito di n. 7 unità (5 in terra e 2 in mare);
- il numero delle istanze di permesso di ricerca è diminuito di n. 2 unità (1 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Quanto sopra è esplicitativo del processo già in atto di **razionalizzazione delle attività minerarie**, che è risultato particolarmente rafforzato a seguito delle disposizioni introdotte dalla L. 12/19.

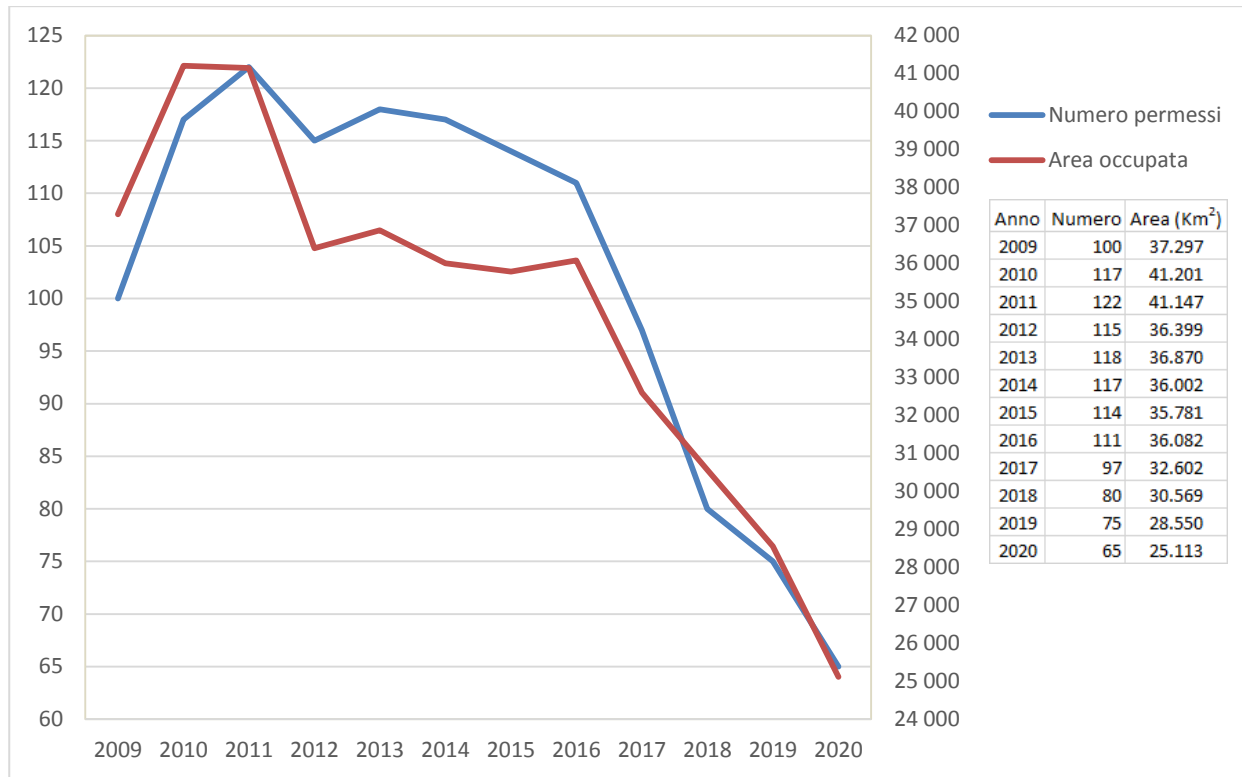


Figura 3.3-8: Area occupata da permessi di ricerca. Serie storica anni 2009-2020

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

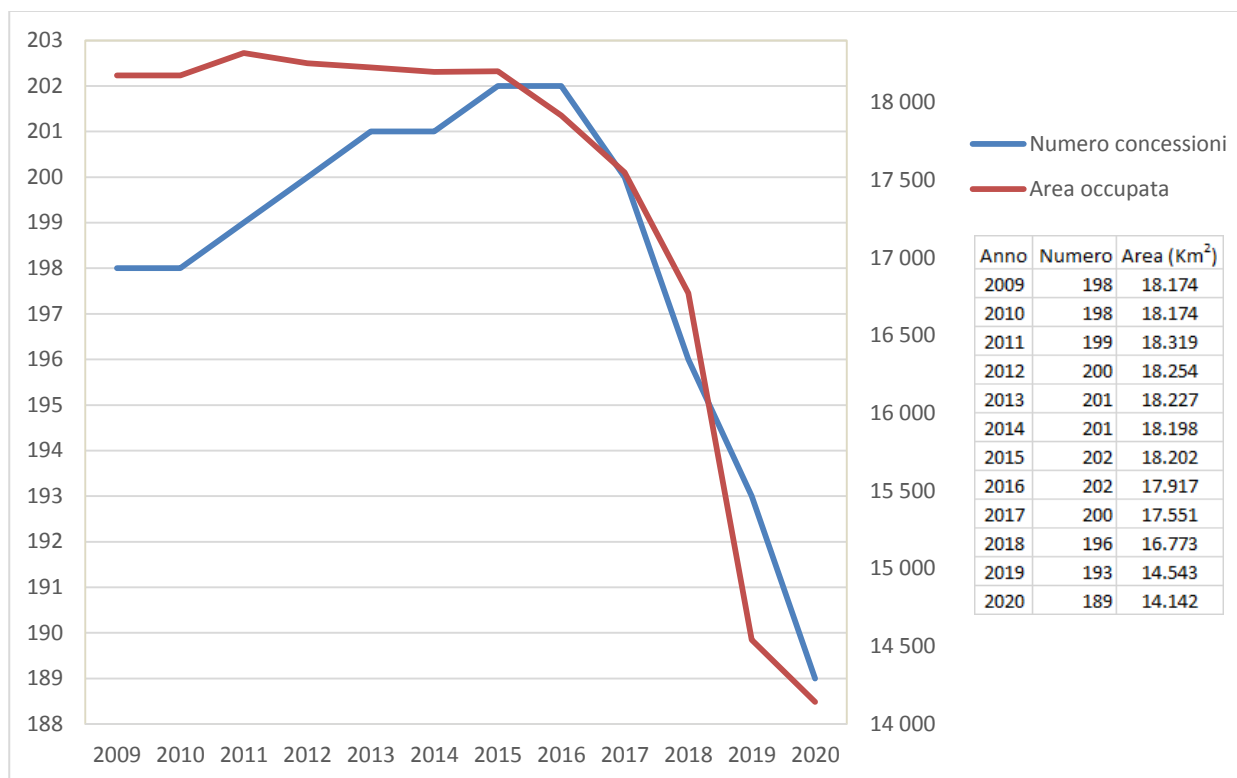


Figura 3.3-9: Area occupata da concessioni di coltivazione. Serie storica anni 2009-2020

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 delle produzioni 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

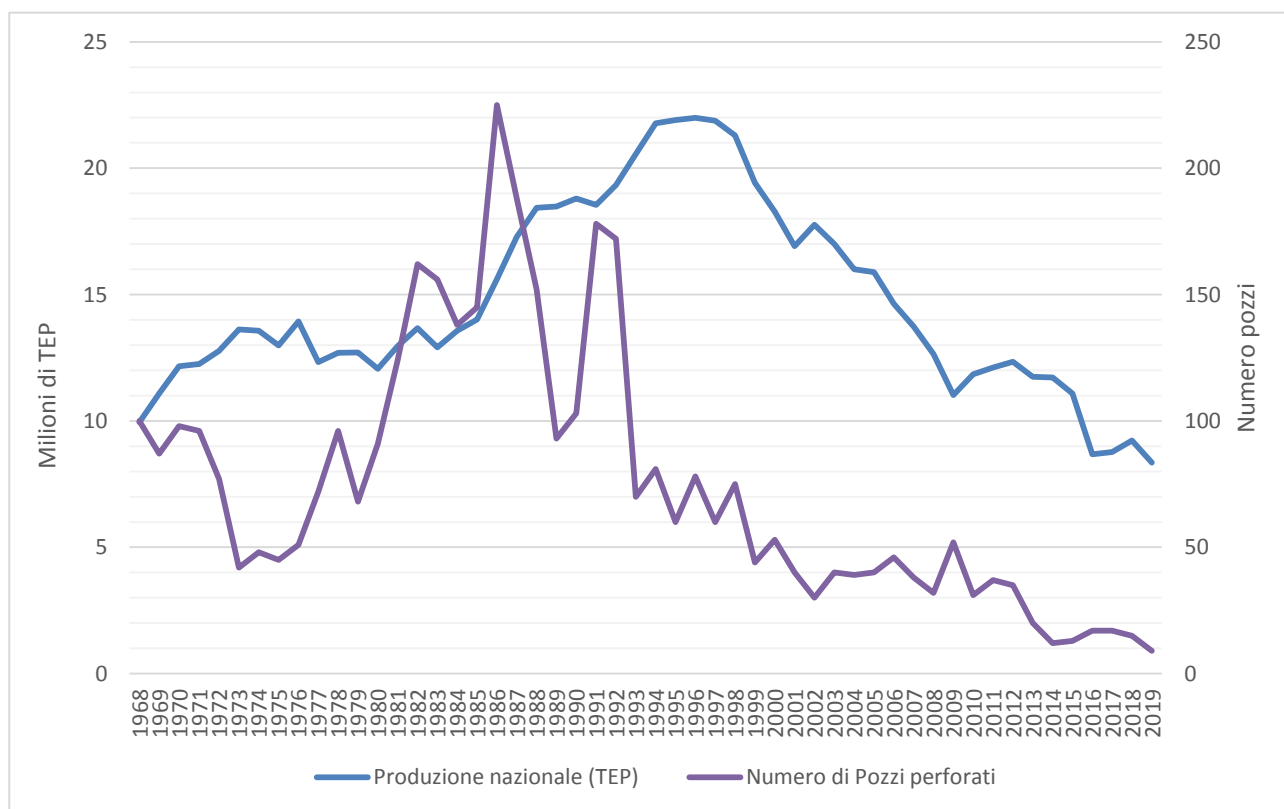


Figura 3.3-10: Numero di pozzi perforati e produzione nazionale di Idrocarburi. Serie storica 1968-2019

Per quanto riguarda i pozzi esplorativi, nell'ultimo quinquennio, sono stati perforati 7 pozzi in totale, con un andamento che varia da 0 (2019) a 3 (2015). Nel 2018 sono stati perforati 14 pozzi di sviluppo con un trend abbastanza simile ai precedenti 5 anni, mentre nel 2019 e nel 2020 non sono stati perforati pozzi esplorativi. Nell'anno 2019 non sono stati effettuati ritrovamenti di nuovi giacimenti di idrocarburi.

Nei primi 10 mesi dell'anno 2020 sono stati ultimati 5 pozzi workover e la chiusura mineraria di 6 pozzi; alla data del 31 dicembre 2020 sono ancora in perforazione altri 5 pozzi workover.

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 1999-2019

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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

2006	14	21.597	17	29.714	31	51.311
2007	13	17.886	15	33.027	28	50.913
2008	18	41.803	7	14.330	25	56.133
2009	29	37.124	20	37.770	49	74.894
2010	11	28.889	17	23.568	28	52.457
2011	14	23.474	22	31.621	36	55.095
2012	14	21.361	17	24.561	31	45.922
2013	10	18.949	8	26.386	18	45.335
2014	4	7.624	8	14.767	12	22.391
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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

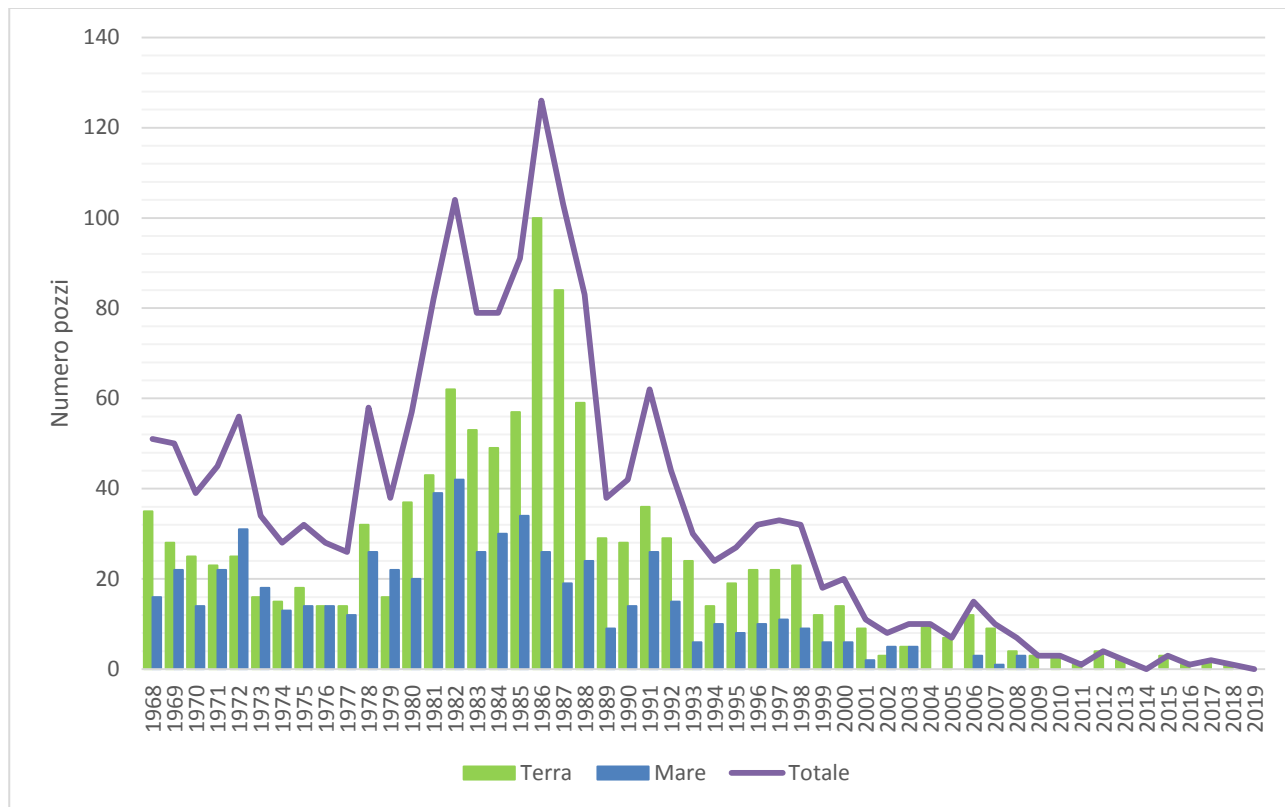


Figura 3.3-11: Numero di pozzi esplorativi perforati - Serie storica 1968-2019

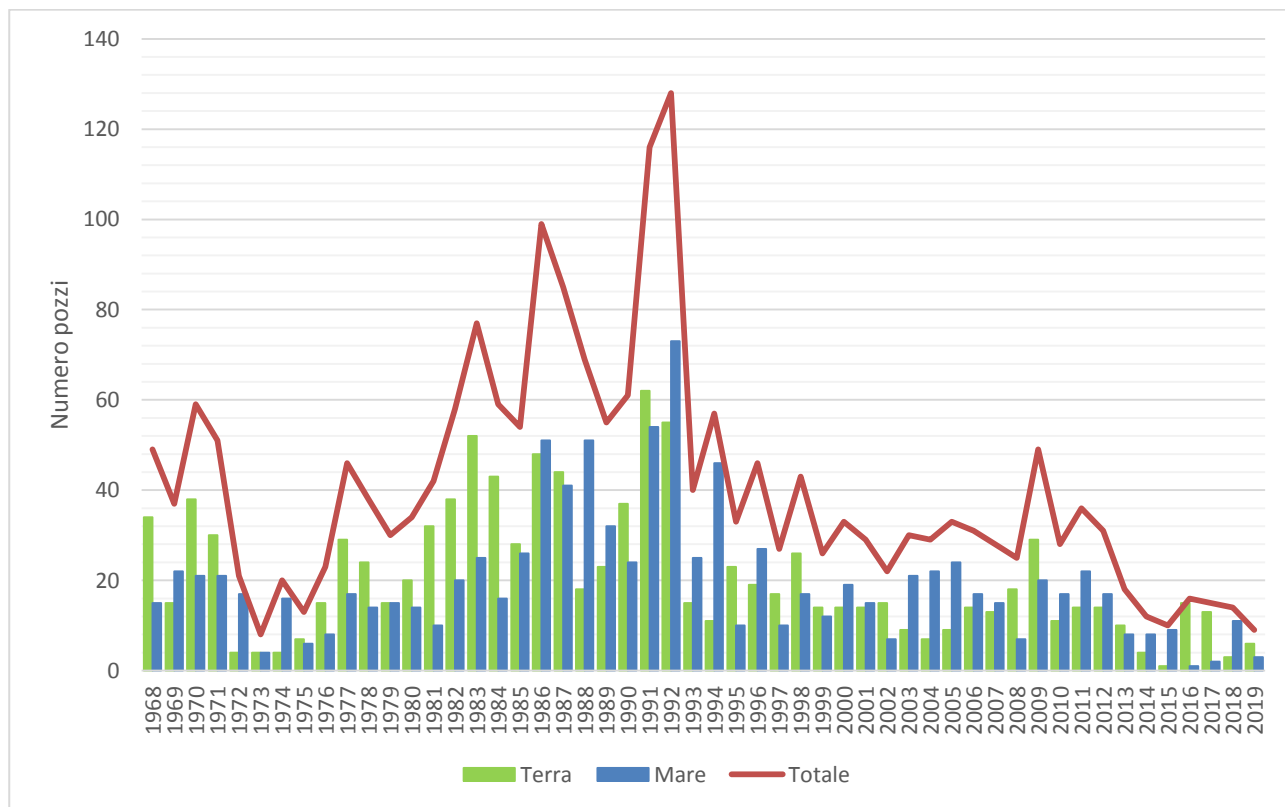


Figura 3.3-12: Numero di pozzi di sviluppo perforati - Serie storica 1968-2019

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

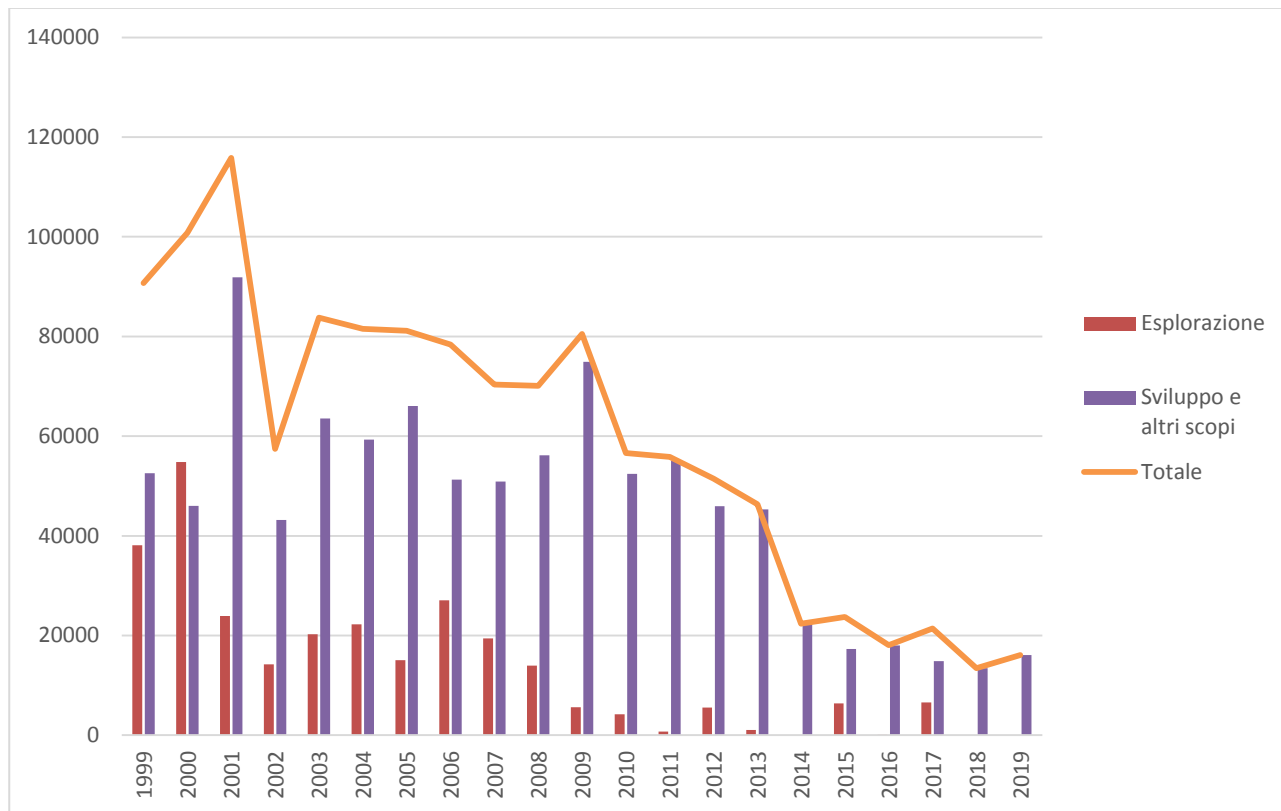


Figura 3.3-13: Metri perforati. Serie storica anni 1999-2019

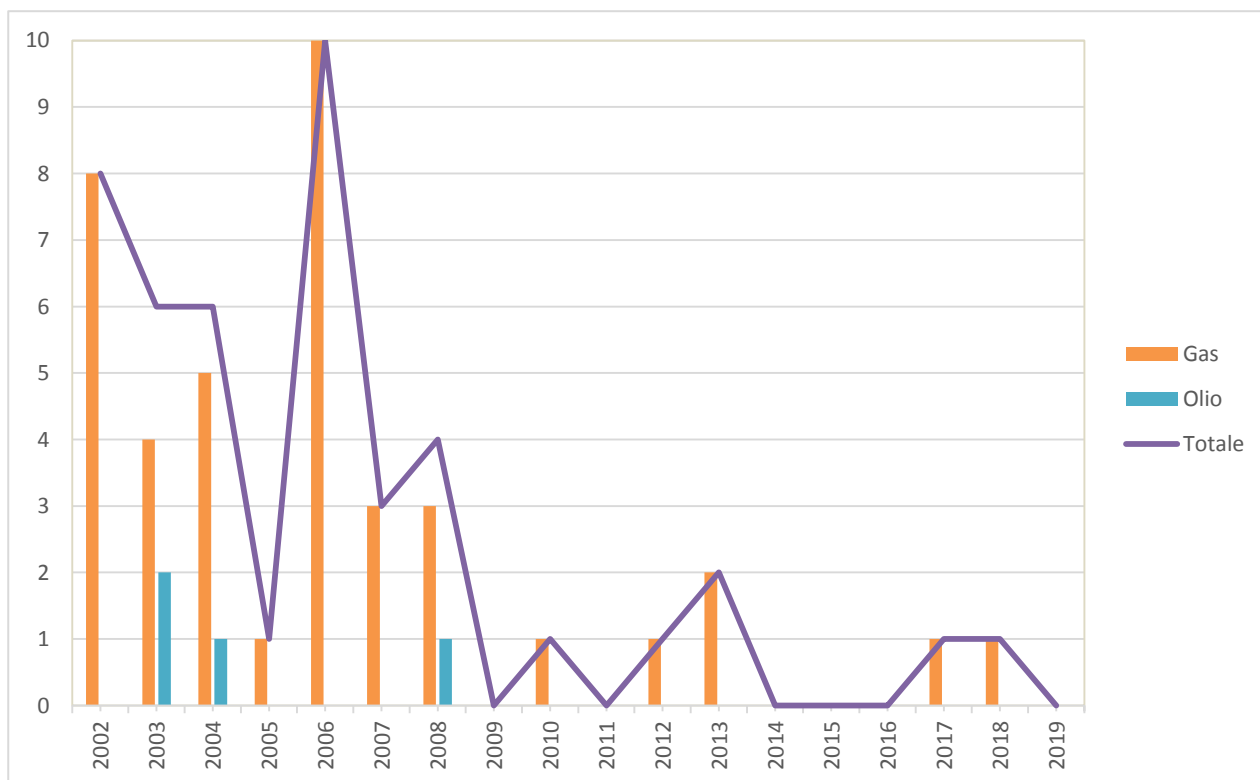


Figura 3.3-14: Numero ritrovamenti. Serie storica anni 2002-2019

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

L'elenco dei pozzi idrocarburi è aggiornato semestralmente con i dati comunicati dagli operatori petroliferi.

I dati disponibili alla data del 31 dicembre 2020 sono quelli relativi all'aggiornamento al 30 giugno 2020.

Al 30 giugno 2020 erano presenti 1.623 pozzi attivi di cui 704 in produzione (548 a gas e 156 ad olio, 442 ubicati in terra e 262 in mare). Gli idrocarburi prodotti sono convogliati in 71 centrali di raccolta e trattamento a gas e 15 centrali ad olio.

Tabella 3.3-8: Pozzi attivi al 30 giugno 2020

	Gas.	Olio	Totale.
Pozzi produttivi eroganti ¹³	548	156	704
Pozzi produttivi non eroganti	717	142	859
Altri pozzi attivi (monitoraggio, reiniezione altro utilizzo)	33	27	60
Totale	1.298	325	1.623

Tabella 3.3-9: Numero pozzi produttivi distinto per Regione/zona marina

	GAS	OLIO	TOTALE
ABRUZZO	1	0	1
BASILICATA	7	23	30
CALABRIA	7	0	7
EMILIA ROMAGNA	190	7	197
LOMBARDIA	9	0	9
MARCHE	12	2	14
MOLISE	15	8	23
PIEMONTE	0	2	2
PUGLIA	13	0	13
SICILIA	44	56	100
TOSCANA	45	0	45
VENETO	1	0	1
TOTALE TERRA	344	98	442
ZONA A	142	0	142
ZONA B	44	32	76
ZONA C	0	26	26
ZONA D	18	0	18

¹³ 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

TOTALE MARE	204	58	262
TOTALE	548	156	704

Per quanto riguarda le informazioni sui titoli minerari cessati, e quindi anche sui pozzi chiusi minerariamente, queste sono rese disponibili sul sito del Progetto ViDEPI¹⁴. 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 espresse 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 e Società Geologica Italiana. Si richiama che per chiusura mineraria 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 2020 le centrali di raccolta e trattamento di idrocarburi ubicate nel territorio nazionale sono n. 83, di cui n. 68 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.

Tabella 3.3-10: Numero centrali distinto per Regione/zona marina

	GAS	OLIO	TOTALE
ABRUZZO	4	0	4
BASILICATA	5	3	8
CALABRIA	2	0	2

¹⁴ <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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

EMILIA ROMAGNA	24	1	25
LAZIO	0	1	1
LOMBARDIA	7	1	8
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	1	0	1
TOTALE	68	15	83

Piattaforme marine

Al 30 giugno 2020, nell'offshore italiano sono installate 138 strutture¹⁵ 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)¹⁶.

Delle n. 138 piattaforme e strutture assimilabili, n. 94 sono ubicate nella fascia delle 12 miglia dalle linee di costa e dalle aree protette, n. 44 oltre tale limite.

Tabella 3.3-11: 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

¹⁵ <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/ricerca-e-coltivazione-di-idrocarburi/piattaforme-marine>

¹⁶ <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati/dismissione-mineraria-delle-piattaforme-marine>

Tabella 3.3-12: 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*¹⁷). 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.

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 3.1.4), nel Bollettino ufficiale per gli idrocarburi e le georisorse (BUIG) Anno LXIV N. 12 del 31 Dicembre 2020, 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

¹⁷ 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

AZALEA A	A.C8.ME	Eni S.p.A.	44,171769 N 12,714258 E	Bitubolare a portale	30/06/2021
PC 73	PORTO CORSINI MARE	Eni S.p.A.	44,385037 N 12,579101 E	Monotubolare	30/06/2021

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
ARMIDA 1	A.C29.EA	Eni S.p.A.	44,475932 N 12,449540 E	Monotubolare	31/07/2021
REGINA 1	A.C17.AG	Eni S.p.A.	44,102781 N 12,834209 E	Monotubolare	31/07/2021

3.3.4.a Cronistoria sulla 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 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 firmato 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 siano alcuni punti di rallentamento sull'obbligo della chiusura mineraria e del ripristino, ossia secondo la normativa 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" include n. 19 piattaforme mentre n. 15 piattaforme sarebbero 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), si 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 logista 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 MiSE 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 64; di cui attualmente 20 risultano improduttive. Di queste, n. 12 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). Mentre n. 2 concessioni risultano improduttive da 1-5 anni, n. 3 concessioni risultano improduttive da 6-10 anni e n. 12 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 2019, rispetto all'anno precedente, la produzione di idrocarburi ha registrato un decremento della produzione di gas naturale (-10,3 %) e di olio greggio (-8,7 %).

I grafici seguenti rappresentano le serie storiche dal 1999 al 2019 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 2019 hanno contribuito rispettivamente per circa il 7,5% e circa il 7,9% al fabbisogno energetico nazionale.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 3.3-13: Produzione di idrocarburi in terra e in mare. Serie storica 1999 - Gennaio-Ottobre 2020

Anno	GAS (miliardi di Sm ³)			OLIO (milioni di t)		
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale
1999	3,33	14,29	17,62	3,40	1,59	4,99
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
Gen-Ott 2020	1,66	2,06	3,71	4,03	0,37	4,40

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

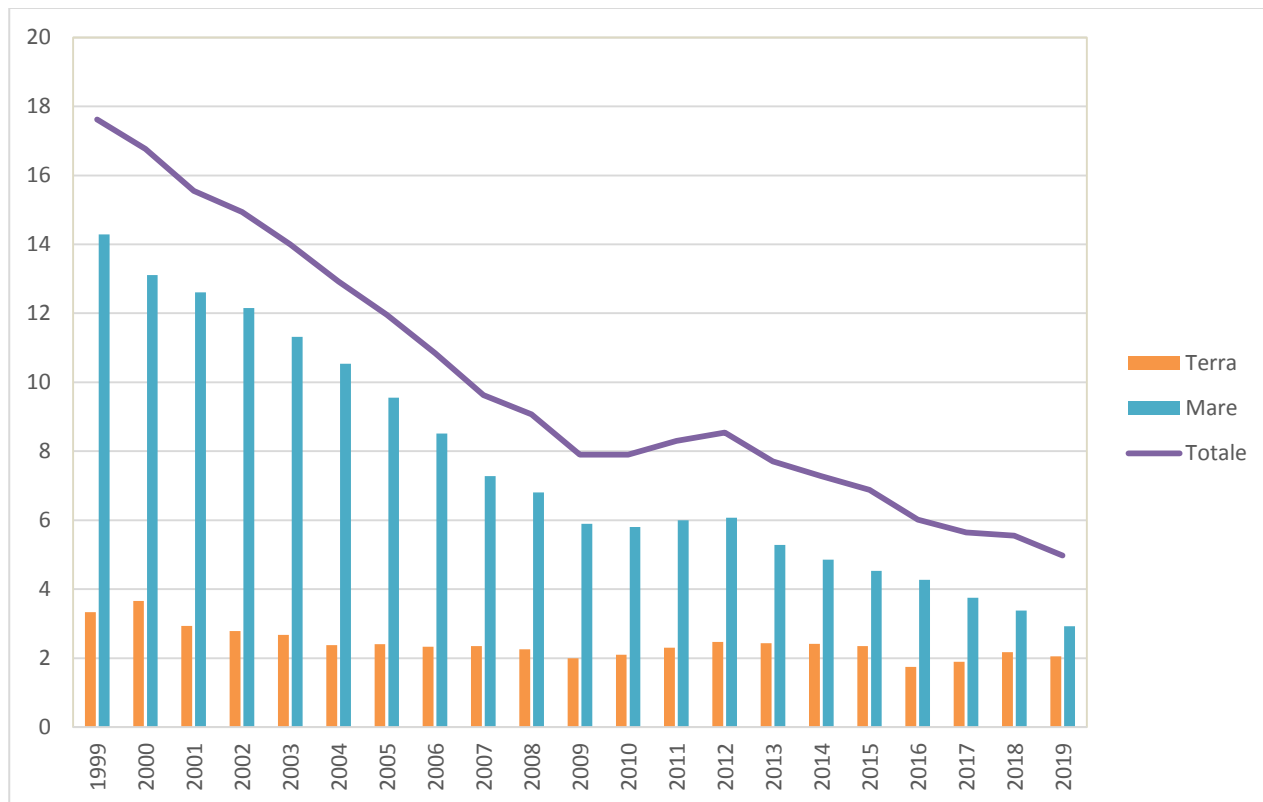


Figura 3.3-15: Produzione di gas naturale (miliardi di Sm³). Serie storica anni 1999-2019

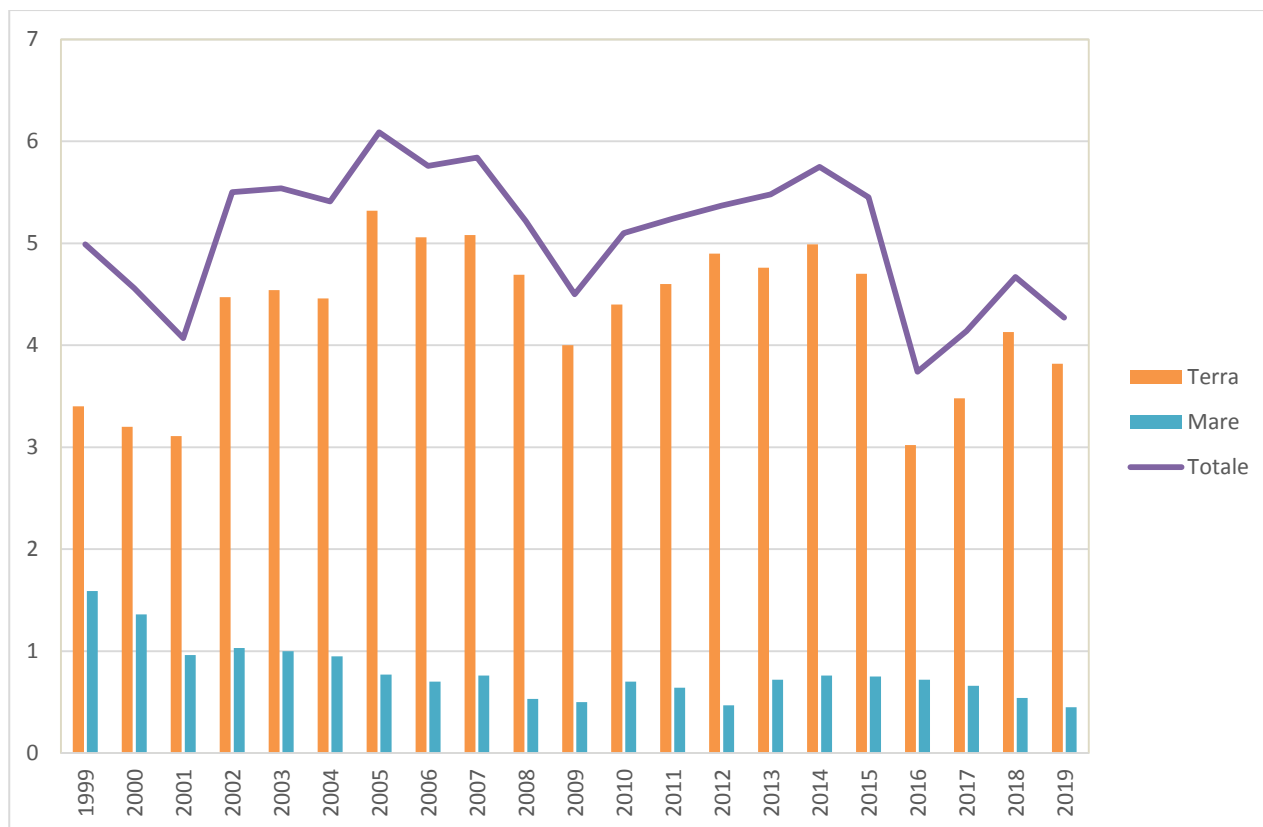


Figura 3.3-16: Produzione di olio greggio (milioni di tonnellate). Serie storica anni 1999-2019

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

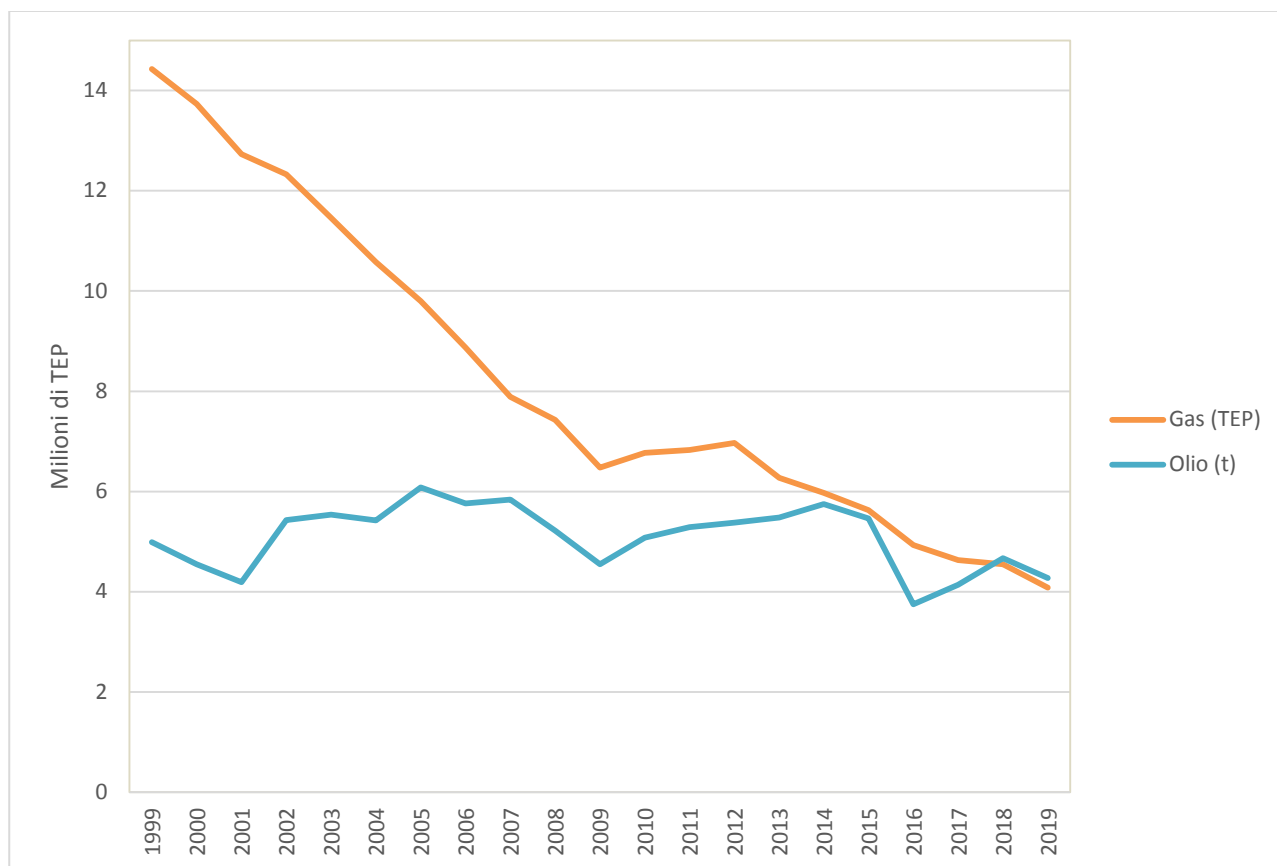


Figura 3.3-17: Produzione (milioni di tonnellate). Serie storica anni 1999-2019

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 2019 (4,08 milioni di TEP di gas e 4,27 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 3.3-14: Produzione di gas distinta per Regione/zona marina

Regione/Zona	2019	2018	Variazione % 2019/2018	% totale nazionale	Gen-Ott 2020
Abruzzo	15,79	13,91	13,5%	0,3%	7,00
Basilicata	1.493,82	1.572,31	-5,0%	30,0%	1.242,10
Calabria	5,90	6,05	-2,5%	0,1%	4,70
Emilia Romagna	166,38	198,27	-16,1%	3,3%	118,60
Lombardia	18,65	17,54	6,3%	0,4%	11,30
Marche	5,64	8,74	-35,5%	0,1%	4,80
Molise	82,15	72,83	12,8%	1,6%	62,20
Piemonte	7,67	7,63	0,5%	0,2%	6,70
Puglia	78,47	84,48	-7,1%	1,6%	60,60
Sicilia	178,70	186,43	-4,1%	3,6%	136,60
Toscana	2,64	2,67	-1,1%	0,1%	1,40
Veneto	0,12	1,56	-92,3%	0,0%	1,10
TOTALE TERRA	2.055,92	2.172,44	-5,4%	41,3%	1.657,10
Zona A	1.645,73	1.886,93	-12,8%	33,0%	1.160,40
Zona B	820,43	952,46	-13,9%	16,5%	586,20
Zona C	4,15	4,22	-1,7%	0,1%	3,40
Zona D	456,98	523,40	-12,7%	9,2%	306,10
Zona F	0,00	13,75	-100,0%	0,0%	0,00
TOTALE MARE	2.927,28	3.380,76	-13,4%	58,7%	2.056,10
TOTALE	4.983,20	5.553,20	-10,3%	100,0%	3.713,20

[milioni di Sm³]

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 3.3-15: Produzione di olio distinta per Regione/zona marina

Regione/Zona	2019	2018	Variazione % 2019/2018	% totale nazionale	Gen-Ott 2020
Basilicata	3.304,86	3.687,19	-10,4%	77,4%	3.656,10
Emilia Romagna	30,85	12,11	154,7%	0,7%	23,80
Molise	12,38	0,01	0,0%	0,3%	10,10
Piemonte	17,51	16,03	9,2%	0,4%	10,70
Sicilia	454,31	415,35	9,4%	10,6%	332,20
TOTALE TERRA	3.819,90	4.130,69	-7,5%	89,5%	4.032,90
Zona B	224,81	243,04	-7,5%	5,3%	192,20
Zona C	223,77	212,44	5,3%	5,2%	176,40
Zona F	0,00	87,14	-100,0%	0,0%	0,00
TOTALE MARE	448,58	542,62	-17,3%	10,5%	368,60
TOTALE	4.268,48	4.673,31	-8,7%	100,0%	4.401,50

[migliaia di tonnellate]

Nel 2019 è stata registrata una produzione di gas naturale, sia sulla terraferma che in mare, pari a 4,98 miliardi di Sm³, con un decremento del 10,3 % rispetto alla produzione 2018 (5,55 miliardi di Sm³). Tale produzione complessiva di gas nazionale registrata nel 2019 è ascrivibile a 15 concessioni più produttive che hanno realizzato complessivamente circa 4 miliardi di mc (3.974.773.938 mc), pari all'80% 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 13% delle concessioni attive fornisce l'80% della produzione nazionale.

Nel 2019 si è registrata una produzione di olio greggio pari a 4,27 milioni di tonnellate con un decremento del 8,7 % rispetto alla produzione 2018 (4,67 milioni di tonnellate). La produzione complessiva di olio greggio dell'anno 2019 è principalmente ascrivibile alle 5 concessioni più produttive che hanno realizzato complessivamente 3.892 milioni di tonnellate, pari a oltre il 90% della produzione nazionale.

La produzione di gas naturale nell'anno 2019 è stata di 4,98 miliardi di Sm³ con un decremento del 10,3% rispetto alla produzione dell'anno 2018 (5,55 miliardi di Sm³). La produzione complessiva di gas naturale è principalmente ascrivibile alle 15 concessioni più produttive che hanno realizzato complessivamente 3,98 miliardi di Sm³, pari a circa l'80% della produzione nazionale.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

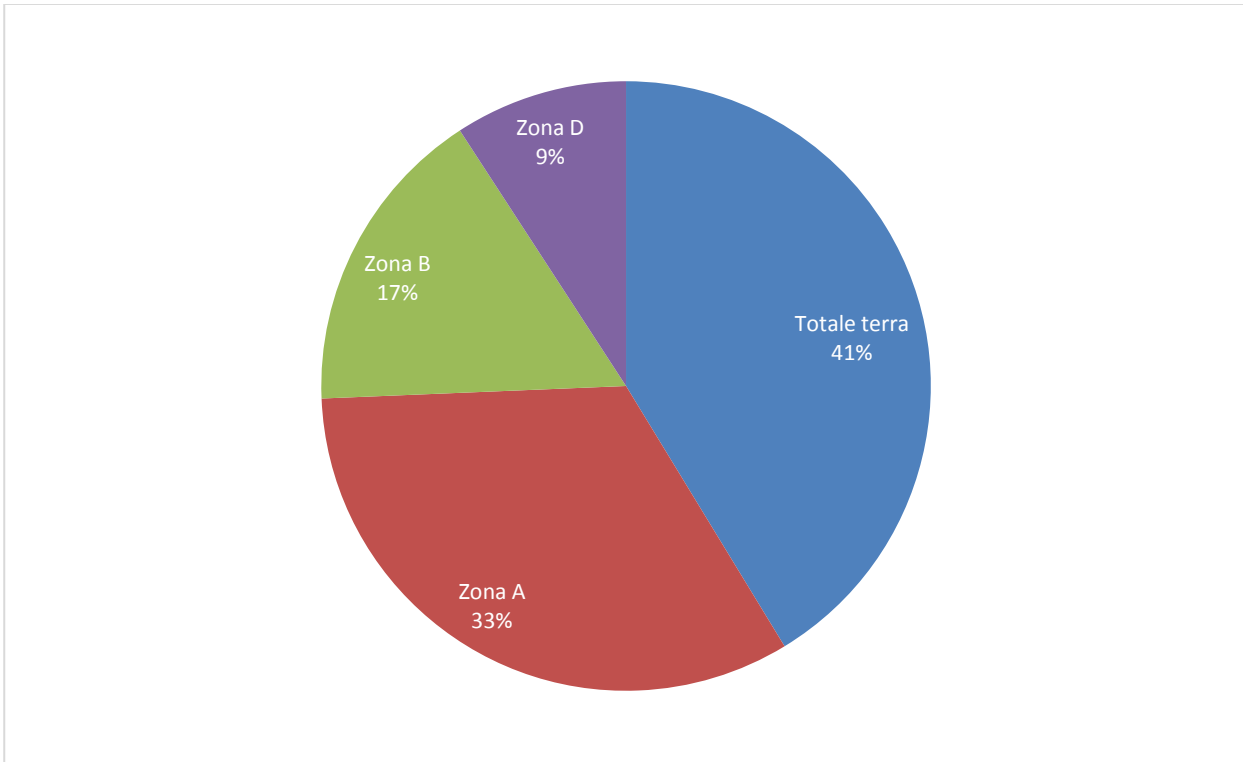


Figura 3.3-18: Produzione di gas naturale distinta per zona marina. Anno 2019

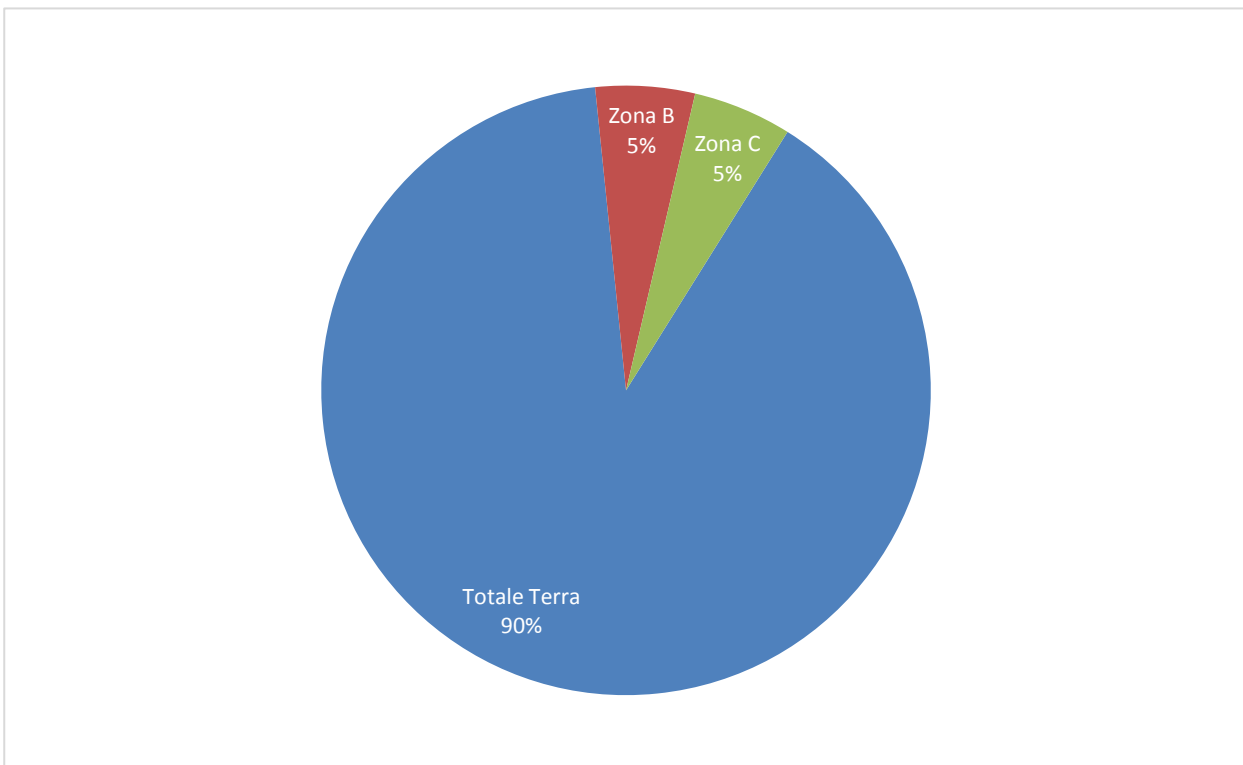


Figura 3.3-19: Produzione di olio greggio distinta per zona marina. Anno 2019

Per l'analisi di dettaglio sulle motivazioni della non produttività sono escluse dal perimetro le concessioni in

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Sicilia; pertanto, al 31 dicembre 2020 sono vigenti 175 concessioni di coltivazione di idrocarburi di cui 111 in terraferma e 64 in mare.

Tabella 3.3-16: Situazione delle concessioni a Terra

Stato attuale della concessione	Concessioni di coltivazione
Produttiva	52
Improduttiva	59
Attesa ripristino ambientale	21
Periodo improduttività inferiore a 1 anno	1
Periodo improduttività 1-5 anni	15
Periodo improduttività 6-10 anni	10
Periodo improduttività 11-20 anni	9
Periodo improduttività 21-30 anni	2
Periodo improduttività 31-40 anni	1
Totale complessivo	111

Tabella 3.3-17: Situazione delle concessioni a Mare

Stato attuale della concessione	Concessioni di coltivazione
Produttiva	44
Improduttiva	20
Attesa ripristino ambientale	2
Periodo improduttività inferiore a 1 anno	1
Periodo improduttività 1-5 anni	2
Periodo improduttività 6-10 anni	3
Periodo improduttività 21-30 anni	5
Periodo improduttività 31-40 anni	5
Periodo improduttività oltre i 40 anni	2
Totale complessivo	64

Delle 79 concessioni improduttive, risulta che 19 concessioni non hanno mai prodotto (alcune perché in zona interdetta D.L. 112/2008, altre in fase di approfondimento istruttorio, altre in fase di start-up).

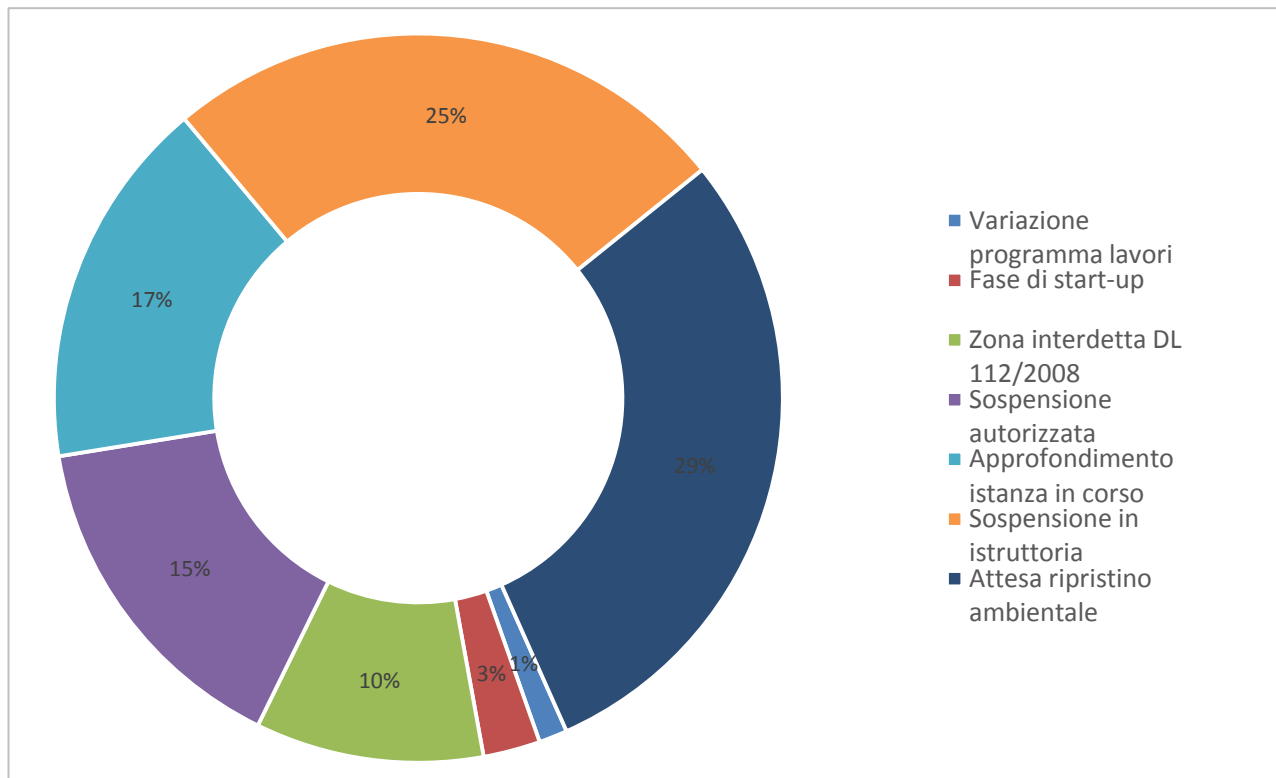


Figura 3.3-20: Natura della mancata produzione

Il 29% delle concessioni non produttive, pari a 23, è in attesa di ripristino ambientale. 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 invece la durata della mancata produzione, si specifica che la normativa non presenta vincoli sulla durata massima di una sospensione per motivi tecnico-economici.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

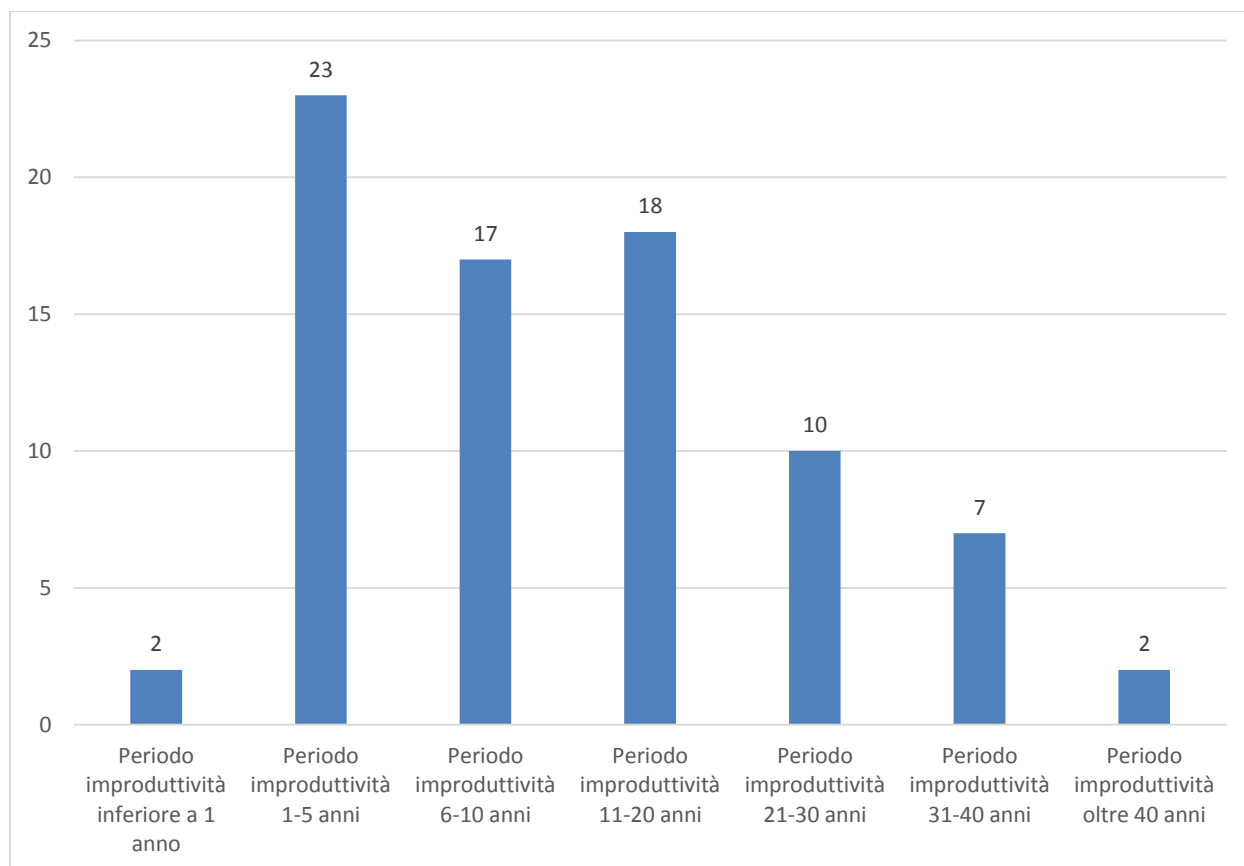


Figura 3.3-21: Periodo di improduttività

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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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).

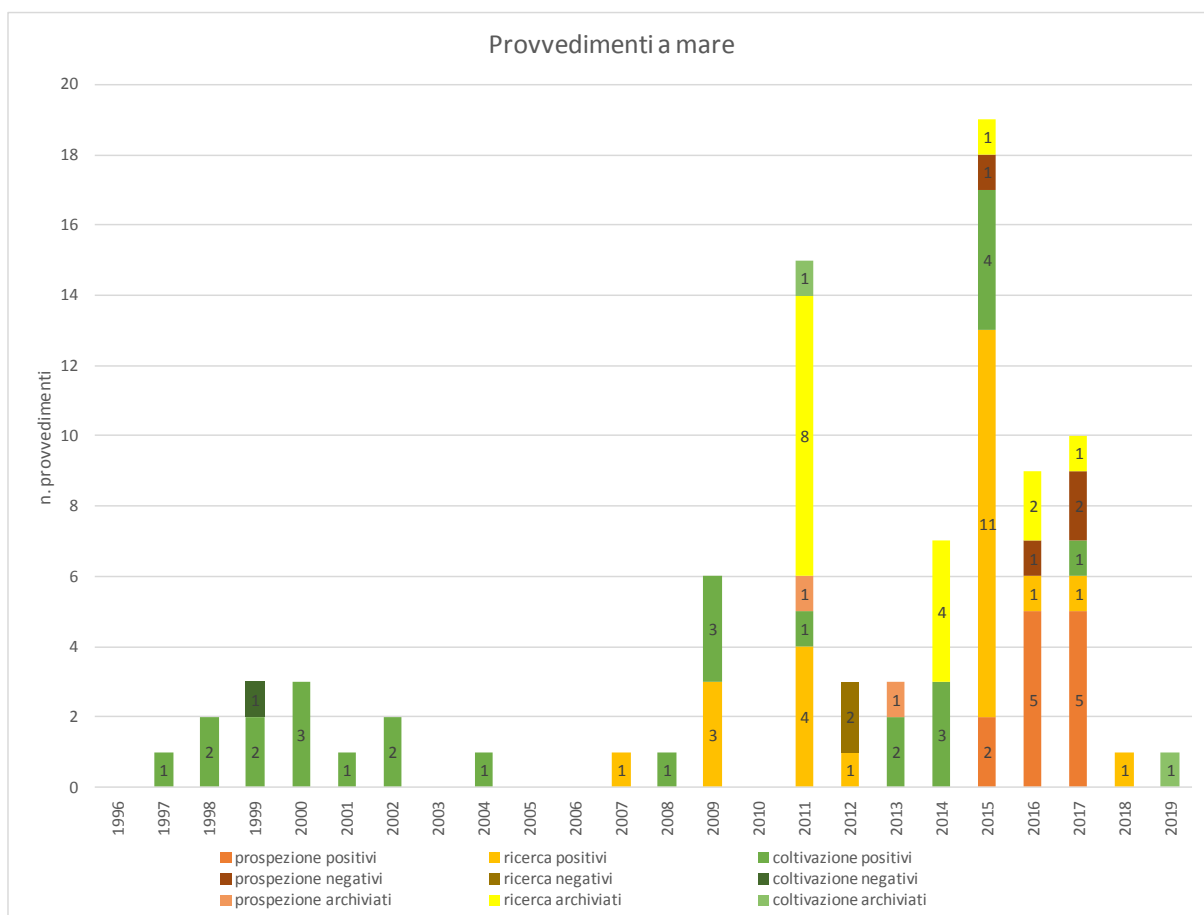


Figura 3.4-1: Quadro dei Provvedimenti VIA per esito e tipologia di attività a mare

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

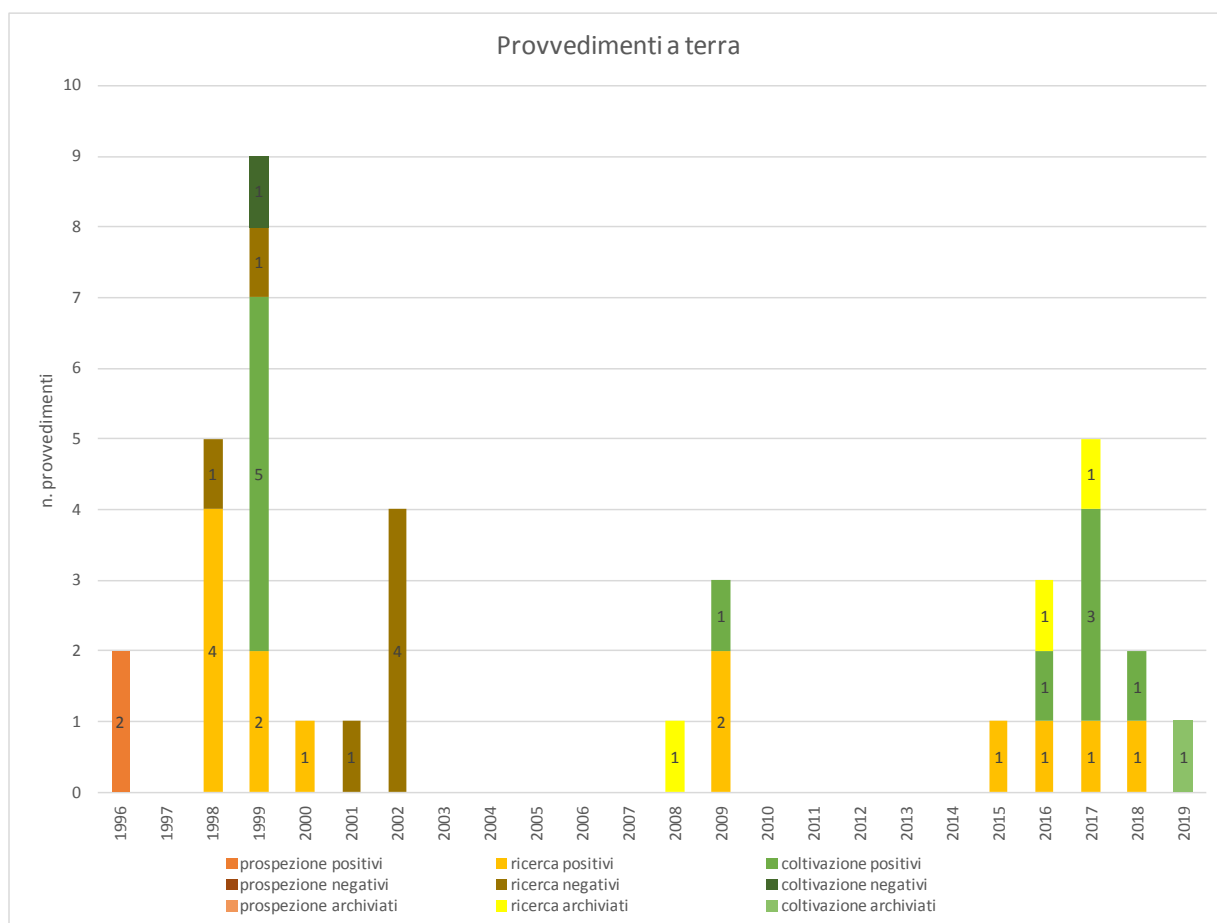


Figura 3.4-2: Quadro dei Provvedimenti VIA per esito e tipologia di attività a terra

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 GENERALI DI SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE, PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE PERTINENTI AL PiTESAI

La sostenibilità del PiTESAI è valutata attraverso la capacità di contribuire al perseguimento di obiettivi ambientali individuati sulla base della loro pertinenza con il Piano, considerando pertanto tutti gli aspetti ambientali sui quali l'attuazione del Piano potrebbe generare effetti.

Gli obiettivi ambientali di livello generale pertinenti al Piano sono desunti dalla normativa (incluse politiche, strategie, ecc.) e dai riferimenti in tema di sostenibilità ambientale stabiliti ai diversi livelli (internazionale, comunitario, nazionale), riportata nell'Allegato 2.

Nel presente capitolo viene riportato il quadro di sintesi degli obiettivi ambientali di riferimento individuati per i diversi temi trattati.

L'analisi di coerenza tra gli obiettivi individuati e gli obiettivi del PiTESAI verrà condotta nel Rapporto Ambientale attraverso l'uso di matrici di comparazione, che consentiranno di evidenziare potenziali incoerenze, da prendere in considerazione nell'analisi degli effetti, nelle scelte di pianificazione e nel monitoraggio ambientale.

Nel presente capitolo viene inoltre 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 considerati gli obiettivi e le tipologie di limitazioni d'uso come previsti dalla norma di riferimento per tali piani.

Nel Rapporto Ambientale sarà quindi affrontata l'analisi dei rapporti con il quadro programmatico e pianificatorio pertinente al Piano, attraverso un confronto tra gli obiettivi/azioni del Piano e gli obiettivi di tali piani e programmi, finalizzata a valutare come il PiTESAI si inserisce nelle linee di sviluppo del territorio interessato. 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.

A seguito dell'analisi di coerenza e sulla base delle caratteristiche ambientali del territorio interessato dal Piano saranno quindi individuati obiettivi ambientali specifici per il PiTESAI, che saranno di riferimento per la pianificazione e successivamente per il monitoraggio.

4.1. Obiettivi ambientali di sintesi

Gli obiettivi di seguito riportati e proposti come riferimento per le successive analisi nell'ambito del Rapporto Ambientale sono tratti dall'analisi della normativa ambientale pertinente al PiTESAI, riportata in Allegato 2.

Energia e emissioni

Obiettivi ambientali di sintesi:

Decarbonizzazione totale al 2050 (Green New Deal, SNSS)

Neutralità climatica entro il 2050 (COM(2018) 773)

Biodiversità ed ecosistemi

Obiettivi ambientali di sintesi:

Salvaguardare e migliorare lo stato di conservazione di specie e habitat per gli ecosistemi, terrestri e acquatici (SNSS)

Preservare e valorizzare gli ecosistemi e i loro servizi (Strategia europea per la biodiversità)

Arrestare la diffusione delle specie esotiche invasive (SNSS)

Suolo, sottosuolo e acque

Obiettivi ambientali di sintesi:

Risorse idriche

Prevenire e ridurre l'inquinamento e attuare il risanamento dei corpi idrici inquinati (D. Lgs. 152/2006, Parte terza)

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

Azzerare il consumo di suolo netto entro il 2050 (Parlamento europeo e Consiglio, 2013), obiettivo strategico anticipabile al 2030 (SNSvS)

Assicurare che il consumo di suolo non superi la crescita demografica entro il 2030 (UN, 2015)

Non aumentare il degrado del territorio entro il 2030 (UN, 2015)

Pericolosità e rischio idraulico (da direttiva alluvioni)

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

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

Beni culturali e paesaggistici

Obiettivi ambientali di sintesi:

Assicurare lo sviluppo del potenziale, la gestione sostenibile e la custodia dei territori, dei paesaggi e del patrimonio culturale (SNSS)

Potenziare gli sforzi per proteggere e salvaguardare il patrimonio culturale e naturale del mondo (Agenda 2030)

Ambiente marino e costiero

Obiettivi ambientali di sintesi:

Conservare e utilizzare in modo sostenibile gli oceani, i mari e le risorse marine per uno sviluppo sostenibile (Agenda 2030)

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)

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)

Preservare le zone costiere a vantaggio delle generazioni presenti e future (Protocollo per la gestione integrata delle zone costiere)

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

Obiettivi ambientali di sintesi:

Diminuire l'esposizione della popolazione ai fattori di rischio ambientale e antropico (SNSS)

4.2. Pianificazione pertinente

Tabella 4.2-1: Pianificazione/programmazione nazionale.

Pianificazione, programmazione nazionale	Obiettivi ambientali correlati al PiTESAI
Piano Nazionale Integrato Energia e Clima	<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. <p>vedi paragrafo 5.2.3 per approfondimenti</p>
Programma Operativo del Fondo Europeo per gli Affari Marittimi e la Pesca (FEAMP) 2014 - 2020	<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
Piano di pronto intervento nazionale per la difesa da inquinamenti di idrocarburi o di altre sostanze nocive causati da incidenti marini (DPCM 4/11/2010).	<p>Norme esecutive per esercitare prontamente la direzione di tutte le operazioni di riduzione del danno finalizzate alla bonifica e, allo stesso tempo, disciplina forme e modalità esecutive di intervento che le Autorità dello Stato, centrali e periferiche, con la collaborazione delle regioni e degli enti locali, debbono mettere in atto per ottenere il massimo</p>

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	risultato possibile nell'azione di 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.
Piano operativo di pronto intervento per la difesa del mare e delle zone costiere dagli inquinamenti accidentali da idrocarburi e da altre sostanze nocive (DM 23/1/2017).	<ul style="list-style-type: none"> – Procedure di intervento in caso di inquinamenti causati da incidenti marittimi. – Strumento per il coordinamento delle operazioni di lotta agli inquinamenti accidentali e deliberati nelle acque territoriali nazionali, nelle zone di protezione ecologica e anche nell'alto mare, quando sia presente una reale minaccia per gli interessi nazionali.

Pianificazione, programmazione interregionale e regionale

L'attuale assetto territoriale in materia di suolo e acque prevede la ripartizione del territorio nazionale in 7 distretti idrografici (L. 221/2015); in ciascun distretto idrografico è istituita l'Autorità di bacino distrettuale.

La pianificazione operata dalle Autorità di bacino distrettuale riguarda i diversi aspetti della pericolosità e del rischio da alluvione, frana, valanga ed erosione costiera, ripartiti in diverse classi con le relative prescrizioni d'uso dei suoli interessati.



Figura 4.2-1: Distretti idrografici. Fonte: ISPRA

Il Piano di bacino distrettuale ha valore di piano territoriale di settore ed è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa e alla valorizzazione del suolo ed alla corretta utilizzazione della acque, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato (art. 65, c. 1, del D.Lgs. 152/2006).

Tra i contenuti: *“la 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;”* (art. 65, c. 3, del D.Lgs. 152/2006).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

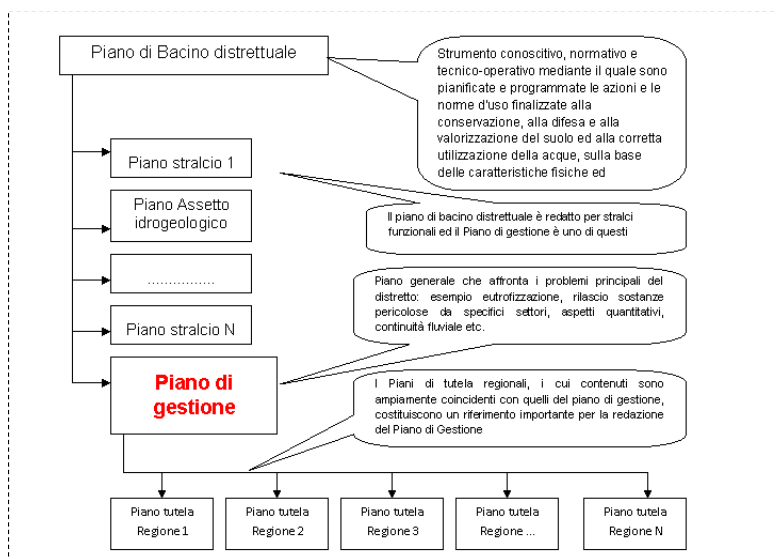


Figura 4.2-2: Pianificazione in Italia risorse idriche. Fonte: <https://www.minambiente.it/direttive/stato-della-pianificazione-italia>

I piani di bacino possono essere redatti ed approvati anche per sottobacini o per stralci relativi a settori funzionali.

Piani stralcio di distretto per l'assetto idrogeologico (PAI) (art. 67 del D.Lgs. 152/06): contengono in particolare l'individuazione delle aree a rischio idrogeologico, la perimetrazione delle aree da sottoporre a misure di salvaguardia e la determinazione delle misure medesime.



Figura 4.2-3: stato di approvazione dei PAI. Fonte: ISPRA – Annuario Dati ambientali 2016

La pianificazione della risorsa idrica, così come anche quella di gestione del rischio di alluvioni, avviene a scala di bacino idrografico e/o del distretto idrografico (inteso come raggruppamento di più bacini), ed è in capo alle Autorità di bacino distrettuali che provvedono all'aggiornamento sessennale dei Piani di gestione di bacino idrografico (2009 – 2015 – 2021 - 2027) .

Il Piano di gestione del distretto idrografico costituisce piano stralcio del Piano di bacino e ne rappresenta una articolazione interna (art. 117 del D.Lgs. 152/06). Essi rappresentano uno strumento strategico per la tutela e la protezione delle risorse idriche e si pongono come masterplan di riferimento ai sensi dell'art.13 della DQA, in termini di 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.

Il Piano di tutela delle acque, redatto dalle Regioni, costituisce uno specifico piano di settore (art. 121 del D.Lgs. 152/06) il cui ruolo, nel nuovo ambito normativo, si è andato progressivamente ridefinendo, da piano di governo sovraordinato a piano attuativo della pianificazione di distretto. Il Piano di tutela contiene, oltre agli 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., le misure necessarie alla tutela qualitativa e quantitativa del sistema idrico.



Figura 4.2-4: stato di approvazione dei PTA. Fonte: ISPRA

Nel Piano di gestione sono comprese anche 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, come le aree destinate a prelievo di acqua potabile ai sensi della Direttiva 98/83/CE, le aree destinate alla balneazione ai sensi della Direttiva 2006/7/CE, le aree identificate ai sensi della Direttiva 92/43/CEE - Habitat e Direttiva 2009/147/CE - Uccelli Selvatici, le aree sensibili rispetto ai nutrienti a norma della Direttiva 91/676/CEE - Aree Sensibili, ecc.

Le aree protette da considerare ai fini di un potenziale inquinamento sono riportate nell'allegato 9 alla parte terza del D.Lgs. 152/2006:

- aree designate per l'estrazione di acque destinate al consumo umano (art. 7 Direttiva Quadro Acque 2000/60/CE - Acque utilizzate per l'estrazione di acqua potabile);
- aree designate per la protezione di specie acquatiche significative dal punto di vista economico;
- corpi idrici intesi a scopo ricreativo, comprese le aree designate come acque di balneazione a norma della Direttiva 76/160/CEE;
- aree sensibili rispetto ai nutrienti, comprese quelle designate come zone vulnerabili a norma della direttiva 91/676/CEE (Direttiva Nitrati) e le zone designate come aree sensibili a norma della Direttiva 91/271/CEE (Direttiva Reflui urbani);
- 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 istituiti a norma della Direttiva 92/43/CEE (Direttiva Habitat) e della Direttiva 79/409/CEE (Direttiva Uccelli).

In tema di acque destinate al consumo umano, come previsto dalla norma (art. 94 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.), le Regioni e Province autonome individuano, per ogni captazione d'acqua erogata a terzi mediante impianto di acquedotto che riveste carattere di pubblico interesse, delle aree di salvaguardia distinte in zona di tutela assoluta e zona di rispetto e zone di protezione, nonché, all'interno dei bacini imbriferi e delle aree di ricarica della falda, le zone di protezione.

- La zona di tutela assoluta è costituita dall'area immediatamente circostante le captazioni o derivazioni: essa, in caso di acque sotterranee e, ove possibile, per le acque superficiali, deve avere un'estensione di almeno dieci metri di raggio dal punto di captazione, deve essere adeguatamente protetta e dev'essere adibita esclusivamente a opere di captazione o presa e ad infrastrutture di servizio

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

- 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 e può essere suddivisa in zona di rispetto ristretta e zona di rispetto allargata, in relazione alla tipologia dell'opera di presa o captazione e alla situazione locale di vulnerabilità e rischio della risorsa. Tra i vincoli imposti dalla norma nella zona di rispetto inerenti l'insediamento di centri di pericolo e lo svolgimento di determinate attività si cita: *“l'apertura di pozzi ad eccezione di quelli che estraggono acque destinate al consumo umano e di quelli finalizzati alla variazione dell'estrazione ed alla protezione delle caratteristiche quali-quantitative della risorsa idrica”*

Le zone di protezione devono essere delimitate secondo le indicazioni delle regioni o delle province autonome per assicurare la protezione del patrimonio idrico. In esse si possono adottare misure relative alla destinazione del territorio interessato, limitazioni e prescrizioni per gli insediamenti civili, produttivi, turistici, agro-forestali e zootecnici da inserirsi negli strumenti urbanistici comunali, provinciali, regionali, sia generali sia di settore (art. 94, c. 7). Ai fini della protezione delle acque sotterranee, anche di quelle non ancora utilizzate per l'uso umano, le regioni e le province autonome individuano e disciplinano, all'interno delle zone di protezione, le seguenti aree: a) aree di ricarica della falda; b) emergenze naturali ed artificiali della falda; c) zone di riserva.

Piani di gestione del rischio di alluvioni (D.Lgs. 49/2010 art. 7)

Nei Piani di gestione del rischio di alluvioni (PGRA) sono definiti 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.

L'implementazione dei PGRA, ai sensi della Direttiva 2007/60/CE, ha portato alla redazione di mappe della pericolosità e del rischio di alluvione predisposte a partire dai PAI.

I PGRA contemplano ogni aspetto del rischio di alluvione, dalla prevenzione e protezione, fino alla preparazione e risposta.

Nella determinazione delle misure per raggiungere gli obiettivi, i PGRA tengono conto dei seguenti aspetti: la portata della piena e l'estensione dell'inondazione; le vie di deflusso delle acque e le zone con capacità di espansione naturale delle piene; gli obiettivi ambientali di cui alla parte terza, titolo II, del D.Lgs. 152/2006; la gestione del suolo e delle acque; la pianificazione e le previsioni di sviluppo del territorio; l'uso del territorio; la conservazione della natura; la navigazione e le infrastrutture portuali; i costi e i benefici; le condizioni morfologiche e meteomarine alla foce.

Piani paesaggistici

Lo Stato e le regioni assicurano che tutto il territorio nazionale sia adeguatamente conosciuto, salvaguardato, pianificato e gestito in ragione dei differenti valori espressi dai diversi contesti che lo costituiscono. Al fine di integrare la tutela e la valorizzazione del paesaggio nei processi di trasformazione territoriale, anche come leva per la competitività dell'economia regionale, le regioni sottopongono a specifica normativa d'uso il territorio mediante Piani paesaggistici.

I Piani paesaggistici, elaborati congiuntamente tra MIBAC e Regioni, prevedono innanzitutto la “ricognizione del territorio oggetto di pianificazione, mediante l'analisi delle sue caratteristiche paesaggistiche, impresse dalla natura, dalla storia e dalle loro interrelazioni” (art. 143, c. 1 lett. a, del D.Lgs. 42/2004), sulla base della quale, a norma dell'art. 135 commi 2 e 3, i Piani medesimi “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”; ancora, tra i compiti di ampio respiro e le finalità cruciali che il Codice (D. Lgs. 42/2004) assegna alla pianificazione, si inscrivono “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, c. 1, lett. f) e “l’individuazione degli interventi di recupero e riqualificazione delle aree significativamente compromesse” (lett. g).

Tra i contenuti minimi, riportati all’art. 143, c. 1, si richiama la ricognizione:

- degli immobili e delle aree vincolate dichiarati di notevole interesse pubblico a norma dell’art. 136
- delle aree tutelate per legge a norma dell’art. 142
- degli ulteriori immobili e aree che il Piano stesso intenda riconoscere di notevole interesse pubblico ai sensi dell’art. 134, c. 1, lett. c,

nonché la determinazione, per tutte e tre le categorie di beni paesaggistici appena indicati, della specifica normativa d’uso. (Fonte MIBAC - RAPPORTO SULLO STATO DELLE POLITICHE PER IL PAESAGGIO)

Per quanto attiene a immobili e aree di notevole interesse pubblico i Piani paesaggistici prevedono una schedatura che detta indirizzi, direttive e prescrizioni d’uso nonché eventuali misure di salvaguardia ed utilizzazione.

Con riferimento alle aree tutelate per legge, 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.

Fra gli ulteriori contesti oggetto delle tutele dettate dai Piani paesaggistici rientrano sia quelli riferiti alla congerie dei beni culturali complessi sia quelli riferiti a beni ambientali tutelati ex lege e, soprattutto, la rete ecologica regionale; con riferimento a quest’ultimi i Piani paesaggistici impongono spesso misure di salvaguardia e di utilizzazione.

Piano e Regolamento del Parco

Il Piano del Parco (art. 12 della L. 394/91) e il Regolamento del Parco (art. 11 della L. 394/91) rappresentano i principali strumenti di gestione dei Parchi nazionali. In particolare, il Piano del Parco è lo strumento attraverso il quale viene perseguita la tutela dei valori naturali, ambientali, storici, culturali, antropologici dall’ente gestore, e il “Regolamento del Parco” disciplina le attività consentite entro il territorio protetto.

Ai principi del Regolamento la legge rimanda espressamente anche per le altre tipologie, precisamente, per le riserve naturali statali all’art. 17, c. 1, e per le aree regionali all’art. 22, c. 1, lett. d).

Il Piano suddivide il territorio in 4 zone a differente regime di tutela in funzione del grado di protezione necessario – zona A, riserve integrali; zona B, riserve generali orientate; zona C, aree di protezione e zona D, aree di promozione economica e sociale – nelle quali si passa dalla tutela integrale delle zone A alle attività compatibili con le finalità istitutive del Parco. Sulla base di tale zonazione il Regolamento disciplina le attività consentite e vietate (art. 11, commi 2 e 3).

In particolare detto comma 3 stabilisce tra gli altri divieti:

- a) la cattura, l’uccisione, il danneggiamento, il disturbo delle specie animali; la raccolta ed il danneggiamento delle specie vegetali, salvo nei territori in cui sono consentite le attività agro-silvo-pastorali, non che l’introduzione di specie estranee, vegetali o animali, che possano alterare l’equilibrio naturale;
- b) l’apertura e l’esercizio di cave, di miniere e di discariche, nonché l’asportazione di minerali;

c) la modificazione del regime delle acque;

e) l'introduzione e l'impiego di qualsiasi mezzo di distruzione o di alterazione dei cicli biogeochimici.

Le aree protette di cui alla Legge 394/91 sono inserite nell'Elenco Ufficiale delle Aree Protette previsto all'art. 5, commi 2 e 3, il cui il sesto aggiornamento è stato pubblicato nel 2010, mentre il settimo è in fase di definizione.

La Legge 394/91, all'art. 32, prevede che siano definite delle "aree contigue" alle aree protette qualora occorra intervenire per assicurare la conservazione dei valori delle aree protette stesse.

I confini delle aree contigue sono determinati dalle Regioni d'intesa con l'organismo di gestione dell'area protetta.

Per tali aree vengono stabiliti, dalle Regioni d'intesa con il soggetto gestore dell'area protetta e con gli enti locali interessati, "piani e programmi e le eventuali misure di disciplina della caccia, della pesca, delle attività estrattive e per la tutela dell'ambiente". Limitrofe e esterne ai perimetri dei parchi, la disciplina stabilita è comunque in coerenza con gli strumenti vigenti all'interno dell'area protetta.

Le aree contigue sono individuate come aree sensibili in ragione della particolare valenza e della destinazione funzionale soprattutto in relazione al ruolo di connessione ecologica del parco con il territorio.

Piani di gestione dei siti 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.

L'Italia conta 53 siti di cui 6 transnazionali, 48 culturali e 5 siti naturali, iscritti tra il 1979, anno della prima iscrizione (Arte rupestre della Valcamonica) al 2017 (Fonte MIBAC - RAPPORTO SULLO STATO DELLE POLITICHE PER IL PAESAGGIO).

L'Italia deve assicurare la conservazione e la tutela dei valori naturali, paesaggistici e culturali presenti nei Siti riconosciuti dall'UNESCO in quanto significativi a livello mondiale per gli obiettivi propri delle Convenzioni e dei Programmi.

Ogni sito UNESCO riconosciuto ai sensi della WHO¹⁸, del MAB¹⁹ e dell'IGGP²⁰ deve rimanere coerente con gli obiettivi generali e specifici della categoria di riconoscimento in cui ricade ed è quindi sottoposto, oltre ai dettami presenti nei documenti istitutivi, anche alle indicazioni degli specifici documenti applicativi.

In linea generale, l'UNESCO prevede per i siti riconosciuti (Patrimonio Mondiale Culturale, Naturale o Misto, Riserva della Biosfera o Geoparco Mondiale) una rigorosa conservazione nel tempo dei valori individuati, che deve essere comprovata già in fase di candidatura, attraverso un adeguato quadro normativo e regolatorio e l'individuazione di eventuali apposite aree buffer.

Viene richiesto anche un sistema di governance ed un piano di azioni, mitigazione dei rischi e di attività future compatibili con il tipo di riconoscimento che di fatto viene approvato, o ne viene chiesta una rettifica.

¹⁸ World Heritage Convention (WHC) ossia "Convenzione sul Patrimonio Mondiale" e relative Linee Guida operative per la sua implementazione

¹⁹ Man and the Biosphere Programme (MAB) e collegati Strategia di Siviglia, Quadro Statutario della Rete Mondiale delle Riserve della Biosfera (1995), Piano di Azione di Lima (2016)

²⁰ International Geoscience and Geoparks Programme (IGGP) ossia "Programma Internazionale Geoparchi" e relative Linee Guida operative per i geoparchi mondiali dell'UNESCO

Le proposte di candidatura devono infatti essere accompagnate dai Piani di Gestione, che devono contenere l'identificazione delle vulnerabilità presenti nel sito, dovute alle pressioni ed ai cambiamenti sociali ed economici o ad altri cambiamenti, così come prevedere meccanismi di verifica degli impatti sul sito degli interventi in corso o proposti ("Heritage Impact Assessment", www.icomos.org/world_heritage/HIA_20110201.pdf).

Per le sue finalità il Piano di Gestione è quindi un documento che informa sullo stato dei beni culturali, identifica i problemi da risolvere per la conservazione e valorizzazione, seleziona le modalità per attuare un sistema di azioni, una politica di sviluppo locale sostenibile, di cui valuta con sistematicità i risultati. Esso si configura quindi come una programmazione integrata tra oggetti e soggetti diversi, ma è anche uno strumento strategico perché accanto agli obiettivi individua e definisce puntualmente le strategie e le azioni che si intendono mettere in atto per perseguirli.

La conservazione e la gestione dei valori naturali e culturali, così come l'adempimento alle eventuali prescrizioni e raccomandazioni deliberate al riconoscimento del Sito, viene rigorosamente monitorata nel tempo dagli appositi organi tecnici dell'UNESCO attraverso azioni di monitoraggio periodiche o straordinarie. Le alterazioni di una qualche significatività sullo stato di conservazione del Sito porta al rischio, più che concreto, di una revoca del riconoscimento da parte dell'UNESCO.

Per quanto riguarda il Programma MAB ed il Programma Geoparchi qualora, oltre alla conservazione dei valori naturali, gli obiettivi si focalizzino su sviluppo sostenibile, educazione ambientale e ricerca, viene richiesto, in analogia con quanto previsto per gli altri siti UNESCO, un quadro normativo e regolatorio che assicuri la protezione da impatti diretti sul patrimonio naturale delle aree dedicate alla conservazione.

La trizonazione di una Riserva della Biosfera permette un diverso gradiente di protezione individuando: un'area core dedicata alla conservazione rigorosa; un'area buffer con funzioni di zona cuscinetto per l'area core dove sono permesse solo le attività compatibili con gli obiettivi di conservazione, quali l'educazione ambientale, l'ecoturismo, il monitoraggio e la ricerca scientifica ed eventuali limitate attività tradizionali a basso impatto e un'area transition dedicata allo sviluppo di una economia ecosostenibile (cfr. art.6 della Strategia di Siviglia, e art. 5 comma 4/c del Quadro Statutario della Rete Mondiale delle Riserve della Biosfera) dove sono incoraggiate e sviluppate le pratiche di utilizzazione sostenibile delle risorse in accordo con gli obiettivi che si è posta ogni biosfera già in fase di candidatura.

Nei Geoparchi mondiali UNESCO riconosciuti all'interno dell'IGGP, il cui obiettivo primario è la protezione della geodiversità, le attività ammesse sono quelle orientate allo sviluppo sostenibile, e la gestione viene intrapresa secondo un concetto olistico di protezione, educazione e sviluppo sostenibile coinvolgendo le comunità locali e dando risalto alle specificità sociali ed economiche del sito.

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 potranno essere resi accessibili con un applicativo Web GIS, per il tramite di un GIS Service Layer, per la consultazione e interrogazione. La piattaforma consentirà di mettere

a disposizione i dati forniti e quelli derivanti dalle elaborazioni finalizzate alla definizione e valutazione ambientale del Piano.

5.1. Ambito territoriale di riferimento del PiTESAI

L'ambito territoriale di riferimento per la VAS 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 PiTESAI.

Si riportano di seguito elementi utili all'individuazione di tale ambito territoriale di riferimento che costituisce l'oggetto delle analisi e delle valutazioni ambientali del presente rapporto e del RA.

Un primo elemento importante è rappresentato dall'effettiva presenza di un potenziale geominerario 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 Basilicata²¹.

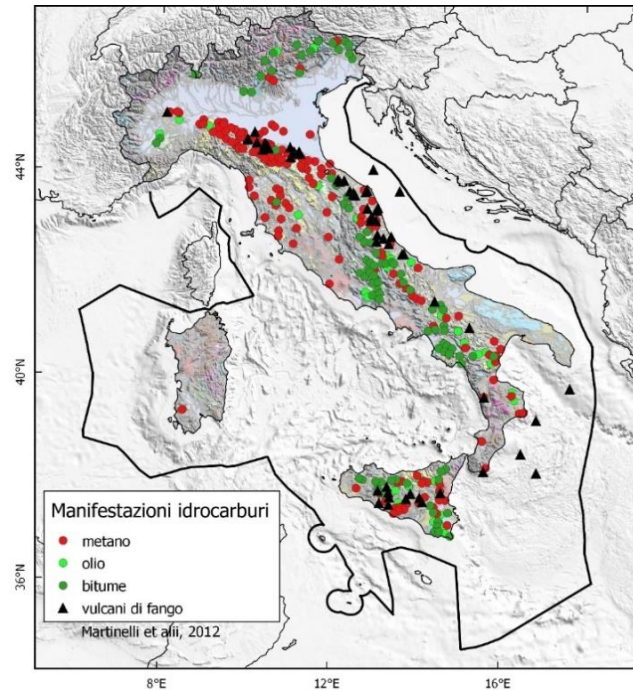


Figura 5.1-1: Manifestazioni naturali di gas, olio e bitume in Italia [Elaborazioni ISPRA-SGI, 2019 su dati raccolti da Martinelli et al., 2012]

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.

²¹ 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

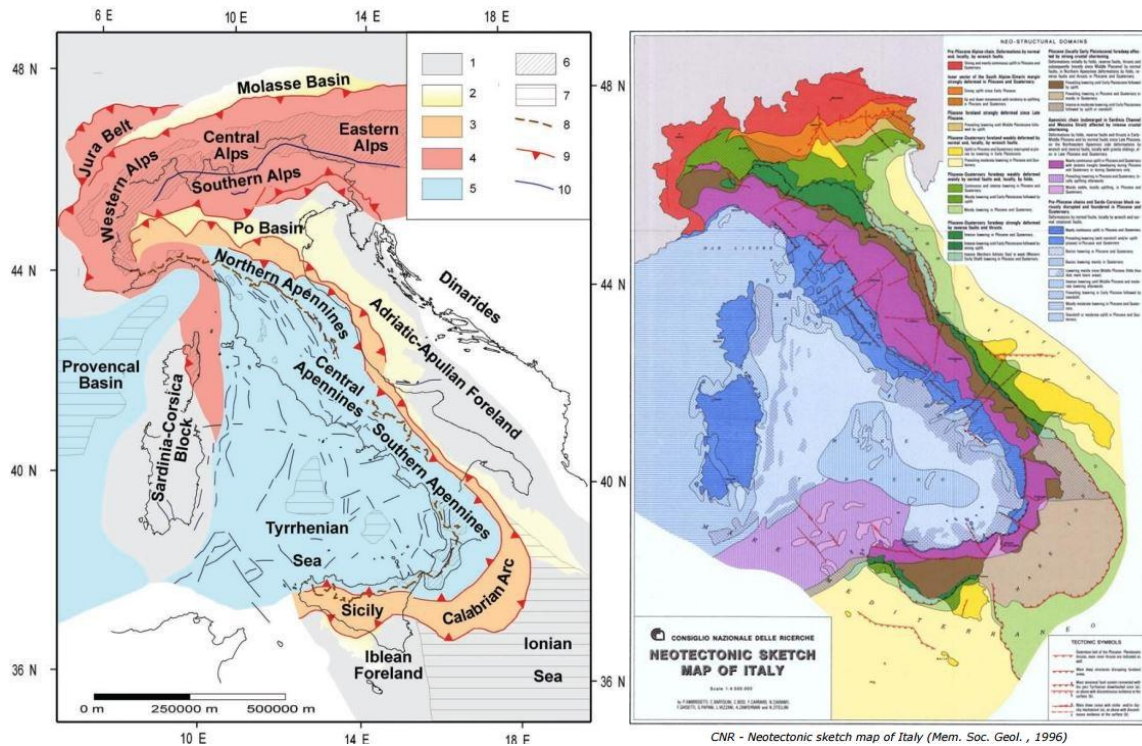


Figura 5.1-2: Schema strutturale semplificato dell'area italiana (Scrocca et al., 2003) Ridisegnare ed inserire legenda [ISPRA-SGI] e Carta neotettonica d'Italia [CNR, 1996]

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

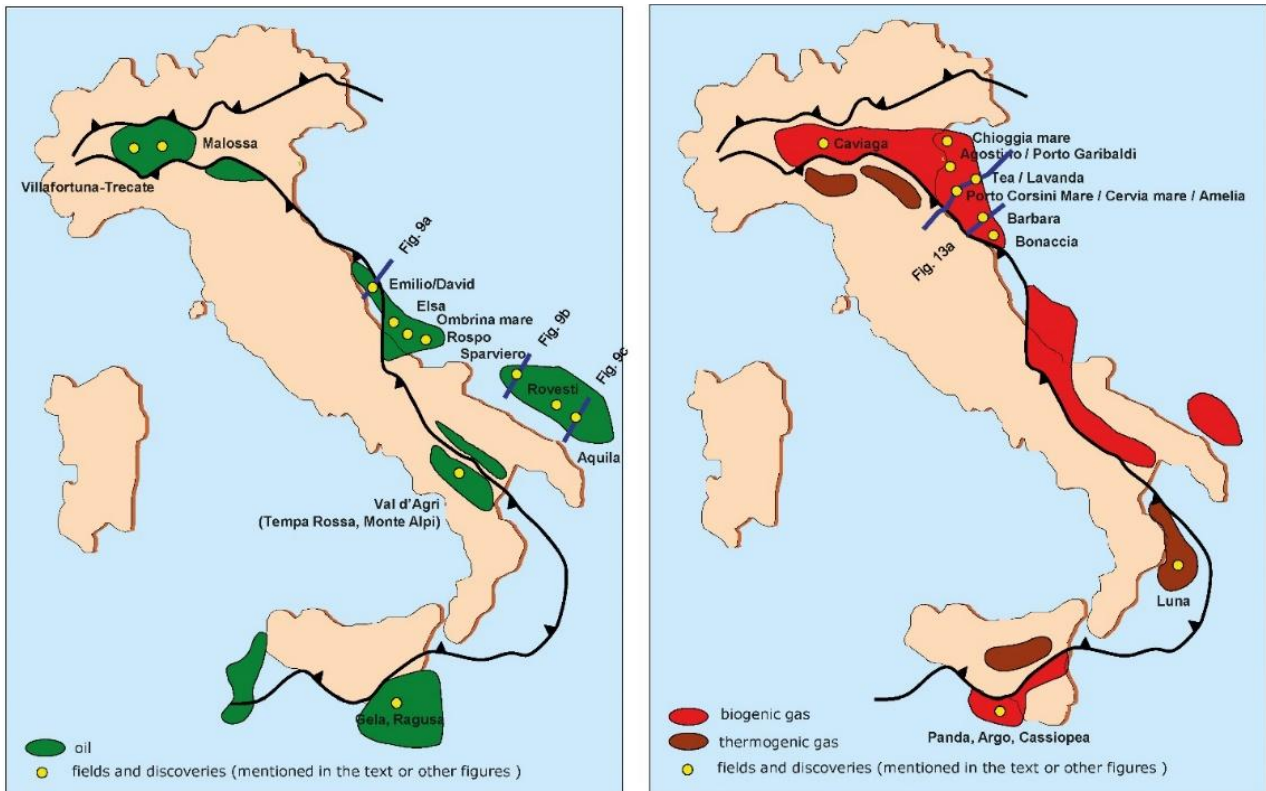


Figura 5.1-3: Quadro conoscitivo generale delle principali province geologiche per gli idrocarburi [Bertello et al., 2010]

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 effettuata di ricerca fin dal 1800, ossia di 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).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

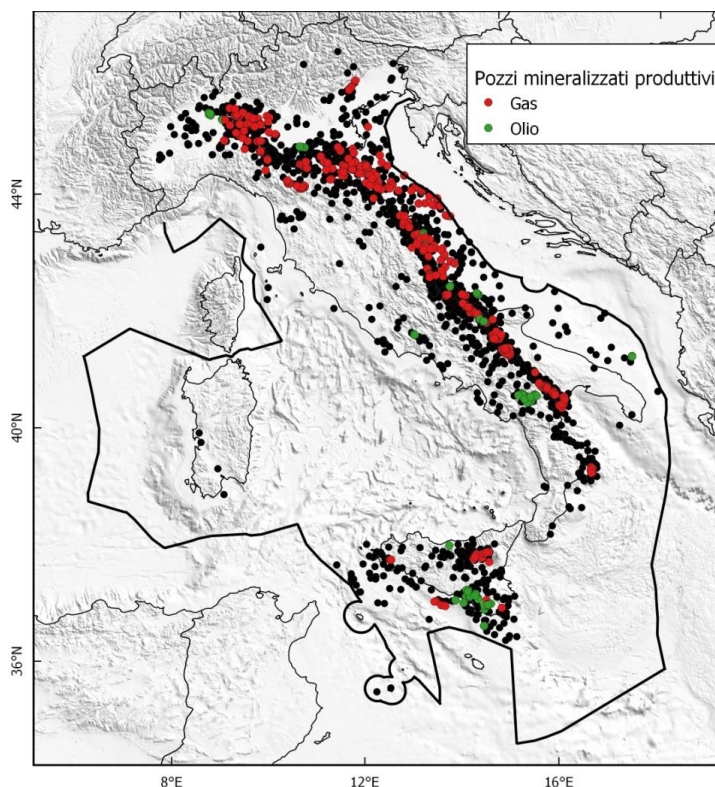


Figura 5.1-4: Pozzi mineralizzati e produttivi in Italia. In nero i pozzi con documentazione consultabile in VIDEPI (<http://www.videpi.com/videpi/pozzi/consultabili.asp>). [Elaborazioni ISPRA-SGI, 2019 su dati raccolti da Martinelli et al., 2012]

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 per la definizione dell'ambito di riferimento la VAS del 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 meso-cenozoica. Le aree indicate come mineralizzate ad olio corrispondono ai principali giacimenti noti.

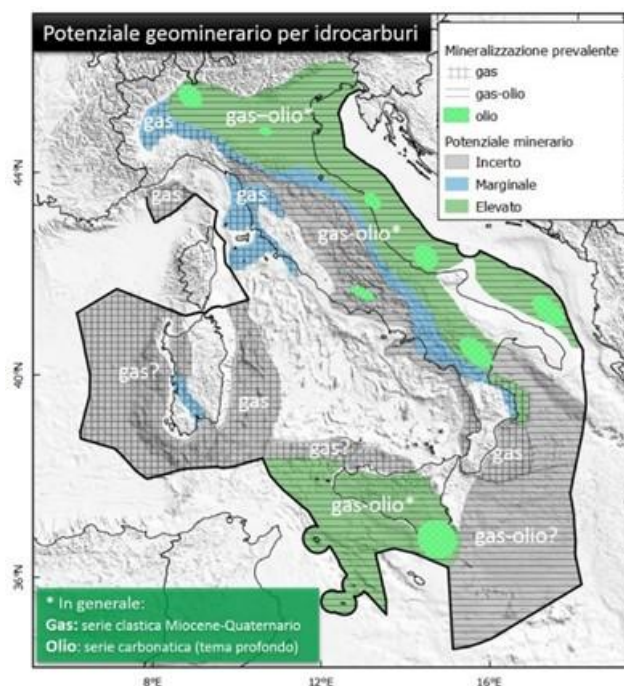


Figura 5.1-5: Perimetrazione del potenziale geominerario definito con criterio geologico per gli idrocarburi (Fonte: Vittori et al. 2019)

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 relativi 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).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

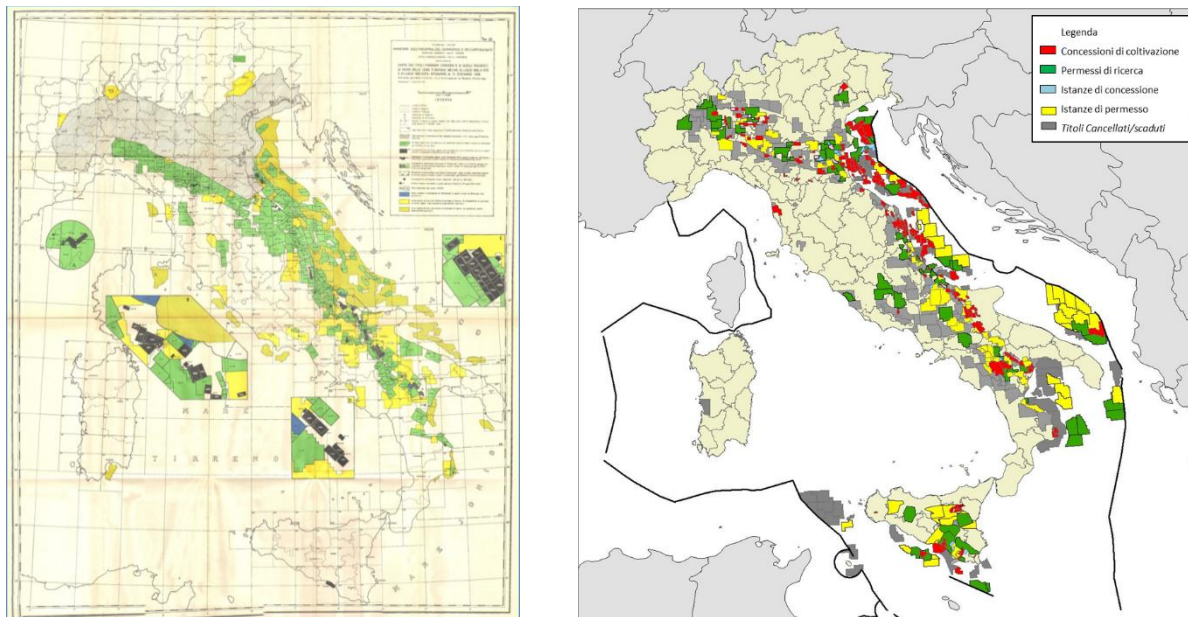


Figura 5.1-6: Carta dei titoli minerari 1968 e Carta dei titoli minerari vigenti e non vigenti in Italia anni 1990-2019 [Fonte: Elaborazioni su database UNMIG – Ufficio Cartografia, 2019]

In questo quadro, si è proceduto a ipotizzare un'area di inviluppo che consideri:

- 1) *a terra* - i titoli minerari per la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi conferiti ai sensi della Legge 6/1957 e s.m.i., e/o le aree con pozzi mineralizzati a idrocarburi tratte dal database www.videpi.com ;
- 2) *a mare* - i titoli minerari per la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare conferiti ai sensi della Legge 613/1967 e s.m.i., e le c.d. "zone marine" istituite, ossia le aree marine ove è consentito presentare istanze per lo svolgimento di attività minerarie.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

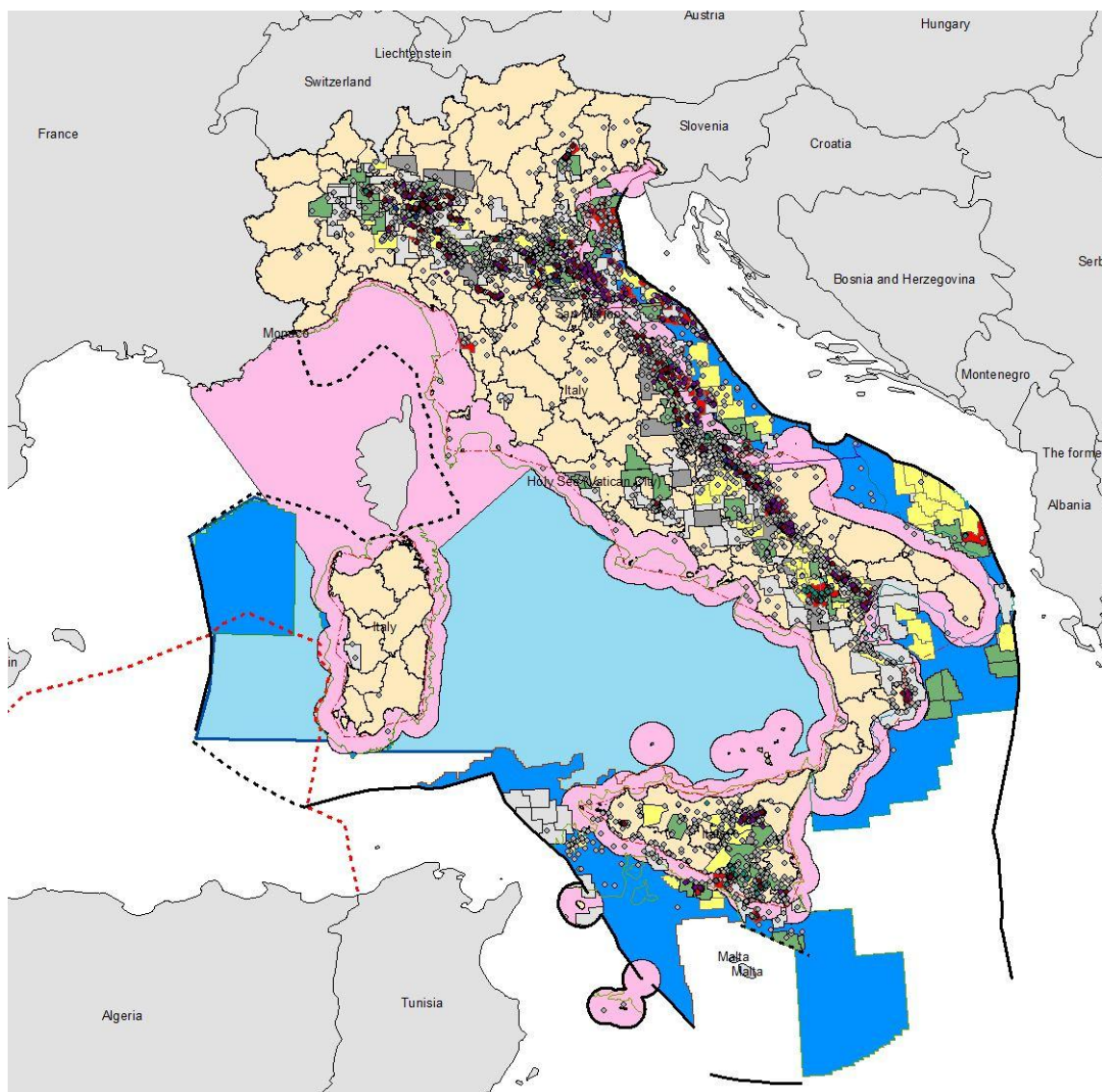


Figura 5.1-7. – Carta generale con tematismi minerari [Fonte: Elaborazioni su database UNMIG – Ufficio Cartografia, 2019]

La cartografia delle zone marine è 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, 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 (Croatia, Albania, Grecia, Tunisia, Spagna), convenzioni (Francia), “modus vivendi” (Malta) e linee mediane matematicamente calcolate (Algeria, Libia), ha una superficie di circa km² 568.976²² (Figura 5.1-8).

²² 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

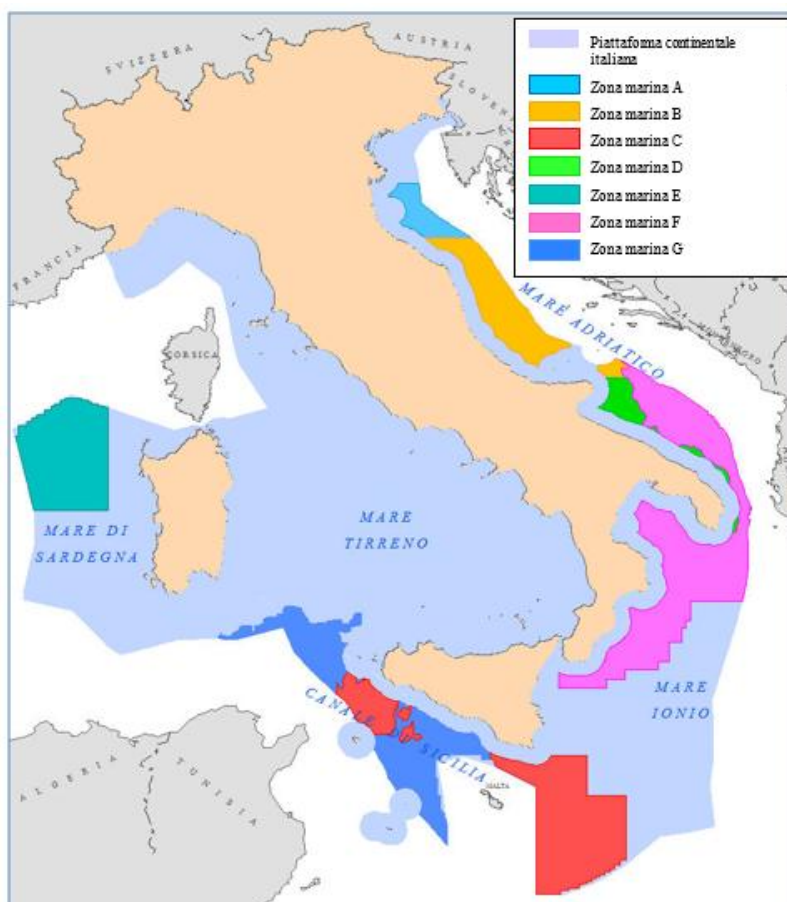


Figura 5.1-8: Carta delle zone marine minerarie aperte alla prospezione, all'esplorazione ed alla coltivazione al 31.12.2019 [Elaborazione Ufficio Cartografico UNMIG, 2019] e limes della piattaforma continentale italiana (indicativo – si rimanda alla cartografia ufficiale IIM per i riferimenti esatti 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).

5.2. 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;

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

- 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.

5.2.1. Energia

Combustibili fossili e fonti rinnovabili

Il consumo interno lordo nazionale²³ (Tabella 5.2-1) 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 effetti della crisi economica. L'incremento del consumo interno lordo del 2018 rispetto al 1990 è pari al 6,0%.

Tabella 5.2-1: 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

²³ Gross Inland Energy consumption in Eurostat

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

I combustibili di origine fossile rappresentano il principale vettore del sistema energetico nazionale. 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. Dal 1990 al 2018 la quota fossile passa da 95,5% a 80,9% del consumo interno lordo al netto dell'energia elettrica. Il declino del contributo fossile al consumo interno lordo è diventato particolarmente ripido dal 2007. La Figura 5.2-1 mostra l'andamento della quota di energia fossile nel periodo considerato.

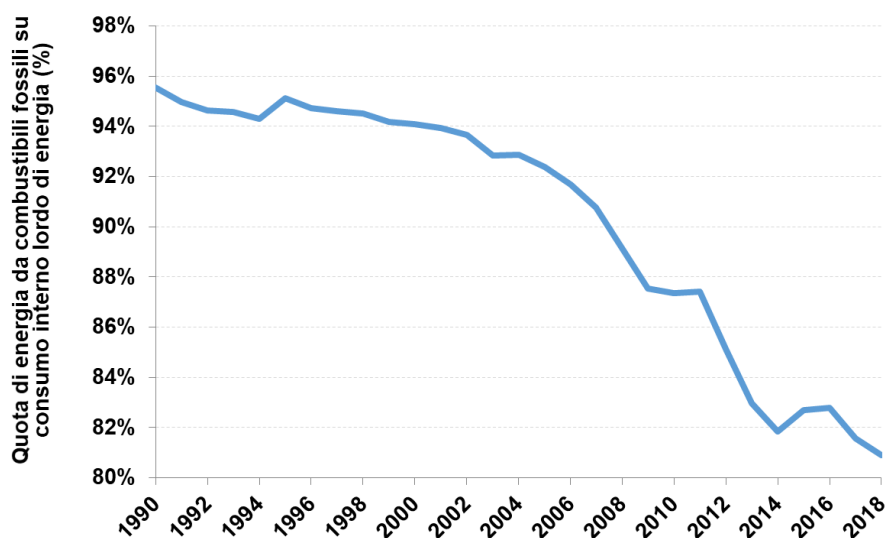


Figura 5.2-1: Andamento della quota di energia da fonti fossili sul consumo interno lordo al netto dell'energia elettrica.

Il dettaglio dei diversi vettori energetici mostra che la composizione del mix combustibile nazionale è notevolmente cambiata dagli anni '90 (Figura 5.2-2). 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 34,9% nel 2018. Nello stesso periodo si osserva un corrispettivo incremento della quota di gas naturale, dal 26,3% nel 1990 al 37,9% nel 2018. 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 5,4% nel 2018.

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 al 18,7% del consumo interno lordo nel 2018.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

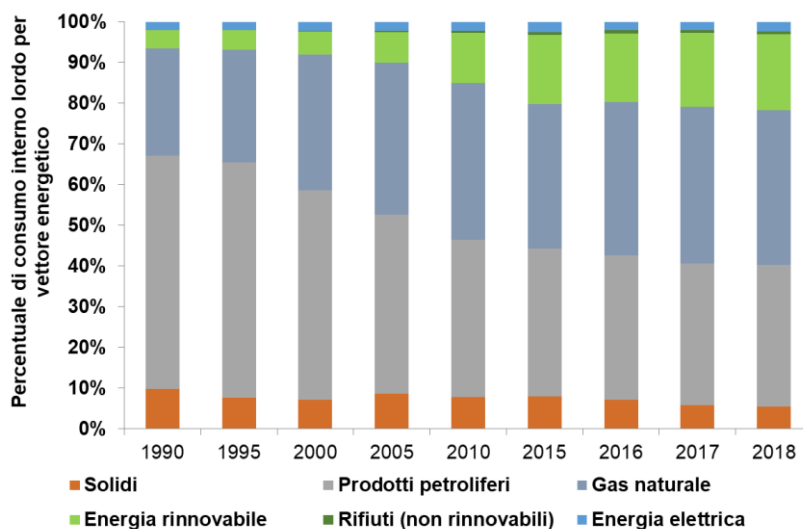


Figura 5.2-2: Quota relativa di vettori energetici nel consumo interno lordo nazionale.

Dal 1990 al 2018 il consumo interno lordo di energia da fonti rinnovabili è quadruplicato passando da 6,5 a 29,3 Mtep.

Produzione primaria nazionale

Nella tabella seguente (Tabella 5.2-2) è riportata la produzione primaria nazionale per fonte energetica. L'Italia è sempre stata caratterizzata da una elevata dipendenza energetica. 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 (23% nel 2017). Tale crescita è stata determinata dal deciso incremento della quota di produzione primaria di energia da fonti rinnovabili mentre le fonti fossili mostrano una forte contrazione.

Tabella 5.2-2: 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

Considerando le singole fonti energetiche e il relativo consumo interno lordo (Figura 5.2-3), 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 negli ultimi anni. Il contributo della produzione nazionale di gas naturale mostra una forte contrazione, passando dal 36% al 7,5% del consumo di gas naturale del periodo 1990-2018. La produzione nazionale di prodotti petroliferi rispetto al consumo interno lordo di tale fonte mostra un incremento passando dal 5,3% del 1990 al 9,3% nel 2018 con un picco del 10,9% raggiunto nel 2014 e una repentina riduzione negli anni successivi.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

La produzione nazionale di energia da fonti rinnovabili rappresenta la quasi totalità del consumo interno lordo di tali fonti con una media del 93,7% dal 1990 al 2018 e un andamento in decrescita dal 1990 con ampie oscillazioni dal 2007.

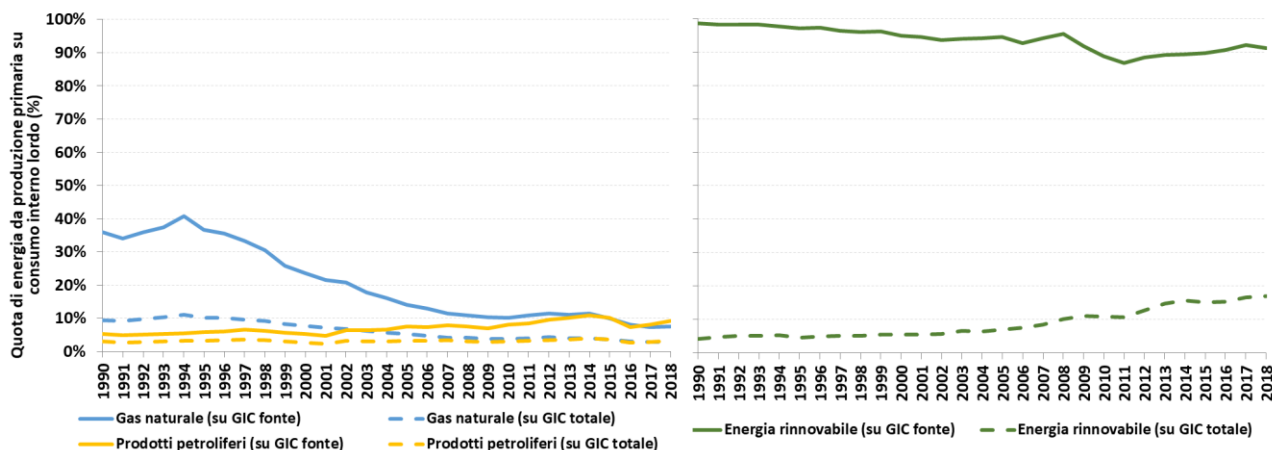


Figura 5.2-3: Quota di energia da produzione primaria su consumo interno lordo totale (linea tratteggiata) e per rispettiva fonte (linea continua).

La produzione nazionale di gas naturale incide dal 9,5% del 1990 al 2,8% del 2018 del consumo interno lordo totale, mentre il contributo dei prodotti petroliferi mostra una relativa costanza intorno al 3%. Il contributo della produzione di energia rinnovabile mostra una progressiva crescita dal 4,3% nel 1990 al 17% del consumo interno lordo. Complessivamente il contributo della produzione nazionale di fonti fossili (prodotti petroliferi e gas naturale) mostra una progressiva riduzione rispetto al consumo interno lordo di energia nel periodo considerato (da 12,5% nel 1990 al 6,1% nel 2018).

Energia primaria e finale

L'energia primaria rappresenta il consumo interno lordo al netto dei consumi non energetici. I consumi non energetici del periodo 1990-2018 rappresentano mediamente il 5,3% del consumo interno lordo e mostrano un andamento in costante diminuzione passando da 7% nel 1990 a 4,6% nel 2018.

L'energia disponibile per i consumi finali, al netto delle trasformazioni e delle perdite, costituisce mediamente il 74,1% dell'energia primaria nel periodo 1990-2018. Il consumo di energia primaria e finale raggiunge il picco nel 2005 e declina successivamente. La riduzione dei consumi subisce una accelerazione dal 2008, in seguito alla crisi economica. 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 il declino fino al 2018 è stato del 17,1% per l'energia primaria e del 13,2% per l'energia finale. Complessivamente nell'intero periodo dal 1990 al 2018 si ha un incremento dei consumi di energia primaria e finale pari a 8,8% e 5,8% rispettivamente (Tabella 5.2-3 e Tabella 5.2-4).

Tabella 5.2-3: 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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

Tabella 5.2-4: 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

* sono considerati anche i gas derivati da combustibili solidi.

Il consumo finale di energia per settore (Tabella 5.2-5, Figura 5.2-4) mostra andamenti differenti rivelando peculiarità strutturali dei diversi settori e differente sensibilità alle condizioni che determinano i consumi di energia, quali la crisi economica che ha colpito essenzialmente i settori produttivi. Tra i settori caratterizzati da maggiori richieste di energia l'industria e i trasporti mostrano nel 2018 una riduzione dei consumi finali rispetto al 2005 del 34,7% e 15% rispettivamente. Nello stesso periodo i settori dell'agricoltura e della pesca mostrano riduzioni dei consumi finali pari al 7% e 25% rispettivamente. Il settore residenziale mostra una riduzione pari a 5,5%, con ampie oscillazioni che non consentono di individuare una connessione diretta con la crisi economica. D'altra parte, i servizi costituiscono il solo settore con una evidente crescita dei consumi finali (+28,5% nel periodo 2005-2018).

Tabella 5.2-5: 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

Nell'arco dell'intero periodo considerato l'industria mostra un declino del 28,7%, mentre appare in decisa controtendenza l'incremento del 136,6% del settore dei servizi. L'andamento dei consumi finali nel settore residenziale appare piuttosto variabile in relazione alle differenti condizioni climatiche che influenzano gli stessi consumi. Nel periodo considerato si osserva nel settore residenziale un incremento dei consumi del 23%, mentre per i trasporti l'incremento è del 8,8% rispetto al 1990, sebbene l'andamento mostri una flessione negli ultimi anni.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Dagli anni '90 la struttura dei settori in relazione ai consumi finali è notevolmente cambiata. I servizi rappresentano una quota sempre più rilevante dei consumi finali, mentre l'industria fa registrare una continua riduzione della quota di consumi di energia. La quota dell'industria si contrae dal 32,6% del 1990 al 21,2% del 2018, mentre nello stesso periodo il settore dei servizi incrementa i consumi dal 7,8% al 16,9%. La quota media dei consumi nel settore residenziale appare in crescita anche considerando che i consumi di tale settore non sembrano avere risentito della contrazione dovuta alla crisi economica che ha interessato gli altri settori. 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%.

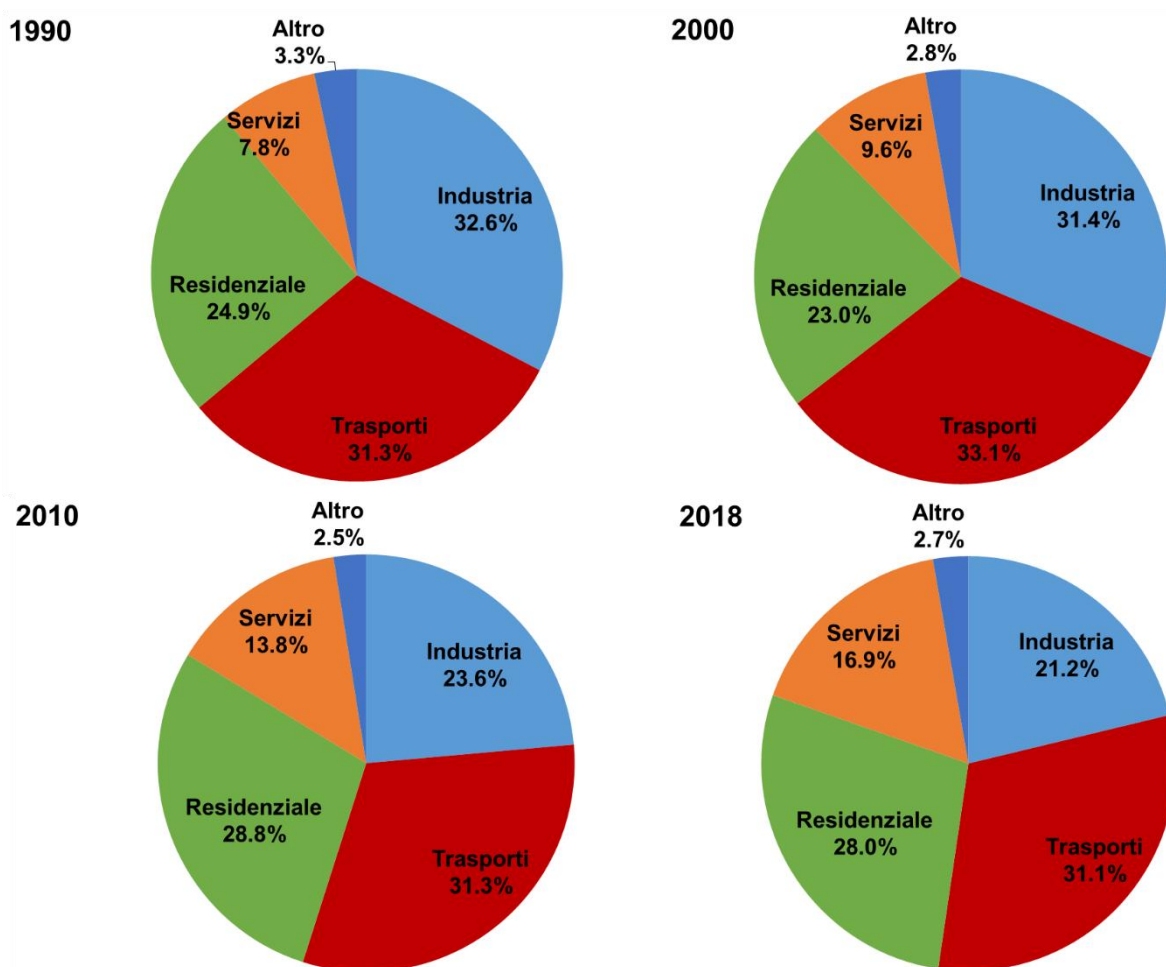


Figura 5.2-4: Quota dei consumi finali di energia per i diversi settori.

5.2.2. 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'OMM²⁴.

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.

²⁴ 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

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 5.2-6), la stima aggiornata del rateo di variazione della temperatura media è di $+0.38 \pm 0.05^\circ \text{C} / 10$ anni. Il rateo di variazione della temperatura massima ($+0.42 \pm 0.07^\circ \text{C} / 10$ anni) è maggiore di quello della temperatura minima ($+0.35 \pm 0.05^\circ \text{C} / 10$ anni). Su base stagionale i trend di aumento della temperatura più forti si registrano in primavera e in estate ($+0.50 \pm 0.10^\circ \text{C} / 10$ anni).

Tabella 5.2-6: 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	$+0.30 \pm 0.10$
Temperatura media primavera	$+0.50 \pm 0.10$
Temperatura media estate	$+0.50 \pm 0.10$
Temperatura media autunno	$+0.27 \pm 0.10$

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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

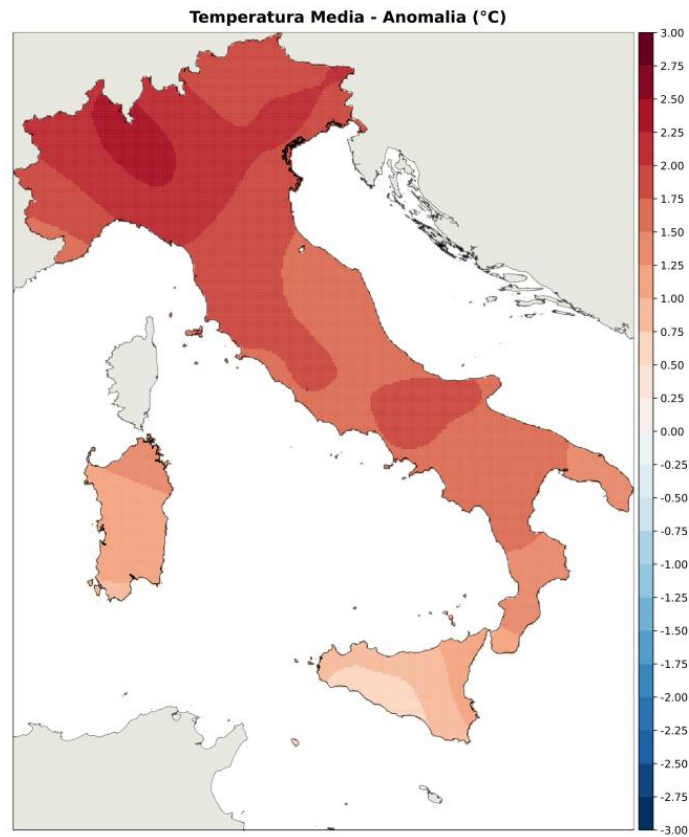


Figura 5.2-5: Anomalia della temperatura media nel 2018

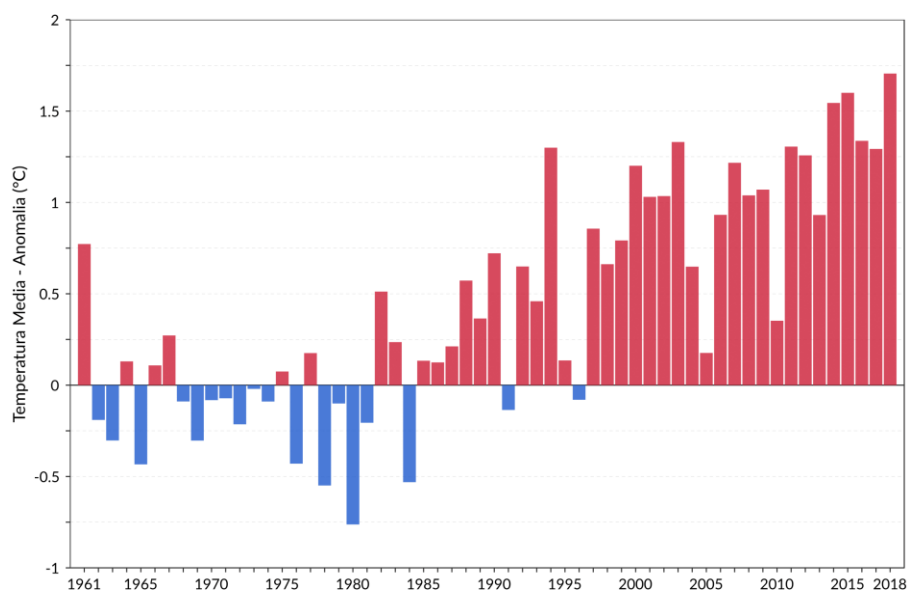


Figura 5.2-6: Anomalie medie in Italia della temperatura media

Precipitazione

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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.

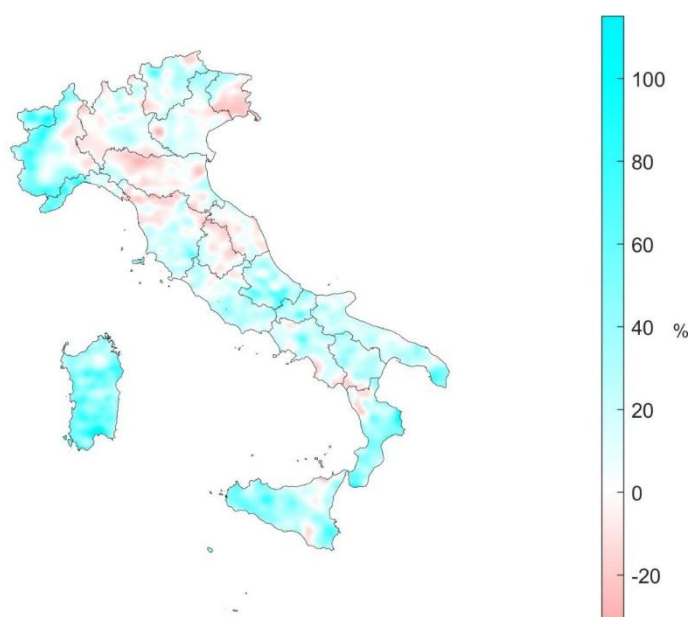


Figura 5.2-7: Anomalia della precipitazione cumulata annuale nel 2018

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, esprese in valori percentuali, della precipitazione cumulata annuale. Tutte le anomalie sono rispetto al valore normale 1961-1990.

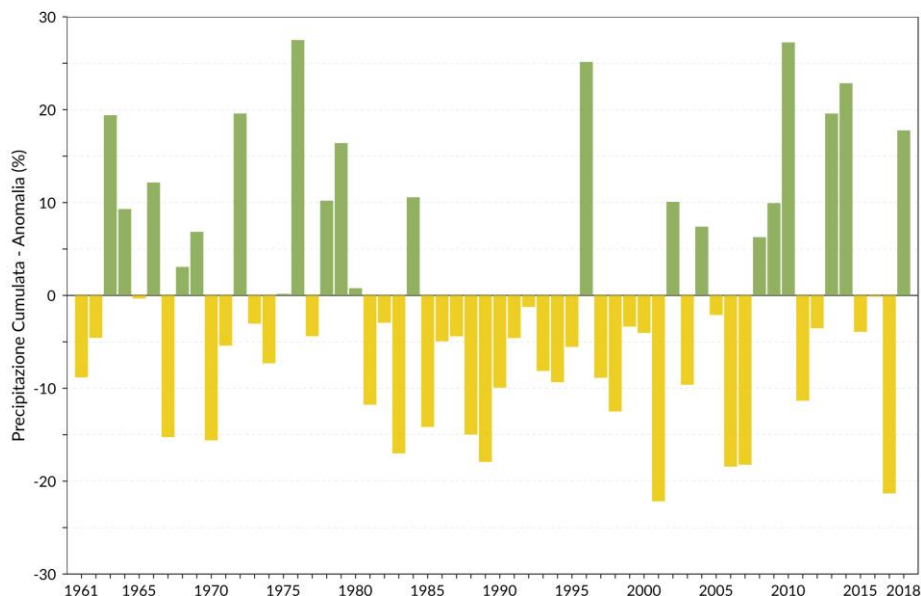


Figura 5.2-8: anomalie medie in Italia, esprese in valori percentuali, della precipitazione cumulata annuale

5.2.3. 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 5.2-9, Tabella 5.2-7). 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

i 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%.

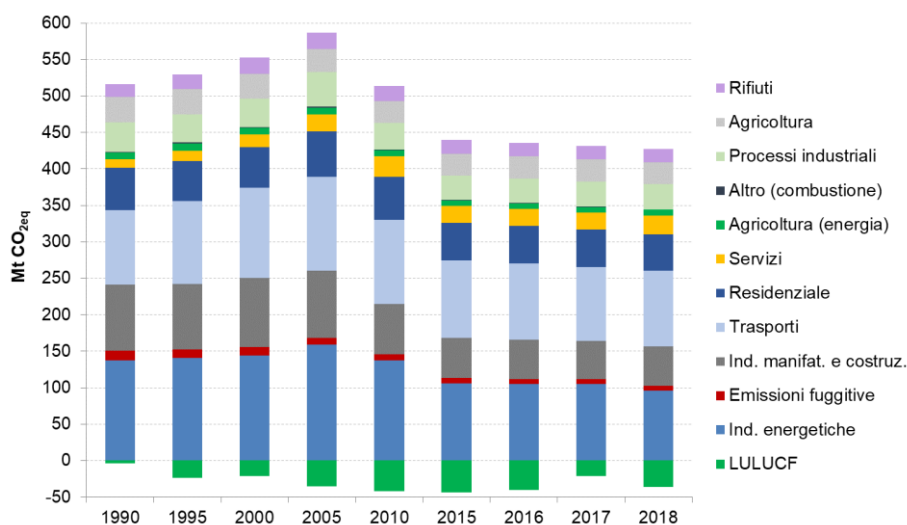


Figura 5.2-9: Emissioni di gas ad effetto serra per settore. Il settore agricoltura e pesca è riportato come agricoltura e le emissioni sono distinte da combustione (energia) e da processo.⁽²⁵⁾

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 5.2-7: 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%

²⁵ 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

Servizi	11,9	14,1	17,3	23,6	28,6	23,1	23,6	23,6	25,3	112,0%
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 5.2-10) 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%.

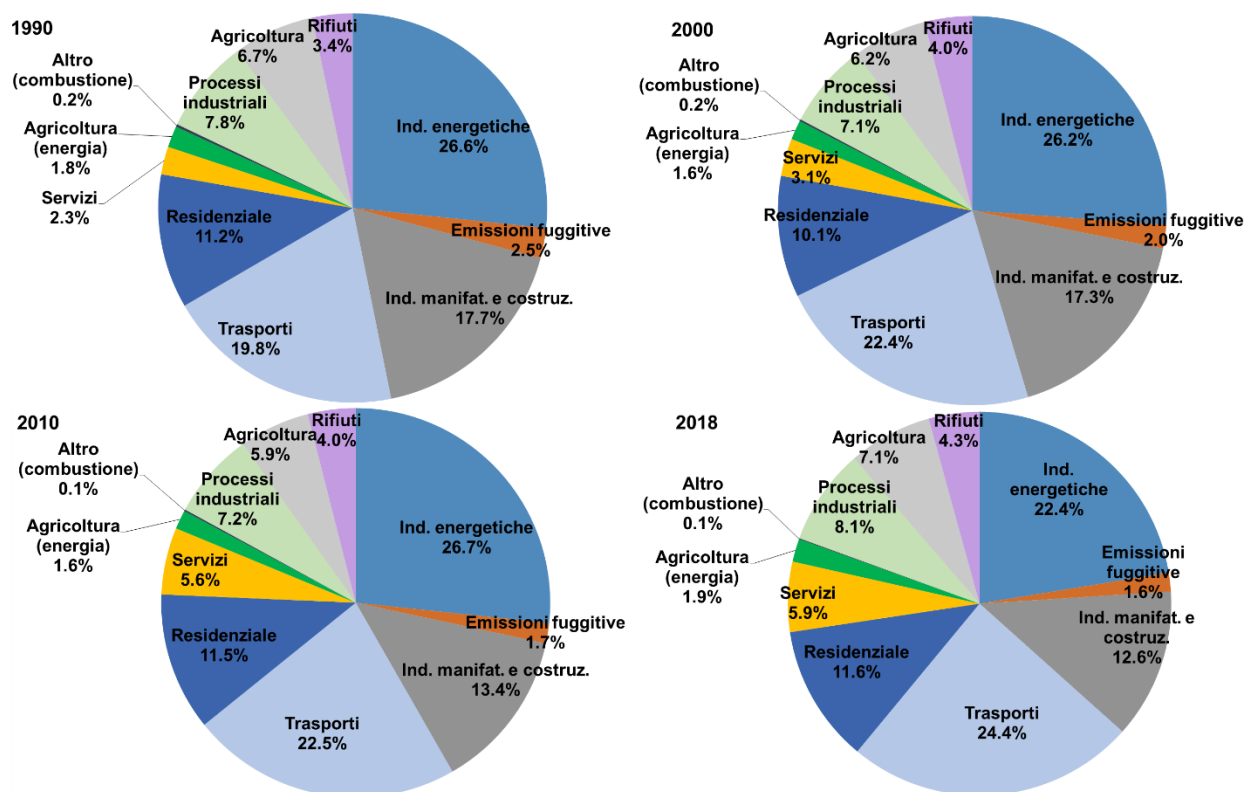


Figura 5.2-10: Distribuzione delle emissioni di gas a effetto serra per settore.

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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

elettrici settoriali in base ai fattori di emissione nazionali elaborati da ISPRA (2020) e ai dati di produzione e consumi elettrici 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 5.2-8) sono riportate le emissioni da consumo elettrico nei vari settori.

Tabella 5.2-8: Emissioni di gas ad effetto serra da consumi elettrici per settore (Mt CO_{2eq}).

Settori	2005	2010	2015	2016	2017	2018
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 5.2-11). 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.

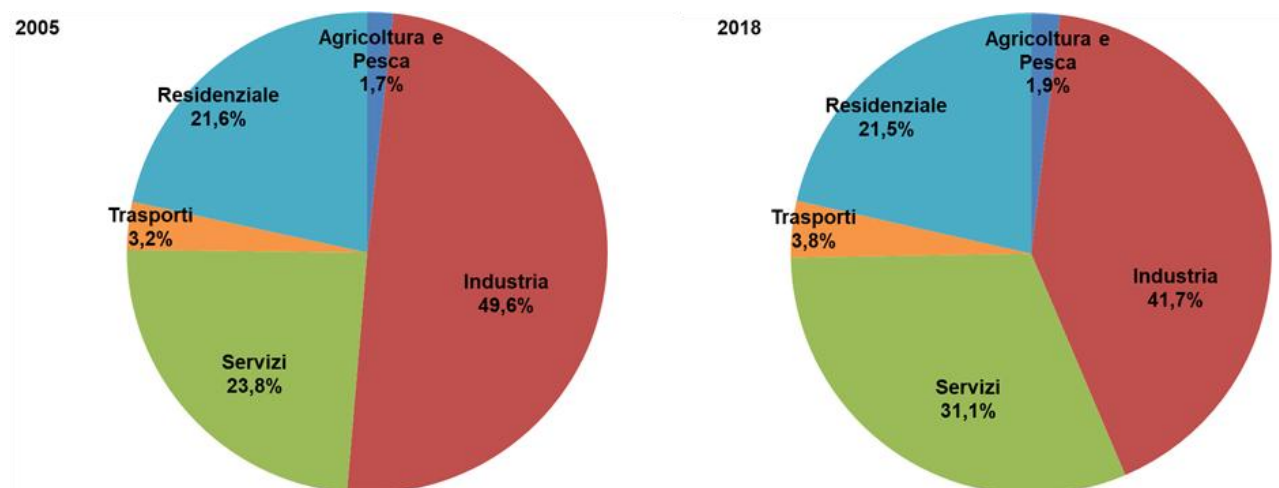


Figura 5.2-11: Quota delle emissioni da consumo di energia elettrica nei diversi settori.

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 5.2-12) 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%.

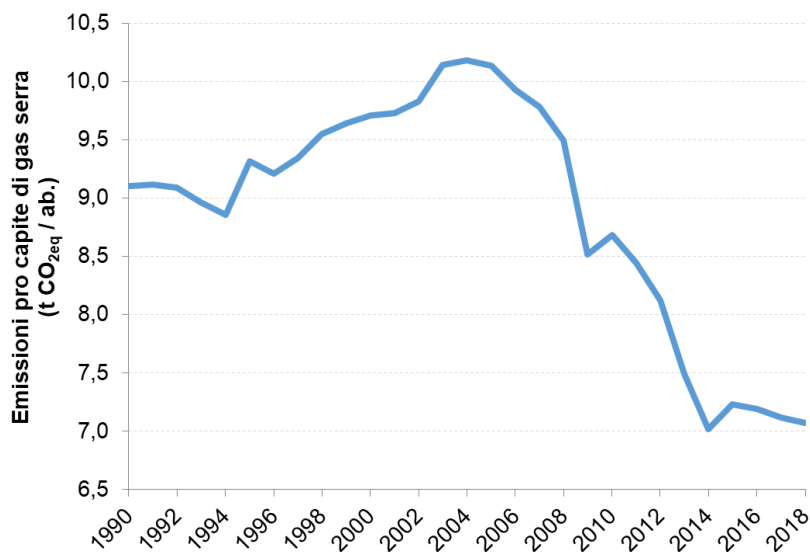


Figura 5.2-12: Andamento delle emissioni pro-capite di gas a effetto serra.

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 5.2-9).

Tabella 5.2-9: Obiettivi di riduzione assegnati all'Italia dalla direttiva NEC.

Inquinante	Obiettivi 2020	Obiettivi 2030
SO₂	35%	71%
NO_x	40%	65%
COVNM	35%	46%
NH₃	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)*²⁶ decisa dalla *Task Force on Emission Inventories and Projections (TFEIP)* nell'ambito della Convenzione UNECE "Convention on Long-

²⁶ <http://www.tfeip-secretariat.org/guidance-resources/>

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

range Transboundary Air Pollution”, sia il *Common Reporting Format (CRF)*²⁷ stabilito nell’ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici.

Nella tabella seguente (Tabella 5.2-10) 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 5.2-10: 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

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.

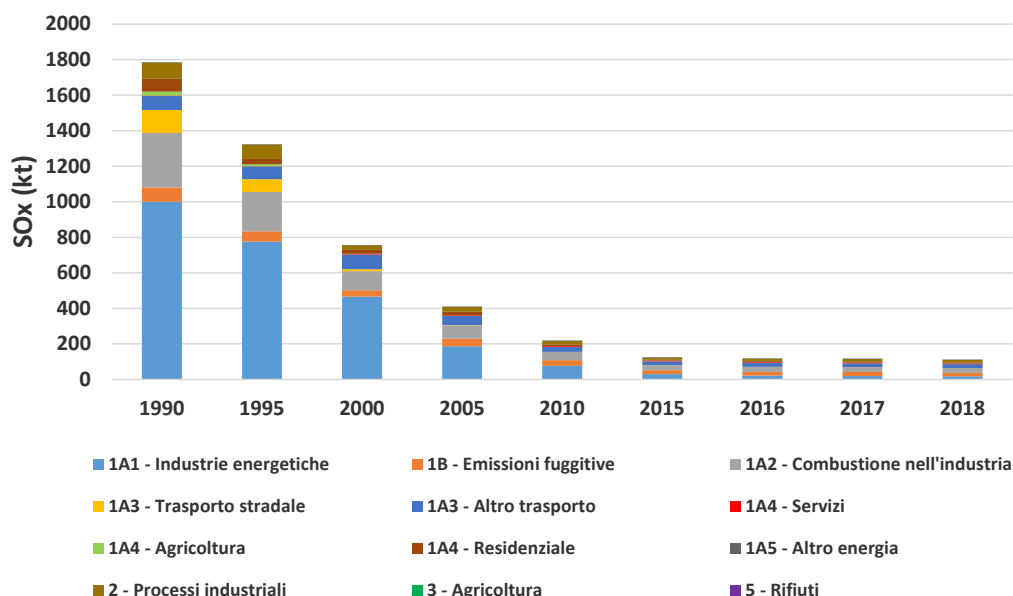


Figura 5.2-13: Andamento delle emissioni di ossidi di zolfo, categorie NFR

²⁷<https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/greenhouse-gas-inventories-annex-i-parties/reporting-requirements>

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-13), 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.

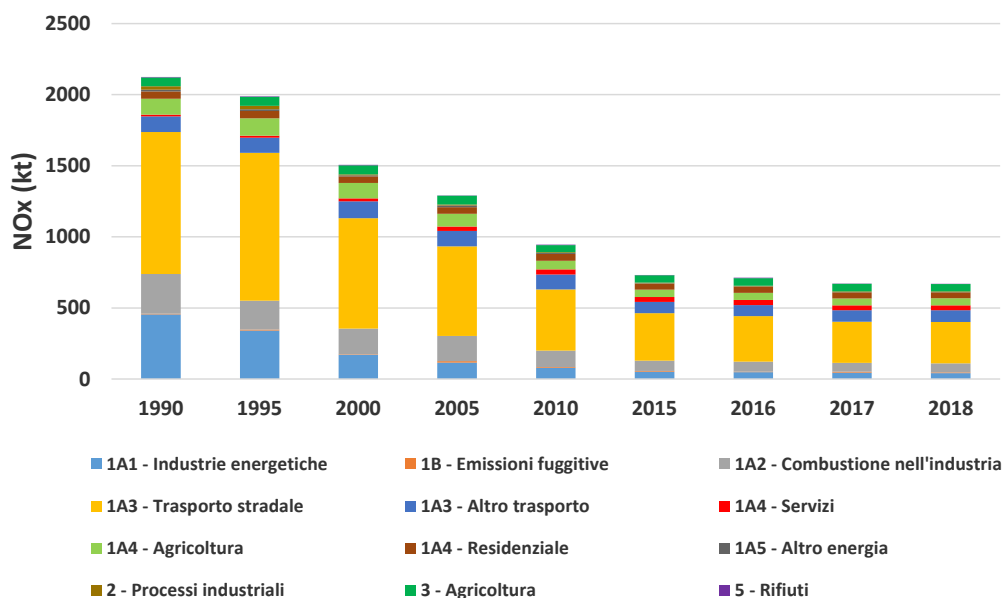


Figura 5.2-14: Andamento delle emissioni di ossidi di azoto, categorie NFR

Rispetto al 2005 si osserva una riduzione delle emissioni complessive degli ossidi di azoto di circa il 48,2% (Figura 5.2-14). 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.

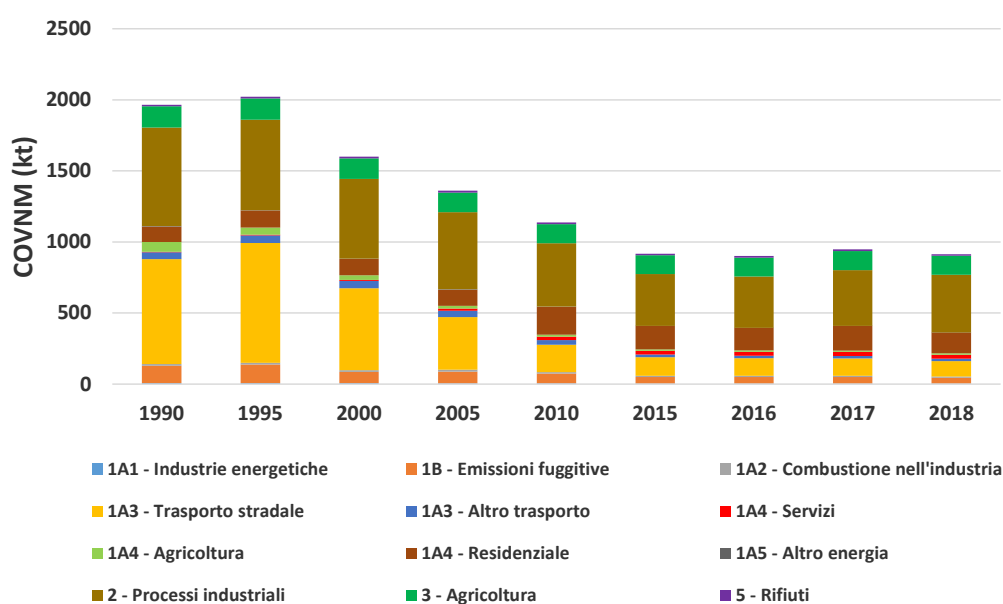


Figura 5.2-15: Andamento delle emissioni di composti organici volatili non metanici, categorie NFR

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Per questa classe di inquinanti si osserva una riduzione dal 2005 al 2018 pari a circa il 32,9% (Figura 5.2-15). Si osserva in particolare per la combustione domestica, settore 1A4 residenziale, un aumento delle emissioni di COVM 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%.

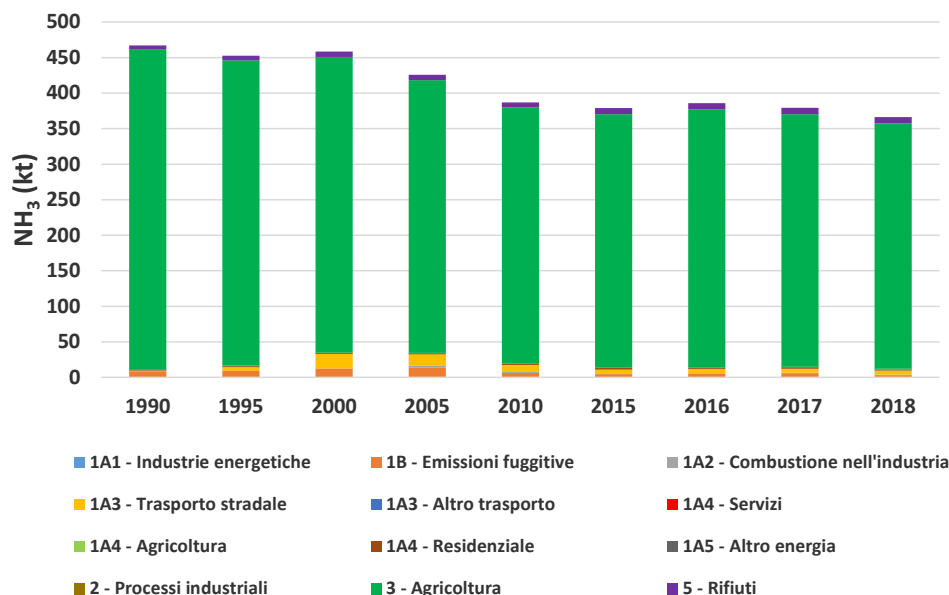


Figura 5.2-16: Andamento delle emissioni di ammoniaca, categorie NFR

Sebbene per l'ammoniaca (Figura 5.2-16) 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.

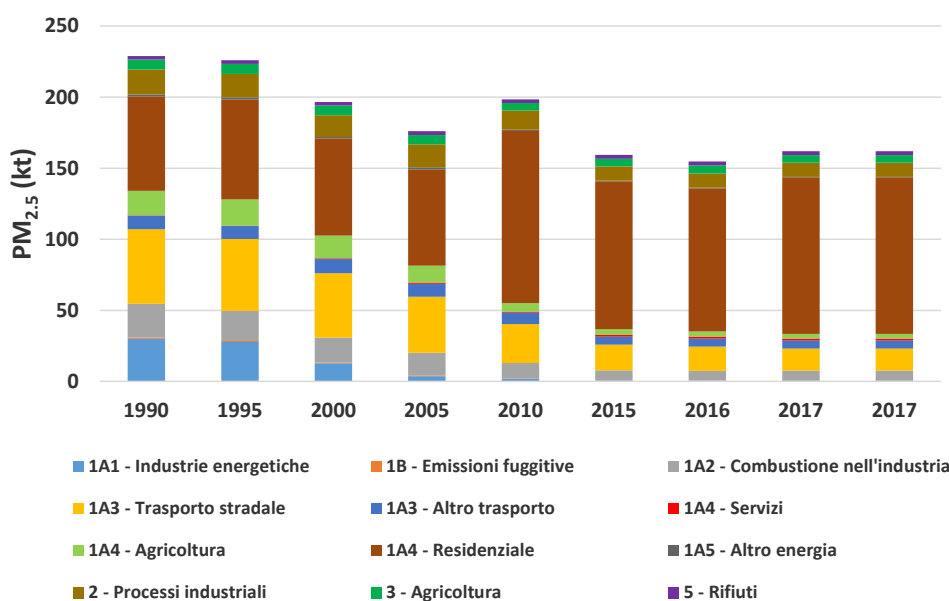


Figura 5.2-17: Andamento delle emissioni di PM_{2.5}, categorie NFR

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Per il PM_{2,5} si osserva una riduzione delle emissioni pari a 5,7% dal 2005 al 2017 (Figura 5.2-17). 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 5.2-11) con le emissioni degli inquinanti considerati dalla Direttiva NEC.

Tabella 5.2-11: 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 5.2-12).

Tabella 5.2-12: 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

5.2.4. 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 sottosettori 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 5.2-13: 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				

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-14 a Tabella 5.2-16) 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 5.2-14: 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 5.2-15: 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 5.2-16: 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'efficientamento 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).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

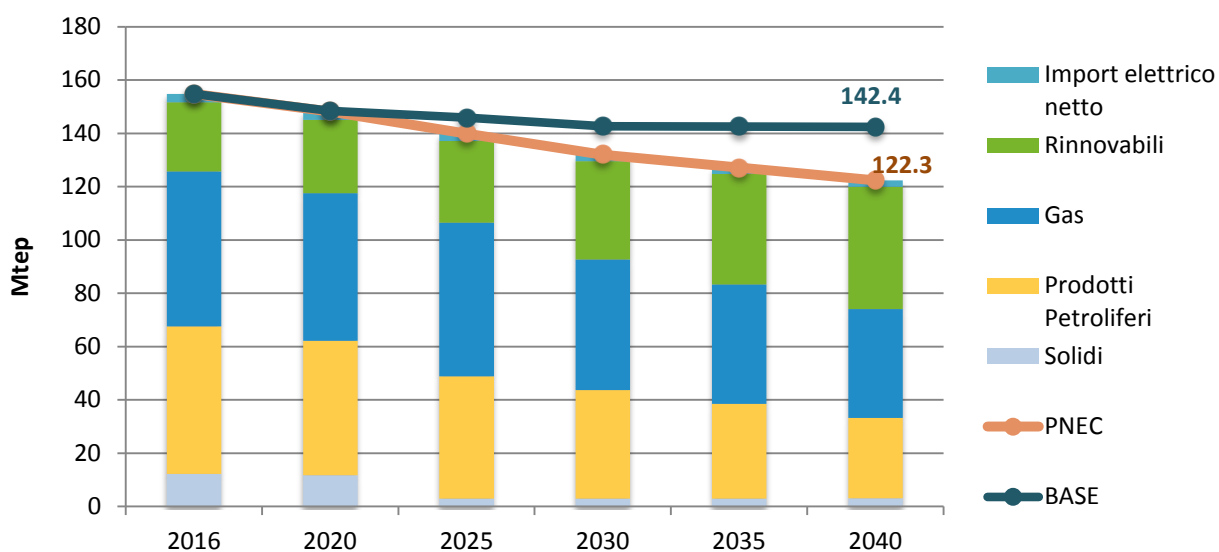


Figura 5.2-18: Evoluzione del consumo interno lordo di energia dello scenario PNEC e confronto con l'evoluzione dello scenario BASE

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.

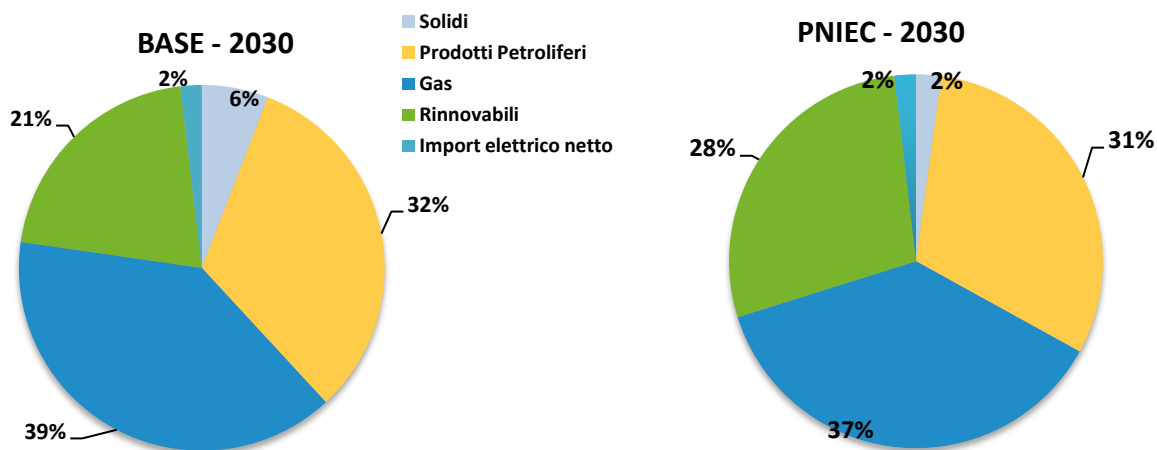


Figura 5.2-19: Mix del consumo interno lordo di energia al 2030 per gli scenari BASE e PNEC.

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 PNEC.

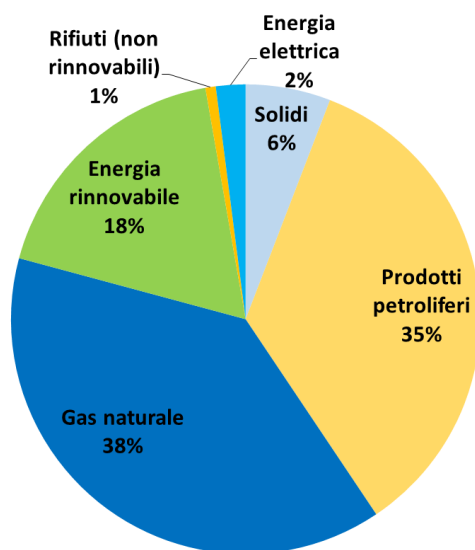


Figura 5.2-20: Mix del consumo interno lordo di energia al 2017.

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 5.2-21) illustra l'evoluzione attesa per fonte nei due scenari esaminanti dal PNIEC.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

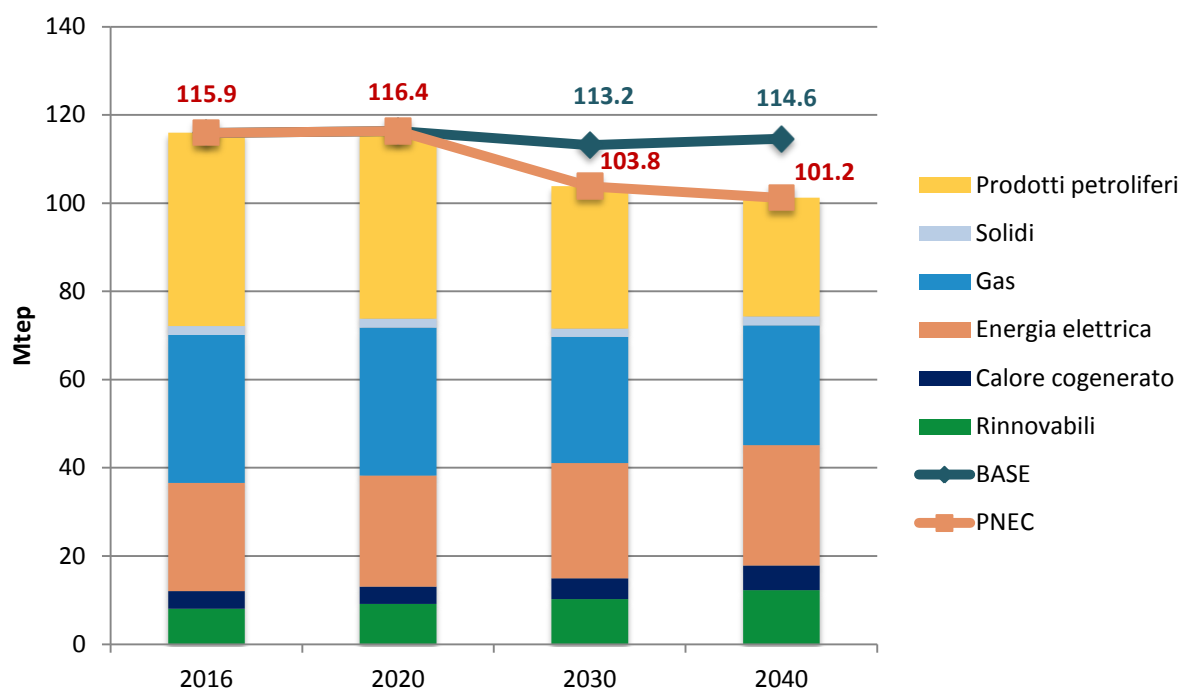


Figura 5.2-21: Evoluzione dei consumi finali per fonte.

Con riferimento alle emissioni, di seguito (Tabella 5.2-17,

Tabella 5.2-18 e Figura 5.2-22) si riporta l'andamento storico delle emissioni nazionali e l'evoluzione attesa nello scenario PNEC.

Tabella 5.2-17: 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 5.2-18: 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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.

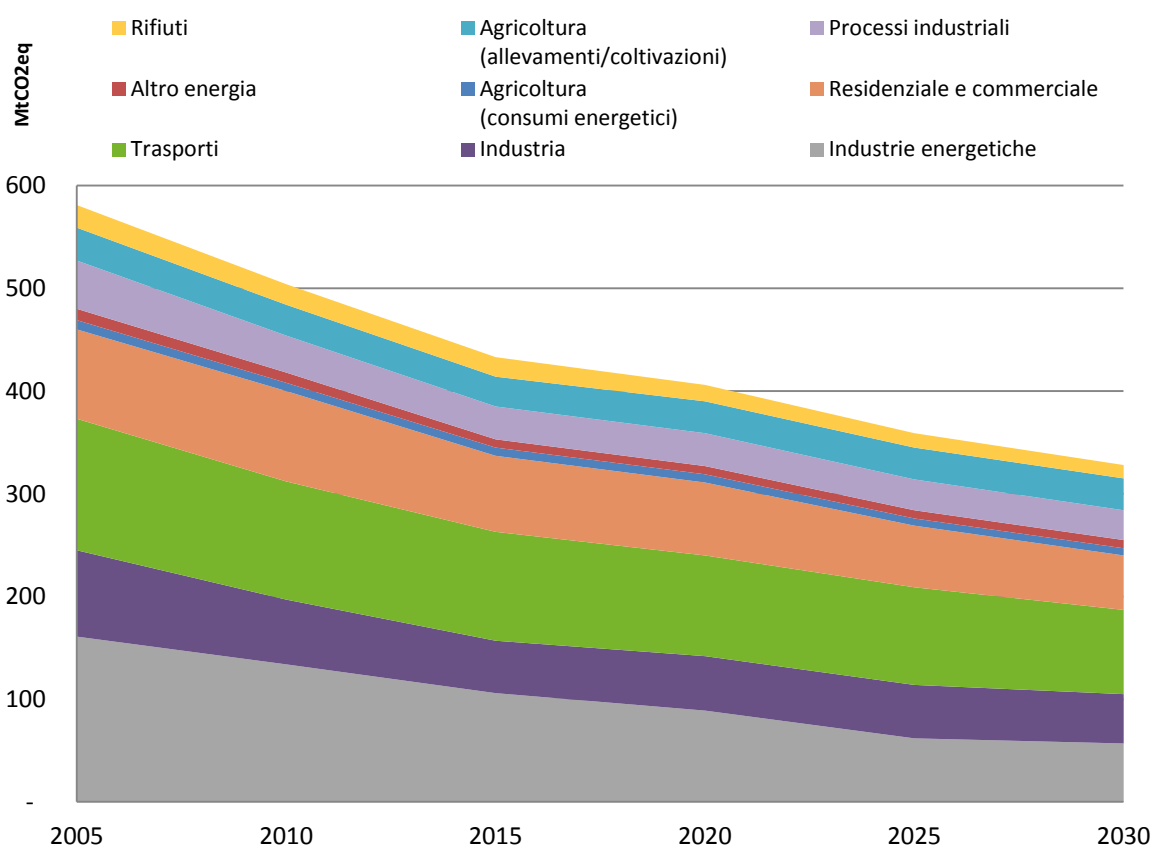


Figura 5.2-22: Emissioni nazionali di gas serra storiche fino al 2015 e secondo lo scenario PNIEC disaggregate per settore (Mt CO₂eq).

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;

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

- 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 5.2-19: 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

5.2.5. 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 è sostanzialmente ferma; 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 coltivazioni 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 PITESAI, influisce quindi nel "congelare" alcune decisioni e possibilità di investimento e eventualmente spostarle dopo l'adozione del PITESAI, quando il quadro programmatico sarà più certo e forse anche più prevedibile per l'investitore.

Indici ULA (dirette + indirette) /M€ utilizzati:

Tabella 5.2-20: Indici ULA (dirette + indirette) /M€ utilizzati

	Concessioni di	Permessi di	Altri settori
--	----------------	-------------	---------------

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	coltivazione		ricerca		Impianto Fotovoltaico	Impianto Eolico	Agricoltura	Turismo
	Terra	Mare	Terra	Mare				
<i>ULA in media (dirette + indirette) / M€</i>	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

5.2.6. 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-23).

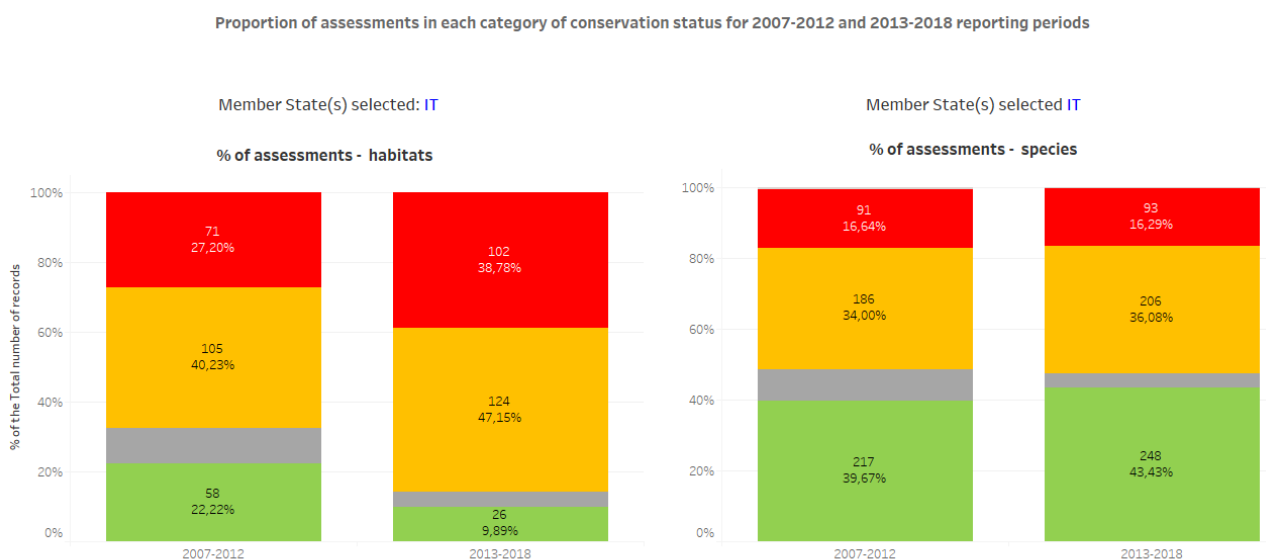


Figura 5.2-23: Stato di conservazione complessivo per le specie e gli habitat di interesse comunitario dagli ultimi due cicli di rendicontazione ex art. 17 Direttiva Habitat (<https://www.eea.europa.eu/themes/biodiversity/state-of-nature-in-the-eu/article-17-national-summary-dashboards>);

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

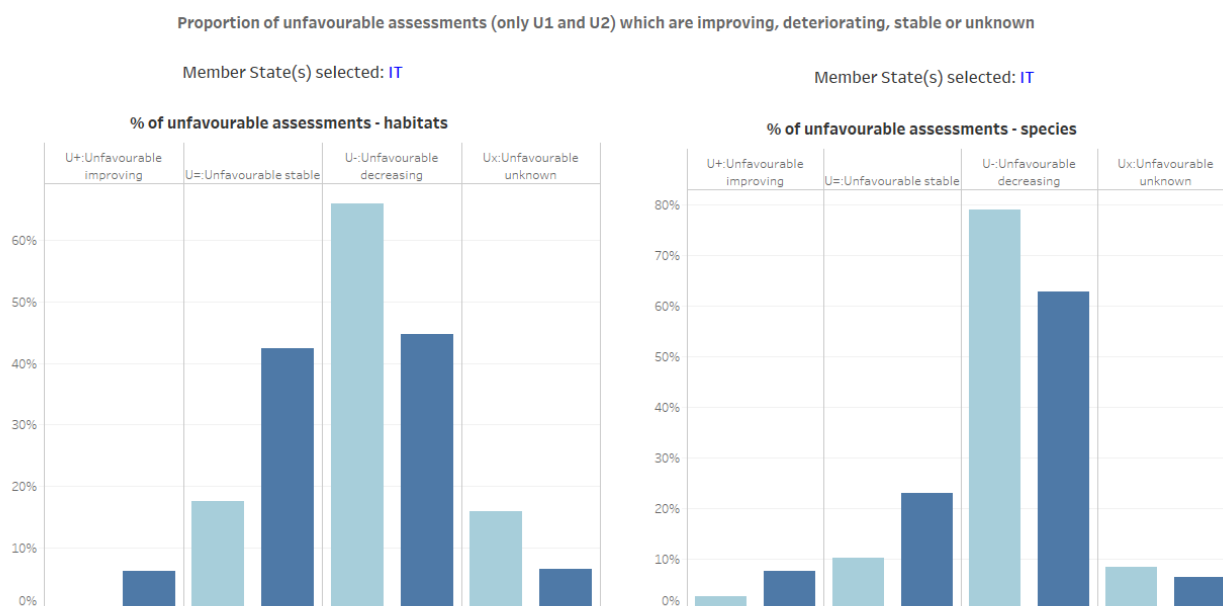
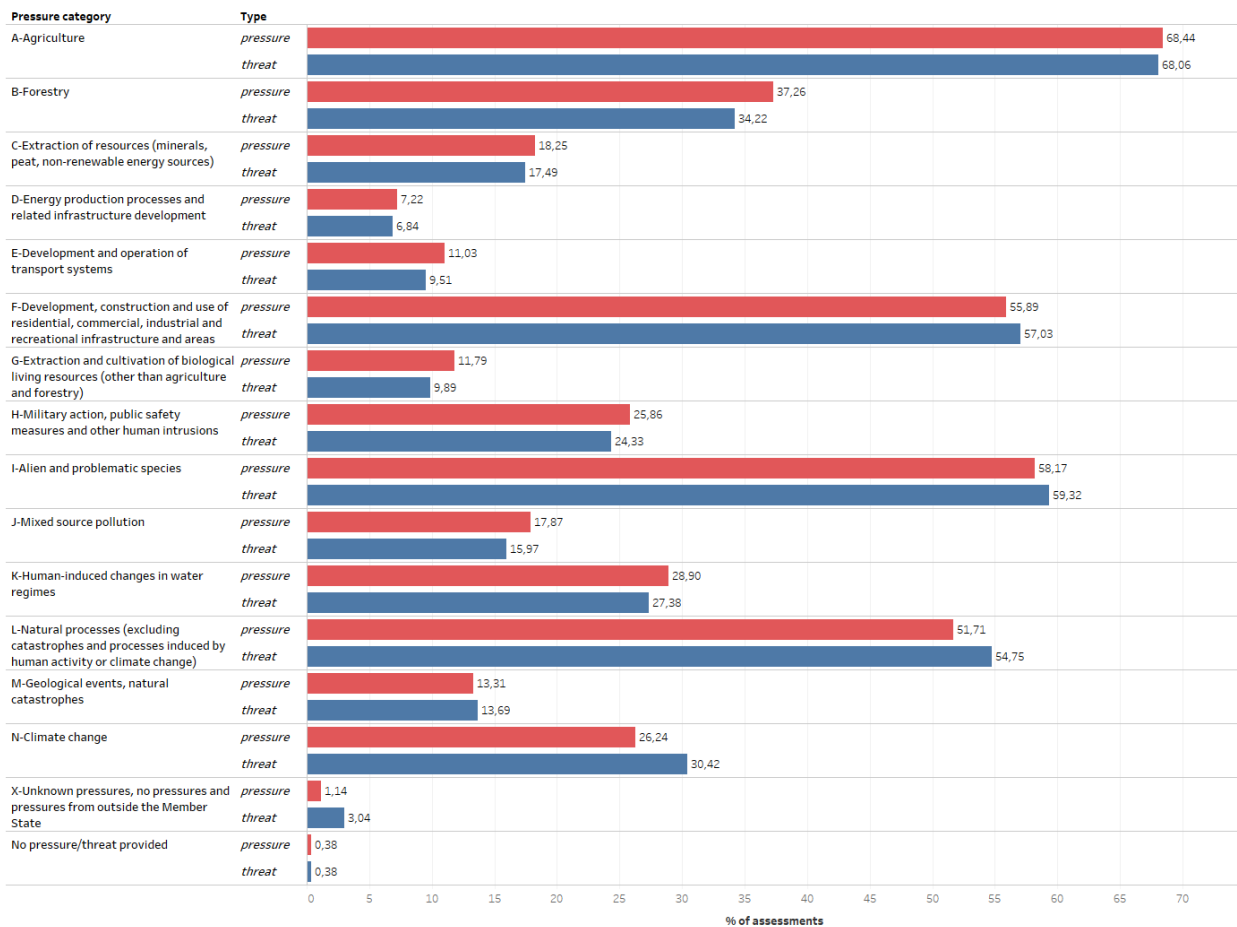


Figura 5.2-24: Trend complessivo per le specie e gli habitat di interesse comunitario dal 4° Rapporto nazionale ex art. 17 Direttiva Habitat (<https://www.eea.europa.eu/themes/biodiversity/state-of-nature-in-the-eu/article-17-national-summary-dashboards>);

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 5.2-25 e Figura 5.2-26, 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Proportion of habitats assessments reported as being affected by one or more pressures/threats from broad pressure categories

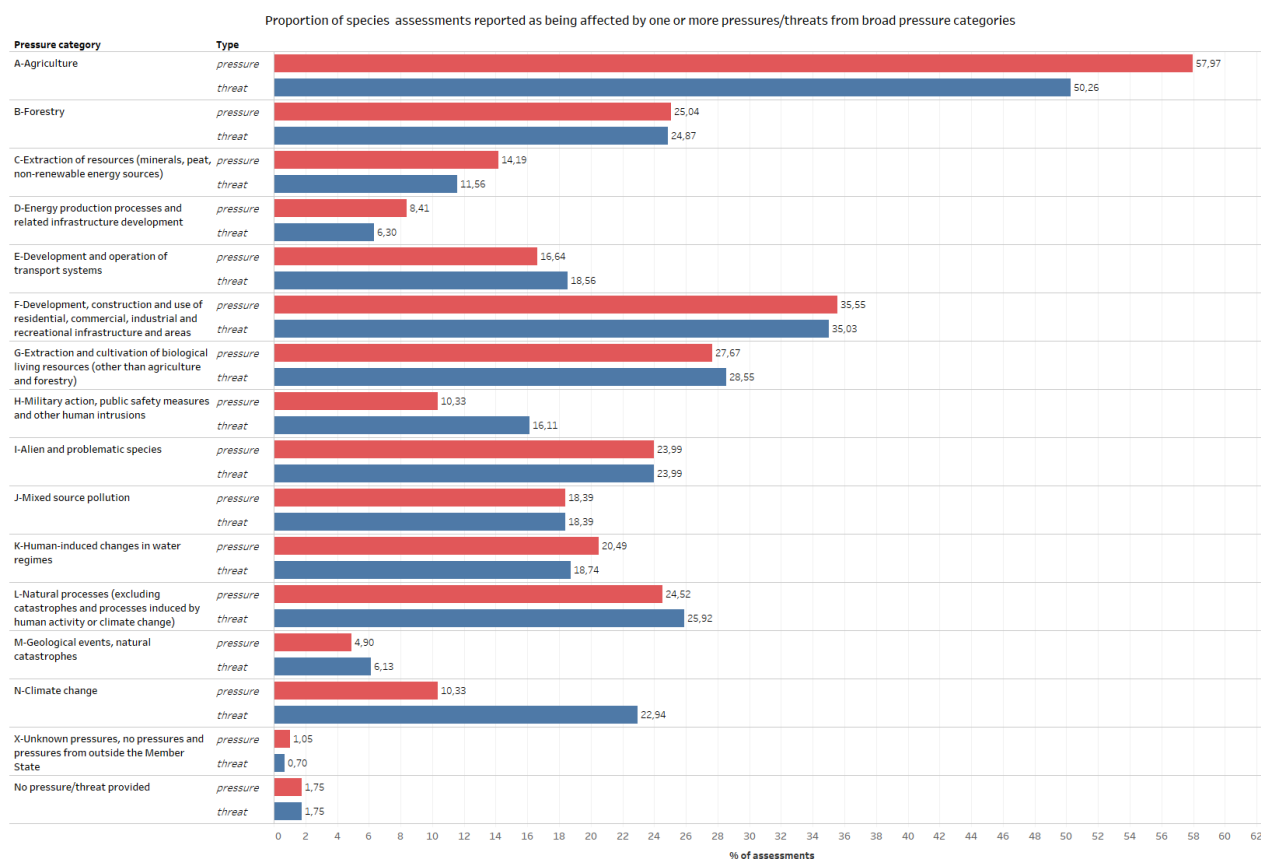


Source: Member State reported data on pressures and threats of habitat types and species (Article 17, Habitats Directive 92/43/EEC- <http://tiny.cc/du16y>)

Source: ETC/BD, EEA

Figura 5.2-25: 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>)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee



Source: Member State reported data on pressures and threats of habitat types and species (Article 17, Habitats Directive 92/43/EEC - <http://tiny.cc/udu16u>)

Owners: ETC/BD, EEA

Figura 5.2-26: 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:

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

- 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 5.2-27) illustra lo stato di avanzamento di Carta della Natura alla scala 1:50.000 nelle diverse regioni italiane.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

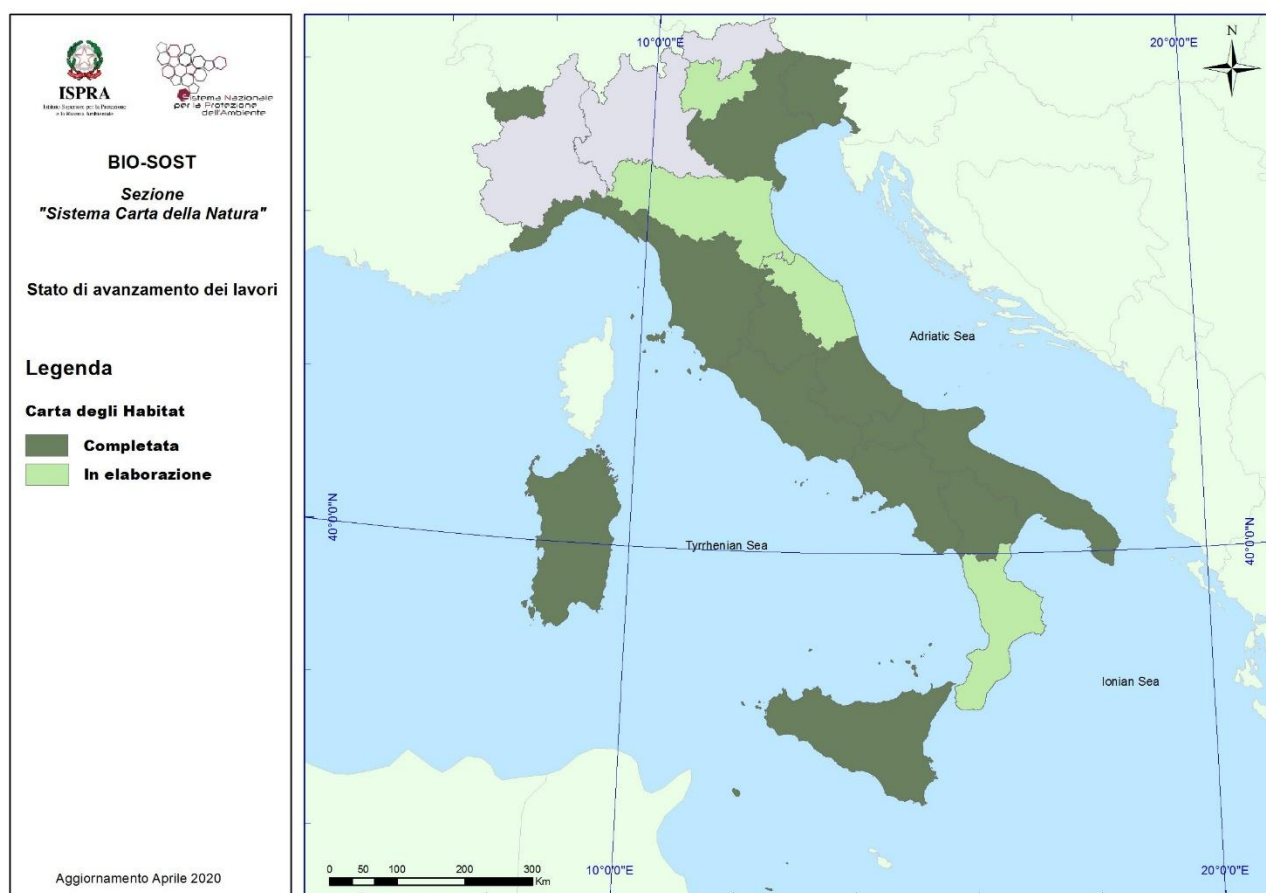


Figura 5.2-27: Carta della Natura stato di avanzamento **Fonte:** <https://www.isprambiente.gov.it/it/servizi/sistema-carta-della-natura/carta-della-natura-alla-scala-1-50.000>

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 a 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-21).

Tabella 5.2-21: 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 la 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, ecologico, culturale, educativo ed economico
ALTRE AREE NATURALI PROTETTE	aree che non rientrano nelle precedenti classificazioni (Aree Naturali Protette)		

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

TIPOLOGIA A.P.	TIPOLOGIA AMBITI	ELEMENTI DA TUTELARE	FINALITA' DELLA TUTELA
	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 5.2-22), 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 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 5.2-22: 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 ²⁸	1.472.321	71.812
Aree Marine Protette	29 ²⁹	0	234.281
Riserve Naturali Statali	148 ³⁰	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

Altre aree di interesse conservazionistico

Oltre alle aree attualmente riconosciute come aree protette ai sensi di norme di tutela nazionali e sovranazionali, alti valori di biodiversità meritevoli di tutela sono descritti all'interno di superfici variamente individuate anche come fornitura di servizi ecosistemici considerati strategici (cibo, mitigazione del clima, water security e riduzione del rischio da disastro). Tali aree sono state individuate e i dati sulla loro distribuzione e consistenza sono resi disponibili anche attraverso canali istituzionali (come le Important

²⁸ 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)

²⁹ 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)

³⁰ 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)

Plant Areas o le Foreste Vetuste consultabili sul Network nazionale per la Biodiversità dell'ISPRA (http://geoviewer.nnb.isprambiente.it/mapreactor/#/*/*/*/*/*/*/*/*/*/6/16.16/42/0).

Alcune di queste aree, rientrano inoltre in quelle che sono individuate come "other effective area-based conservation measures - OECMs". 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>). Numerose sono state le iniziative che hanno portato anche all'avvio formale del percorso per l'archiviazione di tale aree all'interno del World Database on Protected Areas, realizzando come primo passo essenziale l'archiviazione dei primi dati statistici per tali aree all'interno delle liste ufficiali delle Nationally designated areas - CDDA da parte dell'Agenzia Europea per l'Ambiente.

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 5.2-23)

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 5.2-23: 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>).

5.2.7. 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 5.2-28).

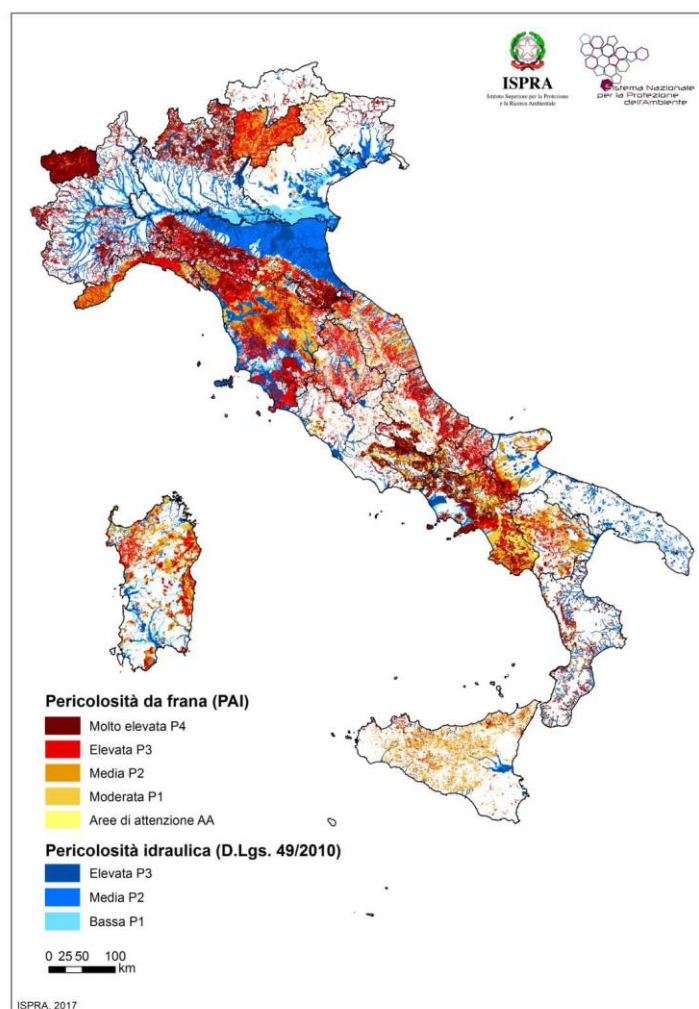


Figura 5.2-28: Aree a pericolosità da frana (PAI) e idraulica (Scenari D.Lgs. 49/2010) – elaborazione 2017. Fonte Trigila et al., 2018

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 5.2-24).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 5.2-24: 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 5.2-29). 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.

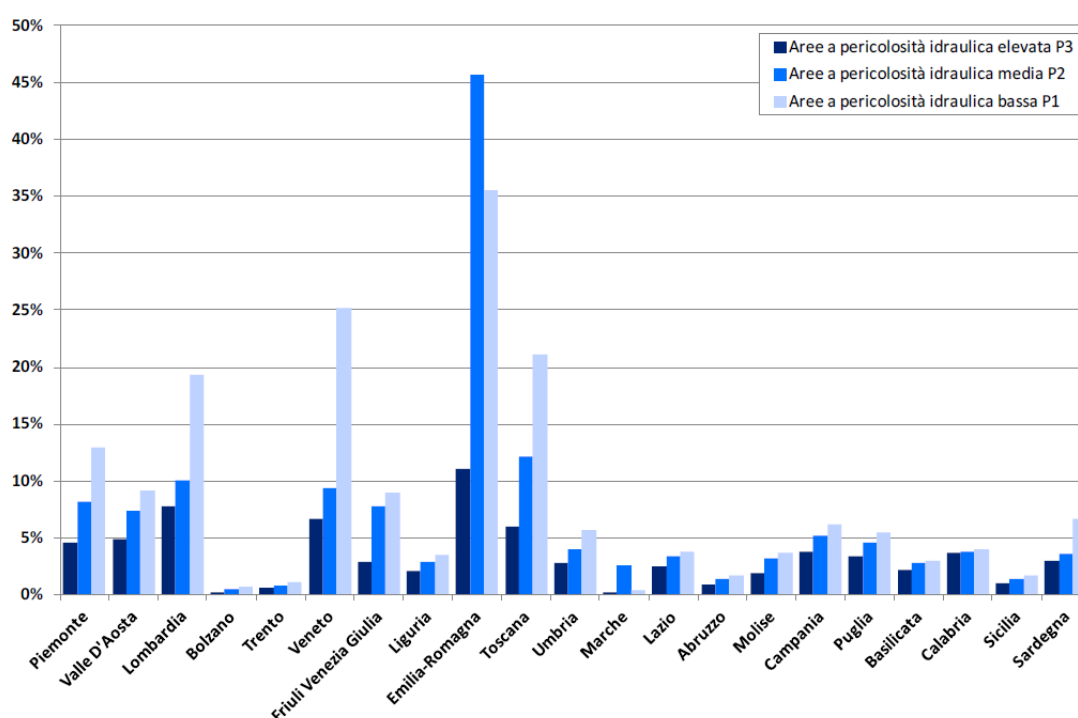


Figura 5.2-29: Percentuale di territorio con aree a pericolosità idraulica su base Regionale. Fonte Trigila et al., 2018

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 5.2-30). La popolazione

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

a rischio nello scenario P1 è quella massima attesa; tale dato include sia la popolazione a rischio nello scenario P2 sia nello scenario P3.

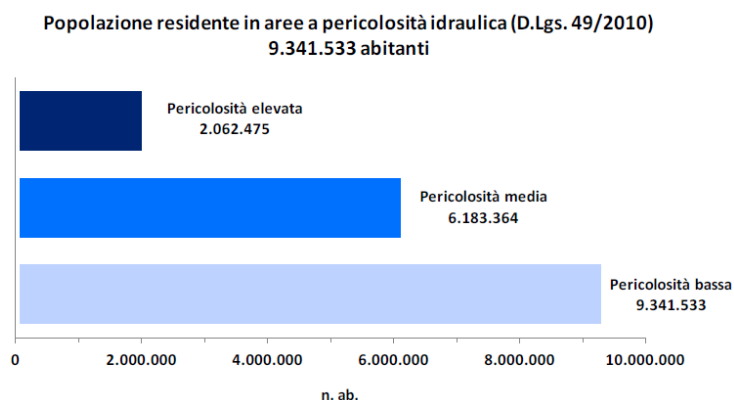


Figura 5.2-30: Popolazione a rischio alluvioni residente in aree a pericolosità idraulica in Italia – elaborazione 2018. Fonte Trigila et al., 2018

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 5.2-31). 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 dei Beni Culturali a rischio relativi ai tre scenari non vanno quindi sommati (Trigila et al., 2018).

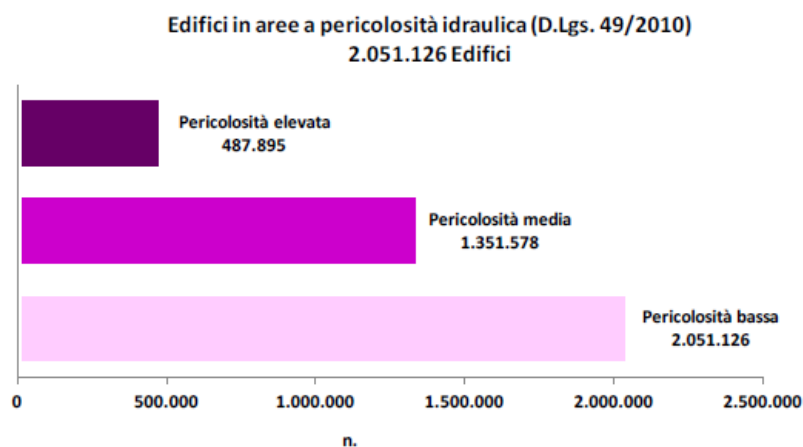


Figura 5.2-31: Edifici a rischio alluvioni in aree a pericolosità idraulica in Italia – elaborazione 2018. Da Trigila et al., 2018

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 5.2-32). 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 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.

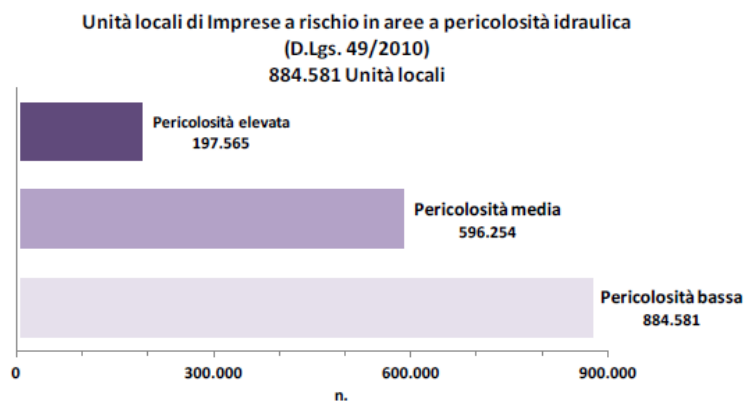


Figura 5.2-32: Unità locali di Imprese a rischio alluvioni in Italia – elaborazione 2018. Da Trigila *et al.*, 2018

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 5.2-33). 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).

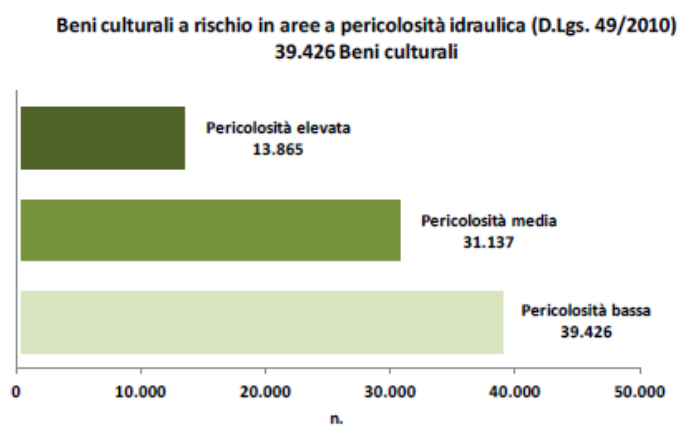


Figura 5.2-33: Beni Culturali a rischio in aree a pericolosità idraulica in Italia – elaborazione 2018. Da Trigila *et al.*, 2018

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,

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-34). Come riportato nella Tabella 5.2-25, 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 5.2-25: 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%

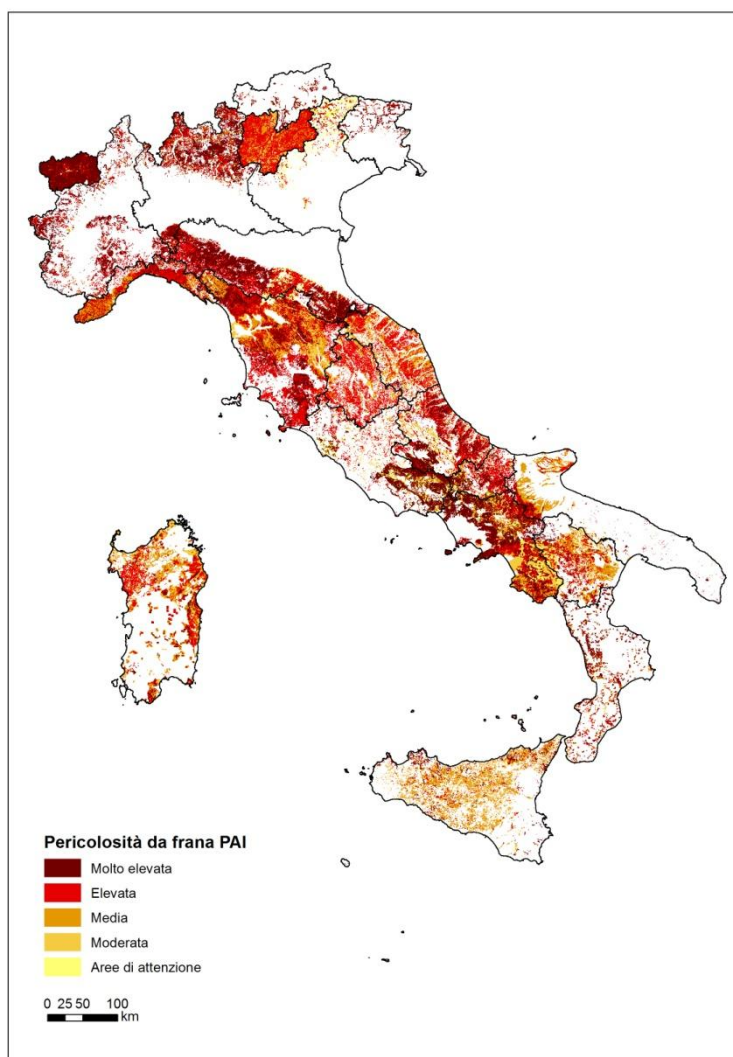


Figura 5.2-34: Aree a pericolosità da frana PAI – Mosaicatura 2017. Da Trigila et al., 2018

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.

5.2.8. 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 5.2-35 e Figura 5.2-36). 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

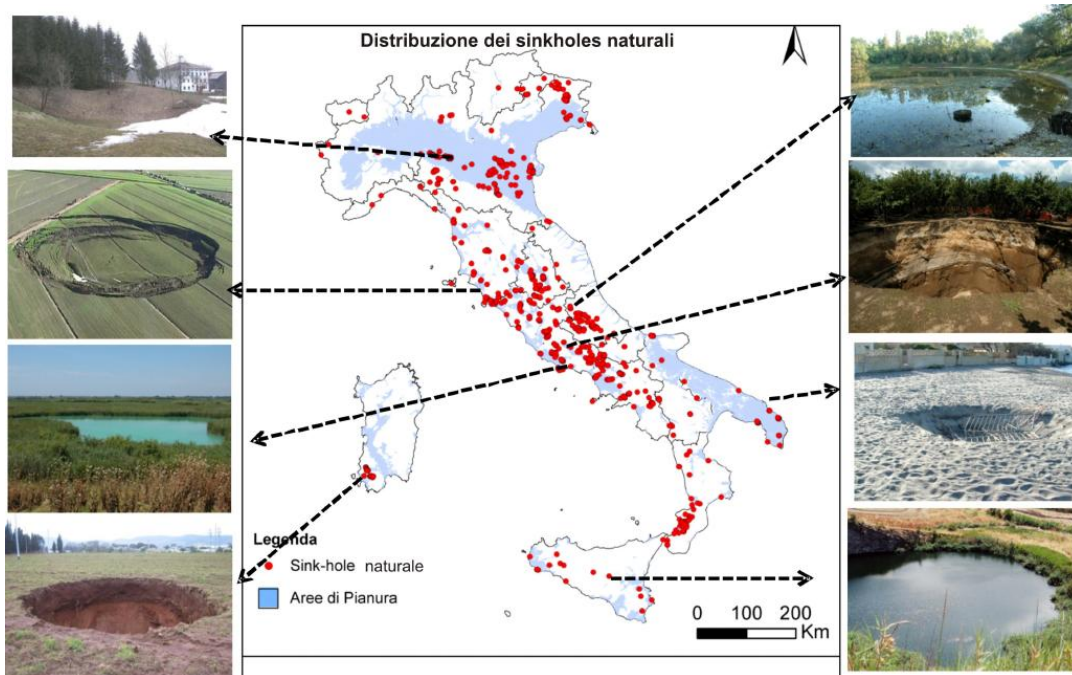


Figura 5.2-35: Distribuzione dei sinkholes naturali nelle aree di pianura italiane. Immagini di casi peculiari. Da Annuario dei dati ambientali ISPRA 2019

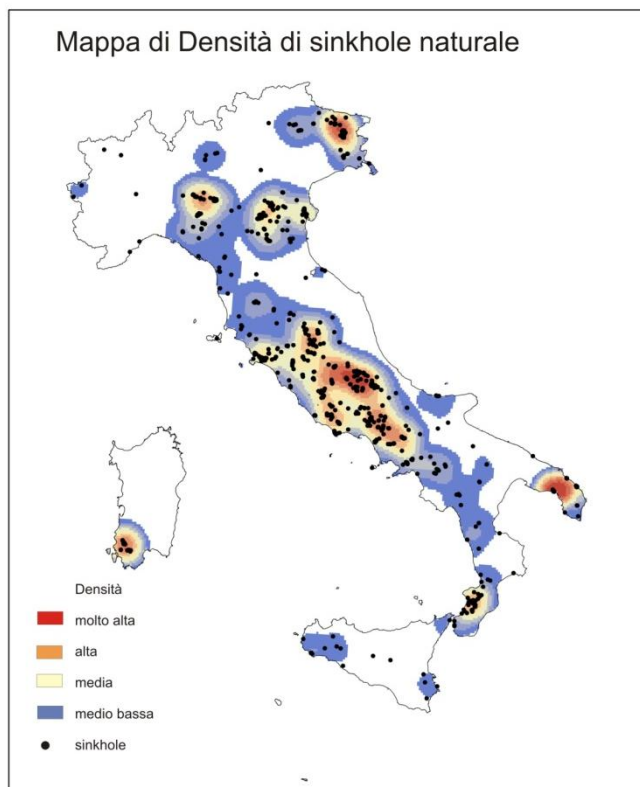


Figura 5.2-36: Mappa di densità dei sinkholes naturali sul territorio italiano. Da Annuario dei dati ambientali ISPRA. Ed. 2019.

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 5.2-37). 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).

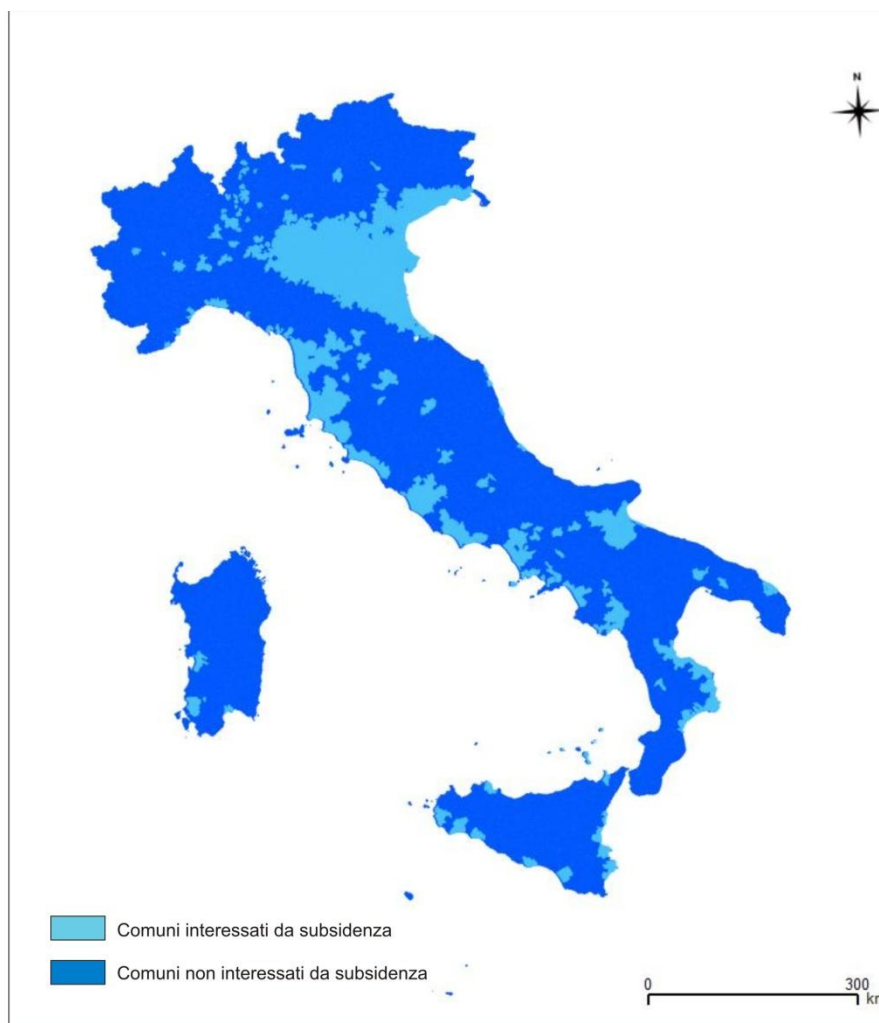


Figura 5.2-37: Comuni interessati da subsidenza. Elaborazione ISPRA da dati raccolti dalla letteratura scientifica, SNPA e Regioni, aggiornati a dicembre 2018. Da *Annuario dei dati ambientali*, ISPRA. Ed. 2019.

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.

5.2.9. Pericolosità sismica

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

L'Italia è un paese in gran parte tettonicamente e sismicamente attivo, e ciò determina una pericolosità sismica che è particolarmente rilevante lungo tutta la Catena Appenninica, le Alpi Orientali, 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. 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.

Per quanto concerne la Pericolosità legata allo scuotimento sismico, una rappresentazione è data dalla "Mappa di Pericolosità sismica a scala nazionale", elaborata dall'INGV (Figura 5.2-38). 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.

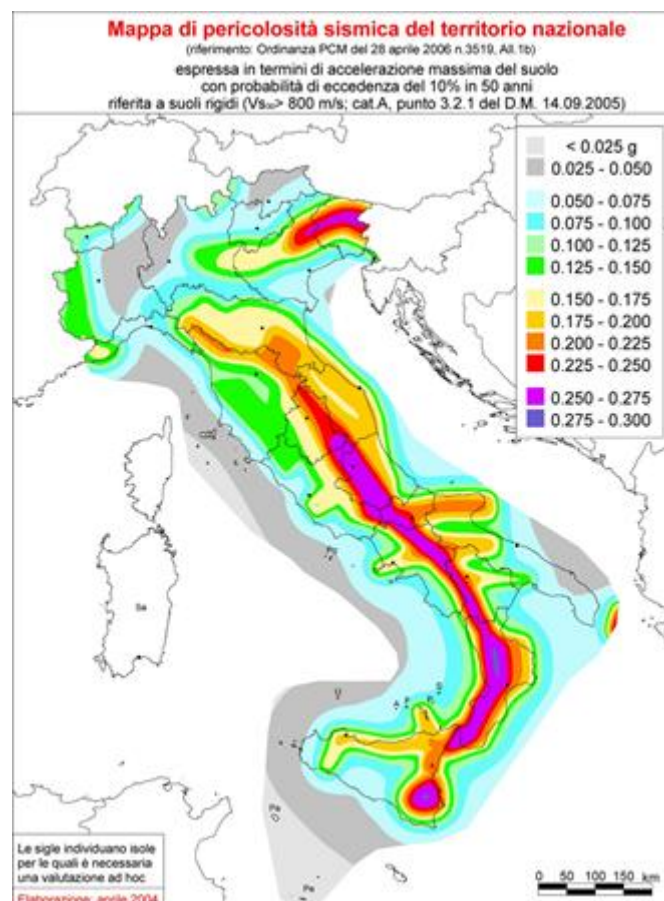


Figura 5.2-38: Mappa di pericolosità sismica (approvata con l'OPCM 3519/2006), realizzata dall'Istituto Nazionale di Geologia e Vulcanologia, di riferimento ai fini dell'individuazione dei valori di a_g (a_g è l'accelerazione al suolo espressa come frazione dell'accelerazione di gravità g) e delle zone 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.

Pericolosità per fagliazione superficiale; le faglie capaci in Italia

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Un'altra 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 piani di rottura della crosta terrestre potenzialmente in grado di riattivarsi in un prossimo futuro (in associazione a eventi sismici) o che si muovono lentamente con continuità (creep asismico), dislocando o comunque deformando la superficie del terreno (generando appunto fagliazione superficiale). Le dislocazioni lungo le faglie capaci sono in grado di produrre danneggiamenti, anche rilevanti, alle strutture e infrastrutture antropiche che le attraversano. Gli impianti nucleari o le dighe, devono essere collocati ad adeguata distanza dalle faglie capaci; altre infrastrutture, quali quelle lineari (es. gasdotti, oleodotti, acquedotti), che per le loro caratteristiche non possono evitare di attraversarle, devono essere progettate con opportuni accorgimenti tecnici.

I dati sulle caratteristiche delle Faglie Attive e Capaci in Italia, quali giacitura, geometria, cinematica, terremoti associati e tasso di deformazione medio, ecc. sono raccolti e descritti da ISPRA nel Catalogo ITHACA (ITaly HAZard from CAPable faults). Il Catalogo, corredato da cartografia gestita in ambiente GIS, è uno strumento applicativo utile a rappresentare la 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 5.2-39) per le quali sono necessari ulteriori approfondimenti, in particolare nei casi di presenza o progettazione di opere il cui danneggiamento possa indurre un rischio significativo per la popolazione o un elevato impatto ambientale.



Figura 5.2-39: 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.

5.2.10. Zone vulcaniche

Nella fase di analisi ed approfondimento relativamente al contesto ambientale, nel Rapporto Ambientale saranno inoltre prese in considerazione le aree che presentano apparati vulcanici attivi o quiescenti (es. Etna, Stromboli, Colli Albani, Campi Flegrei, Vesuvio, Lipari, Vulcano, ecc.), al fine di individuarne e valutarne la relazione con le azioni del Piano.

5.2.11. 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 5.2-26) viene stimata attraverso la nuova cartografia nazionale ad alta risoluzione (Figura 5.2-40).

Tabella 5.2-26: 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-40: 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 5.2-27* e *Figura 5.2-41*). 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 5.2-41*).

Tabella 5.2-27: 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Naturale	12.975.448	43,05	0,12
----------	------------	-------	------

Tabella 5.2-28: 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

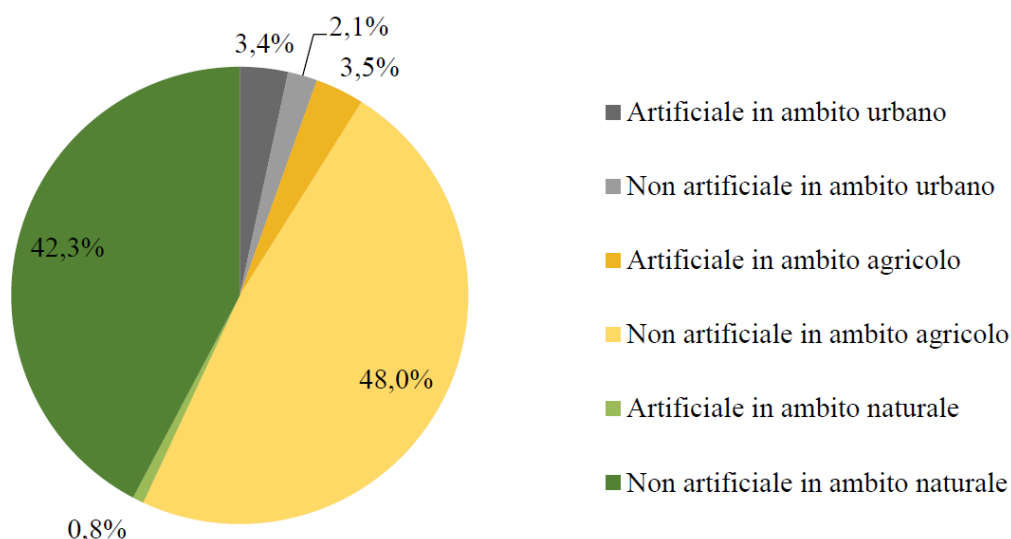


Figura 5.2-41: Ambiti di uso del suolo prevalente (percentuale) in Italia nel 2017, suddiviso in aree non artificiali e artificiali. Fonte: carta nazionale di uso del suolo ISPRA.

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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-29).

Tabella 5.2-29: 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Il ripristino di suolo ha coinvolto 5,6 km² di territorio nel 2019, contro i 2,8 km² ripristinati nell'anno precedente (Tabella 5.2-30).

Tabella 5.2-30: 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 5.2-31).

Tabella 5.2-31: 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-42). 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

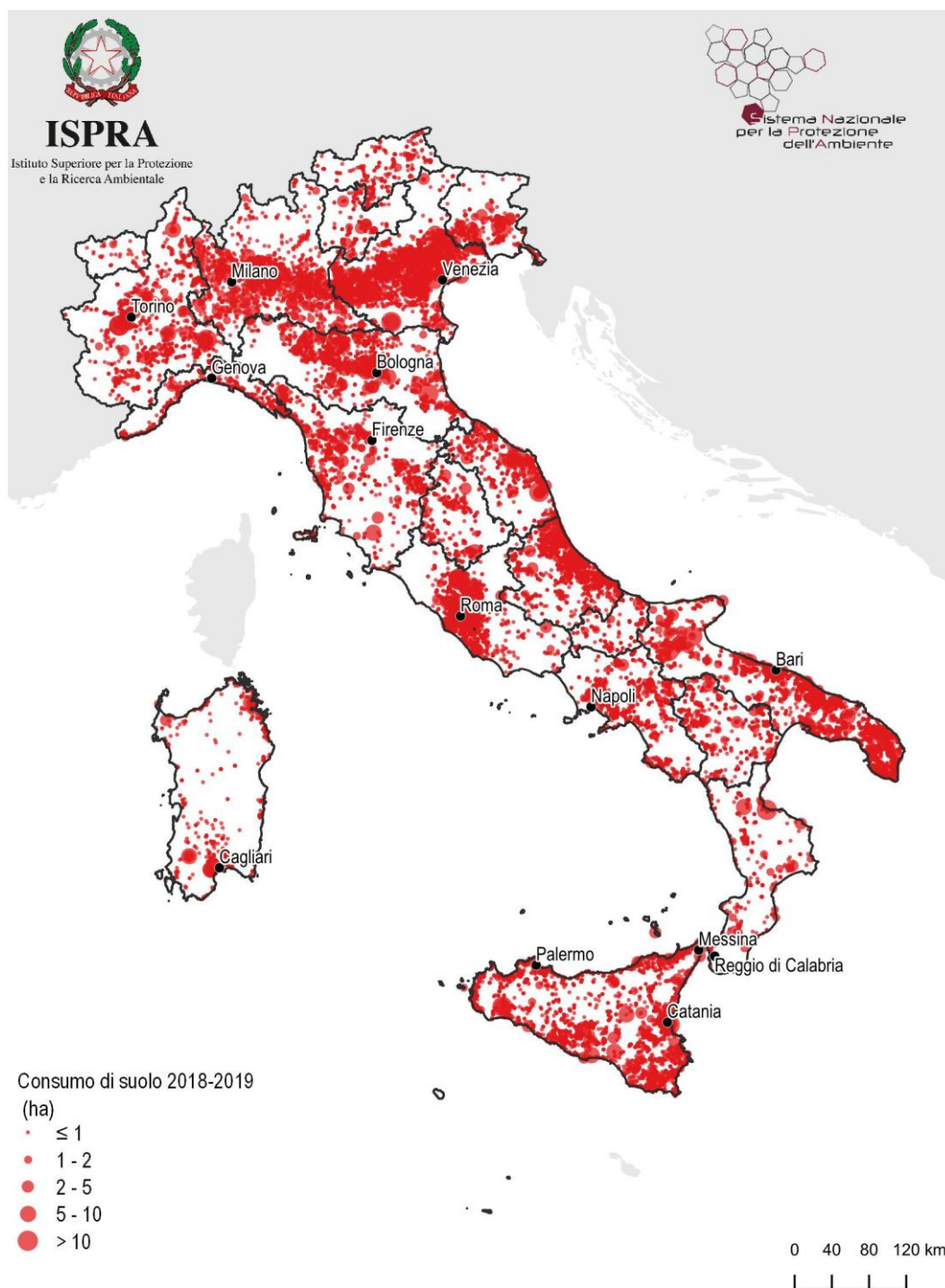


Figura 5.2-42 Localizzazione dei principali cambiamenti dovuti al consumo di suolo tra il 2018 e il 2019.
Fonte: elaborazioni ISPRA su cartografia SNPA

In 13 regioni il suolo consumato supera il 5% (Tabella 5.2-32), 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Il confronto tra ripartizioni geografiche (Tabella 5.2-32) 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 5.2-32), i valori più elevati sono in Puglia (+0,40%), Abruzzo (+0,39%), Sicilia (+0,37%) e Veneto (+0,36%).

Tabella 5.2-32: 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 5.2-43), 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%).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

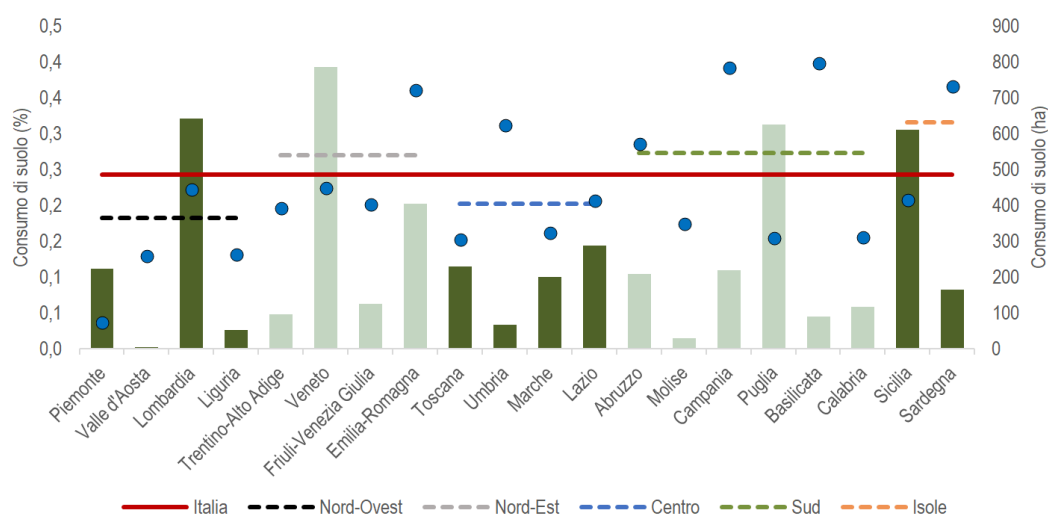


Figura 5.2-43 Consumo di suolo netto a livello regionale. Incremento percentuale (in azzurro) e in ettari (verde) tra il 2018 e il 2019. È dato anche l'incremento percentuale nazionale (rosso) e per ripartizione geografica. Fonte: elaborazioni ISPRA su cartografia SNPA

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 5.2-33 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 5.2-33: 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

5.2.12. 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. Biemi 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 5.2-44). Anche per le acque sotterranee la principale pressione significativa è quella diffusa (

Figura 5.2-45) di cui si rappresentano i diversi usi (Figura 5.2-46). 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

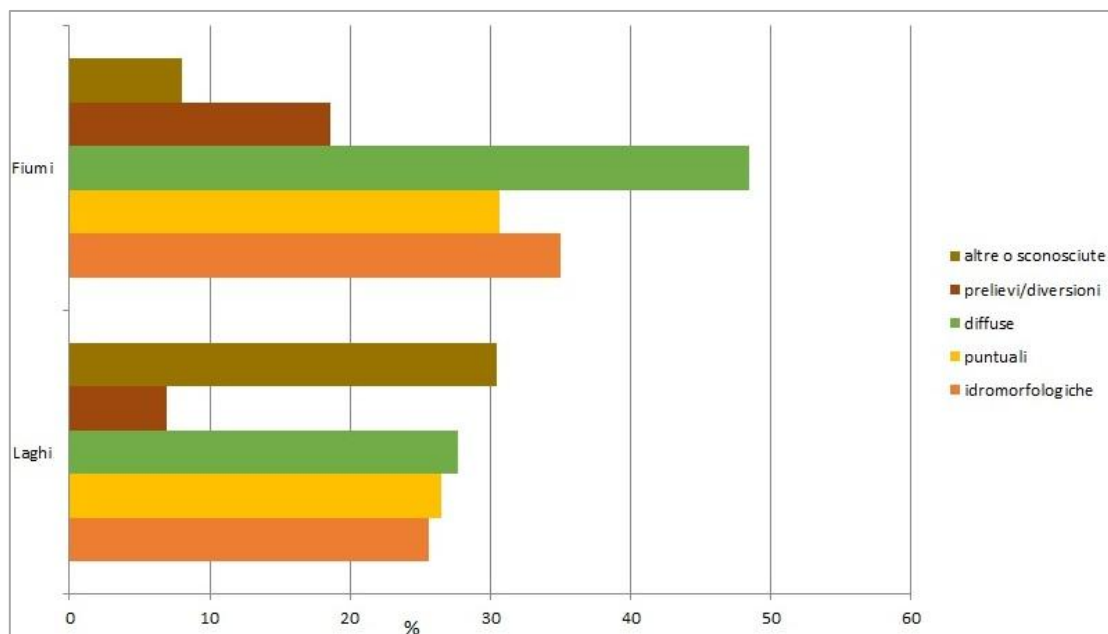


Figura 5.2-44: Corpi idrici superficiali soggetti a una o più tipologie di pressione, distribuzione delle principali tipologie di pressione per categoria di corpo idrico. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016
 Note: le percentuali sono calcolate rispetto al numero di corpi idrici di ciascuna categoria

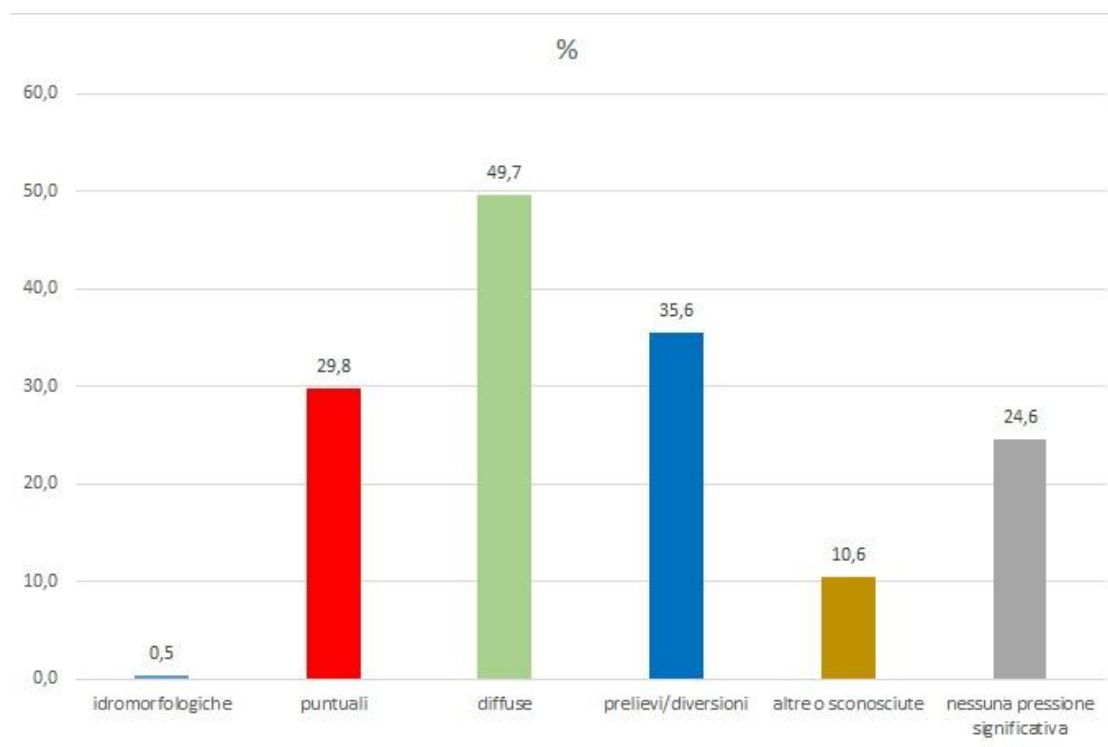


Figura 5.2-45: Corpi idrici sotterranei soggetti a una o più tipologie di pressione, distribuzione delle principali tipologie di pressione (Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016)

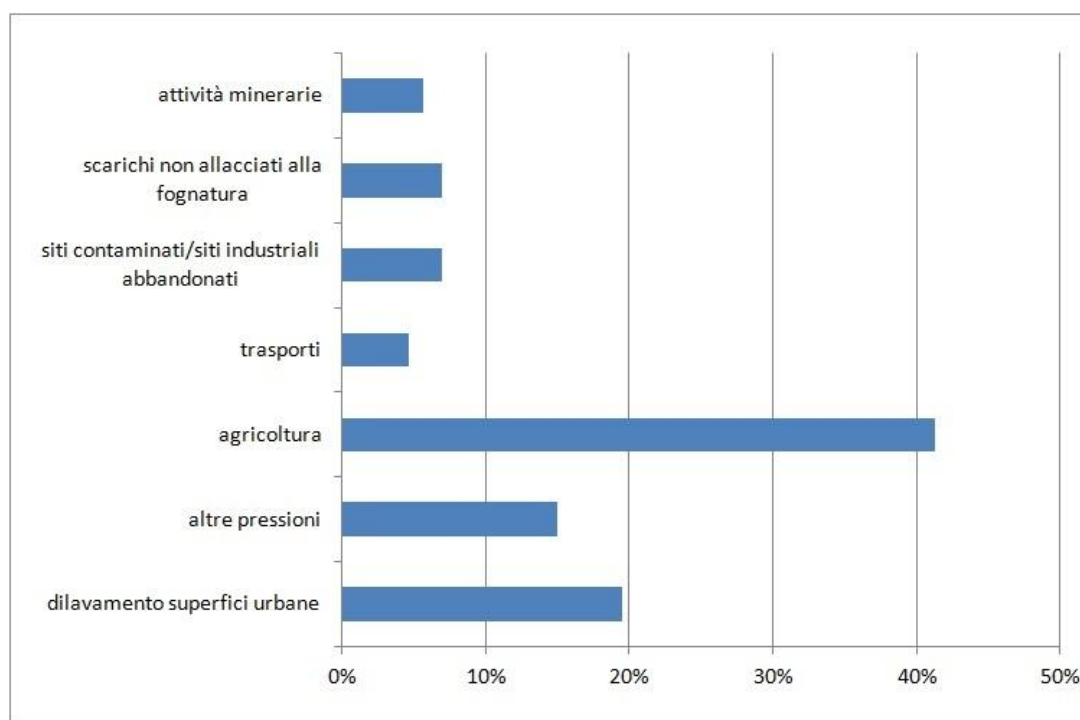


Figura 5.2-46: Corpi idrici sotterranei, Pressioni diffuse - distribuzione tra i diversi usi *Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016*

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 5.2-47 e nella Figura 5.2-48 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.

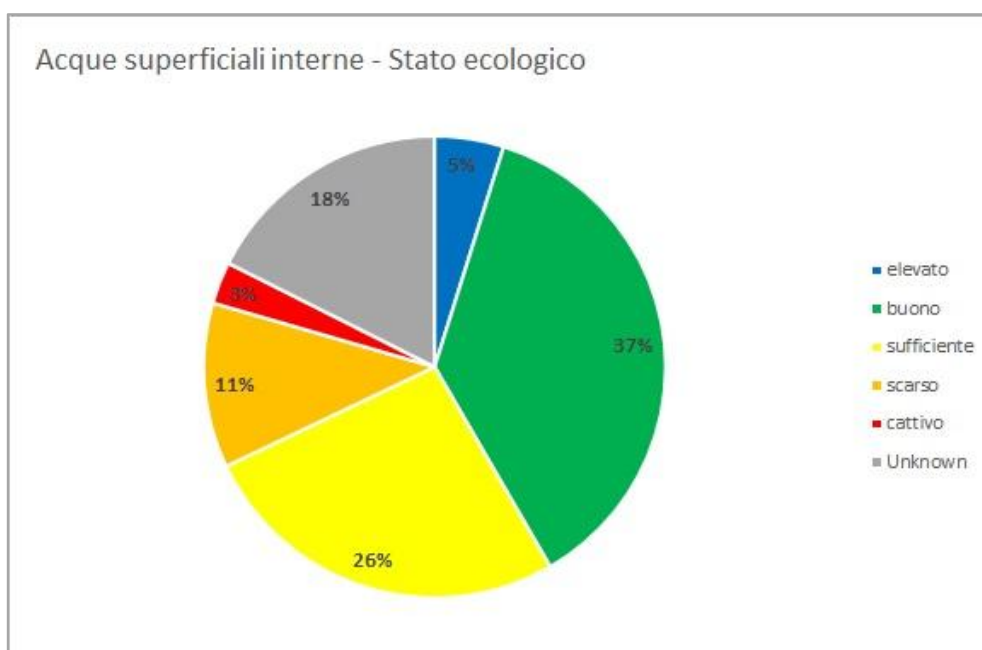


Figura 5.2-47: Stato ecologico acque superficiali interne. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016

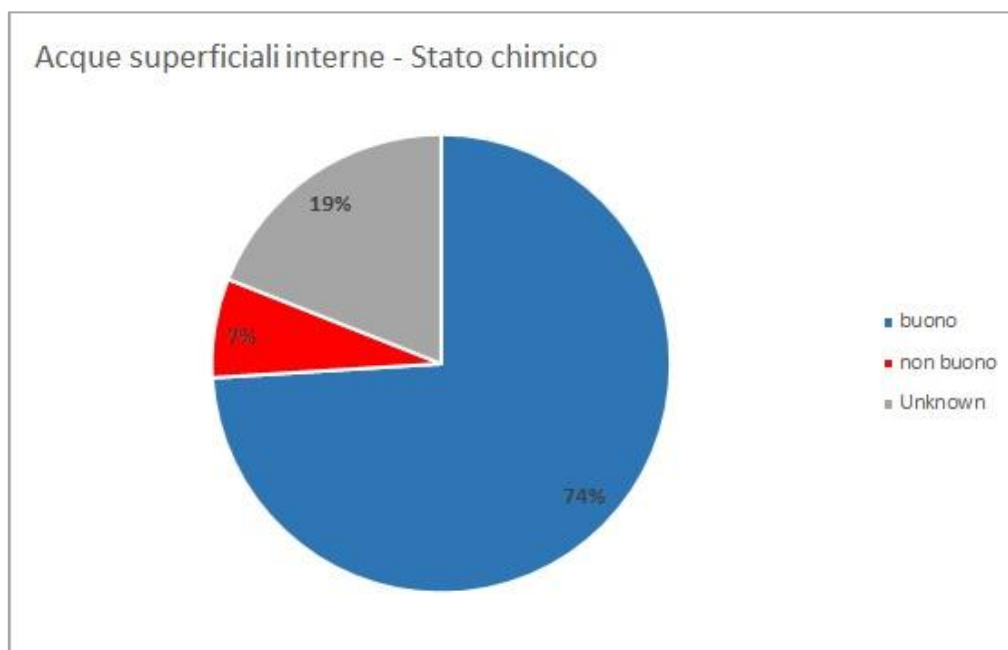


Figura 5.2-48: Stato chimico acque superficiali interne. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016

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 infiltra 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 5.2-49), mentre i corpi idrici in stato quantitativo buono sono il 61% (Figura 5.2-50).

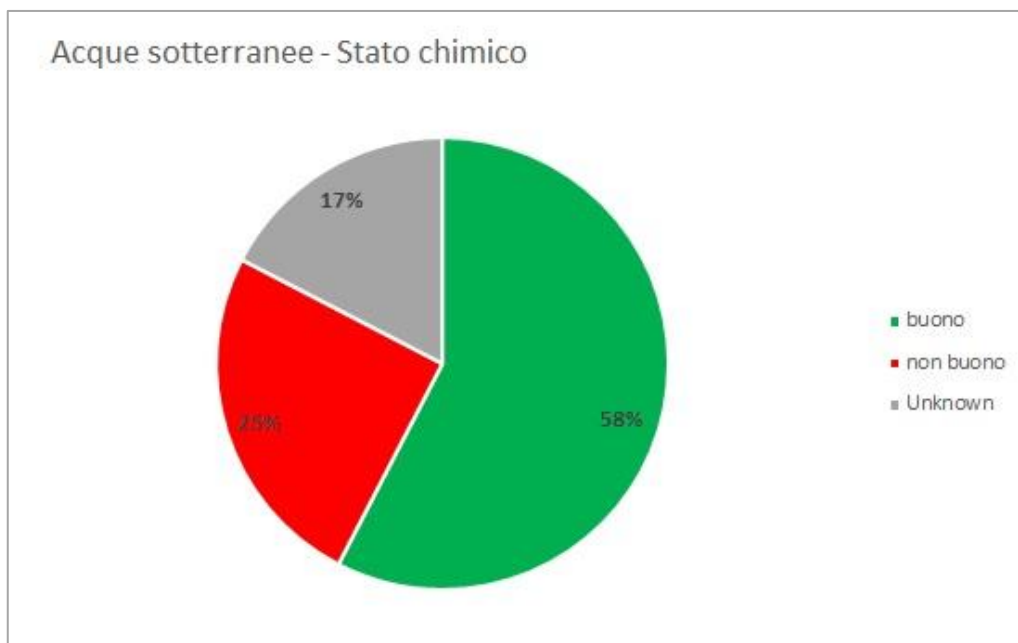


Figura 5.2-49: Stato chimico acque sotterranee. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016

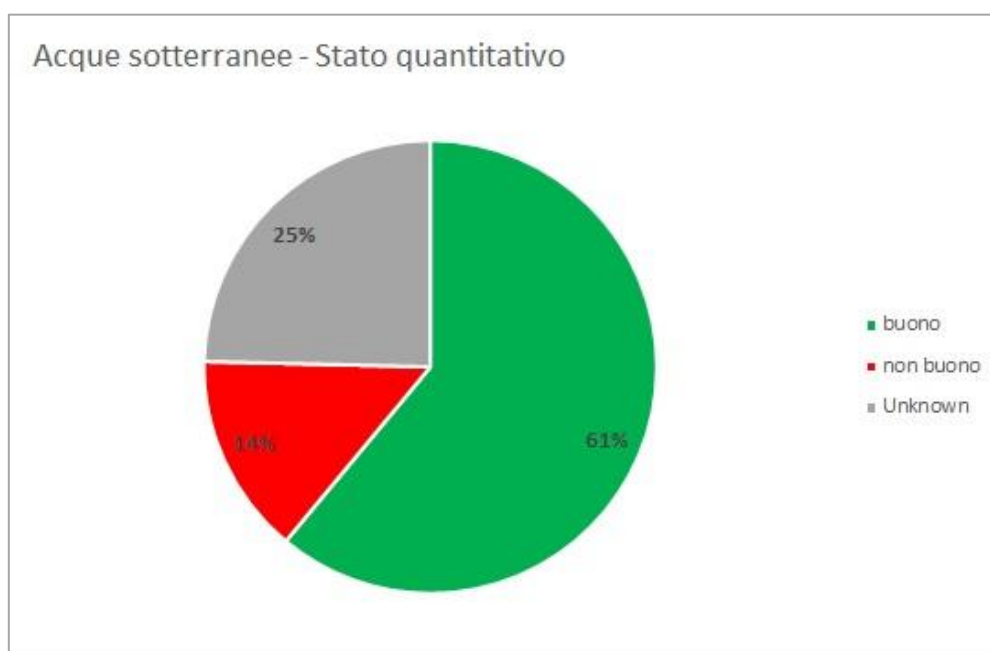


Figura 5.2-50: Stato quantitativo acque sotterranee. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Reporting WISE 2016

5.2.13. Caratteristiche dei beni culturali e paesaggistici

Il contesto territoriale italiano presenta una altissima diversità di paesaggi 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).

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 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 esse coprono il 34% del territorio nazionale. (ISPRA, ADA 2018).

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. Il 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](#)).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

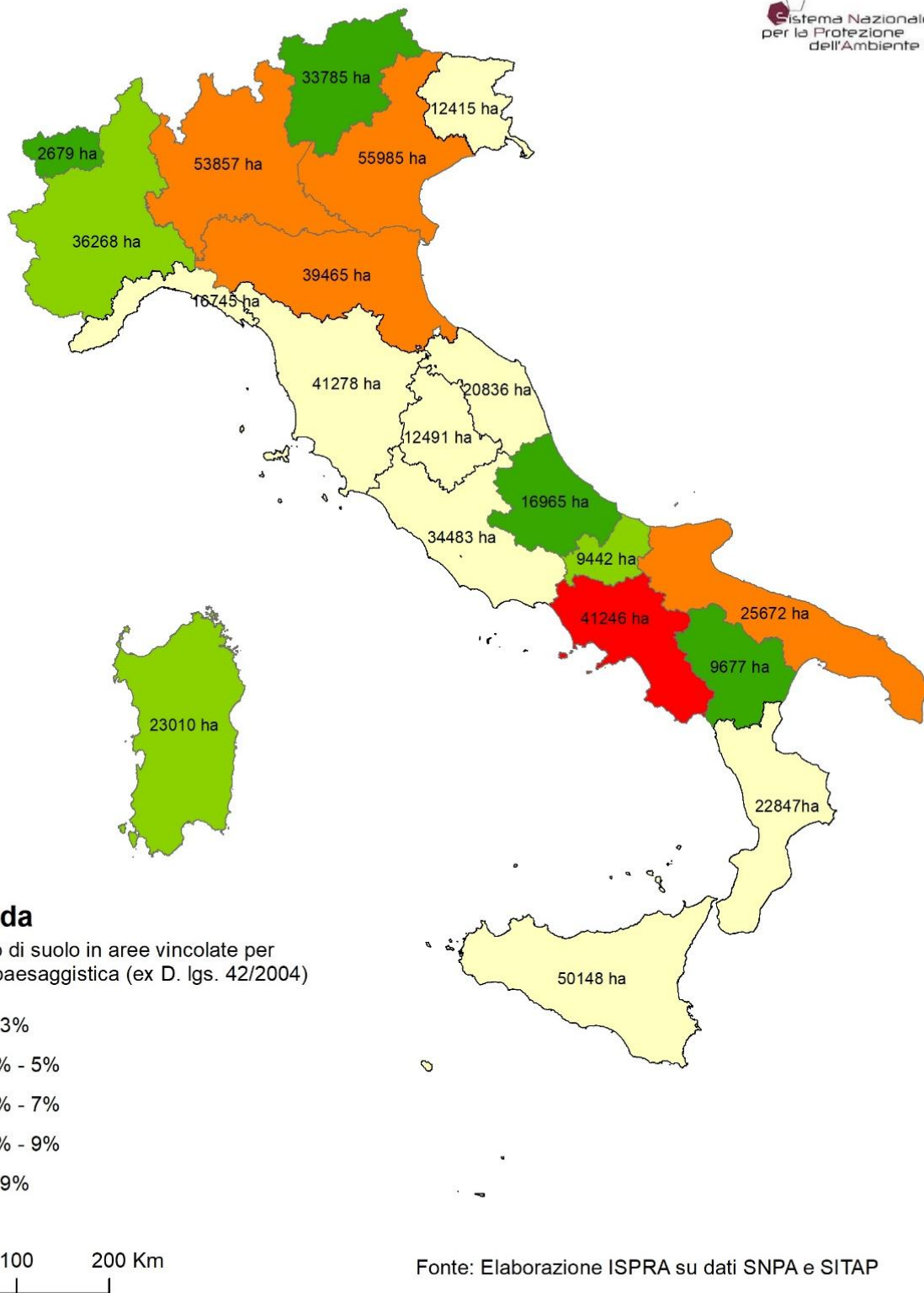


Figura 5.2-51: Suolo consumato (2019) nelle aree vincolate per la tutela paesaggistica (ex D.lgs 42/2004). (SNPA 2020, Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-52) 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.

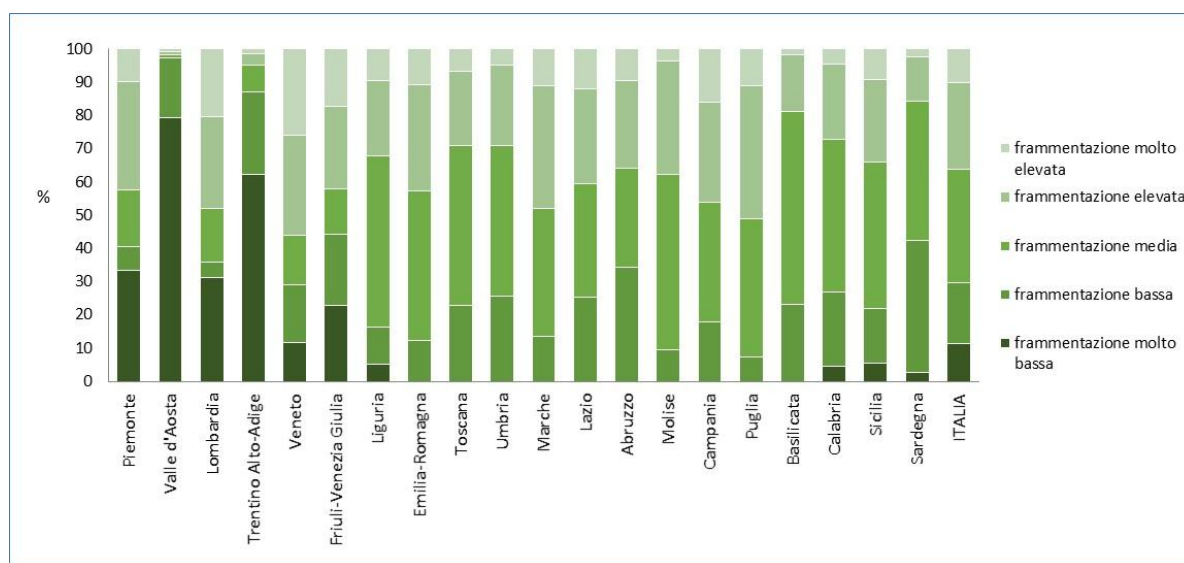


Figura 5.2-52: Copertura percentuale del territorio per classe di frammentazione nelle regioni italiane (2019). (SNPA 2020, [Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici](#)).

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).

AMBIENTE MARINO-COSTIERO

5.2.14. 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 5.2-34) 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 5.2-34). 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. Al contrario, in Toscana la sola presenza del Parco Nazionale dell'Arcipelago Toscano tutela un'estensione di quasi 57.000 ettari.

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 5.2-54 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 5.2-34: 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	

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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	

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

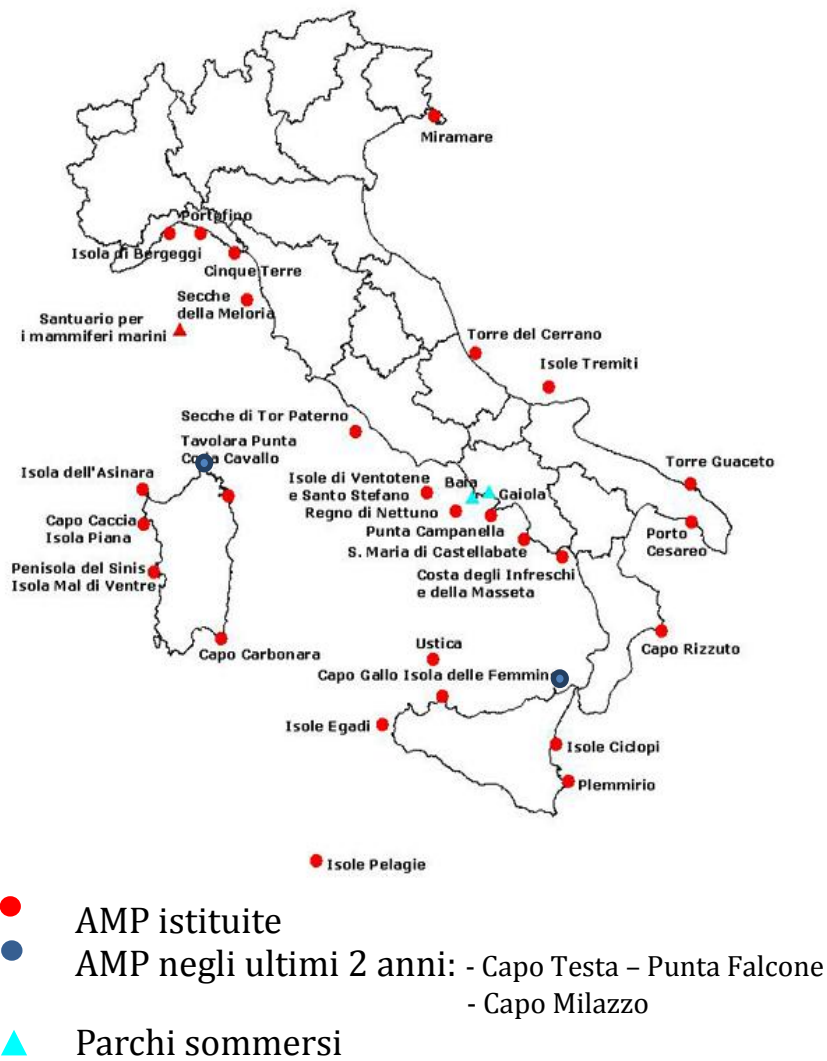


Figura 5.2-53: Aree marine protette nazionali, Parchi sommersi e Santuario dei cetacei

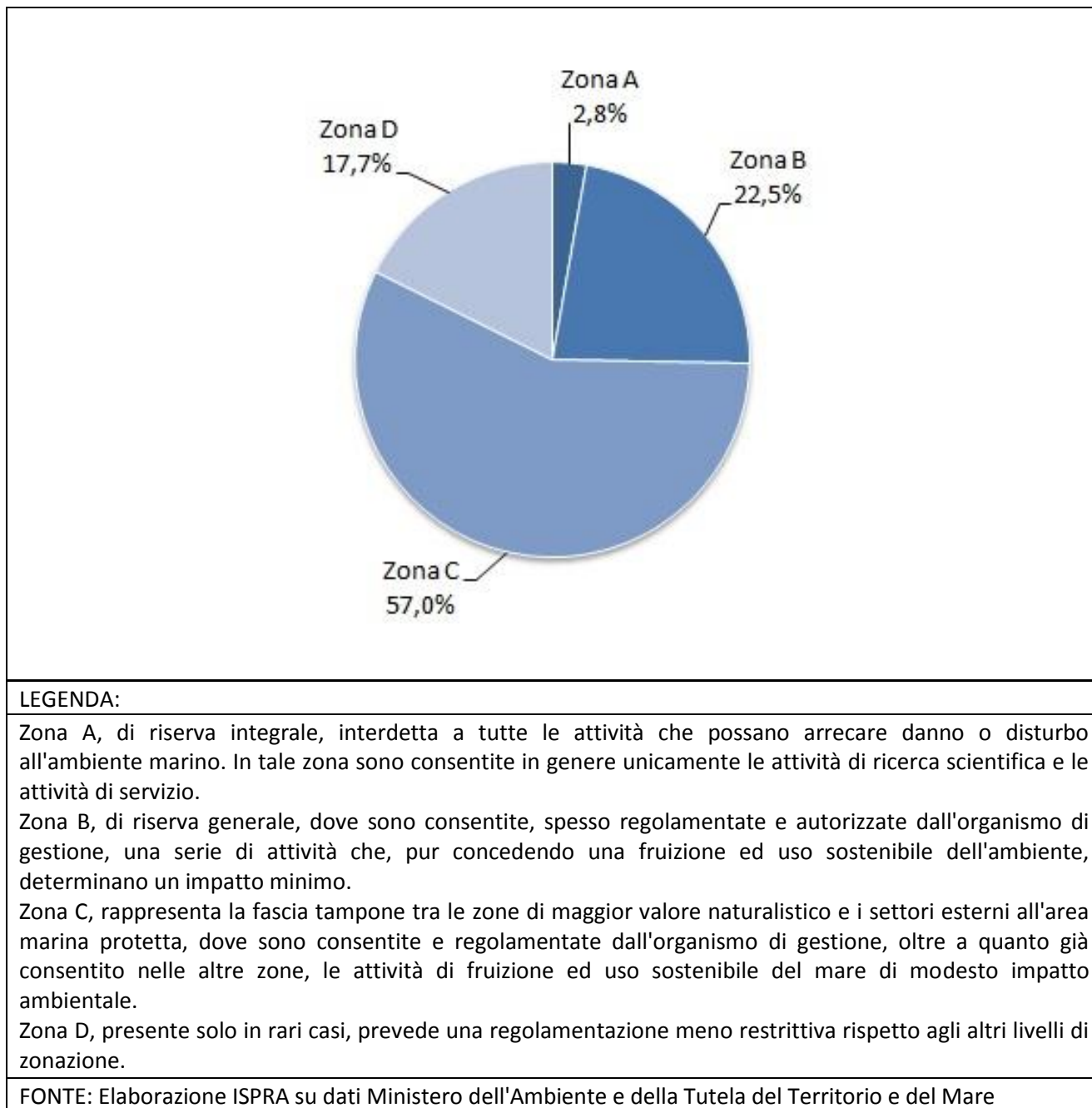


Figura 5.2-54: Ripartizione percentuale della superficie delle Aree Marine Protette (AMP) secondo i livelli di zonazione (ISPRA, Annuario dei dati ambientali 2019).

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 segnatarario, 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% delle acque marine italiane.

Aree marine di reperimento

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.

Le aree marine protette sono state istituite sulla base dell'elenco delle aree marine di reperimento di cui all'art. 31 della legge 979/82; dell'elenco previsto sono state tutte istituite a meno delle Isole Eolie e del Golfo di Orosei – Capo Monte Santu, e di tali ambiti territoriali deve tenersi conto per l'attuazione di legge.

Oltre al suddetto elenco, l'art. 36, comma 1, della legge 394/91 prevede un aggiuntivo elenco di ventinove aree marine di reperimento fra le quali non sono ancora state istituite:

Isola di Gallinara, Monti dell'Uccellina-Formiche di Grosseto-Foce dell'Ombrone- Talamone, Isola di Capri, Costa di Maratea, Capo d'Otranto - Grotte Zinzulusa e Romanelli - Capo di Leuca, Costa del Monte Conero, Isola di Pantelleria, Promontorio Monte Cofano-Golfo di Custonaci, Capo Spartivento, Monte di Scauri, Parco marino del Piceno, Stagnone di Marsala, Capo Passero, Pantani di Vindicari, Isola di San Pietro.

Inoltre la legge di stabilità 2014 (legge 27 dicembre 2013, n. 147, art. 1 comma 116) ha previsto l'inserimento nel sopraccitato elenco delle aree di reperimento, di cui all'art. 36, comma 1, della legge 394/91, di altre due aree (una istituita e l'altra archiviata) e, infine, la legge di stabilità 2016 (legge 28

dicembre 2015, n°221, art. 6, comma 3) ha integrato detto elenco con le zone marine nel Canale di Sicilia afferenti ai Banchi Graham, Terribile, Pantelleria, Avventura “limitatamente alle parti rientranti nella giurisdizione nazionale, da istituire anche separatamente”. Le attività istruttorie relative all’istituzione di queste ultime aree afferenti ai Banchi sono attualmente in corso.

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).

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 5.2-55). Delle specie rimanenti, solo 2 sono state considerate in uno stato “favorevole” e 3 caratterizzate da un *trend* stabile.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

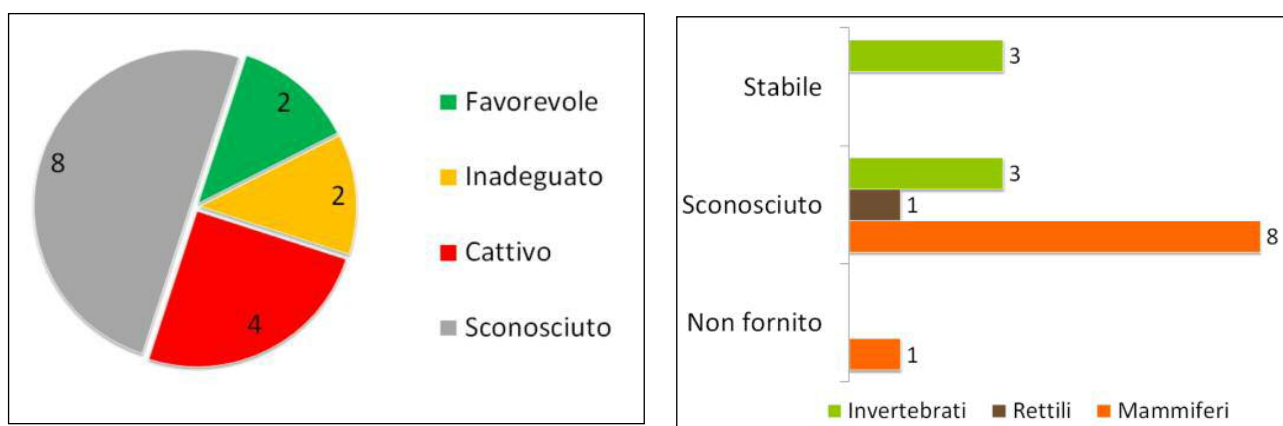


Figura 5.2-55: Stato di conservazione (sinistra) e suo "trend" (destra) relativo alle 16 specie marine rendicontate nel III Rapporto nazionale (periodo 2007-2012).

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 5.2-56).

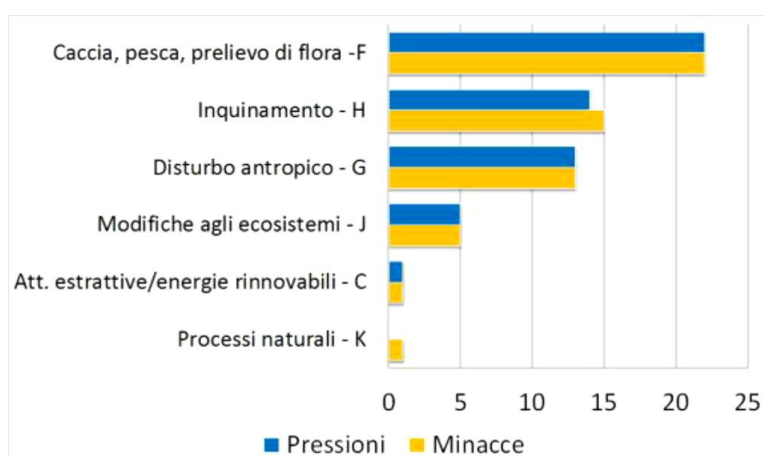


Figura 5.2-56: Pressioni e minacce per le specie marine. È riportato il numero di volte in cui sono state segnalate le pressioni e le minacce afferenti a ciascuna categoria di primo livello gerarchico (periodo 2007-2012).

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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

La Figura 5.2-57 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 5.2-58 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 5.2-57: Mappa di distribuzione di *Tursiops truncatus* (griglia 50x50 Km) come riportata nel III reporting della Direttiva Habitat relativo al periodo 2007-2012.

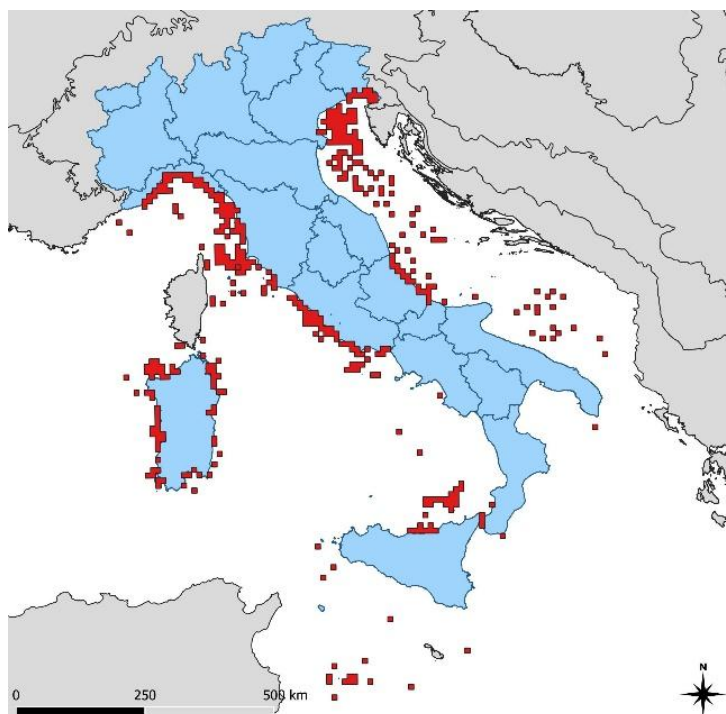


Figura 5.2-58: Mappa di distribuzione di *Tursiops truncatus* relativa al periodo 2013-2018 su una griglia di 10 X 10 km (fonte: IV Rapporto nazionale ex Art.17).

Le due immagini (Figura 5.2-57 e Figura 5.2-58), ma soprattutto la Figura 5.2-58, 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 5.2-59). 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.

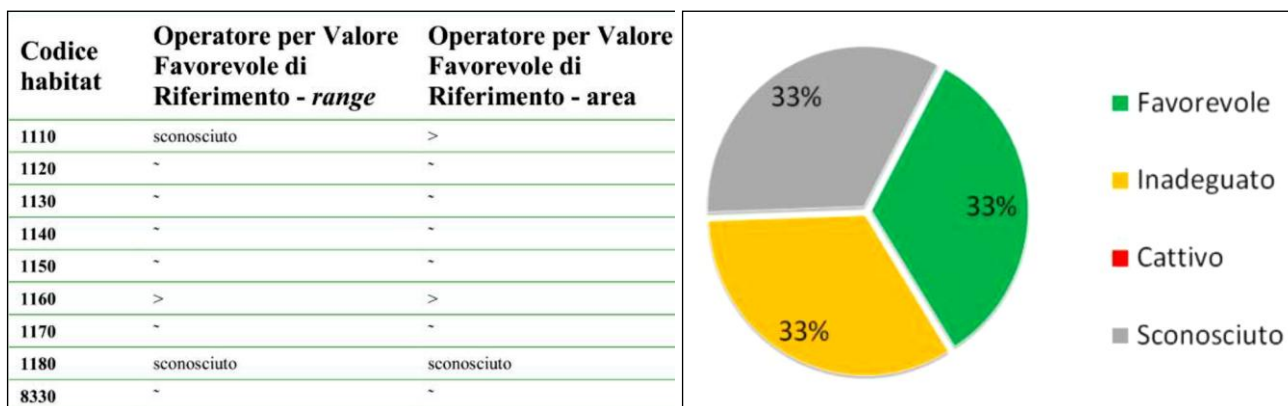


Figura 5.2-59: Stato di conservazione complessivo degli habitat marini (destra) e operatori per i valori favorevoli di riferimento di range e area degli habitat marini (periodo 2007-2012) (sinistra).

Un quadro di sintesi delle pressioni e minacce che incidono sullo stato di salute degli habitat marini è riportato nella Figura 5.2-60. 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

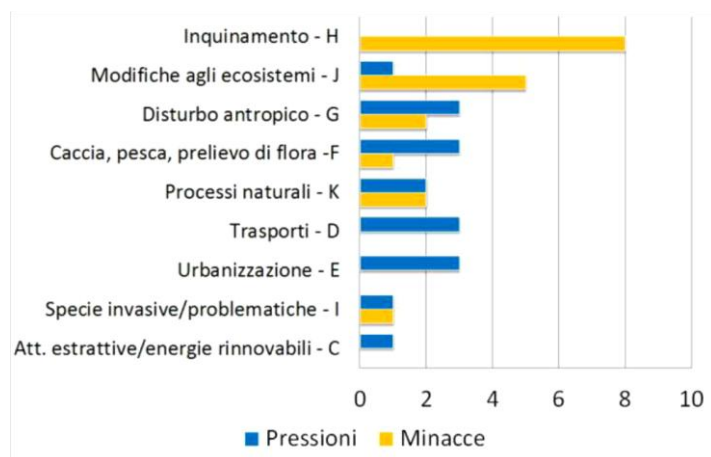


Figura 5.2-60: Pressioni e minacce che agiscono sugli habitat marini (periodo 2007-2012).

La Figura 5.2-61 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.

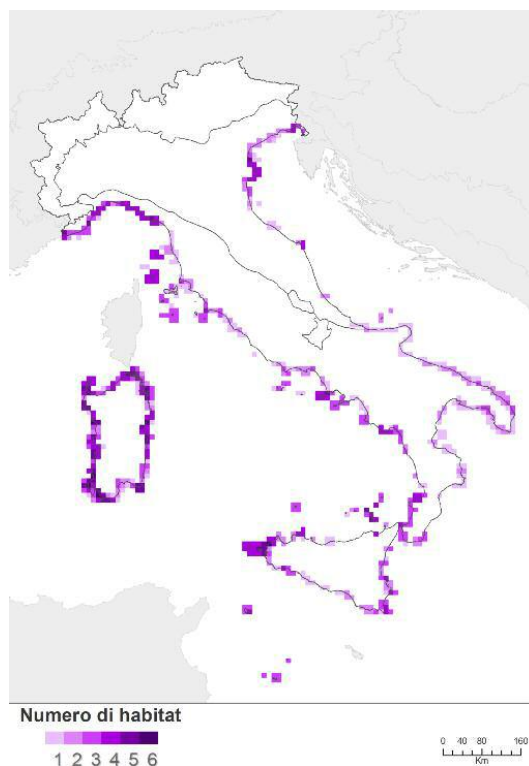


Figura 5.2-61: Distribuzione nei mari italiani degli habitat marini considerati nel III Rapporto nazionale (periodo 2007-2012).

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"³¹, 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.

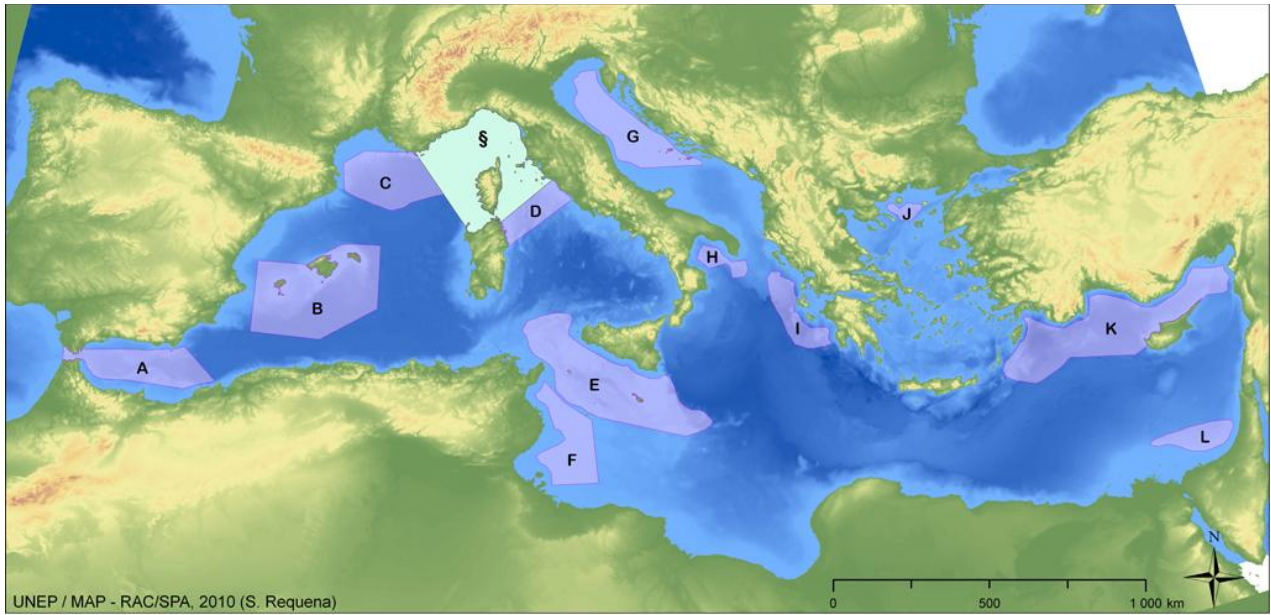
L'area dello Stretto di Sicilia, in cui insistono i banchi, è identificata nell'ambito del Mediterranean Action Plan dell'UNEP (UNEP/MAP) come probabile area per la realizzazione di una SPAMI (Specially Protected Areas of Mediterranean Importance), per la quale il Regional Activity Center for Specially Protected Areas (RAC/SPA), organo regionale della Convenzione di Barcellona, sta promuovendo l'istituzione (Figura 5.2-62).

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 5.2-63).

³¹ 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee



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 5.2-62: 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

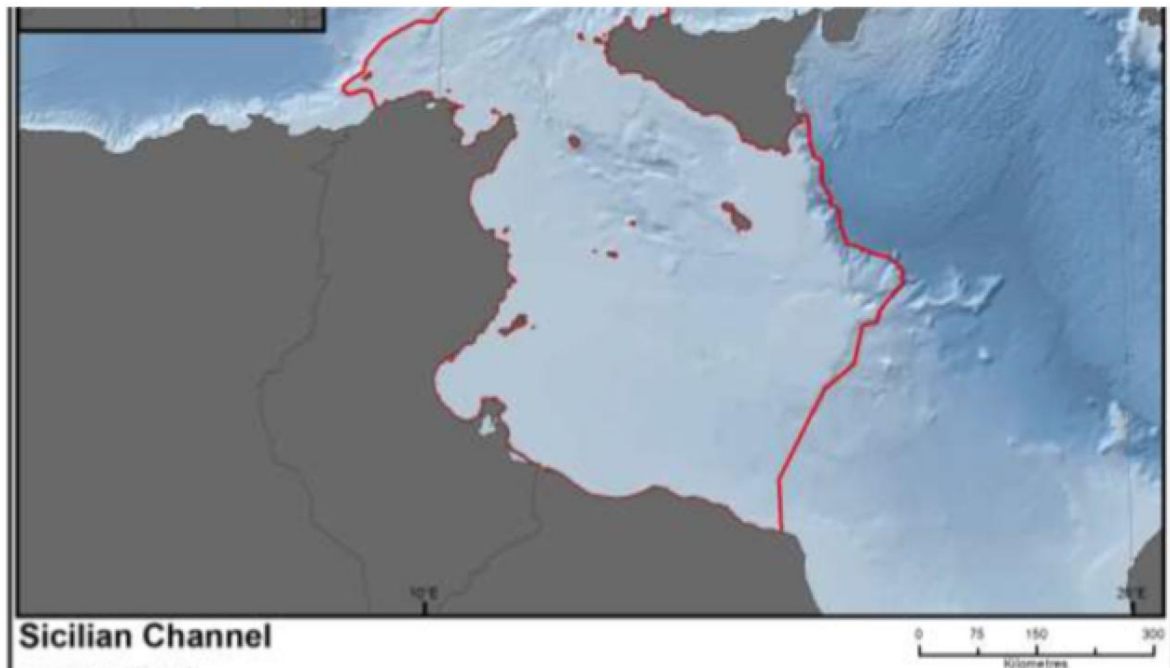


Figura 5.2-63: Area dello Stretto di Sicilia rispondente ai criteri EBSA (da <https://chm.cbd.int/database/record?documentID=204108>)

Fisheries Restricted Areas (FRAs)

Le Fisheries Restricted Areas (Figura 5.2-64) 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*).

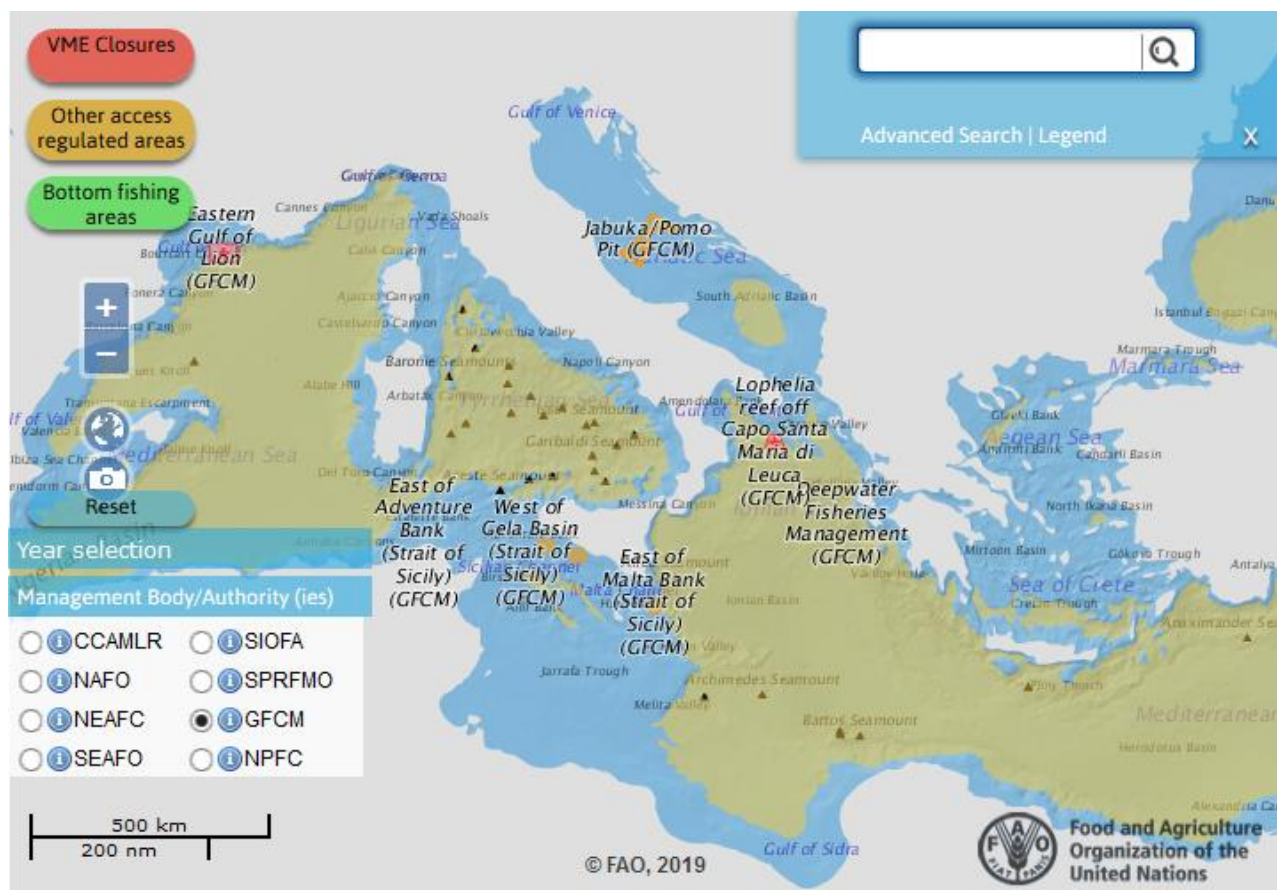


Figura 5.2-64: Fisheries Restricted Areas nel Mediterraneo (fonte: <http://www.fao.org/qfcm/data/maps/fras/en>)

5.2.15. 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 5.2-65), per il Distretto Alpi Orientali (25 corpi idrici) l’88 % dei corpi idrici marino costieri si trova in un 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

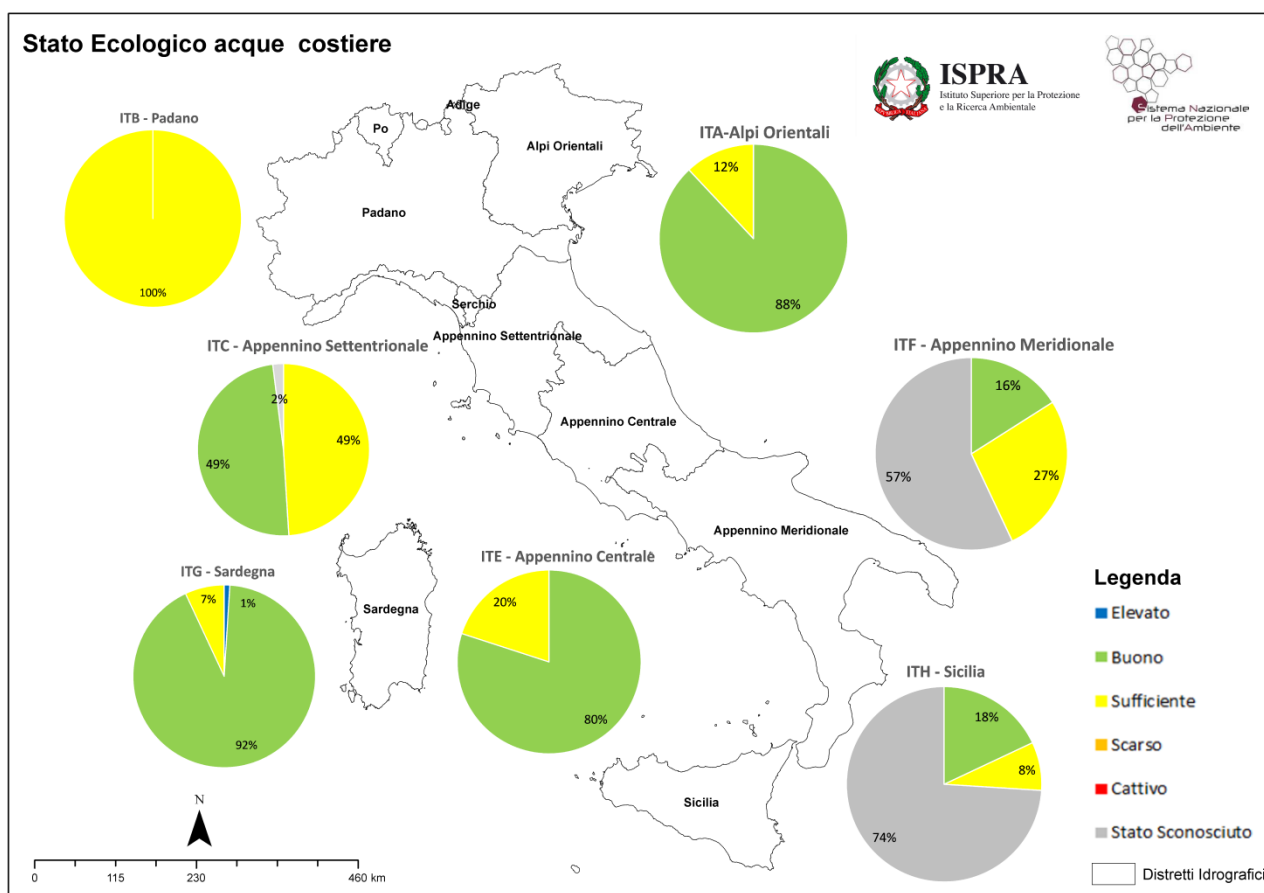


Figura 5.2-65: Stato ecologico dei corpi idrici marino costieri italiani per Distretto idrografico. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati del Reporting II RMBP fornito dalle Autorità di Bacino - marzo 2016 (Annuario Dati Ambientali 2017).

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 5.2-66).

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.

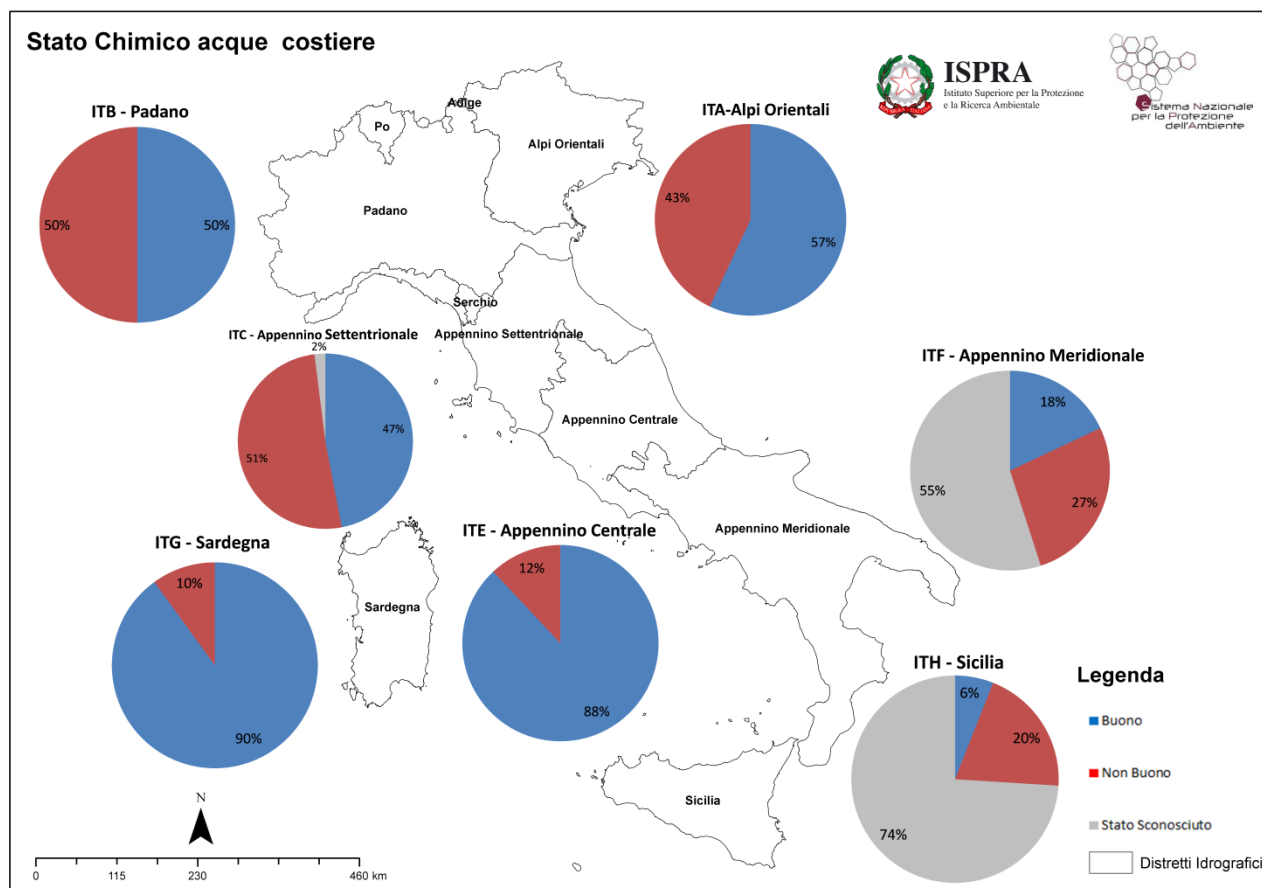


Figura 5.2-66: Stato chimico dei corpi Idrici delle acque marino costiere nell'ambito dei Distretti idrografici. Fonte: Elaborazione ISPRA sulla base dei dati del Reporting II RBMP fornito dalle Autorità di Bacino - marzo 2016 (Annuario Dati Ambientali 2017).

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 si propone di diventare 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.

Vengono di seguito riportati dati relativi all'indicatore **Eutrofizzazione (Descrittore 5)**, 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.

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.

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 5.2-67 e Figura 5.2-68). 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

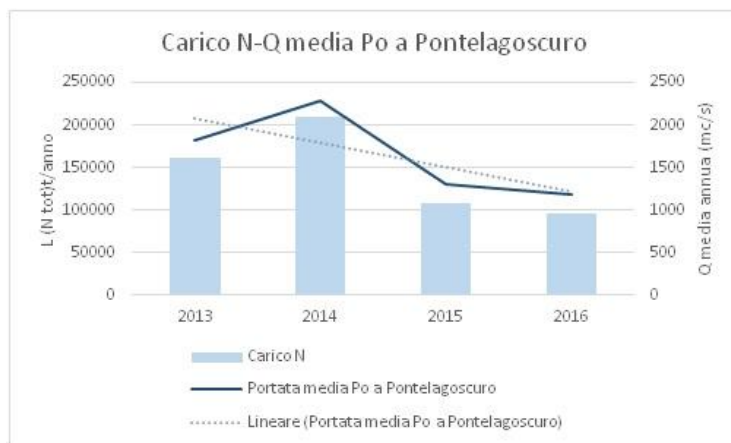


Figura 5.2-67: Portate medie annuali e carichi di azoto sversati a mare dal fiume Po. La linea tratteggiata rappresenta la linea di tendenza dei carichi nel periodo in esame. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

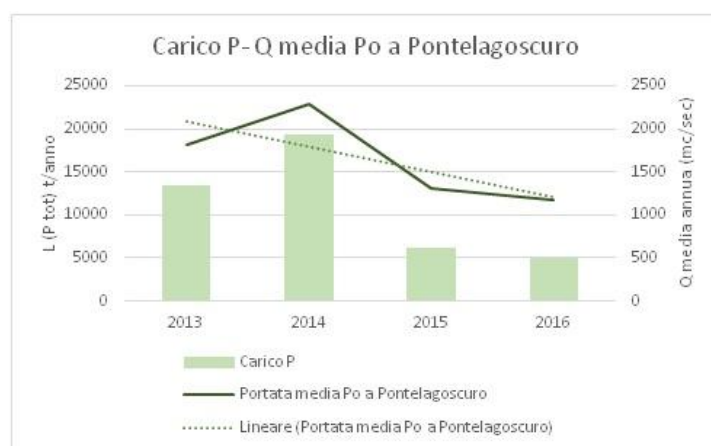


Figura 5.2-68: Portate medie annuali e carichi di fosforo sversati a mare dal fiume Po. La linea tratteggiata rappresenta la linea di tendenza dei carichi nel periodo in esame. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

Concentrazione di nutrienti nell'ambiente marino (da Figura 5.2-69 a Figura 5.2-75)

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 5.2-69). Nel caso del fosforo è possibile evidenziare una variabilità interannuale meno sensibile ai regimi idrologici dei fiumi. Tra il 2012 e il 2015 (Figura 5.2-70) 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 5.2-69). 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 5.2-71). 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 5.2-72 e Figura 5.2-73) sia per le *offshore waters* (Figura 5.2-74 e Figura 5.2-75).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

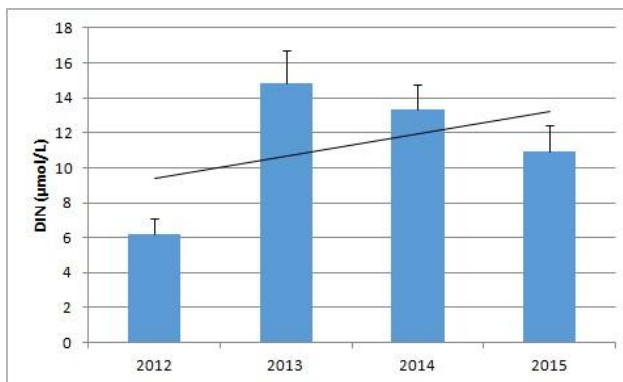


Figura 5.2-69: Concentrazioni di Azoto Inorganico Disciolto (DIN) (medie geometriche annuali + errore standard) nelle acque costiere dell’Alto Adriatico. La linea rappresenta la linea di tendenza del parametro per gli anni considerati. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

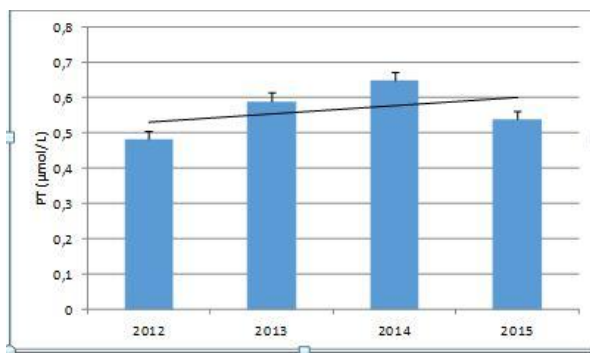


Figura 5.2-70: Concentrazione media di Fosforo Totale (µmol/L) per stazione nelle acque costiere dell’Alto Adriatico. La linea rappresenta la linea di tendenza del parametro per gli anni considerati. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

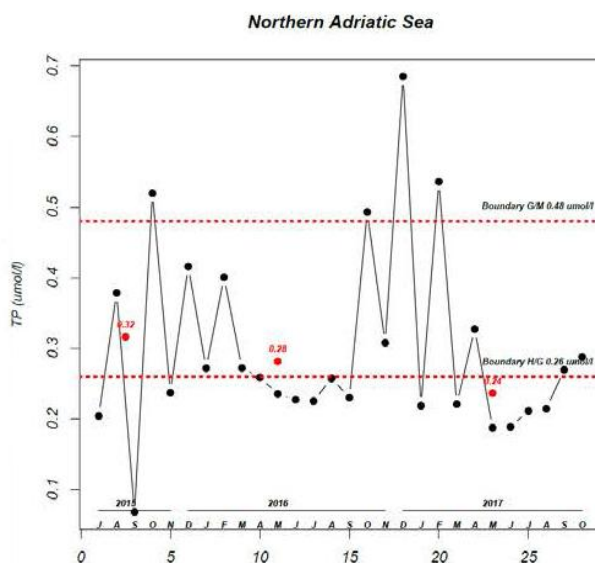


Figura 5.2-71: Concentrazione di fosforo totale (medie geometriche mensili in nero e media annuale in rosso) nelle acque offshore dell’Alto Adriatico. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

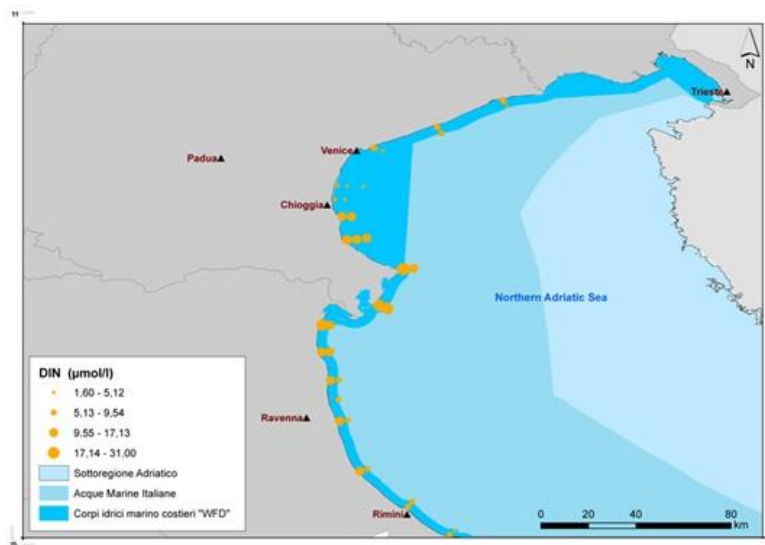


Figura 5.2-72: Concentrazione media per stazione di Azoto Inorganico Disciolto (DIN) nelle acque costiere dell'Alto Adriatico (2012-2015). Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

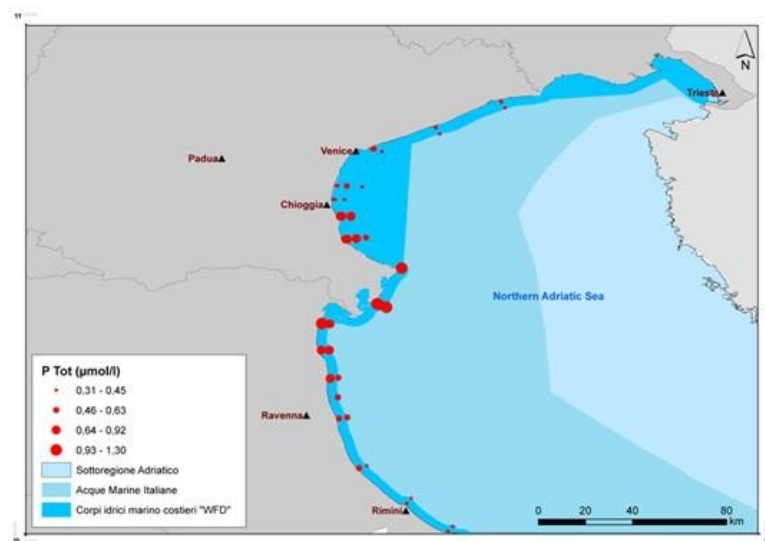


Figura 5.2-73: Concentrazione media per stazione di fosforo totale nelle acque costiere dell'Alto Adriatico (2012-2015). Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

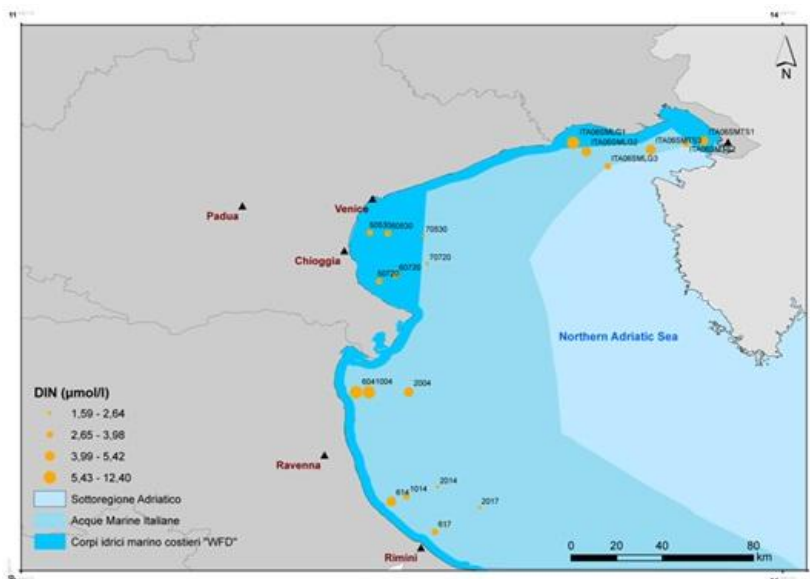


Figura 5.2-74: Concentrazione media per stazione di azoto inorganico disciolto (DIN) nelle acque offshore dell'Alto Adriatico (2015-2017). Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

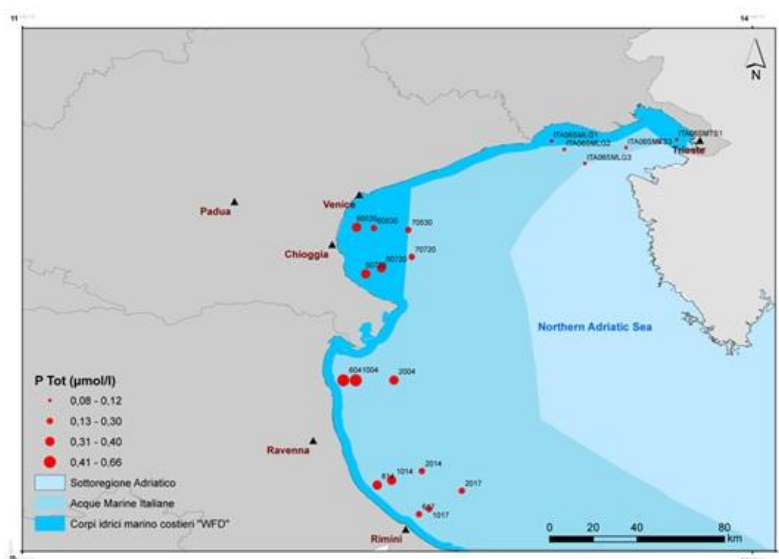


Figura 5.2-75: Concentrazione media per stazione di fosforo totale nelle acque offshore dell'Alto Adriatico (2015-2017). Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

Clorofilla *a* (da Figura 5.2-76 a Figura 5.2-79)

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 5.2-76), 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 5.2-77, 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 5.2-78), si riscontrano due picchi di concentrazione per la clorofilla "a" di poco inferiore ai 6 $\mu\text{g/l}$ nel 2015 e di poco inferiore ai 5 $\mu\text{g/l}$ nel 2017 (Figura 5.2-79).

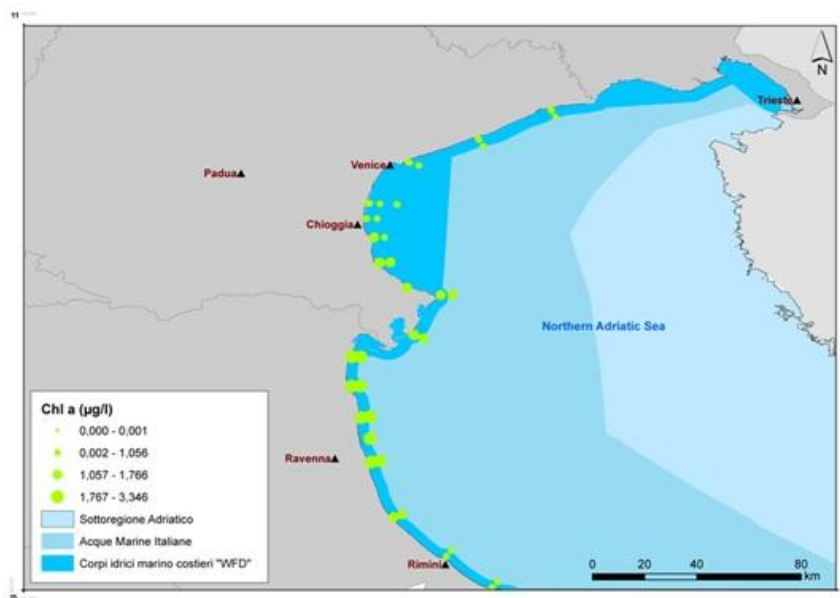


Figura 5.2-76: Concentrazione media per stazione di Clorofilla "a" nelle acque costiere dell'Alto Adriatico (2012-2015). Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

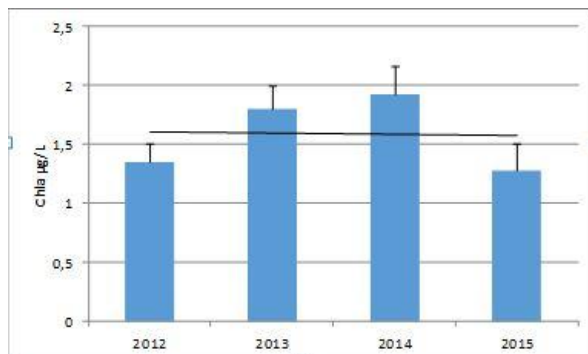


Figura 5.2-77: Concentrazione di Clorofilla "a" (medie geometriche annuali + errore standard) nelle acque costiere superficiali dell'Alto Adriatico. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

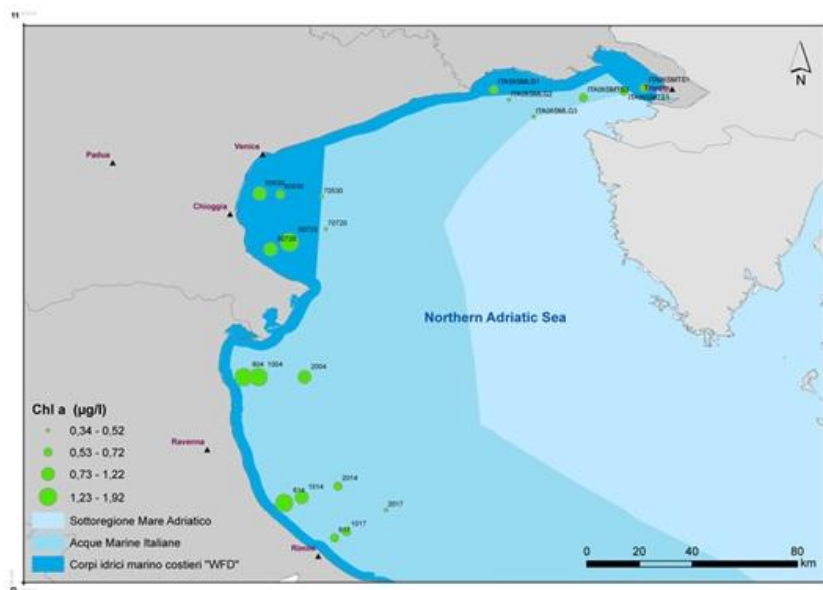


Figura 5.2-78: Concentrazione media per stazione Clorofilla "a" nelle acque offshore dell'Alto Adriatico (2015-2017). Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

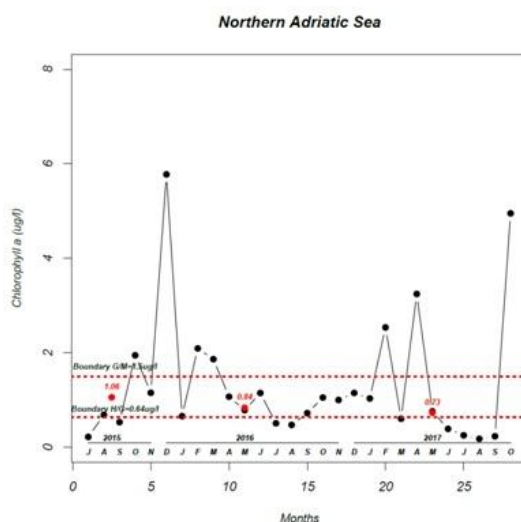


Figura 5.2-79: Concentrazione Clorofilla "a" (medie geometriche mensili in nero e media annuale in rosso) nelle acque offshore dell'Alto Adriatico. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

Ossigeno disciolto (Figura 5.2-80)

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).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

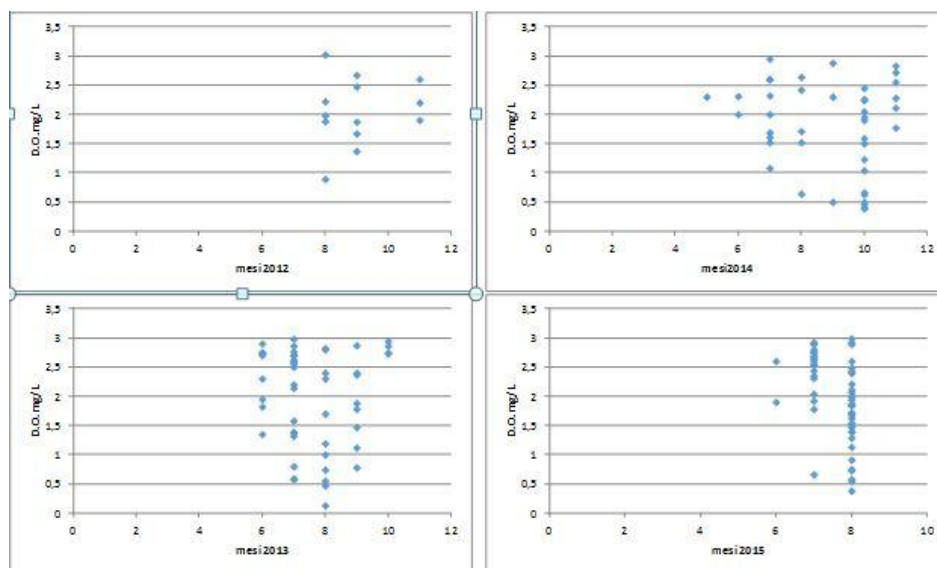


Figura 5.2-80: Concentrazioni di Ossigeno Disciolto (DO) rilevate nelle acque costiere dell'Alto Adriatico, nel periodo 2012-2015, che ricadono al di sotto del valore soglia di ipossia, pari a 3 mg/l. Fonte: Elaborazione ISPRA su dati ARPA costiere (Annuario Dati Ambientali 2018).

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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-81 a Figura 5.2-89) 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).

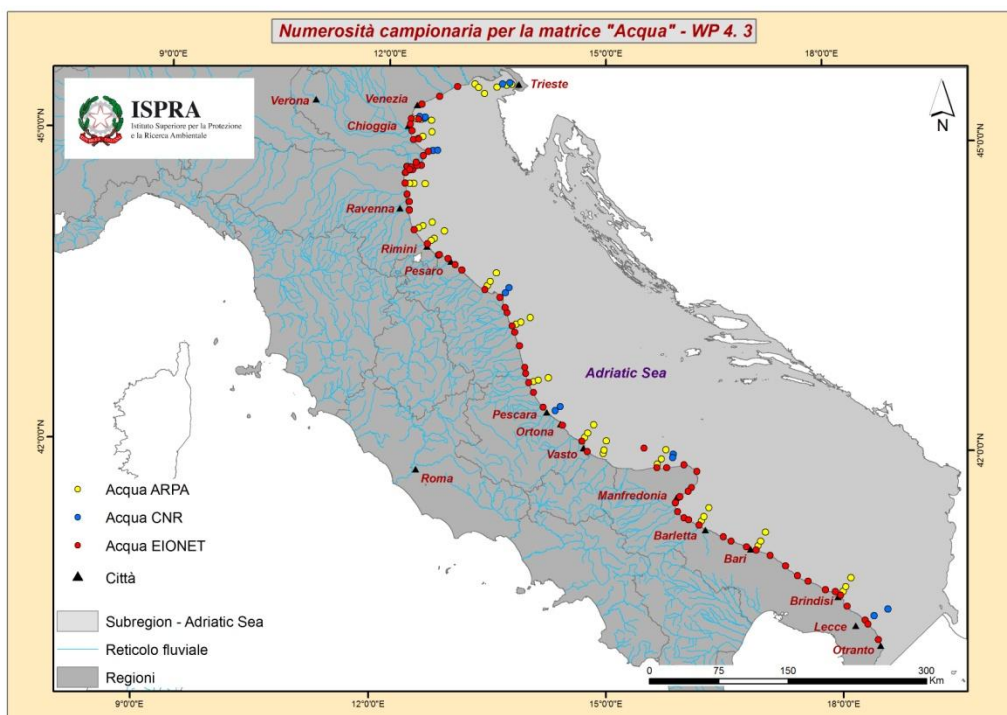


Figura 5.2-81: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento dell'acqua della Sottoregione AS (MSFD, 2018)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

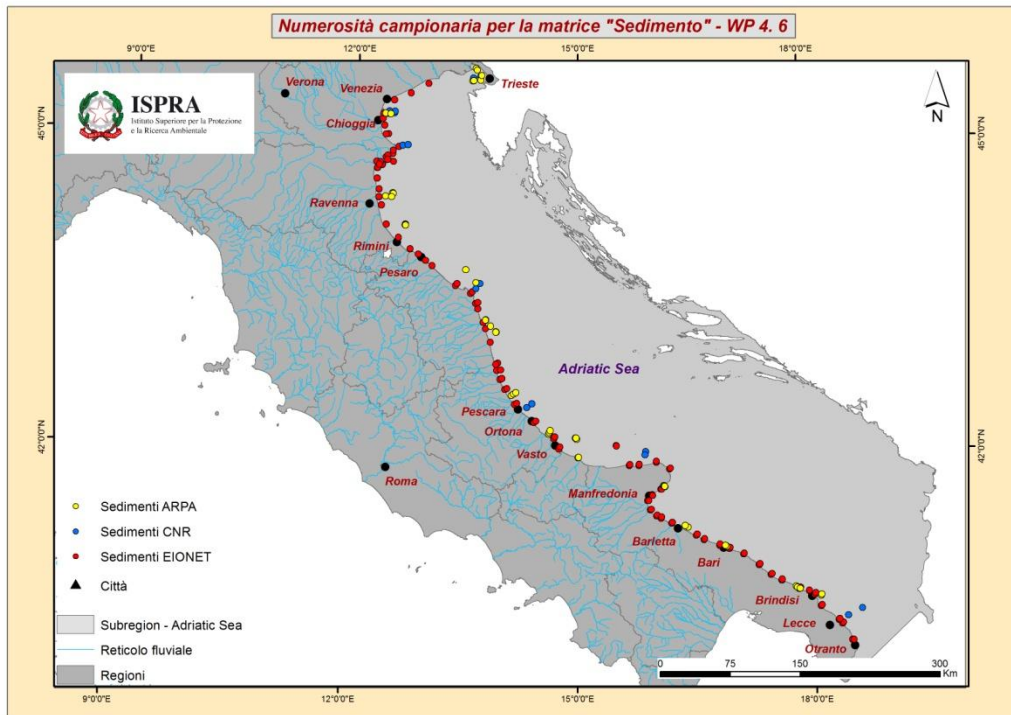


Figura 5.2-82: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento dei sedimenti della Sottoregione AS (MSFD, 2018)

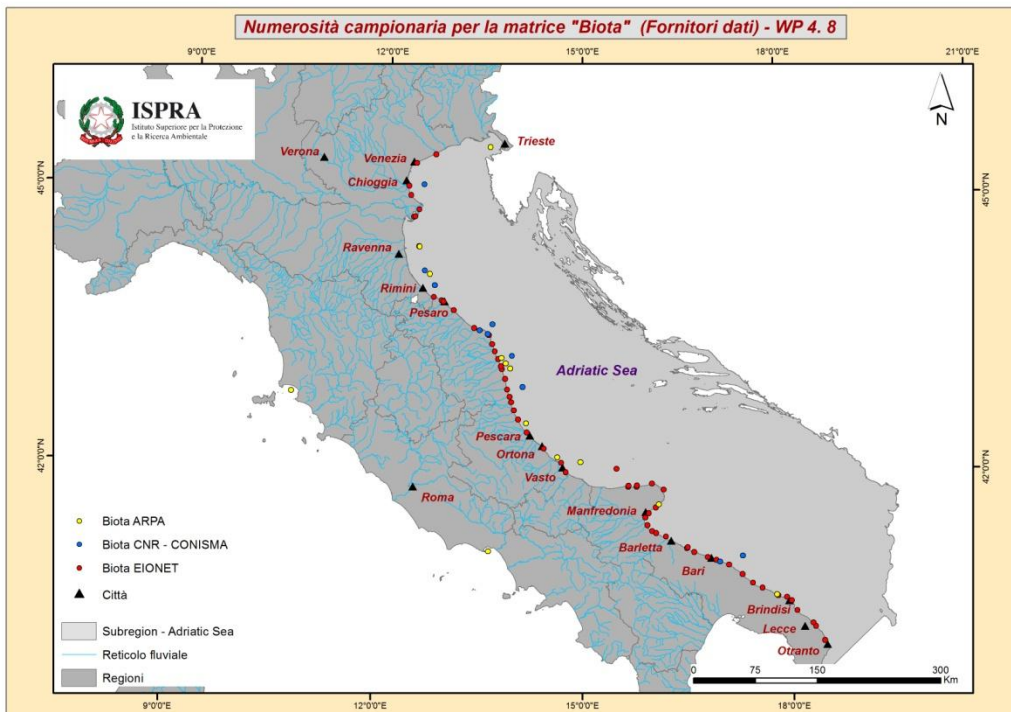


Figura 5.2-83: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento del biota della Sottoregione AS (MSFD, 2018)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

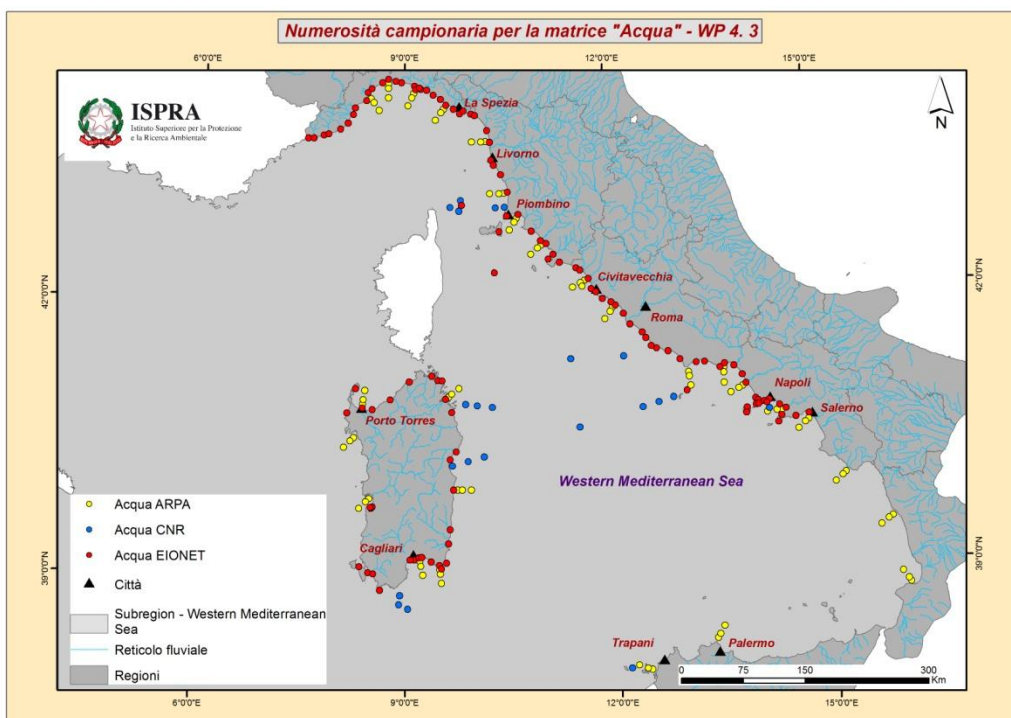


Figura 5.2-84: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento dell'acqua della Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

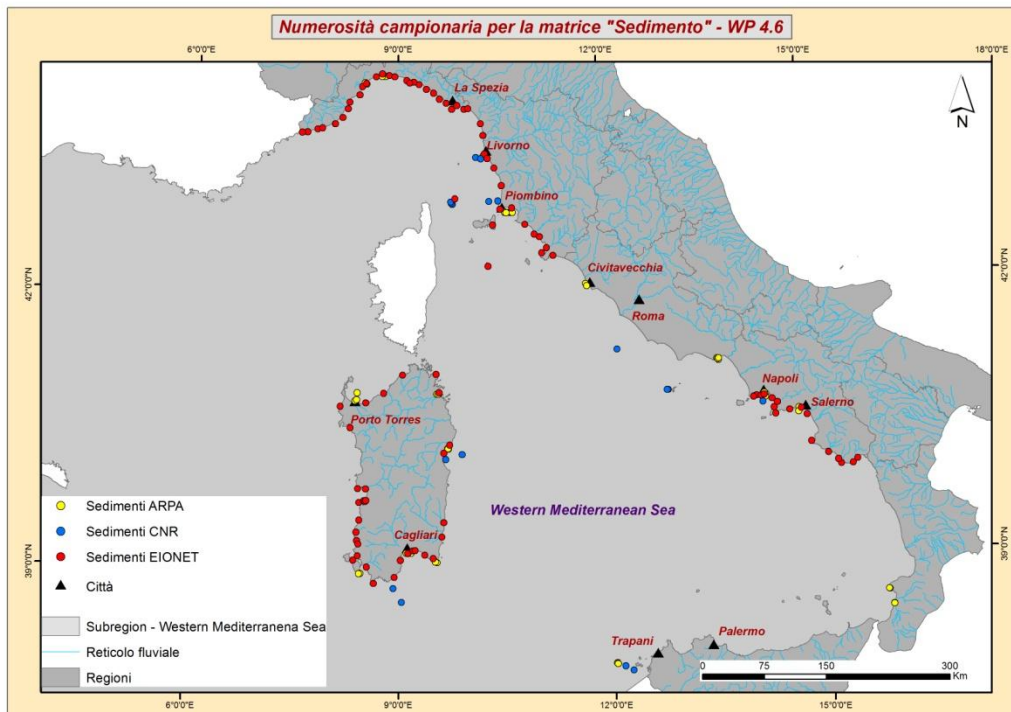


Figura 5.2-85: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento dei sedimenti della Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

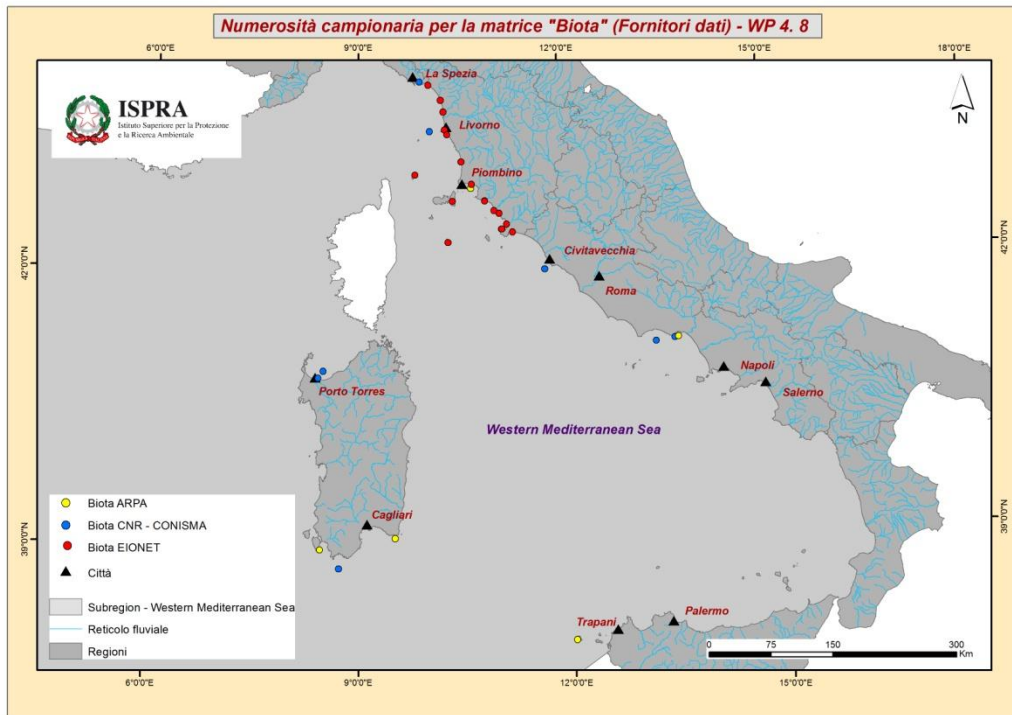


Figura 5.2-86: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento del biota della Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

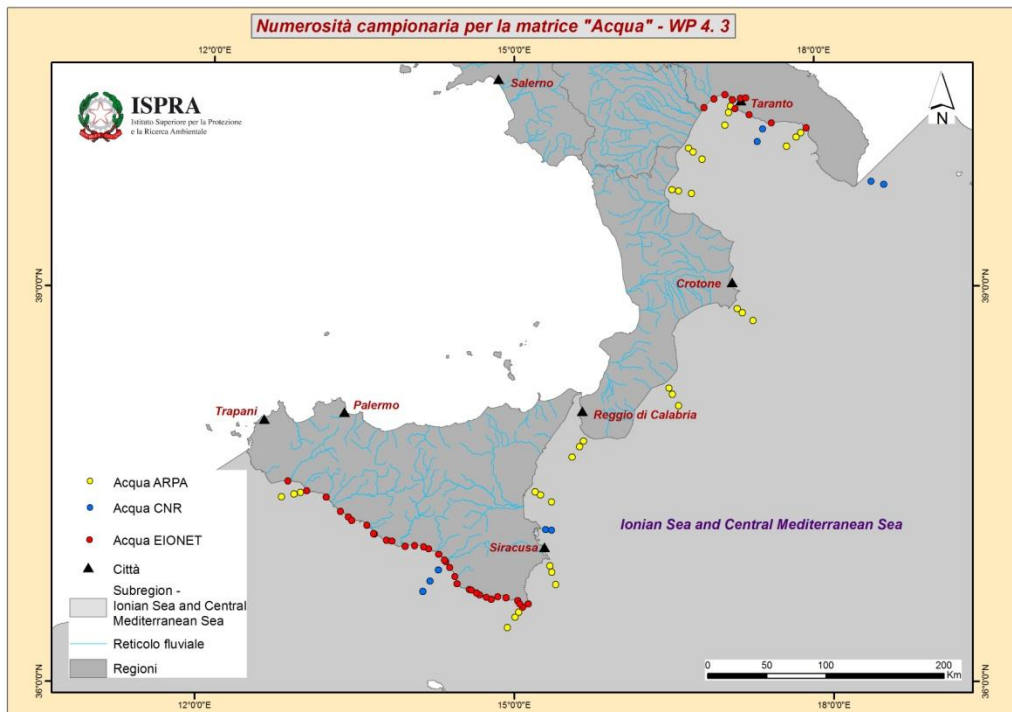


Figura 5.2-87: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento dell'acqua della Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

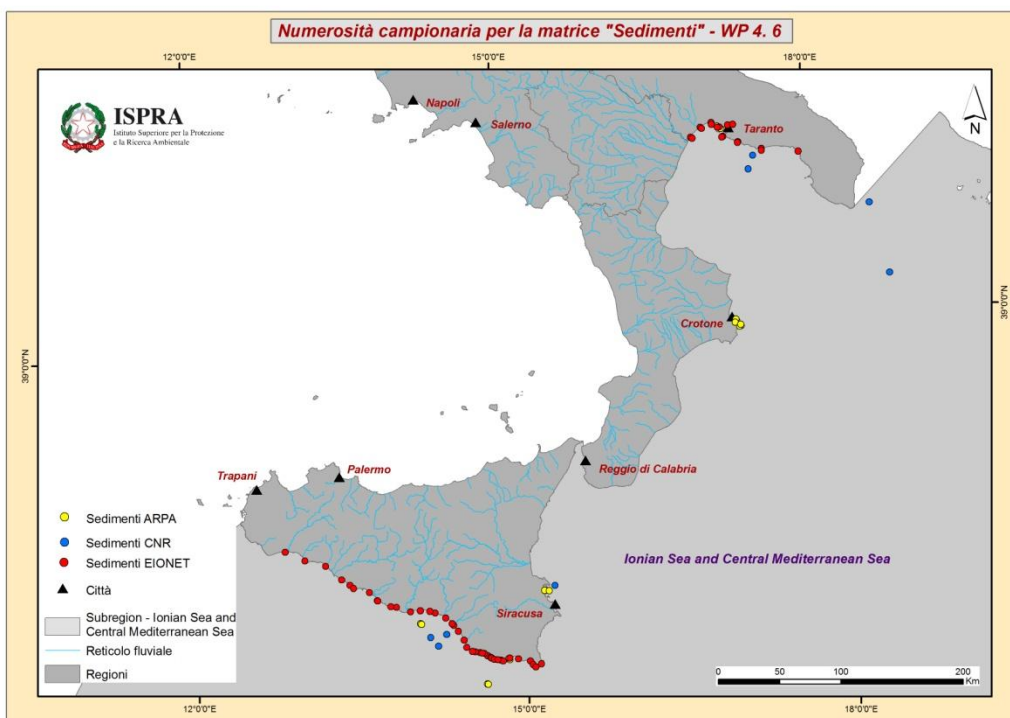


Figura 5.2-88: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento dei sedimenti della Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

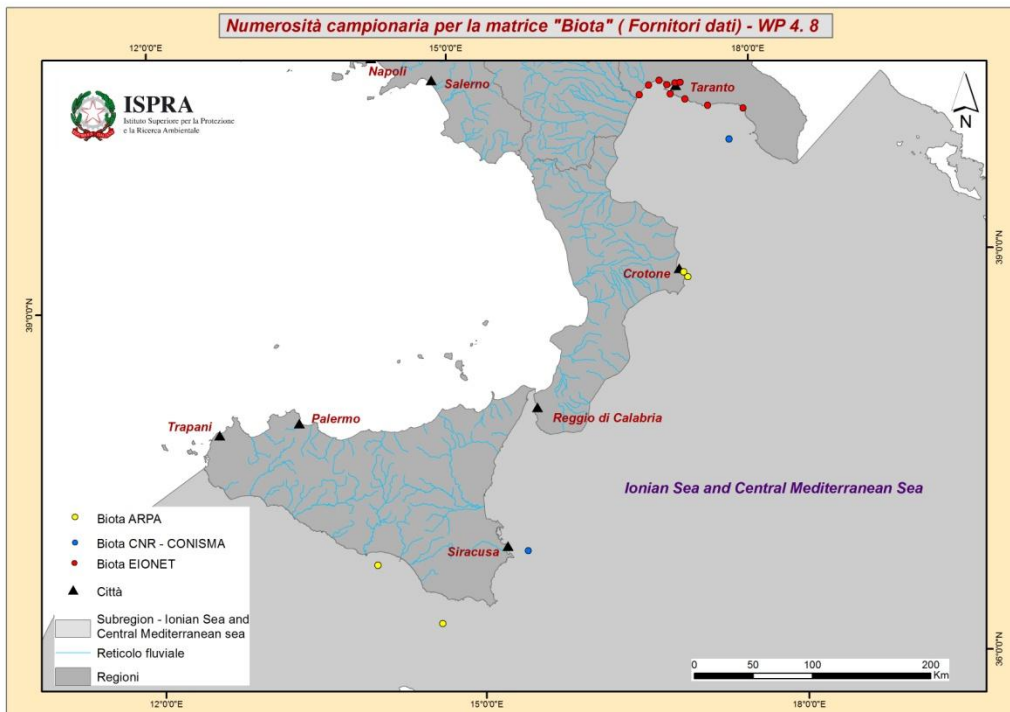


Figura 5.2-89: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento del biota della Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

che consenta di stabilire un trend consolidato. Tuttavia, alcune considerazioni qualitative possono essere effettuate per le diverse matrici.

E' 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 5.2-35) e dei pesci demersali (Tabella 5.2-36).

Tabella 5.2-35: 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 5.2-36: 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 5.2-90 a Figura 5.2-92) mostrano la distribuzione delle concentrazioni di mercurio (Hg) nelle specie demersali delle tre Marine Reporting Unit e al contempo l'esiguità della copertura spaziale.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

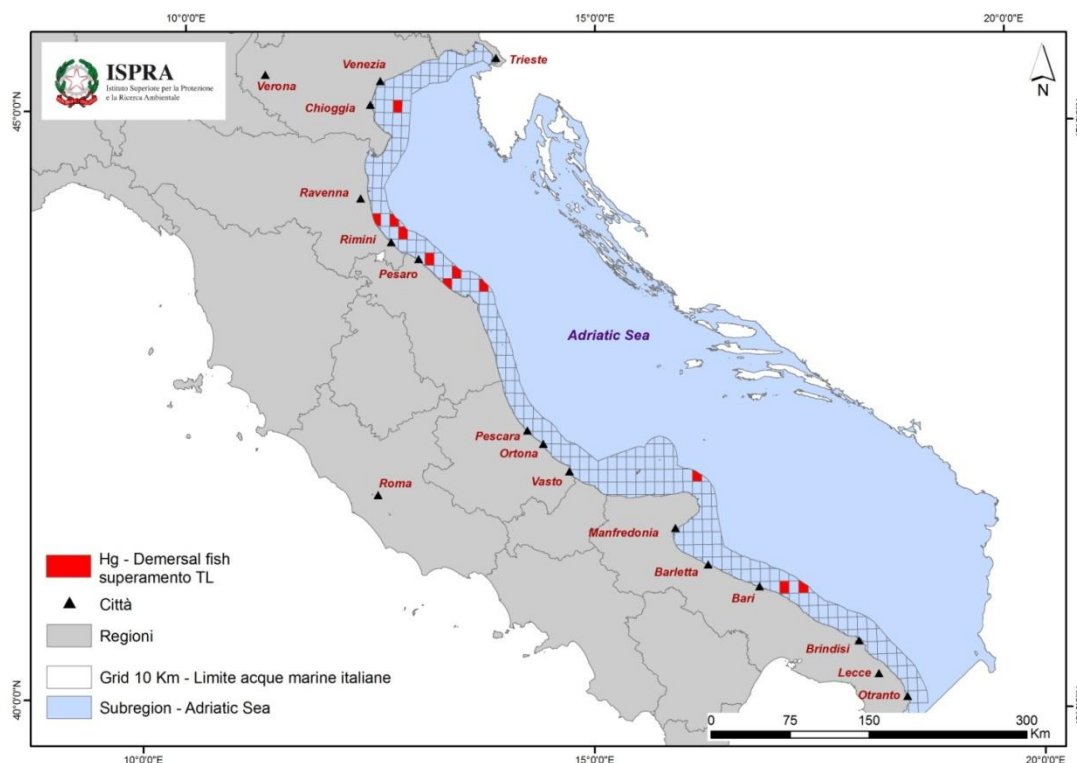


Figura 5.2-90: Distribuzione delle concentrazioni di Hg nelle specie demersali nella Sottoregione AS (MSFD, 2018)

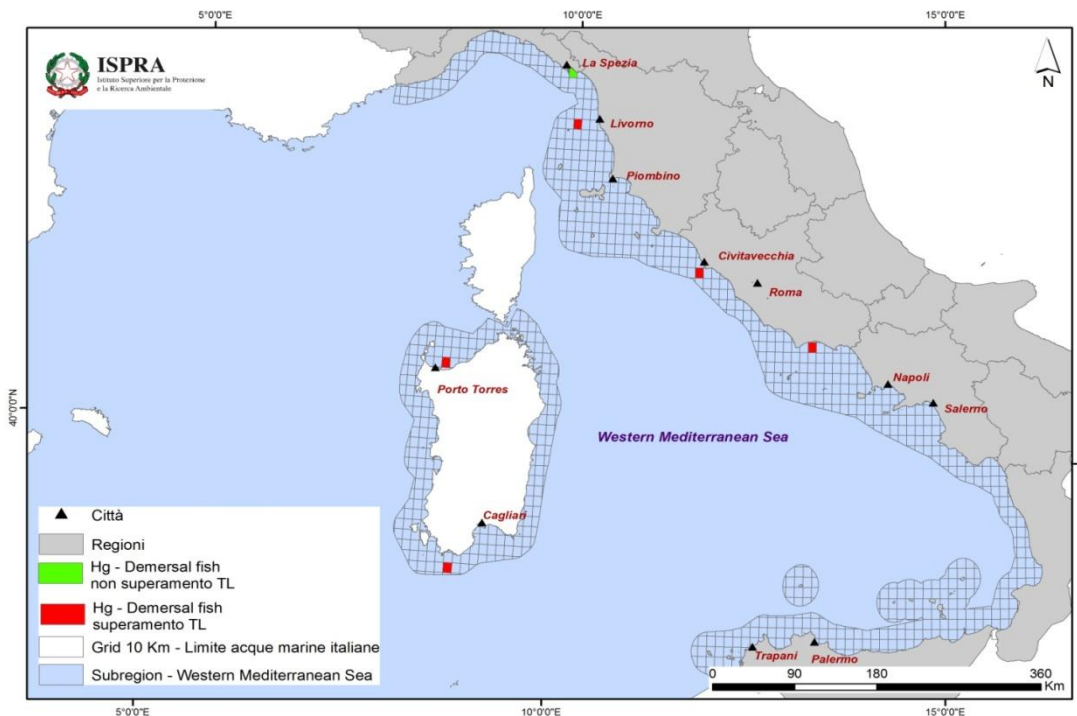


Figura 5.2-91: Distribuzione delle concentrazioni di Hg nelle specie demersali nella Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

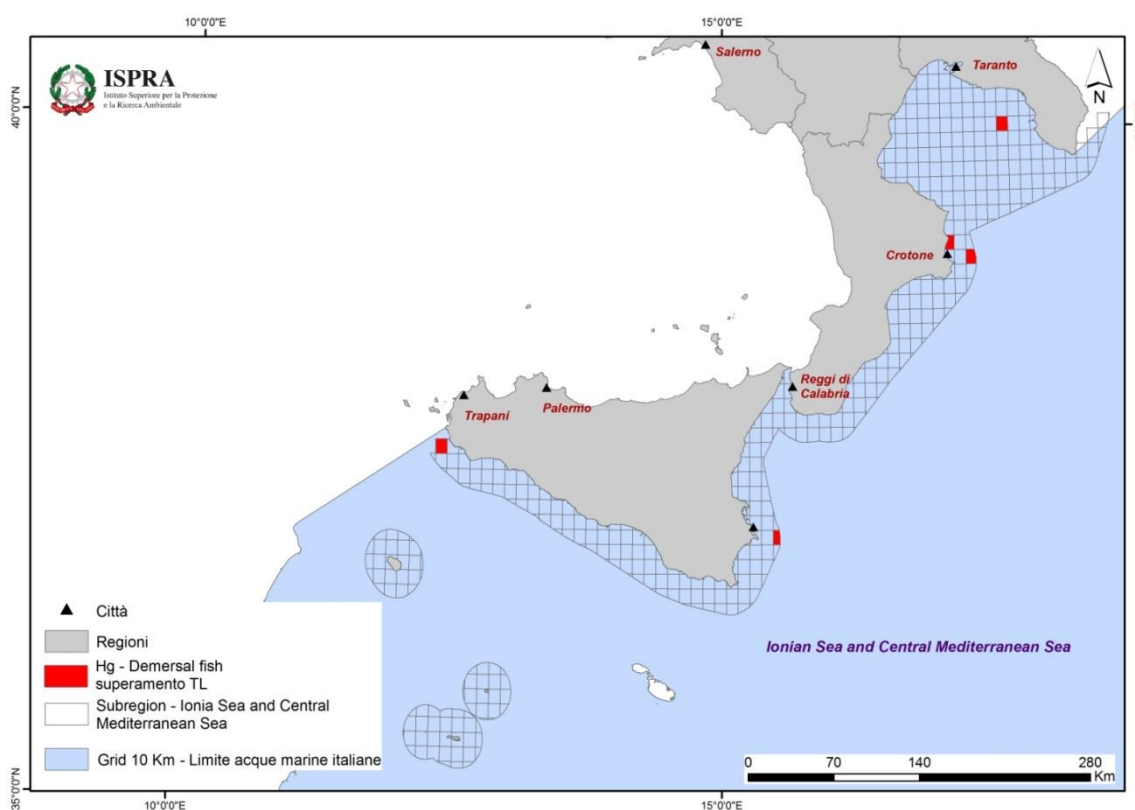


Figura 5.2-92: Distribuzione delle concentrazioni di Hg nelle specie demersali nella Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

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 5.2-37 e la Tabella 5.2-38 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 5.2-37: 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 5.2-38: 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 5.2-93 a Figura 5.2-99), 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.

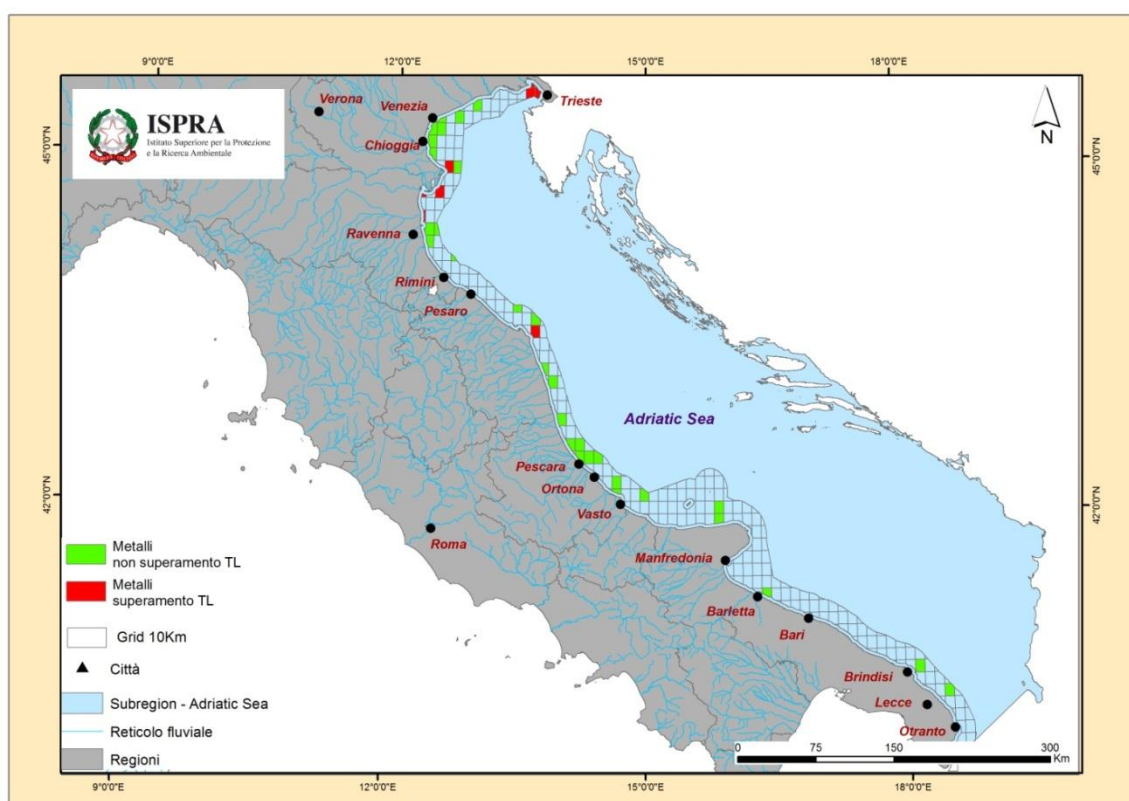


Figura 5.2-93: Distribuzione delle concentrazioni dei metalli nelle aree offshore nella Sottoregione AS (MSFD, 2018)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

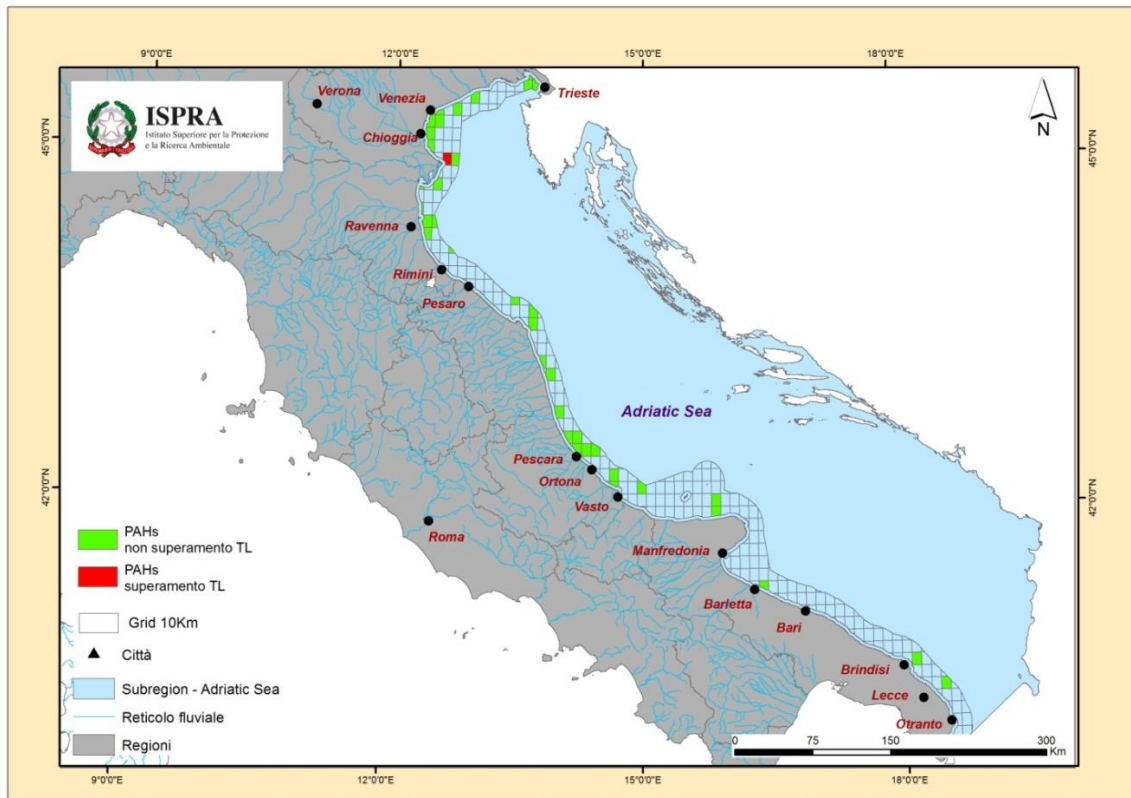
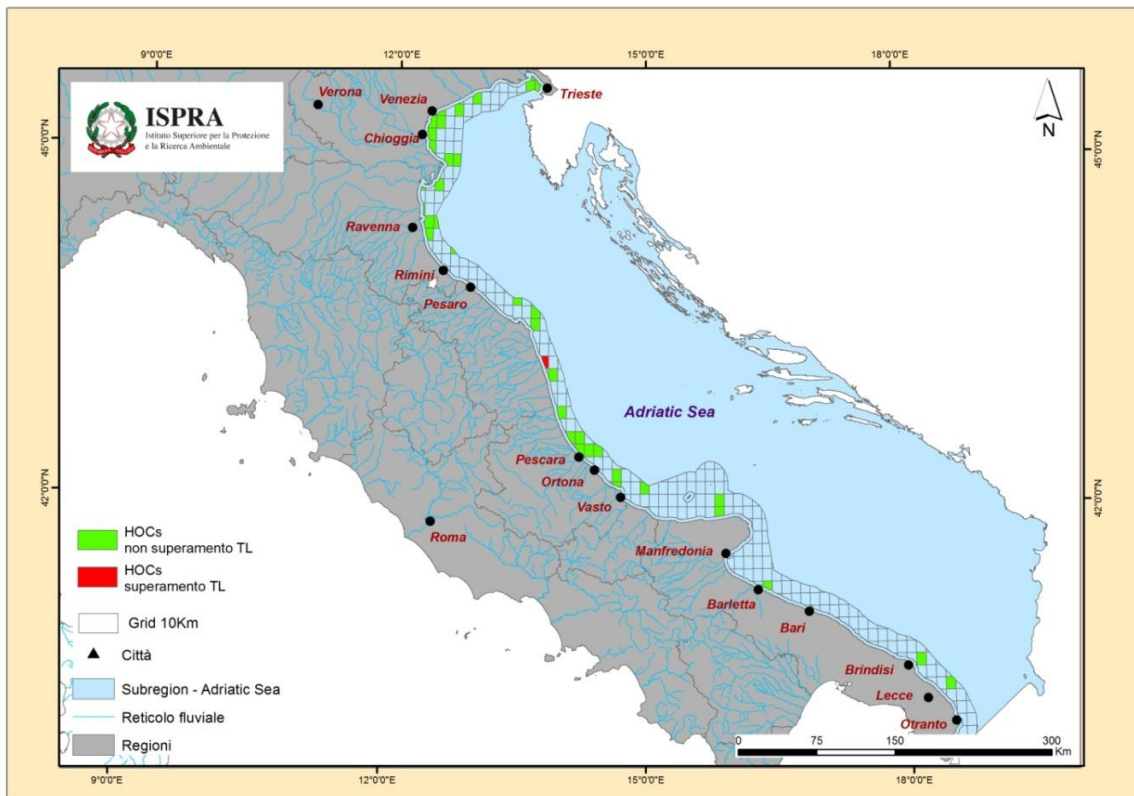


Figura 5.2-94: Distribuzione delle concentrazioni degli IPA nelle aree offshore nella Sottoregione AS (MSFD, 2018)



Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Figura 5.2-95: Distribuzione delle concentrazioni degli OCs nelle aree offshore nella Sottoregione AS (MSFD, 2018)

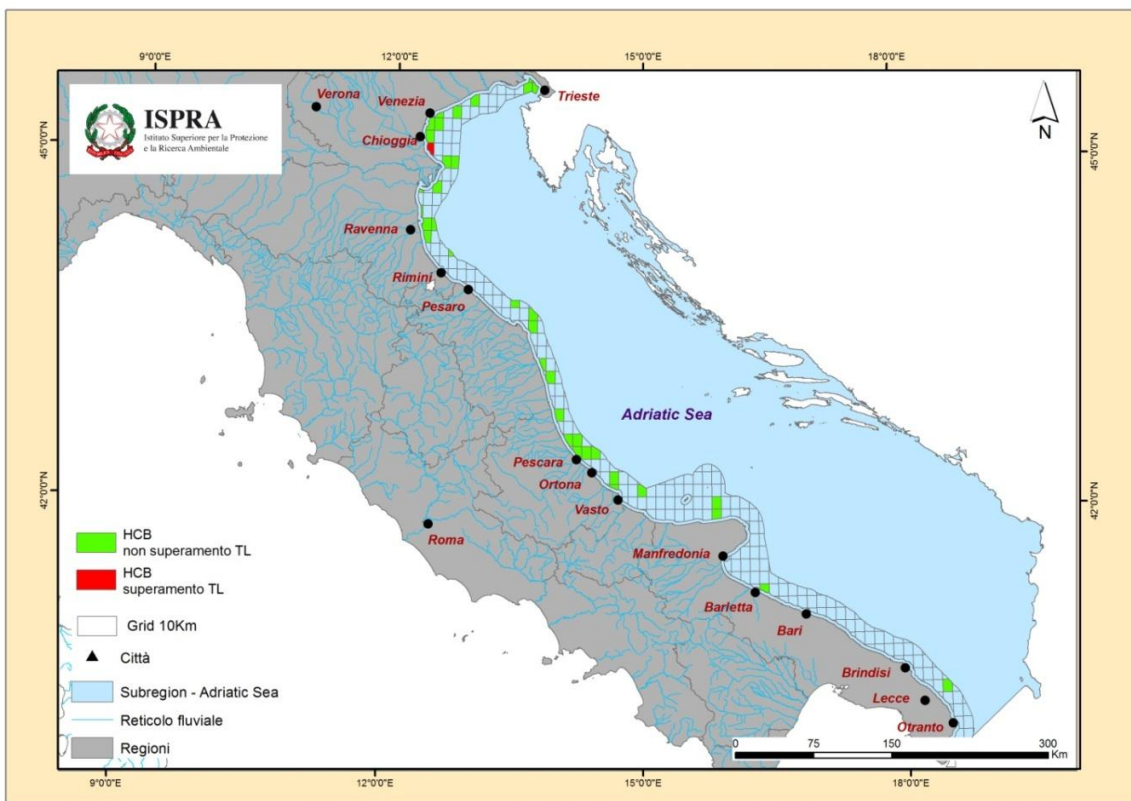


Figura 5.2-96: Distribuzione delle concentrazioni di HCB nelle aree offshore nella Sottoregione AS (MSFD, 2018)

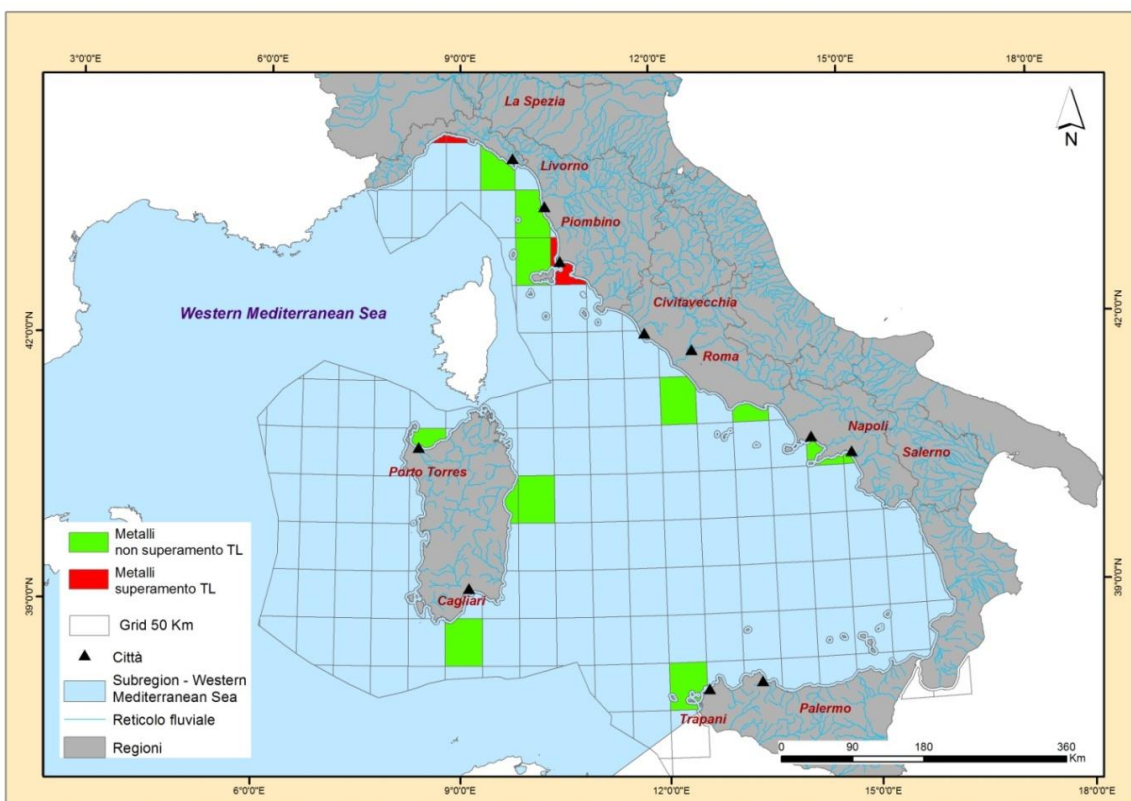


Figura 5.2-97: Distribuzione delle concentrazioni dei metalli nelle aree offshore nella Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

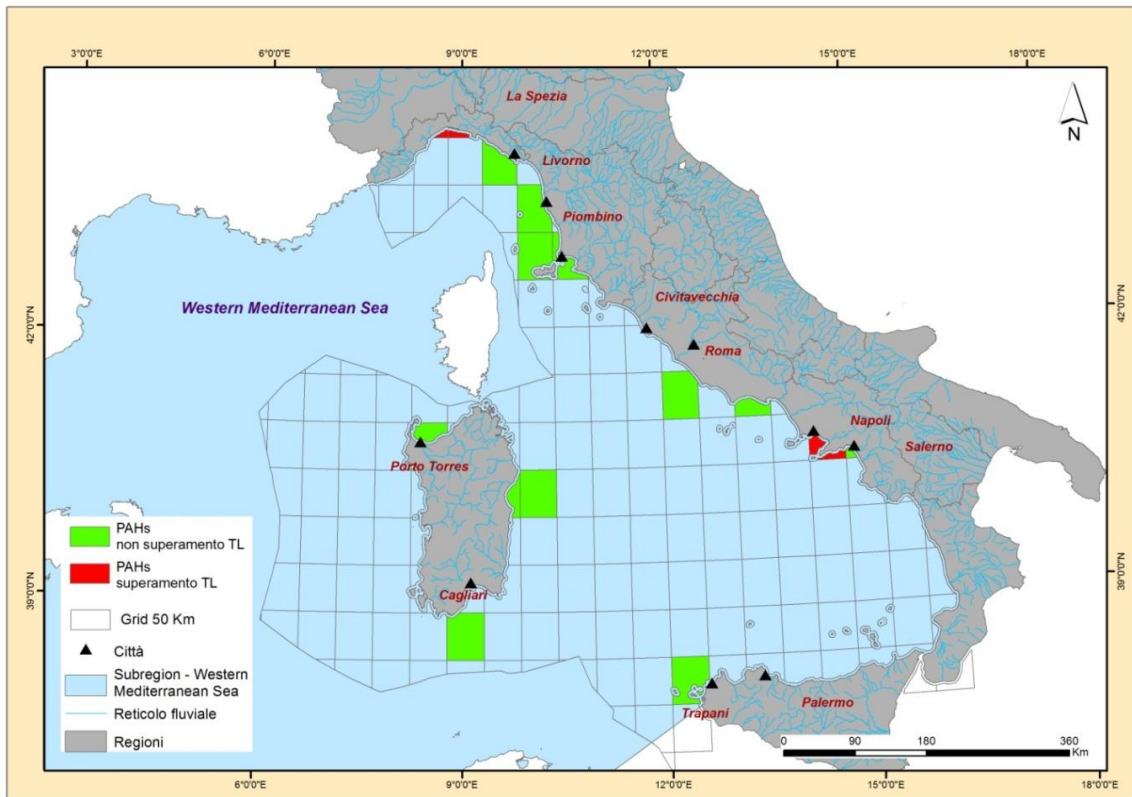


Figura 5.2-98: Distribuzione delle concentrazioni degli IPA nelle aree offshore nella Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

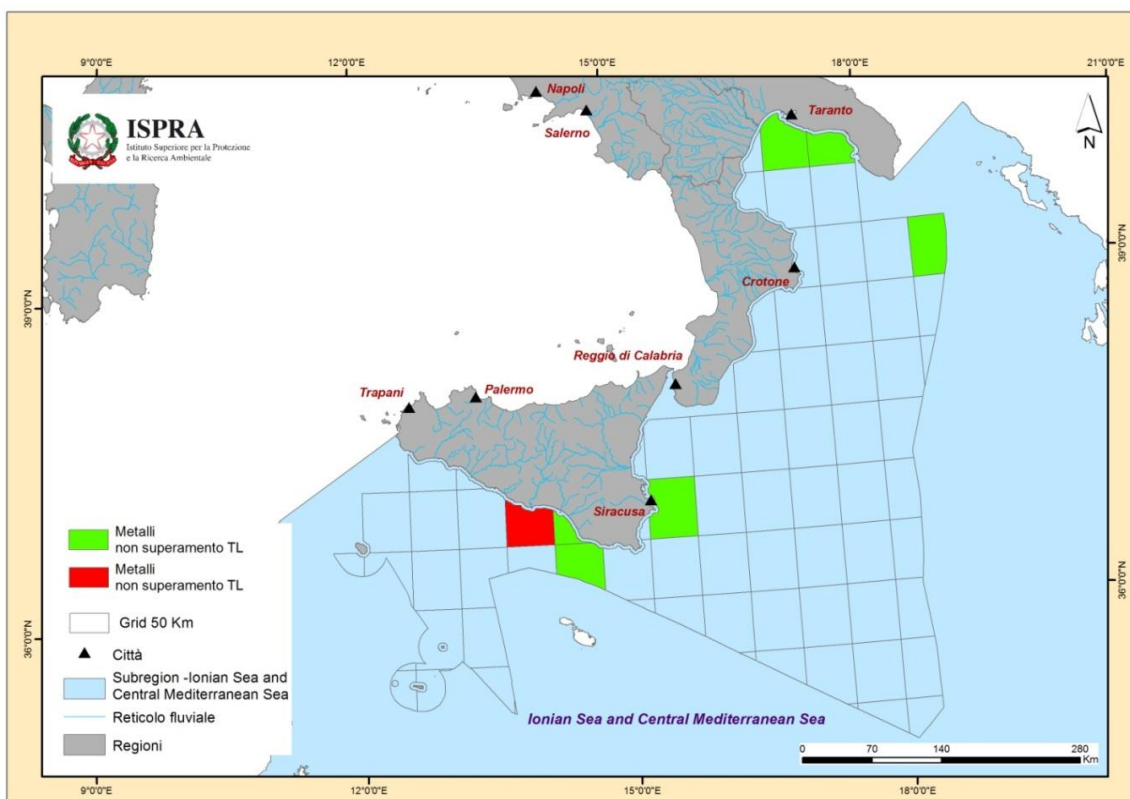


Figura 5.2-99: Distribuzione delle concentrazioni dei metalli nelle aree offshore nella Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

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 5.2-39 e la Tabella 5.2-40 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 5.2-39: 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 5.2-40: 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 5.2-100 a Figura 5.2-102), 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

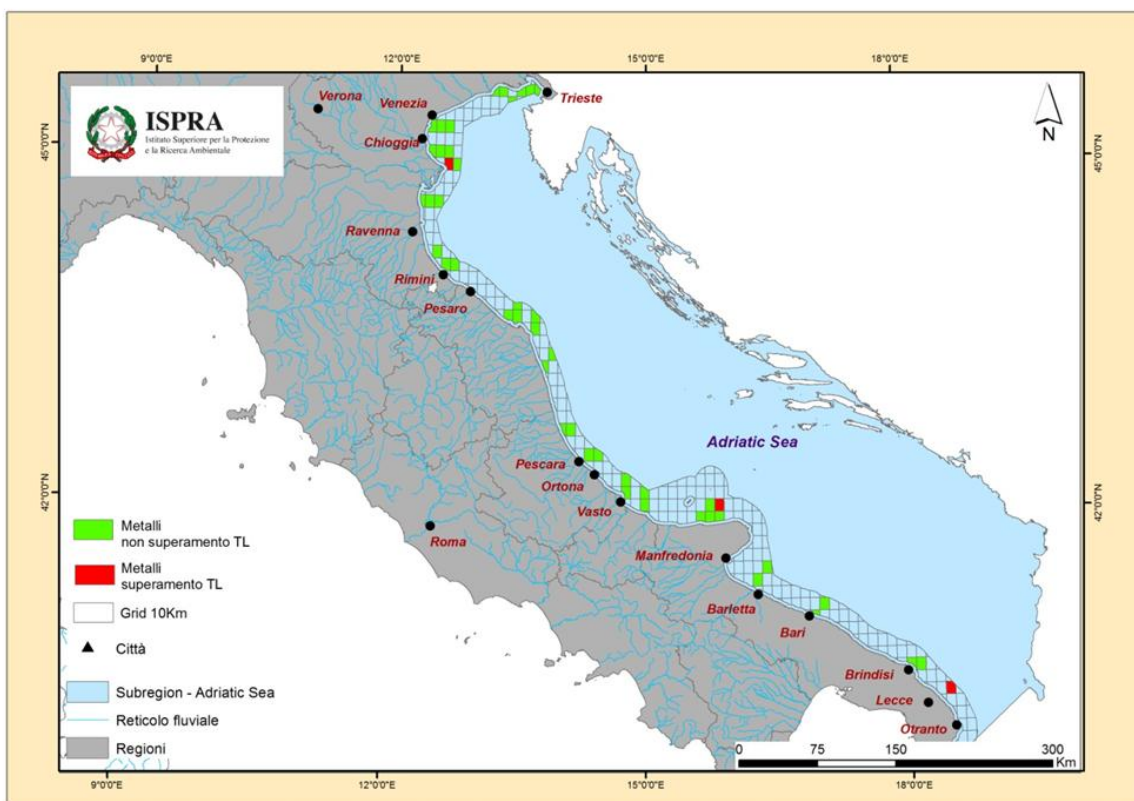


Figura 5.2-100: Distribuzione delle concentrazioni di metalli nelle aree offshore nella Sottoregione AS(MSFD, 2018)

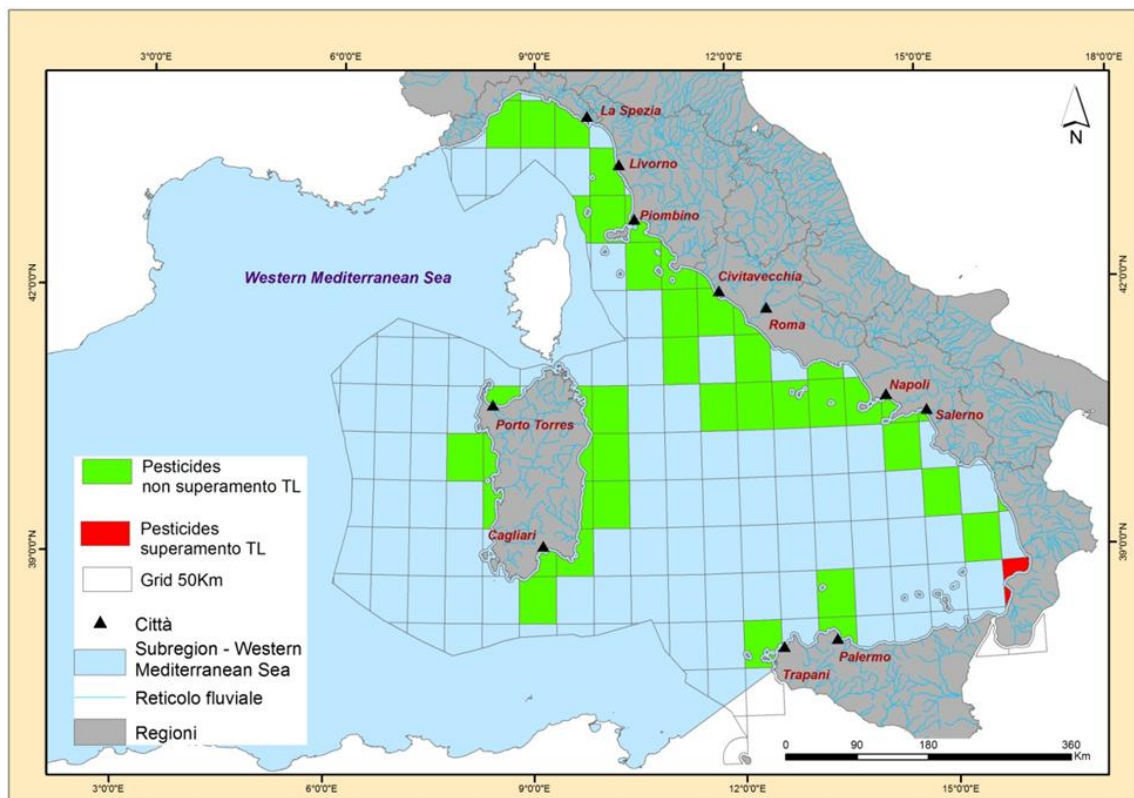


Figura 5.2-101: Distribuzione delle concentrazioni dei pesticidi nelle aree offshore nella Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

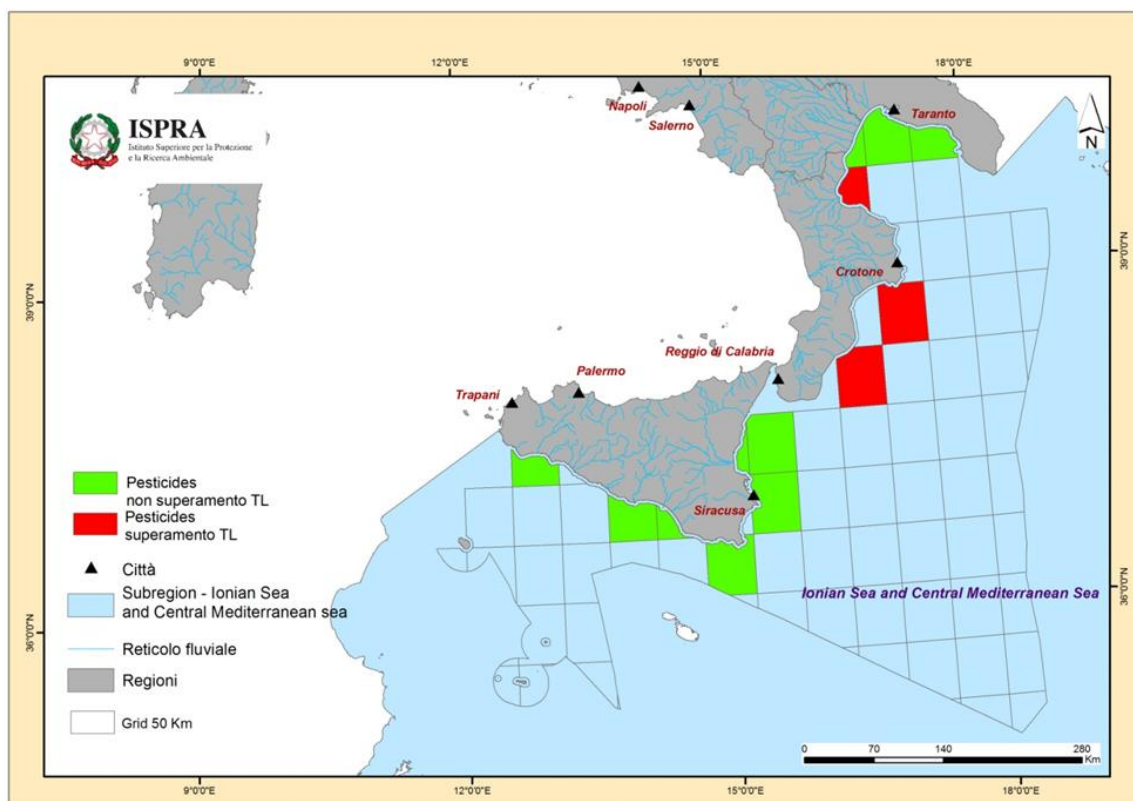


Figura 5.2-102: Distribuzione delle concentrazioni dei pesticidi nelle aree offshore nella Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

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 5.2-103 a Figura 5.2-105) 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

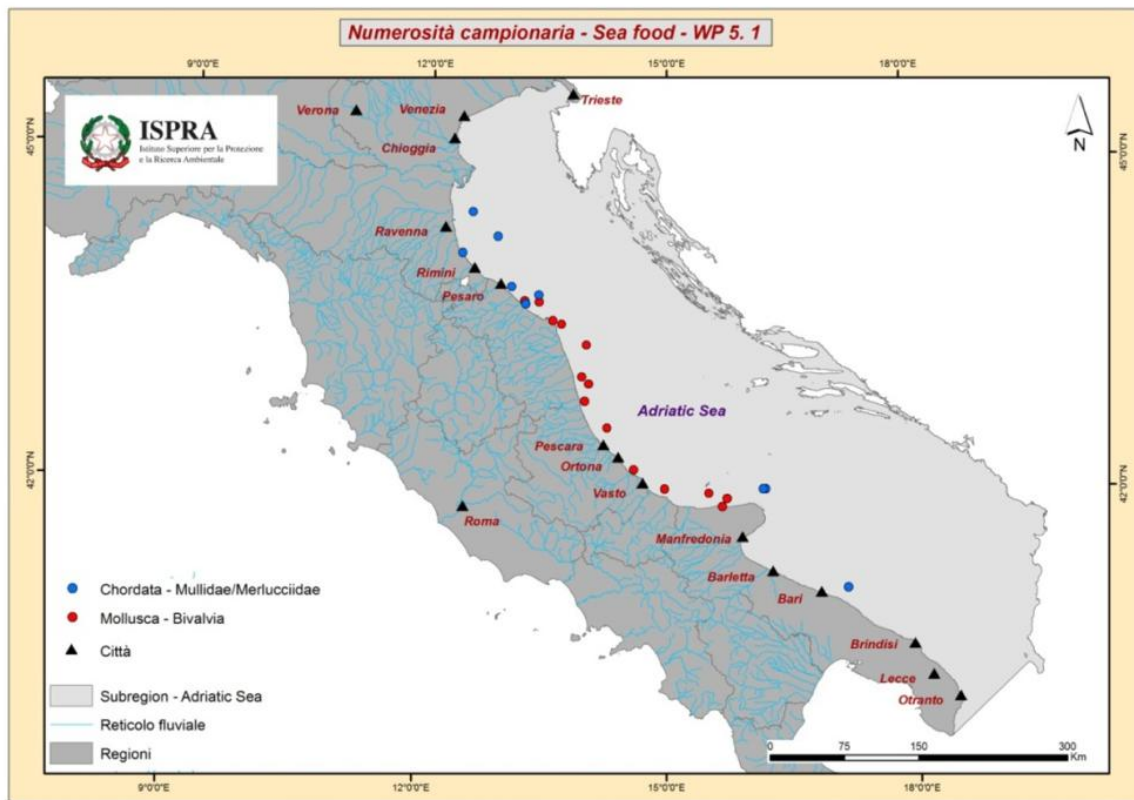


Figura 5.2-103: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento della Sottoregione AS (MSFD, 2018)

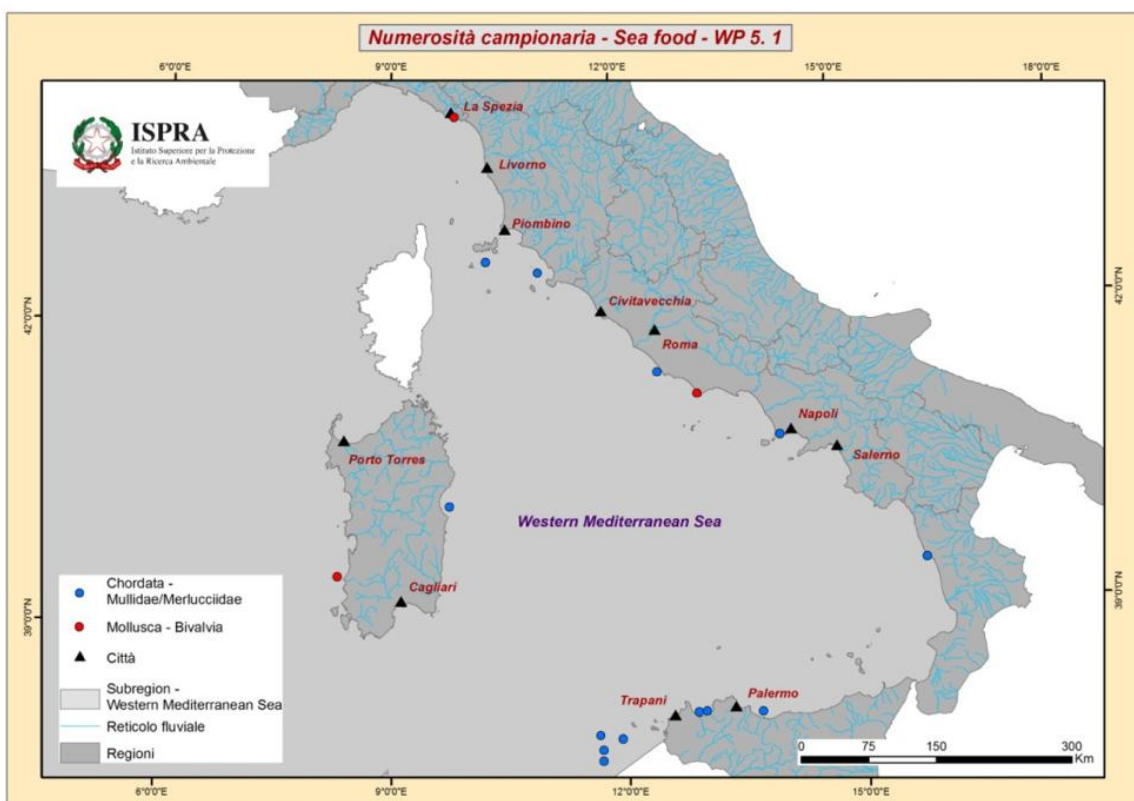


Figura 5.2-104: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento della Sottoregione WMS (MSFD, 2018)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

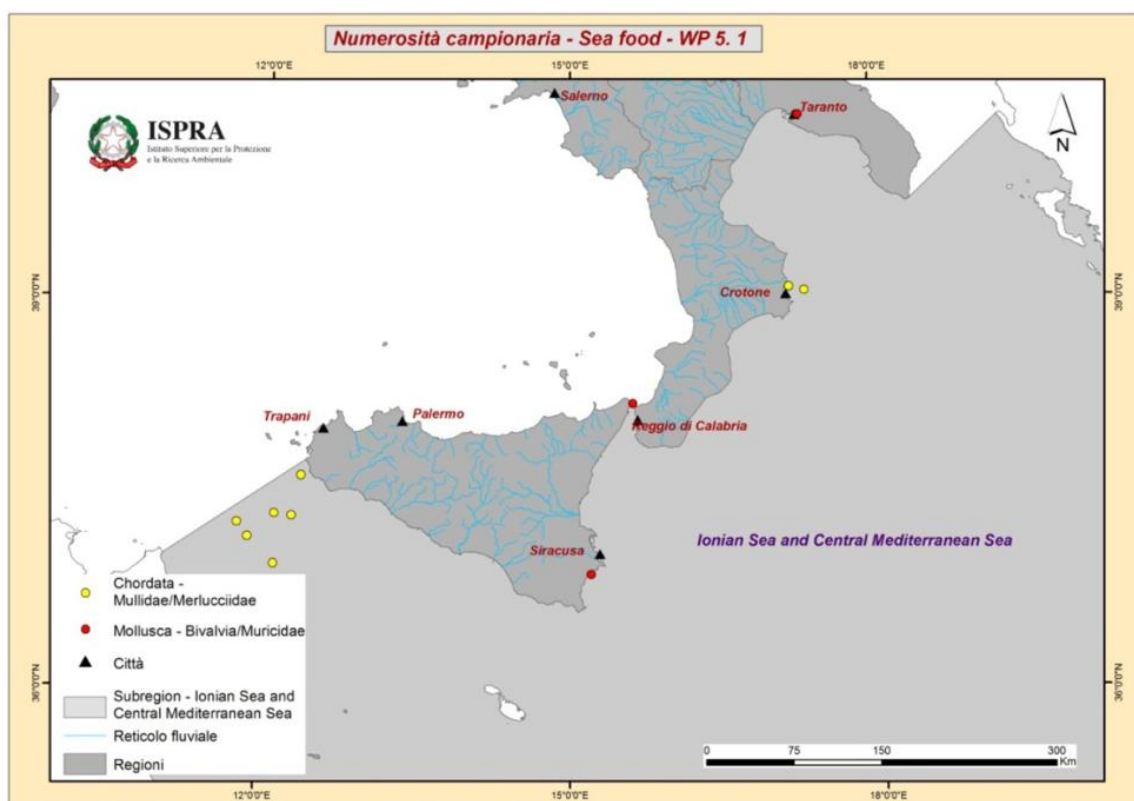


Figura 5.2-105: Distribuzione spaziale delle stazioni di campionamento della Sottoregione ISCMS (MSFD, 2018)

La Tabella 5.2-41 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 5.2-41: 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.

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 5.2-106, 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 5.2-107).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

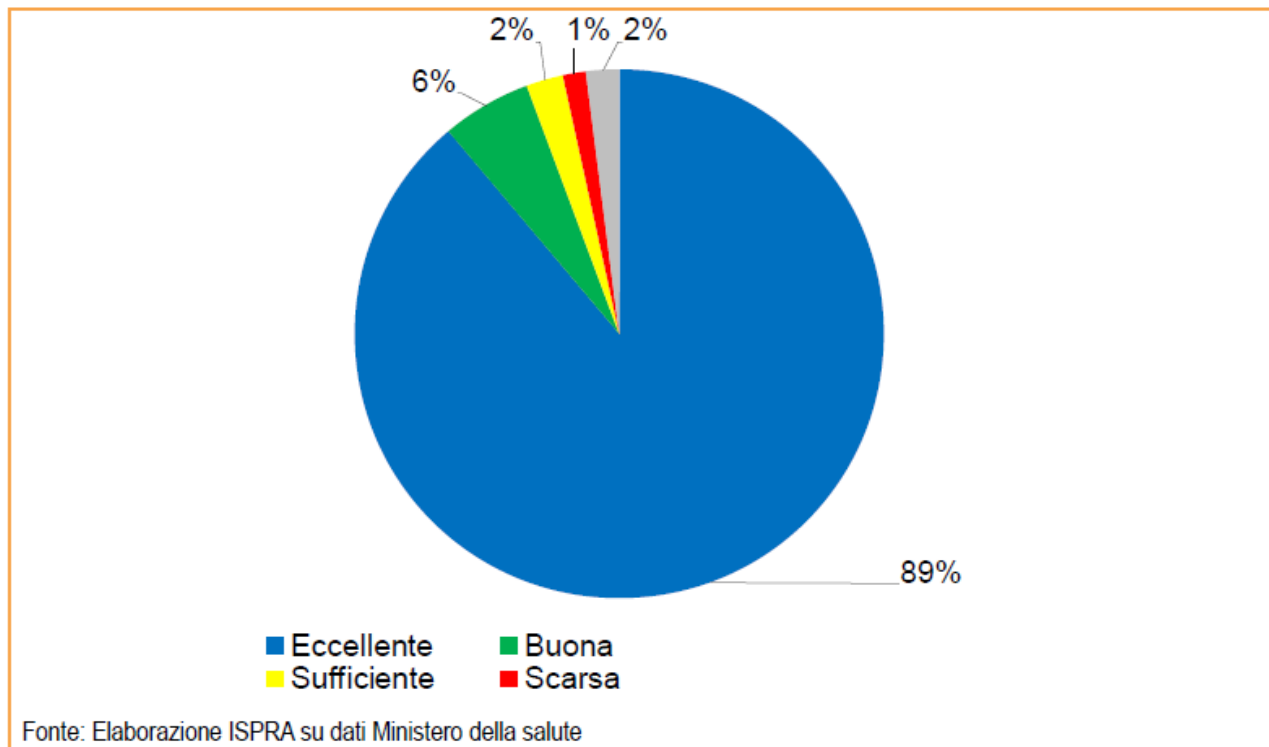


Figura 5.2-106: Classificazione percentuale nazionale 2015-2018 (Annuario Dati Ambientali 2019).

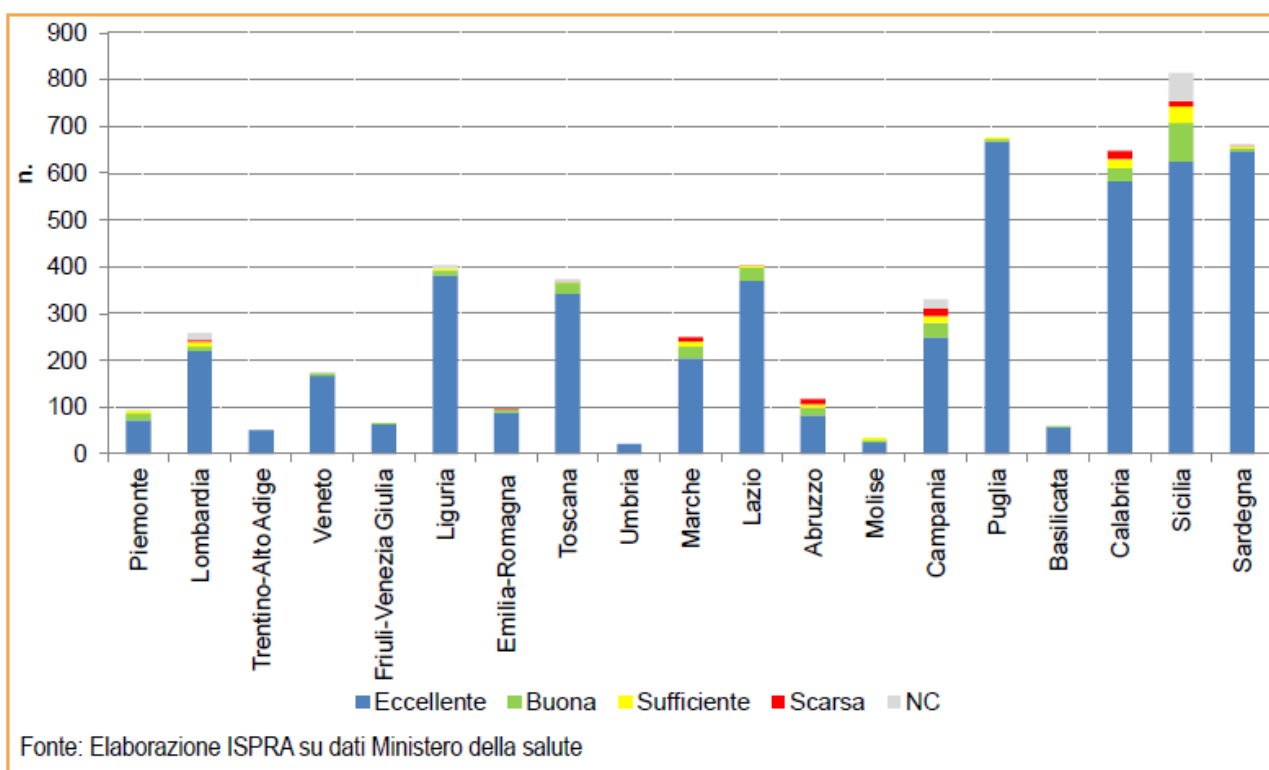


Figura 5.2-107: Classificazione regionale 2015-2018 (Annuario Dati Ambientali 2019).

Monitoraggi ambientali volti a valutare l'impatto ambientale derivante dallo scarico/reiniezione in mare delle acque di produzione delle piattaforme offshore

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Da luglio 2000 ad agosto 2018 ISPRA (già ICRAM) ha ricevuto incarico formale da parte del Ministero dell'Ambiente per l'esecuzione del piano di monitoraggio marino avente la finalità di evidenziare gli impatti derivanti dallo scarico in mare o dalla reiniezione in unità geologiche profonde delle acque risultanti dal processo di estrazione di idrocarburi (acque di strato) da parte di piattaforme offshore, ai sensi di quanto previsto dal D. Lgs. 152/1999, oggi art. 104, c. 7, del D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii..

In particolare l'art. 104 del D. Lgs. 152/2006 stabilisce che per il rilascio da parte del Ministero dell'Ambiente dell'autorizzazione allo scarico diretto in mare delle acque di strato derivanti da attività di estrazione di idrocarburi deve essere presentato dalla Società richiedente, alla medesima Amministrazione, un Piano di Monitoraggio volto a verificare *"l'assenza di pericoli per le acque e per gli ecosistemi acquatici"*.

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 volto a verificare *"l'assenza di pericoli per le acque e per gli ecosistemi acquatici"*. Il D. Lgs. 152/2006 prevede infatti che *"... Lo scarico diretto in mare delle acque ... omissis"* risultanti dal processo di estrazione degli idrocarburi in mare (c.d. "acque di strato") *"... è autorizzato previa presentazione di un piano di monitoraggio volto a verificare l'assenza di pericoli per le acque e per gli ecosistemi acquatici."* Tali Linee Guida sono ad oggi oggetto di discussione e aggiornamento da parte di un Tavolo Tecnico appositamente istituito presso il MATTM per dare attuazione a quanto previsto dall'art. 104, c. 5, del D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii..

Le attività di monitoraggio eseguite dall'istituto, iniziate nel 2000 e terminate a gennaio 2018, hanno avuto ad oggetto le sole piattaforme che hanno richiesto e ottenuto l'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.

Sinteticamente, le Linee Guida 2009 prevedono, per ogni piattaforma, la determinazione analitica dei parametri riportati in Tabella 5.2-42 nelle tre matrici acqua, sedimenti e biota, in un'area delimitata di 500 metri intorno ad ogni struttura. La frequenza di campionamento prevede una campagna di monitoraggio di bianco da eseguire prima dell'inizio dell'attività di scarico, 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 5.2-42: 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		+	+

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-108), 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.

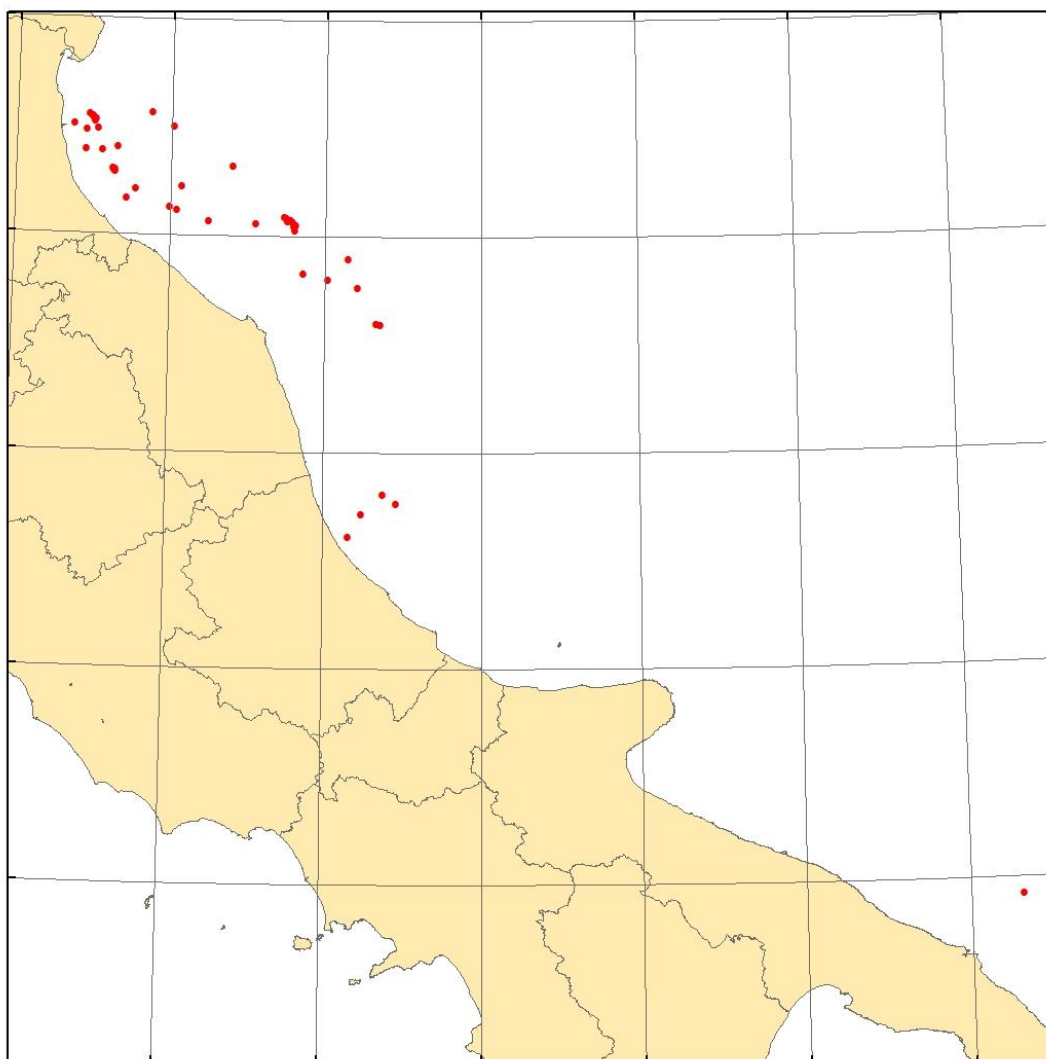


Figura 5.2-108: ubicazione delle piattaforme monitorate dall'ISPRA

Nella Tabella 5.2-43 si riportano le piattaforme monitorate dal 2000 al gennaio 2018 dall'Istituto e il numero complessivo delle campagne di monitoraggio eseguite per ciascuna struttura.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 5.2-43: 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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

Si osserva che tutte le attività di monitoraggio hanno avuto ad oggetto piattaforme in attività di produzione. Le indagini hanno quindi 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.

Nel corso dei diversi anni di monitoraggio, i risultati delle indagini eseguite sono stati elaborati annualmente rispetto ad ogni singola piattaforma e riportati in Rapporti Tecnici annuali elaborati per singola piattaforma, con il fine di evidenziare eventuali perturbazioni ambientali rilevate all'interno dell'area dei 500 m intorno ad ogni struttura.

Nel Rapporto Ambientale sarà riportata una descrizione dei dati acquisiti nel corso degli anni.

5.2.16. 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.

Nel Rapporto Ambientale saranno analizzate la 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 attraverso le informazioni tratte 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.

5.2.17. 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.

Nel Rapporto Ambientale saranno prese in considerazione le informazioni sullo stato fisico del mare contenute nei 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.

5.2.18. 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.

Gli aspetti che verranno trattati nel Rapporto Ambientale sono quelli 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 Rapporto Ambientale sarà affrontata una disamina delle informazioni disponibili a scala nazionale, principalmente tratte dall'annuario dei dati ambientali di ISPRA su: gli aspetti morfologici e la tendenza evolutiva delle litorali, la presenza di opere di difesa e la percentuale di artificializzazione della costa.

5.2.19. 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 dedicata 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 5.2-109 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.

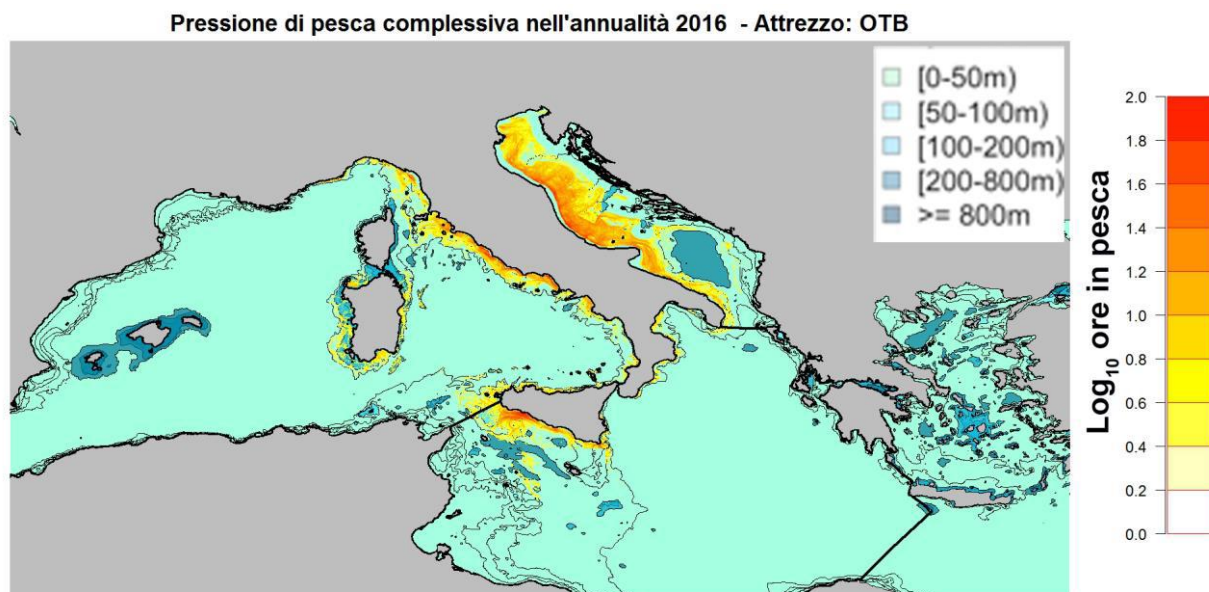


Figura 5.2-109. Mappa della pressione totale da pesca a strascico (OTB) nell'annualità 2016 rispetto a griglie di maglia quadrata pari a 1 Km. La pressione è rappresentata in scala logaritmica.

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 5.2-110 e Figura 5.2-111 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-110). Dal punto di vista produttivo (Tabella 5.2-44) la trotticoltura e la molluschicoltura sono i sistemi di allevamento più importanti.

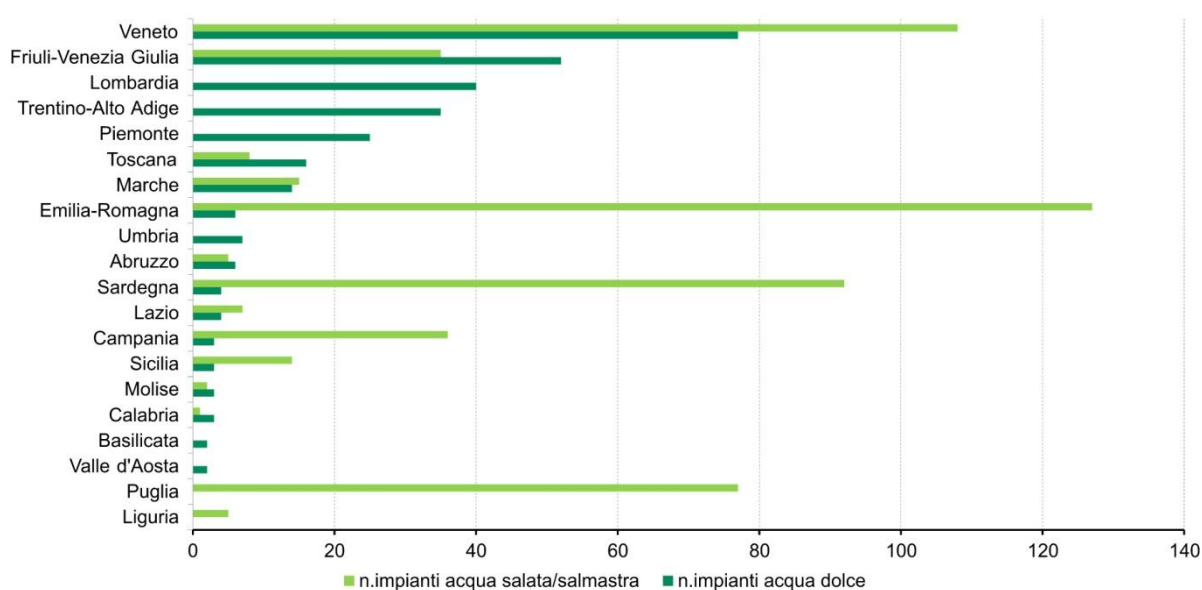


Figura 5.2-110: Numero di impianti di acquacoltura che utilizzano acqua dolce o acqua salata/salmastra (2016). Fonte: MiPAAF. Raccolta dati ed elaborazione: ISPRA - API - AMA - GRAIA (ISPRA, Annuario dei dati ambientali 2018)

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

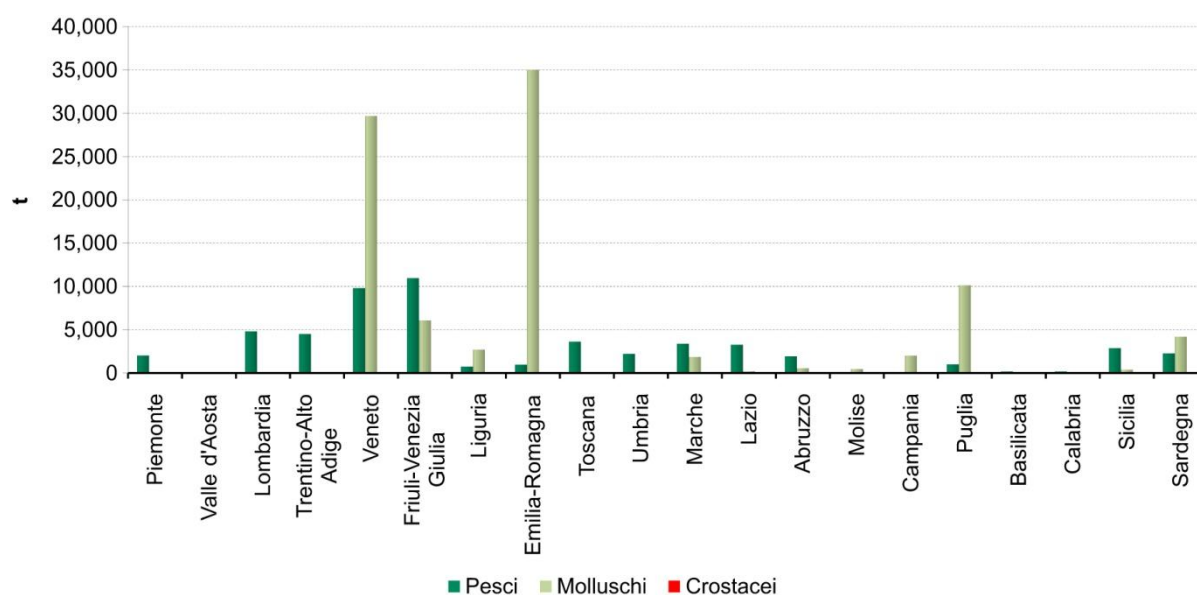


Figura 5.2-111: Produzioni in acquacoltura per regione (2016). Fonte: MiPAAF. Raccolta ed elaborazione dati: ISPRA - API - AMA - GRAIA (ISPRA, Annuario dei dati ambientali 2018)

Tabella 5.2-44: 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	%	%

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-45, Figura 5.2-112).

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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 5.2-45: 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	

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

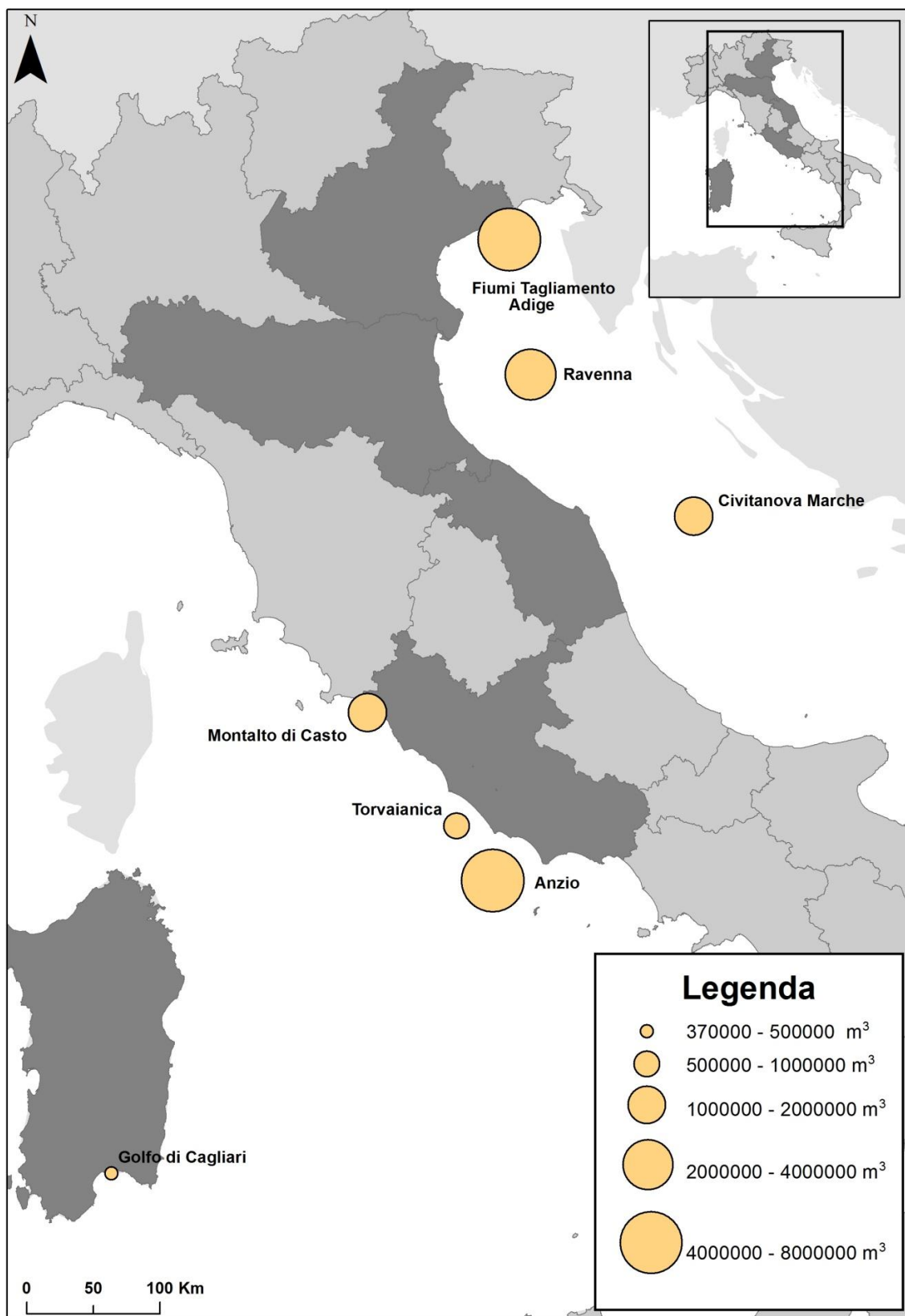


Figura 5.2-112: Cave di sabbie relitte utilizzate e volumi di sabbie dragate lungo la piattaforma continentale italiana - Fonte: Elaborazione ISPRA su dati Magistrato alle Acque, ARPA Emilia-Romagna, Regione Abruzzo, Marche, Lazio e Provincia di Cagliari (ISPRA, Annuario dei dati ambientali 2017)

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

5.2.20. 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.

La superficie complessiva a terra dei SIN è pari a 171.198 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 5.2-46 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

In Figura 5.2-113 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 5.2-46: 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

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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 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)	-	1.618
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	Cogoleto - 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		-	nd
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 Carrara e	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 19/01/2010 (G.U. 20 del 26/01/2010)	2.645	204
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)	-	7.235

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

				D.M.22/11/2016 (G.U. 293 del 16/12/2016)		
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	171.198

Note:

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

^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 5.2-113 per identificare i 41 SIN.

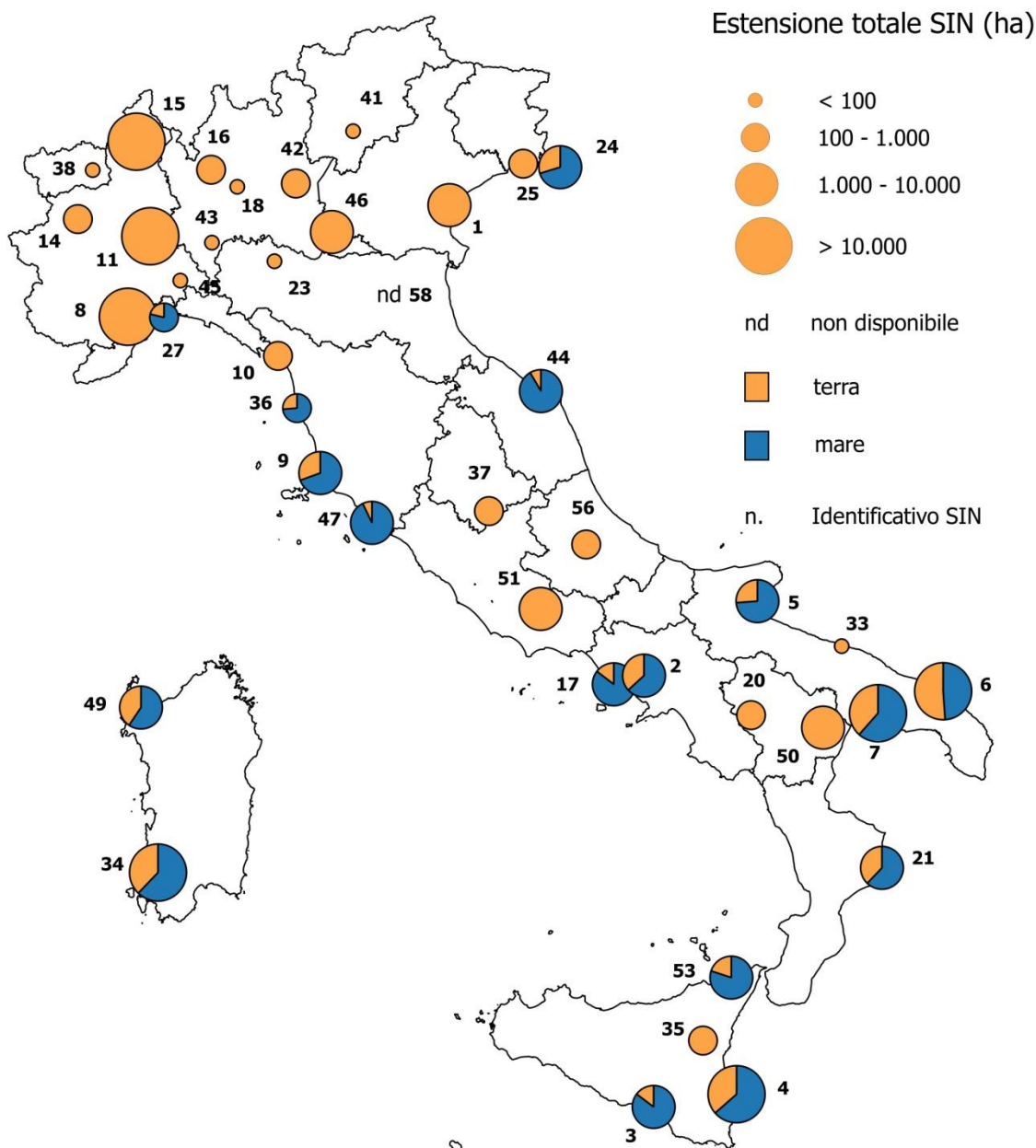


Figura 5.2-113: Localizzazione e classi di superficie totale dei Siti di Interesse Nazionale (Fonte: ISPRA – Annuario Dati Ambientali 2019)

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).

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 MATTM, 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

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.

La base di partenza per la costruzione di tale scenario è l'analisi degli effetti in termini di interferenza tra gli attuali permessi e concessioni e gli elementi ambientali per i quali la normativa prevede restrizioni di vario tipo e gli elementi di attenzione che per le loro caratteristiche ambientali possono presentare particolari sensibilità alle attività oggetto del PiTESAI. Nel presente rapporto (paragrafo seguente) tale analisi è avviata prendendo in considerazione le interferenze con gli strati informativi afferenti ai "vincoli assoluti" così come definiti al paragrafo 2.3.1, in particolare con le Aree protette ai sensi della Legge 394/1991, le aree classificate a pericolosità idraulica e geomorfologica elevata e molto elevata, le aree di cui all'art. 6 del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii..

Nel RA l'analisi sarà effettuata per tutti gli altri strati informativi individuati, in funzione della disponibilità dei dati e del loro grado di omogeneità a livello nazionale.

Sono inoltre considerate possibili evoluzioni delle attuali attività (permessi e concessioni) in assenza del Piano (paragrafo 6.2).

Gli esiti di tali analisi costituiscono il quadro ambientale di riferimento rispetto al quale stimare e quindi valutare i possibili effetti ambientali, sia positivi che negativi, conseguenti all'attuazione delle scelte del PiTESAI.

6.1. Analisi delle interferenze dello stato attuale delle attività con elementi ambientali

Nel presente paragrafo sono riportati i risultati delle prime elaborazioni riguardanti l'analisi delle interferenze tra i titoli minerari e le istanze aggiornati al 31/12/2020 e i seguenti strati informativi afferenti ai "vincoli assoluti" così come definiti al paragrafo 2.3.1 (Tabella 2.3-1 e Tabella 2.3-2):

- Aree protette EUAP (Legge n. 394 del 6/12/1991);
- Aree a pericolosità idraulica P3 – pericolosità elevata;
- Aree pericolosità da frana, Molto elevata – P4 e Elevata – P3;
- Area ex art. 2 D.Lgs 128/2010.

Nell'elaborazione non sono state prese in considerazione le aree protette ai sensi del D.lgs. 152/2006, art. 94, comma 4 (aree di salvaguardia delle acque superficiali e sotterranee destinate al consumo umano) poiché i dati non risultano individuati in modo omogeneo a livello nazionale.

L'analisi è stata condotta calcolando per ciascuna tipologia di titolo/istanza la superficie, in termini assoluti e percentuali, ricadente nelle aree suddette. I risultati sono riportati nella tabella (Tabella 6.1-1) e nelle figure seguenti (da Figura 6.1-1 a Figura 6.1-6).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 6.1-1: interferenze tra titoli minerari e istanze e vincoli ambientali di cui alla Tabella 2.3-1 e alla Tabella 2.3-2 del presente rapporto

Titoli minerari e istanze		Concessioni di coltivazione	Permessi di ricerca	Istanze di permesso di ricerca	Istanze di concessione di coltivazione	Concessioni di stoccaggio	Istanze di concessione di stoccaggio
superficie totale (km ²)	km ²	12.768,65	23.653,03	29.841,41	410,77	939,87	94,19
superficie in Aree EUAP	km ²	573,53	562,09	511,75	46,67	3,88	2,33
	%	4,49	2,38	1,71	11,36	0,41	2,47
superficie in Aree a pericolosità idraulica elevata – P3 ³²	km ²	264,32	720,54	970,47	18,11	100,01	3,12
	%	2,07	3,05	3,25	4,41	10,64	3,31
superficie in in Aree a pericolosità da frana, Molto elevata – P4 e Elevata – P3	km ²	307,06	732,96	1.062,61	13,32	21,57	9,60
	%	2,40	3,10	3,56	3,24	2,30	10,20
superficie in Area ex art. 2 D.Lgs 128/2010	km ²	3.766,32	3.647,30	4.725,88	66,13	-	-
	%	29,50	15,42	15,84	16,10	-	-
superficie in almeno una delle aree vincolate	km ²	4.799,78	5.600,68	7.206,40	143,81	125,07	14,74
	%	37,59	23,68	24,15	35,01	13,31	15,65

³² Dati della Regione Marche non disponibili

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee



Figura 6.1-1: interferenze tra concessioni di coltivazione e vincoli ambientali di cui alla Tabella 2.3-1 e alla Tabella 2.3-2 del presente rapporto

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

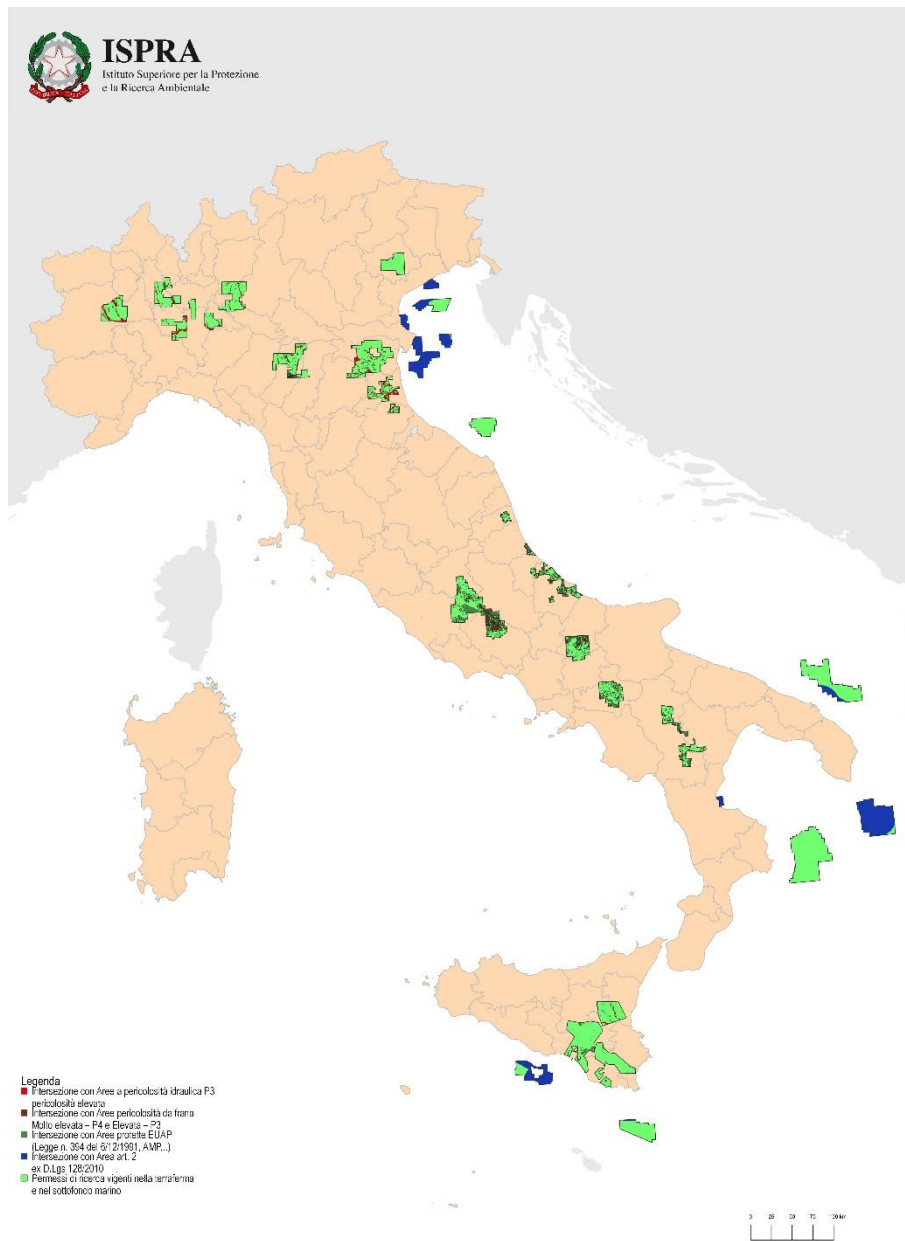


Figura 6.1-2: interferenze tra permessi di ricerca e vincoli ambientali di cui alla Tabella 2.3-1 e alla Tabella 2.3-2 del presente rapporto

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

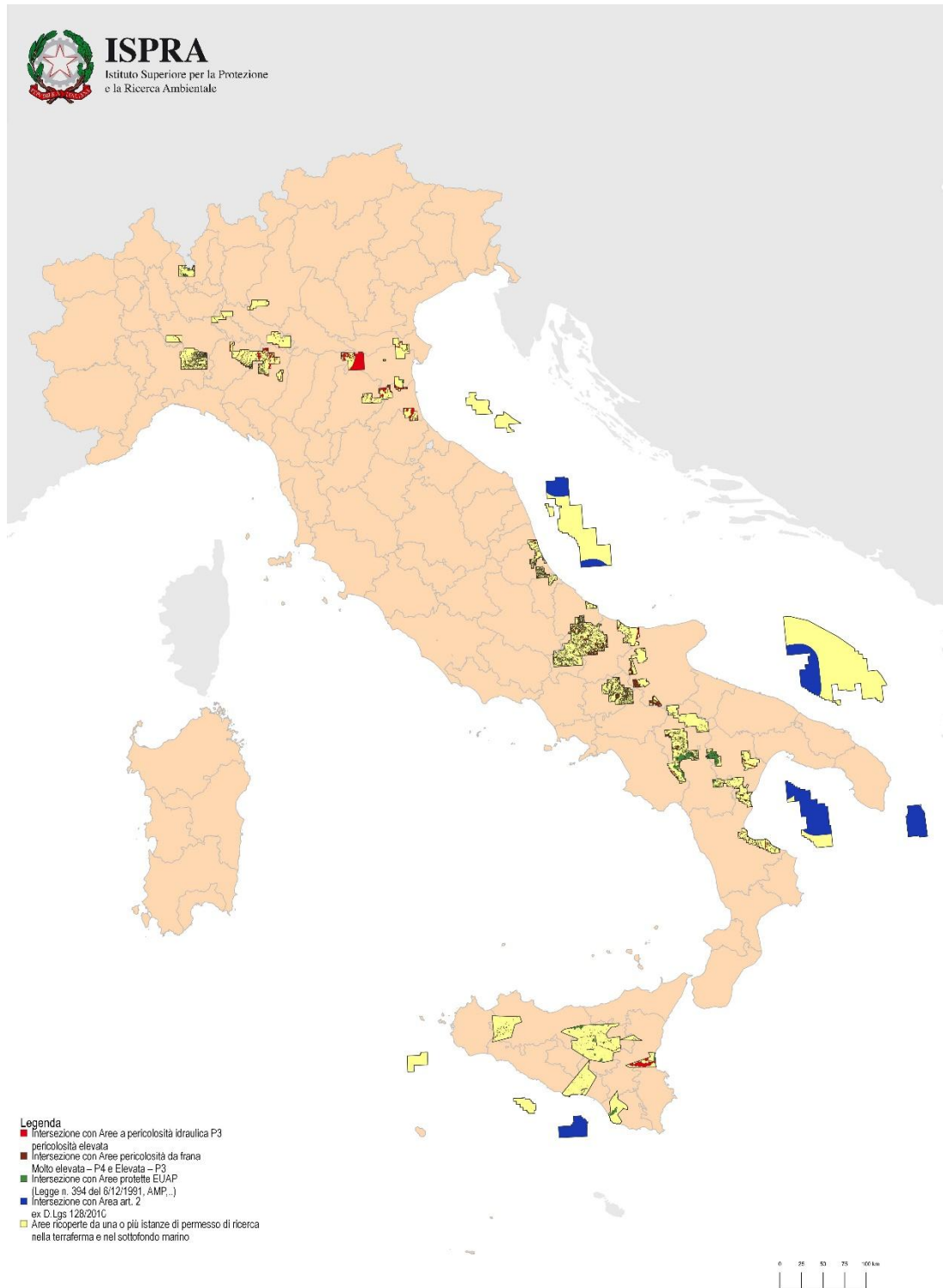


Figura 6.1-3: interferenze tra istanze di permesso di ricerca e vincoli ambientali di cui alla Tabella 2.3-1 e alla Tabella 2.3-2 del presente rapporto

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee



Figura 6.1-4: interferenze tra istanze di concessione di coltivazione e vincoli ambientali di cui alla Tabella 2.3-1 e alla Tabella 2.3-2 del presente rapporto

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee



Figura 6.1-5: interferenze tra concessioni di stoccaggio e vincoli ambientali di cui alla Tabella 2.3-1 e alla Tabella 2.3-2 del presente rapporto

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee



Figura 6.1-6: interferenze tra istanze di concessione di stoccaggio e vincoli ambientali di cui alla Tabella 2.3-1 e alla Tabella 2.3-2 del presente rapporto

6.2. Scenario previsionale delle attività upstream in Italia in assenza del PITESAI

6.2.1. I giacimenti in Italia e le riserve accertate

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.

In termini descrittivi, si evidenzia che, l'analisi della numerosità dei giacimenti (Tabella 6.2-1) rinvenuti in Italia, ha mostrato che la tipologia più frequente, con n. 65 elementi, è quella "T.G.S.4.β", ossia i giacimenti di gas naturale a terra in rocce serbatoio di sabbie con classe di riserva bassa e pozzi con profondità minore di 2500 m sono la tipologia più frequente. 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) e dal caso delle argille scagliose "T.G.A.4.β" con n. 14 giacimenti. Tendenzialmente questi giacimenti hanno anche una fine vita accertata che si esaurisce entro il 2030, in base alle riserve P1 e 3P. Un cluster particolarmente significativo di micro giacimenti storici è quello 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.

Tabella 6.2-1: Tavola sinottica dell'articolazione della clusterizzazione, nome del giacimento tipo e numerosità dei giacimenti associati ad ogni singolo cluster [Fonte: Zuppari 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	**

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Cluster	Idrocarburo e localizzazione del giacimento	Tipo di roccia serbatoio	Classe di riserve	Numero di giacimenti da associare al giacimento tipo
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 in termini di riserve accertate (classe di riserva alta ed altissima). Tali giacimenti non si sono rivelati particolarmente frequenti in Italia, ma presentano riserve significative che, da sole, superano ampiamente quelle dei piccoli e medi giacimenti di cui sopra, presentando un profilo di durata per l'estrazione oltre al 2040 in termini di riserve accertate. Inoltre, anche se il numero di giacimenti a mare è inferiore rispetto a quelli a terra, 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 *discovered unproved* e *undiscovered*. Al riguardo, a breve termine, un giacimento di estrazione con le predette caratteristiche di grandi dimensioni in termini di riserve certe è Argo e Cassiopea al largo di Gela, che potrebbe creare un picco temporaneo.

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). È da evidenziare che i giacimenti sono inquadrabili in termini di potenziale geominerario corrente e futuro, i cui indicatori principali sono 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 ai programmi lavori approvati. Inoltre l'analisi dei profili di produzione fino a fine vita dei giacimenti permette di stimare quest'ultima. In entrambi i casi si sottolinea che si tratta di dati molto conservativi, basati perlopiù sulle riserve accertate³³ che rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e

³³ Secondo la classificazione internazionale, 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).

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza o probabilità essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato. Quindi sono esclusi dati su altri tipi di riserve (possibili e probabili) o le risorse, quindi anche i giacimenti ancora non provati o non scoperti.

Il dato rivalutato sulle riserve al 31 dicembre 2019 (da distinguere secondo la classificazione internazionale in certe (P1), probabili (P2) e possibili (P3)), rivela, rispetto al dato fissato al 31 dicembre 2018 e al netto della produzione ottenuta nell'anno 2019, un incremento del 5,2% per il gas ed un incremento del 1,9% per l'olio greggio. Per quanto attiene all'ubicazione delle riserve certe, il 55,4% del totale nazionale di gas è ubicato in terra, mentre le riserve di olio ricadono per il 94,9% in terraferma, per la maggior parte in Basilicata.

Tabella 6.2-2: Riserve di gas naturale al 31 dicembre 2019

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 2019

OLIO (migliaia di tonnellate)

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.

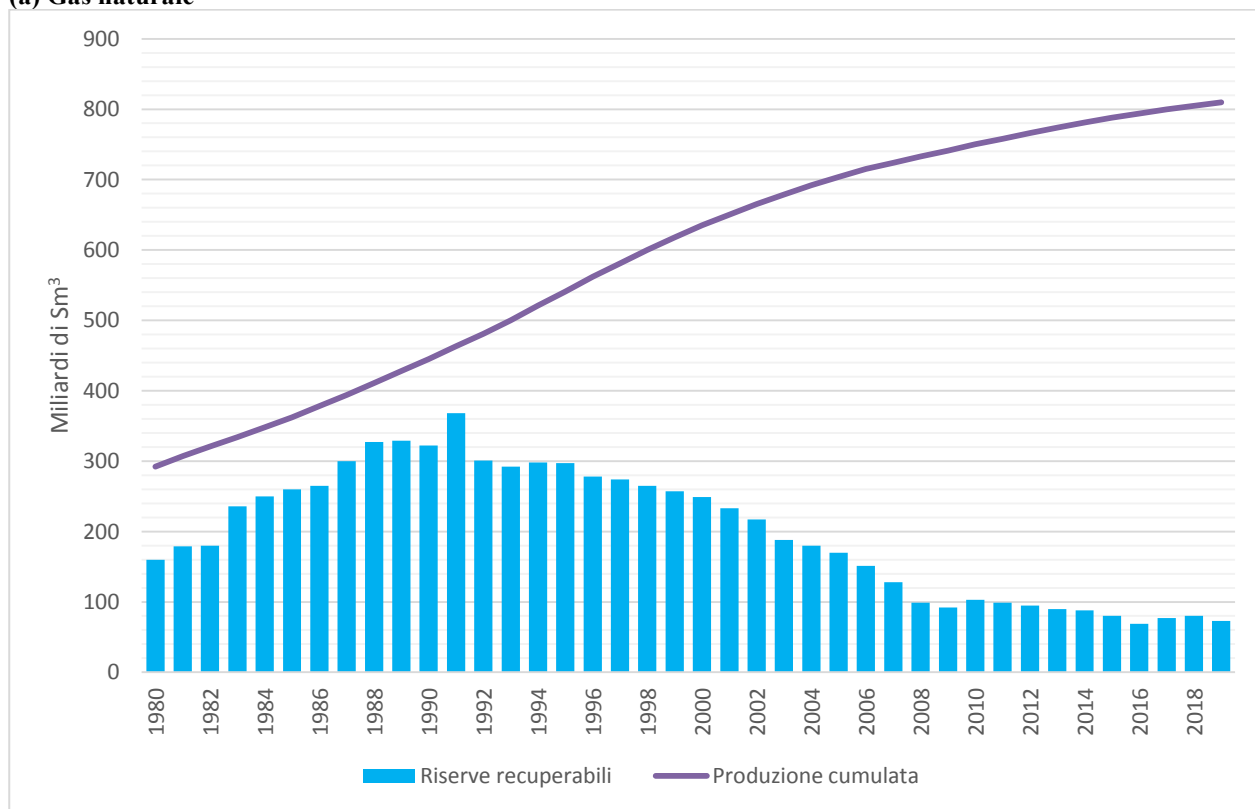
Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

	Certe	Probabili	Possibili	% Certe
Nord Italia	330	8	0	0,50%
Centro Italia	36	0	0	0,00%
Sud Italia	63.574	75.942	50.472	87,20%
Sicilia	5.243	3.721	2.753	7,20%
Totale TERRA	69.183	79.670	53.225	94,90%
Zona B	2.106	660	0	2,90%
Zona C	1.615	260	242	2,20%
Zona F	0	0	0	0,00%
Totale MARE	3.721	920	242	5,10%
TOTALE	72.904	80.590	53.467	100,00%

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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

(a) Gas naturale



(b) Olio greggio

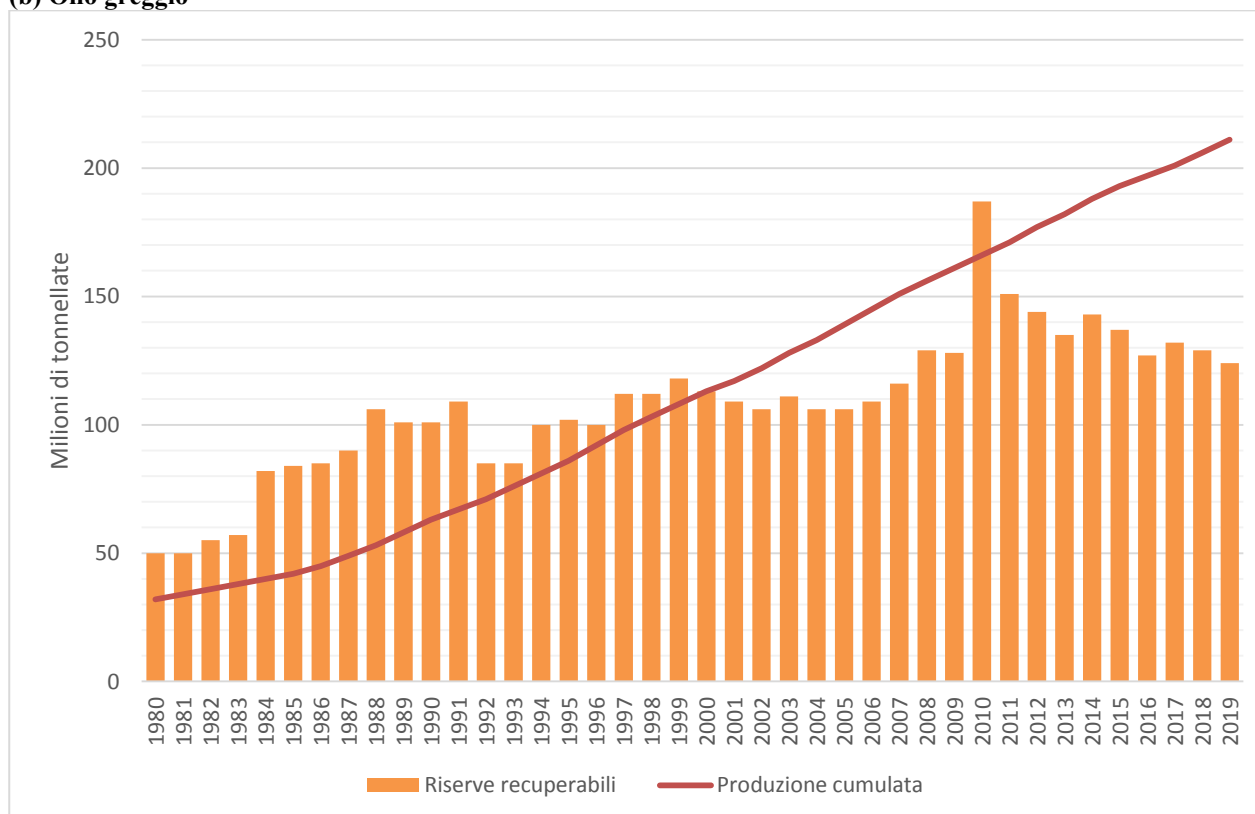


Figura 6.2-1: Riserve recuperabili (P1 + 50% P2 + 20% P3) e produzione cumulata - Serie storica 1980-2019

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

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.

In termini prospettici, a fianco alla serie storica 1986-2019 di produzione di idrocarburi sono riportati i valori di previsione di messa in produzione delle riserve recuperabili secondo i profili di produzione elaborati dal MiSE nel 2020 (Figura 6.2-2). 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 come recuperabili (P1, P2 e P3). In particolare, nel grafico in Figura 6.2-2 è riportata la produzione nazionale di idrocarburi con le previsioni sulle riserve recuperabili sino al 2068 - per fare tali previsioni, le riserve recuperabili sono state calcolate come la somma delle riserve certe P1 più il 35% di P2+P3. 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.

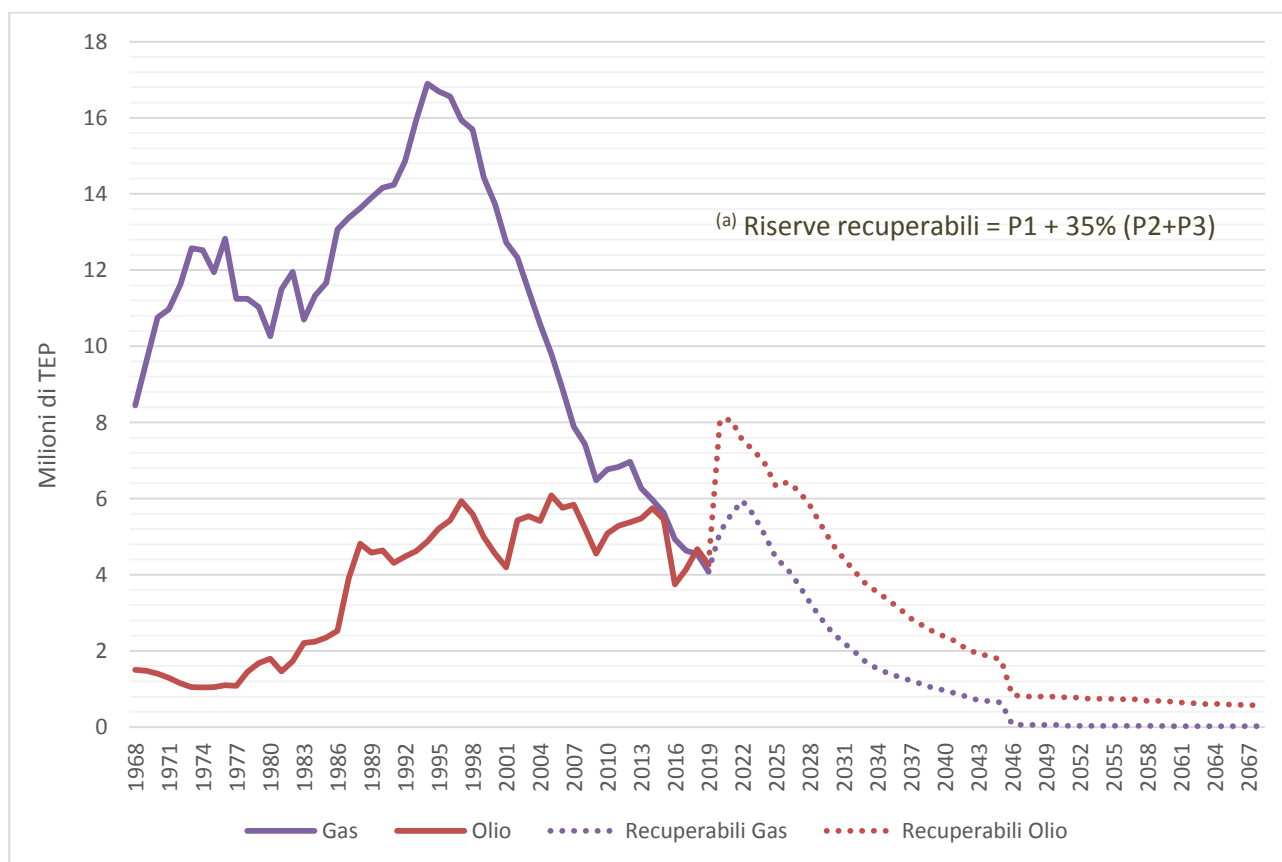


Figura 6.2-2: Produzione nazionale di idrocarburi - Serie storica 1968-2019 e previsioni su riserve recuperabili (a) 2020-2068

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.

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 da un lato 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 prospettiva 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

I dati forniti dal MiSE sono stati successivamente 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 6.2-5, 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.

La base dati aggregata

Dal database fornito dal MiSE è stata estratta la successiva Tabella 6.2-4 che presenta i valori aggregati della produzione di petrolio e gas in boe per il periodo in esame.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 6.2-4: Dati di produzione aggregati oil & gas in kboe per il periodo 2020-2050.

Riserve	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GAS Totale	49.889	46.900	46.225	41.910	36.122	30.954	27.363	23.587	20.635	18.013	15.325	13.281	11.988	10.580	9.605	8.274
P1 DEV	20.646	17.898	16.031	14.217	11.840	9.908	8.547	7.288	6.265	5.261	3.877	2.908	2.487	2.003	1.997	1.340
P1 UNDEV	2.390	2.008	1.792	1.163	638	358	212	177	168	162	42	21	10	7	7	5
P2 DEV	419	312	253	233	257	239	219	196	164	250	232	203	101	96	91	86
P2 UNDEV	2.802	1.019	938	1.189	1.051	939	1.061	703	620	535	518	429	376	270	189	131
P3	23.632	25.663	27.211	25.108	22.335	19.510	17.323	15.223	13.418	11.807	10.656	9.720	9.013	8.203	7.322	6.712
PETROLIO Totale	68.146	72.051	71.984	76.785	82.122	76.590	82.866	82.434	80.803	71.800	63.889	6.185	5.692	5.293	5.150	4.893
P1 DEV	67.080	71.265	70.618	74.331	80.295	75.097	81.539	81.319	79.863	70.979	63.125	5.443	5.102	4.768	4.670	4.507
P1 UNDEV	428	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P2 DEV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P2 UNDEV	-	100	693	1.608	1.001	797	739	627	612	578	542	528	462	431	405	386
P3	638	686	674	846	827	697	589	488	328	243	223	215	128	94	75	-
GAS & PETROLIO Totale	118.035	118.951	118.209	118.695	118.244	107.545	110.229	106.021	101.438	89.813	79.215	19.466	17.680	15.873	14.755	13.167
P1 DEV	87.726	89.163	86.649	88.548	92.135	85.005	90.087	88.607	86.129	76.240	67.002	8.351	7.589	6.771	6.666	5.847
P1 UNDEV	2.818	2.008	1.792	1.163	638	358	212	177	168	162	42	21	10	7	7	5
P2 DEV	419	312	253	233	257	239	219	196	164	250	232	203	101	96	91	86
P2 UNDEV	2.802	1.119	1.630	2.797	2.052	1.736	1.800	1.330	1.232	1.113	1.059	957	838	701	594	517
P3	24.270	26.349	27.886	25.955	23.162	20.206	17.912	15.711	13.745	12.049	10.879	9.935	9.141	8.298	7.397	6.712

Riserve	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Totale
GAS Totale	7.683	6.994	6.143	4.906	4.578	3.618	3.404	2.713	2.596	2.435	563	539	517	496	478	458.315
P1 DEV	1.202	1.076	907	471	406	365	329	296	268	226	-	-	-	-	-	138.060
P1 UNDEV	3	3	3	3	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	9.175
P2 DEV	81	77	73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.583
P2 UNDEV	120	77	20	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.990
P3	6.276	5.760	5.141	4.428	4.171	3.253	3.075	2.416	2.327	2.209	563	539	517	496	478	294.508
PETROLIO Totale	4.614	3.843	3.632	3.652	3.559	3.493	3.388	3.045	2.695	2.539	2.424	2.390	2.253	2.335	2.291	902.837
P1 DEV	4.239	3.478	3.275	3.352	3.264	3.177	3.082	2.769	2.695	2.539	2.424	2.390	2.253	2.335	2.291	883.564
P1 UNDEV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	428
P2 DEV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P2 UNDEV	375	365	357	300	295	316	306	276	-	-	-	-	-	-	-	12.095
P3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.750
GAS & PETROLIO Totale	12.298	10.836	9.775	8.558	8.136	7.111	6.792	5.758	5.291	4.974	2.987	2.930	2.770	2.832	2.768	1.361.152
P1 DEV	5.442	4.554	4.182	3.823	3.670	3.542	3.410	3.065	2.963	2.765	2.424	2.390	2.253	2.335	2.291	1.021.624
P1 UNDEV	3	3	3	3	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	9.603
P2 DEV	81	77	73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.583
P2 UNDEV	495	442	376	304	295	316	306	276	-	-	-	-	-	-	-	25.085
P3	6.276	5.760	5.141	4.428	4.171	3.253	3.075	2.416	2.327	2.209	563	539	517	496	478	301.258

Fonte: elaborazione del CRIET su dati MiSE

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 convertire 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].

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

$$[1] \quad R_P = Q_P * \varphi_P * P_P * e_{\$/\epsilon}$$

$$[2] \quad R_G = Q_G * \varphi_G * P_G$$

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; $e_{\$/\epsilon}$ 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 6.2-5).

Tabella 6.2-5: 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 6.2-5 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 6.2-5.

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 ovviamente a quello della base di dati di Tabella 6.2-4

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 a quello della base di dati di Tabella 6.2-4.

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 .

$$[17] \quad IRAP_{DEV} = L_{DEV} * \omega$$

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.

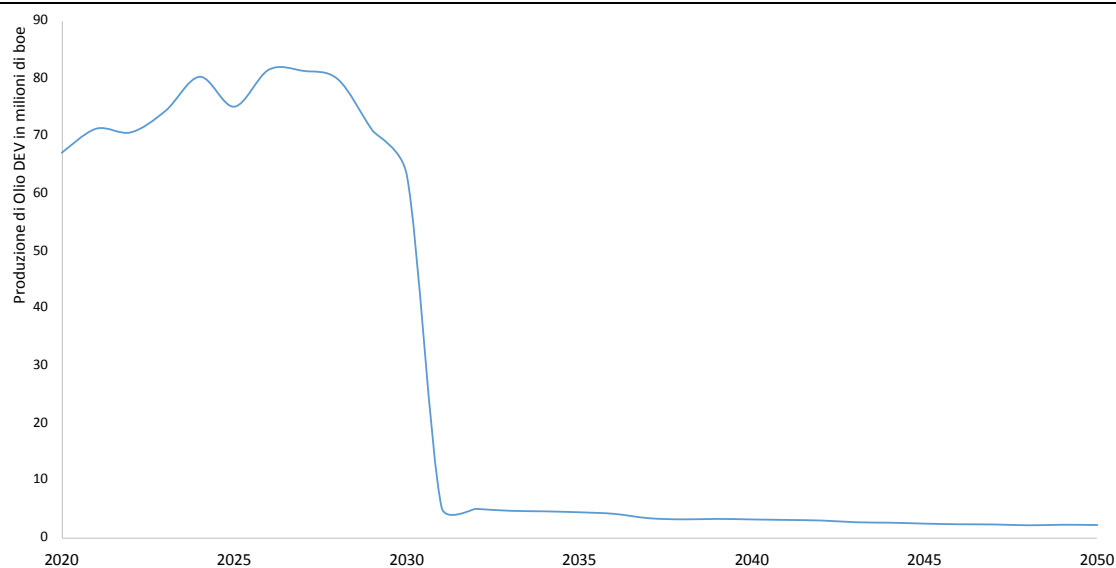
I valori delle riserve certe

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 attività ulteriori rispetto a quelle pianificate e autorizzate.

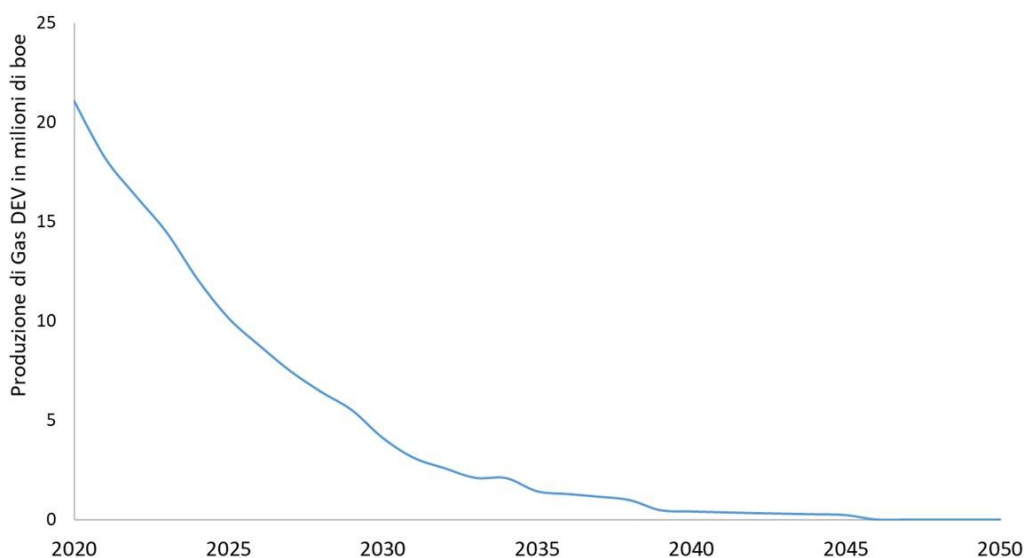
È evidente che un completo sfruttamento delle riserve P1 presenti in Basilicata porterebbe probabilmente a livelli di produzione significativamente superiori e prolungati nel tempo, come sarà meglio presentato nella successiva sezione delle "Implicazioni manageriali" del presente studio.

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 6.2-6 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 6.2-6 – 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 e gas naturale petrolio	50.463	-	8.689

I valori di Tabella 6.2-6 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 6.2-7 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 6.2-7 sono da considerarsi solo a titolo esemplificativo come una prima stima, di sicuro per difetto.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 6.2-7 – 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 6.2-7 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 6.2-8 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.

Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee

Tabella 6.2-8 - 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. IMPOSTAZIONE DELLE ANALISI DI VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI AMBIENTALI DEL PITESAI

La valutazione dei possibili effetti ambientali significativi dell'attuazione del Piano costituisce un'attività centrale dell'intero percorso di VAS, in quanto consente di orientare le scelte dello stesso sulla base degli scenari considerati, al fine di garantirne la sostenibilità ambientale, e di definire misure adeguate per il monitoraggio ambientale.

L'analisi degli effetti ambientali deve tenere conto del percorso valutativo che a partire dalla caratterizzazione del contesto ambientale, dagli obiettivi specifici e dalle scelte del Piano, stima qualitativamente gli effetti ambientali ponendoli in relazione all'evoluzione dello stato dell'ambiente.

Devono essere presi in considerazione, come previsto dal D. Lgs. 152/2006, gli effetti sia positivi che negativi dovuti all'attuazione del Piano.

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”*.

L'integrazione delle considerazioni ambientali nel processo decisionale, che rappresenta una delle finalità cui è rivolta la VAS, nel caso del PiTESAI trova già una sua prima applicazione nel processo di redazione del piano attraverso la definizione dei criteri di natura ambientale, la cui applicazione in combinazione con i criteri economici e sociali consentirà la gestione delle nuove istanze, di quelle già presentate nonché delle attività già in essere. (vedi paragrafo 2.3).

L'analisi degli effetti ambientali, a seguito della definizione dei criteri, nel rapporto ambientale sarà svolta stimando le ricadute sul territorio dell'applicazione combinata di detti criteri in termini di analisi dell'interferenza con elementi ambientali di particolare sensibilità allo svolgimento delle attività minerarie.

Nel caso della presentazione di nuove istanze (successive all'approvazione del PiTESAI) di permessi di prospezione e di ricerca, il criterio ambientale rappresenta il criterio prevalente per la valutazione della loro attuazione; in tal caso sarà stimata la presenza degli elementi ambientali sensibili nelle aree in cui, a seguito dell'applicazione dei criteri ambientali, potenzialmente tali istanze potrebbero essere presentate.

Il processo di definizione dei criteri sarà condotto considerando diverse opzioni che saranno oggetto di valutazione in considerazione dei loro effetti in linea con quanto previsto dal D. Lgs. 152/2006, all'art. 13, riguardo l'individuazione di ragionevoli alternative che possono adottarsi in considerazione degli obiettivi e dell'ambito territoriale del Piano.

8. ELEMENTI PER LA VINCA

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 per la valutazione di incidenza deve essere redatto secondo gli indirizzi dell'allegato G al DPR 357/97. Tale allegato, che non è stato modificato dal DPR 12 marzo 2003, n. 120, prevede che nello studio per la valutazione di incidenza devono essere descritte le caratteristiche dei piani e progetti e, considerando l'area vasta di influenza, le loro interferenze con il sistema ambientale, in relazione alle componenti abiotiche, biotiche e alle connessioni ecologiche. Le interferenze devono tener conto della qualità, della capacità di rigenerazione delle risorse naturali della zona e della capacità di carico dell'ambiente naturale all'uso delle risorse naturali, alla produzione di rifiuti, all'inquinamento e al disturbo ambientale, al rischio di incidenti per quanto riguarda le sostanze e le tecnologie utilizzate.

Per l'elaborazione dello Studio di Incidenza che sarà allegato al Rapporto Ambientale del PITESAI si prenderanno a riferimento:

- la "Guida metodologica alle disposizioni dell'articolo 6, paragrafi 3 e 4 della direttiva Habitat 92/43/CEE per la Valutazione di piani e progetti aventi un'incidenza significativa sui siti della rete Natura 2000" (CE, 2002),
- le Linee guida Nazionali per la Valutazione di Incidenza (VIncA) Direttiva 92/43/CEE "HABITAT" Art. 6, paragrafi 3 e 4 (Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana Serie Generale n. 303 del 28/12/2019)
- il documento del MATTM, MIBACT, ISPRA Regioni e PPAA: VAS – Valutazione di incidenza. Proposta per l'integrazione dei contenuti (settembre 2011), nel quale vengono fornite indicazioni per la Valutazione di Incidenza di piani/programmi di area vasta.

Lo Studio di incidenza comprenderà una descrizione della Rete Natura 2000 interessata dal piano e la valutazione delle possibili interferenze del PITESAI con le specie e gli habitat tutelati nei Siti Natura 2000.

Per la valutazione delle interferenze a livello generale, verranno considerate le Pressioni/Minacce che possono perturbare lo stato di conservazione delle specie e degli habitat di interesse comunitario, considerate nel Reporting secondo l'art. 17 della Direttiva Habitat, definite a livello europeo (Genovesi et al., 2014) e secondo l'art. 12 della Direttiva Uccelli (Nardelli et al., 2015).

Nel Rapporto ISPRA 194/2014 sono indicate le Pressioni e le Minacce allo stato di conservazione di specie e habitat, fra cui diverse che potrebbero essere determinate dalle attività oggetto del PITESAI, quali ad esempio:

- C01.06 – Prospezioni geotecniche
- C01.07 – Attività estrattive non elencate
- C02 – Prospezioni ed estrazione di petrolio e gas
- C02.01 – Trivellazioni esplorative
- C02.02 – Trivellazioni di produzione

Nel Rapporto ex art. 12 della Direttiva Uccelli non risultano minacce alle specie tutelate direttamente riferibili alle attività oggetto dal PITESAI tuttavia diverse tipologie di minacce sono indirettamente legate alle attività stesse.

L'attuazione delle misure del PITESAI che interesseranno Siti Natura2000 non potrà comunque prescindere da una specifica Valutazione di Incidenza per valutare i possibili effetti diretti e indiretti sia sull'area del Sito sia su scala vasta.

9. IMPOSTAZIONE DEL MONITORAGGIO AMBIENTALE VAS

Finalità del monitoraggio ambientale

Il D. Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. indica gli aspetti principali del monitoraggio dell'attuazione di piani e programmi all'art. 18 e alla lettera i) dell'Allegato VI alla Parte seconda del Decreto.

Il monitoraggio deve consentire di controllare gli effetti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione dei piani e dei programmi e la verifica del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati, individuare tempestivamente gli effetti negativi imprevisti e adottare le opportune misure correttive.

I risultati della valutazione degli effetti e le misure correttive adottate devono essere illustrati in un rapporto periodico.

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 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.

Il monitoraggio ambientale del PITESAI

Tenendo conto delle indicazioni normative, Il sistema di monitoraggio ambientale del PITESAI che sarà riportato nel RA prevederà:

- la descrizione dell'evoluzione del contesto ambientale (monitoraggio del contesto), con diretto riferimento agli obiettivi di sostenibilità (attraverso gli indicatori di contesto ambientale)
- la registrazione degli effetti dell'attuazione Piano (monitoraggio del Piano), tramite indicatori di processo, che descrivono lo stato di attuazione delle azioni attivate dal Piano e indicatori di contributo alla variazione del contesto, che descrivono gli effetti positivi e negativi sul contesto ambientale attribuibili all'attuazione del Piano
- la descrizione delle modalità di correlazione tra gli indicatori di processo e di contributo e gli indicatori di contesto ambientale.

Gli indicatori di contributo e di contesto si baseranno su quelli utilizzati per inquadrare e caratterizzare il contesto ambientale e per stimare gli effetti ambientali positivi e negativi previsti a seguito dell'attuazione del Piano.

Il piano di monitoraggio ambientale del PITESAI con tutte le informazioni richieste dalla norma:

- la completa definizione delle informazioni utili per seguire l'evoluzione del contesto ambientale con il quale il Piano interagisce
- il quadro completo degli indicatori necessari per controllare gli effetti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione del Piano e la verifica del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità individuati (indicatori di processo e di contributo)
- le responsabilità e le risorse necessarie per la realizzazione e gestione del monitoraggio
- la periodicità del report di monitoraggio e le modalità per la comunicazione degli esiti delle attività di monitoraggio ai Soggetti competenti in materia ambientale e al Pubblico

- le responsabilità relative all'acquisizione, elaborazione delle informazioni, interpretazione e valutazione, formulazione delle eventuali proposte di riorientamento del Piano
- le risorse economiche adeguate a garantirne la realizzazione

accompagnerà l'approvazione del Piano, così come previsto dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., e terrà conto dei contributi dei Soggetti competenti e del Pubblico pervenuti nell'ambito della fase di consultazione sul Rapporto ambientale.

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 MFSP. 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.

Masseti 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.