



Ministero della Transizione Ecologica

Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS

* * *

Parere n. 149/21 del 15/09/2021

Piano:	Valutazione Ambientale Strategica Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee PiTESAI ID_VIP: 5823
Proponente:	Ministero della Transizione Ecologica - Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari
Autorità procedente:	Ministero della Transizione Ecologica - Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari

D'ordine del Presidente

Cons. Massimiliano Atelli

(documento informatico firmato digitalmente
ai sensi dell'art. 24 D. Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii.)

Il coordinatore della SCVAS

Ing. Bernardo Sera

(documento informatico firmato digitalmente
ai sensi dell'art. 24 D. Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii.)

La Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale – VIA e VAS

RICHIAMATA

la normativa che regola il funzionamento della Commissione Tecnica di Verifica dell’impatto ambientale VIA –VAS, e in particolare:

- il D. Lgs del 3 aprile 2006, n. 152 recante “Norme in materia ambientale” ed in particolare l’art. 8 (Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale - VIA e VAS), come modificato dall’art. 228, comma 1, del Decreto Legge del 19 maggio 2020, n. 34, Legge di conversione 17 luglio 2020 n. 77, recante “Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19”;
- il Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 13 dicembre 2017 n. 342, recante Articolazione, organizzazione, modalità di funzionamento della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale - VIA e VAS e del Comitato Tecnico Istruttorio;
- il Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministro dell’Economia e delle Finanze del 4 gennaio 2018, n. 2 in materia di costi di funzionamento della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale - VIA e VAS e del Comitato Tecnico Istruttorio;
- i Decreti del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. 241 del 20/08/2019 di nomina dei Componenti della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale VIA e VAS e n. 7 del 10/01/2020 di nomina del Presidente della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale – VIA e VAS, dei Coordinatori delle Sottocommissioni Via e Vas e dei Commissari componenti delle Sottocommissioni medesime, come modificati con Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. 238 del 24/11/2020.

RICHIAMATA

la disciplina costituente il quadro di riferimento dei procedimenti di valutazione ambientale e in particolare:

- 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 (VAS);
- il D.lgs. n. 152/2006 e in particolare:
 - o l’art. 6, recante “Oggetto della disciplina “e, in particolare:
 - il comma 2 secondo cui *“Fatto salvo quanto disposto al comma 3, viene effettuata una valutazione per tutti i piani e i programmi:*
 - a) *che sono elaborati per la valutazione e gestione della qualità dell'aria ambiente, per i settori agricolo, forestale, della pesca, energetico, industriale, dei trasporti, della gestione dei rifiuti e delle acque, delle telecomunicazioni, turistico, della*

pianificazione territoriale o della destinazione dei suoli, e che definiscono il quadro di riferimento per l'approvazione, l'autorizzazione, l'area di localizzazione o comunque la realizzazione dei progetti elencati negli allegati II, II-bis, III e IV del presente decreto;

b) per i quali, in considerazione dei possibili impatti sulle finalità di conservazione dei siti designati come zone di protezione speciale per la conservazione degli uccelli selvatici e quelli classificati come siti di importanza comunitaria per la protezione degli habitat naturali e della flora e della fauna selvatica, si ritiene necessaria una valutazione d'incidenza ai sensi dell'articolo 5 del D.P.R. 8 settembre 1997, n. 357, e successive modificazioni”;

- l'art. 11, recante “Modalità di svolgimento” e, in particolare, il comma 2 lett. c secondo cui l'autorità competente “*esprime, tenendo conto della consultazione pubblica, dei pareri dei soggetti competenti in materia ambientale, un proprio parere motivato sulla proposta di piano e di programma e sul rapporto ambientale nonché sull'adeguatezza del piano di monitoraggio e con riferimento alla sussistenza delle risorse finanziarie*”;
- l'art. 13, recante *Redazione del rapporto ambientale* e, in particolare:
 - il comma 1 secondo cui “*Sulla base di un rapporto preliminare sui possibili impatti ambientali significativi dell'attuazione del Piano o programma, il Proponente e/o l'autorità procedente entrano in consultazione, sin dai momenti preliminari delle attività di elaborazione di piani e programmi, con l'autorità competente e gli altri soggetti competenti in materia ambientale, al fine di definire la portata ed il livello di dettaglio delle informazioni da includere nel rapporto ambientale*”;
 - il comma 4 secondo cui “*Nel rapporto ambientale debbono essere individuati, descritti e valutati gli impatti significativi che l'attuazione del Piano o del programma proposto potrebbe avere sull'ambiente e sul patrimonio culturale nonché le ragionevoli alternative che possono adottarsi in considerazione degli obiettivi e dell'ambito territoriale del piano o del programma stesso. L'allegato VI al presente decreto riporta le informazioni da fornire nel rapporto ambientale a tale scopo, nei limiti in cui possono essere ragionevolmente richieste, tenuto conto del livello delle conoscenze e dei metodi di valutazione correnti, dei contenuti e del livello di dettaglio del Piano o del programma. (Il Rapporto ambientale dà atto della consultazione di cui al comma 1 ed evidenzia come sono stati presi in considerazione i contributi pervenuti.) Per evitare duplicazioni della valutazione, possono essere utilizzati, se pertinenti, approfondimenti già effettuati ed informazioni ottenute nell'ambito di altri livelli decisionali o altrimenti acquisite in attuazione di altre disposizioni normative*”;
- l'Allegato VI alla parte seconda del D.lgs. n. 152/2006, recante “*Contenuti del Rapporto ambientale di cui all'art. 13*”;
- il Decreto Legislativo del 16/06/2017, n. 104 recante “Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati

- progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114”, in considerazione degli aspetti di modifica e integrazione della disciplina VIA e VAS;
- il Decreto Legislativo 22/01/2004 n. 42 “Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, ai sensi dell’art. 10 della Legge 6 luglio 2002 n. 137”;
 - la Legge 9 gennaio 2006, n. 14 “Ratifica ed esecuzione della Convenzione europea sul paesaggio, fatta a Firenze il 20 ottobre 2000”;
 - la Legge 29 aprile 2015, n. 57 “Ratifica ed esecuzione della Convenzione europea per la protezione del patrimonio archeologico, fatta alla Valletta il 16 gennaio 1992”;
 - le Linee Guida della Commissione Europea “*Assessment of plans and projects significantly affecting Natura 2000 sites - Methodological guidance on the provisions of Article 6(3) and (4) of the Habitats Directive 92/43/EEC*”;
 - la Comunicazione della Commissione "Gestione dei siti Natura 2000. Guida all'interpretazione dell'articolo 6 della direttiva 92/43/CEE (direttiva *Habitat*)". Commissione Europea, 21.11.2018 C (2018) 7621 final;
 - il Decreto del Presidente della Repubblica n. 357/1997 recante “Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli *habitat* naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche”;
 - le Linee Guida Nazionali per la Valutazione di incidenza (Vinca) - Direttiva 92/43/CEE "*HABITAT*", articolo 6, paragrafi 3 e 4 (Rep. atti n. 195/CSR 28.11.2019) adottate con Intesa, ai sensi dell'articolo 8, comma 6, della legge 5 giugno 2003, n. 131, tra il Governo, le regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano;
 - le Linee Guida ISPRA per la valutazione integrata di impatto ambientale e sanitario (VIAS) nelle procedure di autorizzazione ambientale (VAS, VIA, AIA) n. 133/2016;
 - le Linee Guida per l’Integrazione dei Cambiamenti Climatici e della Biodiversità nella VAS della Commissione Europea - 2013 (*Guidance on Integrating Climate Change and Biodiversity into Strategic Environmental Assessment*);
 - le Linee Guida “Attuazione della Direttiva 2001/42/CE concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull’ambiente- Commissione Europea-2003”;
 - la “Carta Nazionale del Paesaggio Elementi per una Strategia per il paesaggio Italiano” MIBACT-2018;
 - il DPR 120/2003, Regolamento recante modifiche ed integrazioni al decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357, concernente attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli *habitat* naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche.

VISTA la Legge 11 febbraio 2019, n. 12 di conversione 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 e in particolare l’art. 11 ter che 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.

DATO ATTO

- che il Ministero della Transizione Ecologica – Direzione Generale per la Crescita Sostenibile e la Qualità dello Sviluppo è l’Autorità Competente per la VAS;
- che la DG per le Infrastrutture e la Sicurezza dei Sistemi energetici e geo-minerari del Ministero dello Sviluppo Economico – MISE (oggi DG del MITE) è Autorità Procedente e Proponente;
- che con il parere n. 14 del 14/05/2021 (d’ora innanzi parere di *Scoping*) la Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale - VIA e VAS (d’ora innanzi *Commissione*), relativamente alla consultazione del Rapporto Preliminare del *Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI)*, ha dato indicazione delle informazioni da includere nel Rapporto Ambientale (*parere di Scoping*);
- che i SCA di seguito elencati hanno inviato le proprie osservazioni sulla portata e il livello di dettaglio delle informazioni (il testo integrale delle osservazioni è pubblicato sul sito del MITE al seguente indirizzo: [https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/ Documentazione/7763/11267](https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/7763/11267)):

N.	Ente – Soggetto	Prot. acquisizione	Data
1	MiTE - Direzione Generale per il Clima, l'Energia e l'Aria	MATTM-2021-0039300	15/04/2021
2	MiTE - DIREZIONE GENERALE PER L'ECONOMIA CIRCOLARE	MiTE/2021/0040727	20/04/2021
3	MiTE - Direzione Generale per il Risanamento Ambientale Div III	MATTM-2021-0029533	22/03/2021
4	MiTE - Direzione Generale per il Mare e le Coste	MATTM-2021-0046774	04/05/2021
5	MiTE - DIREZIONE GENERALE PER LA CRESCITA SOSTENIBILE E LA QUALITA' DELLO SVILUPPO. DIVISIONE V – SISTEMI DI VALUTAZIONE AMBIENTALE	MATTM-2021-0051002	06/05/2021
6	MITE - Ministero della Transizione Ecologica. DIREZIONE GENERALE PER LA SICUREZZA DEL SUOLO E DELL'ACQUA	MATTM-2021-0043948	27/04/2021
7	MITE - Ministero della Transizione Ecologica. DIREZIONE GENERALE PER IL PATRIMONIO NATURALISTICO	MATTM-2021-0050865	11/05/2021
8	Ministero della cultura - DIREZIONE GENERALE ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO – Servizio V	CTVA-2435 MATTM-2021-50505	11/05/2021 12/05/2021
9	Ministero della cultura DIREZIONE GENERALE ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO. SOPRINTENDENZA ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO PER LA PROVINCIA DI COSENZA	MATTM-2021-0043847	27/04/2021
10	Ministero della Cultura - Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio delle Marche	MATTM-2021-0044417	28/04/2021
11	MIC - Ministero della cultura. Direzione generale archeologia belle arti e paesaggio. Soprintendenza archeologia belle arti e paesaggio del Molise	MATTM-2021-0045765	30/04/2021
12	Soprintendenza Archeologica Belle Arti e Paesaggio del Molise	MATTM-2021-0045765	30/04/2021
13	MIC - Ministero della Cultura. Soprintendenza Archeologica Belle Arti e Paesaggio per le Province di Alessandria Asti e Cuneo	MATTM-2021-0046730	04/05/2021
14	MIC - Ministero della Cultura. Soprintendenza Archeologica Belle Arti e Paesaggio per la Città Metropolitana di Torino	MATTM-2021-0046754	04/05/2021

N.	Ente – Soggetto	Prot. acquisizione	Data
15	MIC - DIREZIONE GENERALE ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO. SOPRINTENDENZA ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO. PER LE PROVINCE DI CATANZARO E CROTONE	MATTM-2021-0049120 CTVA-2364	10/05/2021 07/05/2021
16	MIC - Ministero della cultura. SOPRINTENDENZA ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO PER LE PROVINCE DI BIELLA, NOVARA, VERBANO-CUSIO-OSSOLA E VERCELLI	MATTM-2021-49015	10/05/2021
17	MIC- Ministero della Cultura. DIREZIONE GENERALE ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO. SOPRINTENDENZA ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO PER LE PROVINCE DI CATANZARO E CROTONE	MATTM-2021-0048572	07/05/2021
18	Ministero della Cultura. Parco Archeologico di Ercolano	MATTM-2021-0044979	29/04/2021
19	MIC - Ministero della Cultura. Parco archeologico dei Campi Flegrei	MATTM-2021-0047391	05/05/2021
20	MIPAAF Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali. Dipartimento delle Politiche Europee e Internazionali e dello Sviluppo Rurale	MATTM-2021-0029062	19/03/2021
21	Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili	MATTM-2021-0046651	04/05/2021
22	Istituto Superiore di Sanità	MATTM-2021-0046770	04/05/2021
23	AdB Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Settentrionale in data 13/04/2021	MATTM-2021-0037626	13/04/2021
24	AdB Autorità di Bacino Distrettuale della Sicilia	MATTM-2021-0048106	06/05/2021
25	Regione Liguria - Dipartimento Ambiente e Protezione Civile	MiTE/2021/0041876	22/04/2021
26	Regione Friuli Venezia Giulia	MiTE/2020/0042446	23/04/2021
27	Regione Basilicata. Dipartimento Ambiente ed Energia	MATTM-2021-0045367	30/04/2021
28	Regione Lombardia. Direzione Generale Territorio e protezione Civile	MATTM-2021-0045441	30/04/2021
29	Regione Marche. Servizio Tutela, gestione e assetto del territorio	MATTM-2021-0047017	04/05/2021
30	Regione Piemonte. Direzione Competitività del Sistema Regionale. Settore Polizia mineraria, cave e miniere	MATTM-2021-0047064	04/05/2021
31	Regione Toscana. Direzione Ambiente ed Energia. Settore VIA-VAS OO.PP. di Interesse Strategico Regionale	MATTM-2021-0047019	04/05/2021

N.	Ente – Soggetto	Prot. acquisizione	Data
32	Regione Emilia-Romagna. SERVIZIO VALUTAZIONE IMPATTO E PROMOZIONE SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE	MATTM-2021-0047106 MATTM-2021-0002298	04/05/2021
33	Regione Siciliana. Assessorato del Territorio e dell'Ambiente. Dipartimento dell'Ambiente	MATTM-2021-0046751	04/05/2021
34	Regione Abruzzo. DIPARTIMENTO TERRITORIO - AMBIENTE. SERVIZIO VALUTAZIONI AMBIENTALI	MATTM-2021-0047008	04/05/2021
35	Regione Autonoma Valle d'Aosta	MATTM-2021-0047023	04/05/2021
36	ARPAT - DIREZIONE TECNICA - Settore VIA/VAS	MiTE/2021/0043784	27/04/2021
37	ARTA Abruzzo Sede Centrale	MiTE/2020/0042864	27/04/2021
38	ARPA Calabria	MATTM-2021-0045919	03/05/2021
39	ARPA Lombardia	MATTM-2021-0045940	03/05/2021
40	ARPA Friuli-Venezia Giulia	MATTM-2021-0047052	04/05/2021
41	ARPA Puglia	MATTM-2021-0046868	04/05/2021
42	ARPA Veneto	MATTM-2021-0047018	04/05/2021
43	APPA Trento	MATTM-2021-0050368	12/05/2021
44	Provincia di Lodi	MATTM-2021-0039506	16/04/2021
45	Provincia di Monza e della Brianza	MATTM-2021-0039811	16/04/2021
46	PROVINCIA DI CREMONA	MiTE/2021/0043795	27/04/2021
47	Allegato alle osservazioni della provincia di Cremona - Nota prot. n. 11021 del 12/04/2021	ALL.1	27/04/2021
48	PROVINCIA DI PIACENZA	MiTE/2021/0043796	27/04/2021
49	Provincia di Perugia - Servizio Pianificazione Territoriale, Ambiente e Patrimonio	MATTM/2021/0027313	16/03/2021
50	Allegato alle osservazioni della provincia di Piacenza - Vincoli e criticità rilevate	ALL.1	27/04/2021
51	Allegato alle osservazioni della provincia di Piacenza - Aree vincolate e libere	ALL.2	27/04/2021
52	Ente di decentramento regionale di Trieste	CTVA-1308	16/03/2021
53	Provincia di Campobasso	MATTM-2021-0044910	29/04/2021
54	Provincia di Potenza. Ufficio di Pianificazione e Sviluppo Informatico	MATTM-2021-0046617	04/05/2021
55	Provincia di Teramo. Area Tecnica Emergenze Viabilità Trasporti Espropri Urbanistica	MATTM-2021-0046652	04/05/2021
56	Città Metropolitana di Roma Capitale. DIPARTIMENTO IV "Pianificazione, Sviluppo e Governo del Territorio". Servizio 1 "Urbanistica e attuazione del PTMG"	MATTM-2021-0047105	04/05/2021
57	Città Metropolitana di Torino	MATTM-2021-0044146	28/04/2021
58	Parco Nazionale Arcipelago Toscano	MATTM-2021-0030690	24/03/2021
59	Libero Consorzio Comunale di Ragusa	MATTM-2021-0045985	03/05/2021

N.	Ente – Soggetto	Prot. acquisizione	Data
60	Comune di Comacchio	MATTM-2021-0044990	29/04/2021
61	Comune di Amendolara	CTVA-1839	09/04/2021

- che il contenuto delle suddette osservazioni dei SCA a carattere generale è stato esaminato e riportato in sintesi nel parere di *Scoping* formulato a conclusione della fase preliminare ex art. 13, comma 1, insieme alle osservazioni formulate da questa Commissione;
- che durante la fase di *Scoping* ai sensi dell'art. 13, co. 1 del D.lgs. 152/2006 e s.m.i, la Commissione ha partecipato alle seguenti riunioni tecniche convocate dalla Divisione:
 1. in data 26/03/2021, convocata con nota prot. MATTM/30787 del 24/03/2021, acquisita al prot. CTVA/1488 del 24/03/2021, con l'Autorità Proponente;
 2. in data 8/04/2021, convocata con nota prot. MATTM/34465 del 1/04/2021, acquisita al prot. CTVA/1699 del 2/04/2021, con le Direzioni generali del MITE individuate nell'ambito degli SCA;
 3. in data 19/04/2021, convocata con nota prot. MATTM/37931 del 13/04/2021, acquisita al prot. CTVA/1941 del 14/04/2021, con la DG per la vigilanza sulle autorità portuali, le infrastrutture portuali e il trasporto marittimo e per vie d'acqua interne del MIMS;
 4. in data 23/04/2021, convocata con nota prot. MATTM/41466 del 21/04/2021, acquisita al prot. CTVA/2065 del 21/04/2021, con la DG dell'economia montana e delle foreste del MiPAAF;
 5. in data 26/04/2021, convocata con nota prot. MATTM/41471 del 21/04/2021, acquisita al prot. CTVA/2066 del 21/04/2021, con la DG Archeologia, Belle Arti, Paesaggio del MIC;
 6. in data 28/04/2021, convocata con nota prot. MATTM/41467 del 21/04/2021, acquisita al prot. CTVA/2067 del 21/04/2021, con le Regioni;
- che con il parere n. 14 del 14/05/2021 (d'ora innanzi parere di *Scoping*) la Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS (d'ora innanzi *Commissione*), relativamente alla consultazione del Rapporto Preliminare del *Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI)*, ha dato indicazione delle informazioni da includere nel Rapporto Ambientale (*parere di Scoping*);
- che la Divisione V - Sistemi di valutazione ambientale della Direzione generale per la crescita sostenibile e la qualità dello sviluppo (d'ora innanzi *Divisione*) con nota prot. MATTM/51713 del 14/05/2021, acquisita dalla Commissione al prot. CTVA/2534 del 17/05/2021, ha comunicato la chiusura della fase di *Scoping* e notificato all'Autorità Proponente il parere n. 14 del 14/05/2021 reso dalla Commissione sul Rapporto Preliminare;
- che l'Autorità Proponente in data 15/07/2021 con nota prot. MISE.AOO_ENE.22271 ha trasmesso istanza per l'avvio della procedura di VAS del "*Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI)*" allegando il Rapporto Ambientale (d'ora innanzi RA);
- che l'istanza è stata acquisita dalla Divisione con prot. n. MATTM/77312 in data 15/07/2021;

- che la Divisione con nota prot. n. MATTM/77362 in data 15/07/2021, acquisita dalla Commissione con prot. n. CTVA/3693 in data 16/07/2021, ha trasmesso per l'avvio dell'istruttoria sul Rapporto Ambientale (RA) la nota sopracitata e la documentazione progettuale e amministrativa allegata;
- che la Divisione con la suddetta nota prot. MATTM/77362 in data 15/07/2021, ha precisato che *come previsto dall'art. 14 del d.lgs.152/2006, la consultazione si concluderà entro 60 giorni dalla pubblicazione dell'avviso al pubblico sul portale di questo Ministero;*
- che la Divisione con nota prot. MATTM/83103 in data 29/07/2021, acquisita dalla Commissione con prot. n. CTVA/3949 in data 29/07/2021, ha trasmesso la tabella esplicativa inviata dall'Autorità Proponente - acquisita al prot. MATTM/82271 del 27/07/2021, a corredo della documentazione acquisita in sede di istanza;
- che in seguito all'avvio delle consultazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. n. 152/2006, la Commissione ha partecipato in data 29/07/2021 alla riunione tecnica con le Regioni e l'Autorità Proponente convocata dalla Divisione con nota prot. MATTM/80117 del 21/07/2021, acquisita al prot. CTVA/3825 del 22/07/2021;
- che i soggetti di seguito elencati hanno inviato le proprie osservazioni sul Rapporto ambientale (il testo integrale delle osservazioni è pubblicato sul sito del MATTM al seguente indirizzo: <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/7763/11267?Testo=&RaggruppamentoID=1008>):

N.	Ente – Soggetto	Prot. acquisizione	Data
1	Osservazioni del Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali	MATTM-2021-0085318	03/08/2021
2	Osservazioni dell'Associazione Confitarma	MATTM-2021-0087578	09/08/2021
3	Osservazioni del Ministero della Salute - DG Prevenzione Sanitaria	MATTM-2021-0087997	10/08/2021
4	Osservazioni dell'Associazione Assorisorse	MATTM-2021-0089464	16/08/2021
5	Osservazioni del Comune di Masi Torello	MATTM-2021-0091204	25/08/2021
6	Osservazioni Regione Autonoma Valle d'Aosta - Assessorato ambiente, trasporti e mobilità sostenibile	MATTM/2021/0092446	31/08/2021
7	Osservazioni Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia	MATTM/2021/0093301	02/09/2021
8	Osservazioni Provincia di Ferrara	MATTM/2021/0093708	03/09/2021
9	Osservazioni Alleanza delle Cooperative Italiane – Coordinamento Nazionale del settore della Pesca	MATTM/2021/0095431	08/09/2021

ID_VIP: 5823 Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI)

N.	Ente – Soggetto	Prot. acquisizione	Data
10	Osservazioni Stazione Ornitologica Abruzzese	MATTM/2021/0096559	10/09/2021
11	Osservazioni Associazione Politico Culturale di promozione sociale "Laboratorio per Viggiano"	MATTM/2021/0096567	10/09/2021
12	Osservazioni Osservatorio Popolare della Val d'Agri	MATTM/2021/0096673	10/09/2021
13	Osservazioni ARPAT Toscana	MATTM/2021/0096716	10/09/2021
14	Osservazioni UNIONE DEI COMUNI ALTO BRADANO - Acerenza (Pz)	MATTM/2021/0096886	12/09/2021
15	Osservazioni del Comune di Comacchio (FE)	MATTM/2021/0096912	12/09/2021
16	Osservazioni della Provincia Autonoma di Trento	MATTM/2021/0096913	12/09/2021
17	Osservazioni Città di Manfredonia - Settore 5° - LL.PP. e Autorizzazioni Ambientali	MATTM/2021/0097155	13/09/2021
18	Osservazioni delle associazioni di protezione ambientale riconosciute Greenpeace Italia, Legambiente e WWF Italia	MATTM/2021/0097247	13/09/2021
19	Osservazioni Associazioni - EHPA - LIBERIAMO LA BASILICATA - LIBERA CONTRO LE MAFIE presidio Vulture Alto Bradano - NOTRIV presidio Vulture Alto Bradano - AGESCI Zona Lucania - Osservatorio Val D'Agri - Diocesi di Melfi - Rapolla – Venosa e Ufficio Pastorale Sociale della Arcidiocesi di Acerenza - Sindaci dei Comuni dell'Ambito Socio Territoriale n.5 Vulture Alto Bradano	MATTM/2021/0097252	13/09/2021
20	Osservazioni Marine Mammal Protected Areas Task Force dell'Unione Internazionale per la Conservazione della Natura	MATTM/2021/0097283	13/09/2021
21	Osservazioni Ente Riserve Naturali Regionali "Foce Sele Tanagro" - "Monti Eremita - Marzano"	MATTM/2021/0097288	13/09/2021
22	Osservazioni Comune Martinsicuro	MATTM/2021/0097353	13/09/2021
23	Osservazioni Parco del Delta del Po	MATTM/2021/0097629	14/09/2021
24	Osservazioni Associazione di cultura politica "Venezia Cambia"	MATTM/2021/0097630	14/09/2021
25	Osservazioni Lista Civica ENERGIA CIVICA – CON VOI PER CHIOGGIA	MATTM/2021/0097689	14/09/2021

ID_VIP: 5823 Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI)

N.	Ente – Soggetto	Prot. acquisizione	Data
26	Osservazioni Acquedotto Pugliese - Coordinamento Industriale e Servizi Tecnici	MATTM/2021/0097694	14/09/2021
27	Osservazioni Comune di Picerno (PZ)	MATTM/2021/0097698	14/09/2021
28	Osservazioni Associazione "Coordinamento Nazionale No Triv"	MATTM/2021/0097706	14/09/2021
29	Osservazioni Regione Marche -Servizio Tutela, gestione e assetto del territorio Valutazioni e autorizzazioni ambientali, qualità dell'aria e protezione naturalistica	MATTM/2021/0097715	14/09/2021
30	Osservazioni Comune di Rapolla (PZ)	MATTM/2021/0097719	14/09/2021
31	Osservazioni Parco regionale dei Monti Picentini	MATTM/2021/0097721	14/09/2021
32	Osservazioni Italia Nostra (Sezione di Salerno)	MATTM/2021/0097725	14/09/2021
33	Osservazioni Mediterraneo NO TRIV e NO SCORIE Trisaia	MATTM/2021/0097726	14/09/2021
34	Osservazioni Sig.ra Rosa D'Amato -	MATTM/2021/0097746	14/09/2021
35	Osservazioni Global MED LLC	MATTM/2021/0097748	14/09/2021
36	Osservazioni Regione Piemonte - Direzione Competitività del Sistema Regionale - Settore Polizia mineraria, cave e miniere	MATTM/2021/0097752	14/09/2021
37	Osservazioni Provincia di Potenza	MATTM/2021/0097823	14/09/2021
38	Osservazioni Regione Toscana - Direzione Ambiente ed Energia	MATTM/2021/0097836	14/09/2021
39	Osservazioni Comune di Ravenna Area Infrastrutture Civili Servizio Tutela Ambiente e Territorio	MATTM/2021/0097952	14/09/2021
40	Osservazioni Regione Basilicata - Dipartimento Ambiente ed Energia	MATTM/2021/0097963	14/09/2021
41	Osservazioni del Sindaco del Comune di Carpignano Sesia	MATTM/2021/0097964	14/09/2021
42	Osservazioni del Sindaco del Comune di Carpignano Sesia	MATTM/2021/0097946	14/09/2021

N.	Ente – Soggetto	Prot. acquisizione	Data
43	Osservazioni Partito della Rifondazione Comunista Sinistra Europea	MATTM/2021/0097967	14/09/2021
44	Osservazioni Assorisorse	MATTM/2021/0097969	14/09/2021
45	Osservazioni Regione Lombardia – Direzione Generale Territorio e Protezione Civile Urbanistica e Assetto del Territorio - Giuridico per il Territorio e VAS	MATTM/2021/0098001	14/09/2021
46	Osservazioni ARPAE Emilia-Romagna	MATTM/2021/0098017	14/09/2021
47	Osservazioni Dott. Commercialista Vincenzo Garrubba	MATTM/2021/0098167	15/09/2021
48	Osservazioni Regione Emilia Romagna – Servizio Valutazione Impatto e Promozione Sostenibilità Ambientale	MATTM/2021/0098170	15/09/2021
49	Osservazioni Comitato D.N.T. Difesa Nostro Territorio	MATTM/2021/0098203	15/09/2021
50	Osservazioni della Provincia di Pavia - Settore Tutela Ambientale, Promozione del territorio e Sostenibilità	MATTM/2021/0098205	15/09/2021
51	Osservazioni del Sindaco del Comune di Lozzolo	MATTM/2021/0098210	15/09/2021
52	Osservazioni Italia Nostra - Associazione Nazionale per la tutela del Patrimonio Storico, Artistico e Naturale della Nazione	MATTM/2021/0098212	15/09/2021
53	Osservazioni Comunità Montana Vallo di Diano - Padula (SA)	MATTM/2021/0098234	15/09/2021
54	Osservazioni Unione Comuni Valli e Delizie - Argenta - Ostellato - Portomaggiore	MATTM/2021/0098235	15/09/2021
55	Osservazioni Regione Puglia - Dipartimento Ambiente, Paesaggio e Qualità urbana	MATTM/2021/0098236 MATTM/2021/0098254	15/09/2021
56	Osservazioni del Sindaco del Comune di Sizzano	MATTM/2021/0098250	15/09/2021
57	Osservazioni Comune di Montesano sulla Marcellana	MATTM/2021/0098251	15/09/2021
58	Osservazioni Avv. Antonio Digoia	MATTM/2021/0098253	15/09/2021
59	Osservazioni del Sindaco del Comune di Sala Consilina	MATTM/2021/0098275	15/09/2021

<i>N.</i>	<i>Ente – Soggetto</i>	<i>Prot. acquisizione</i>	<i>Data</i>
60	Osservazioni Comunità Montana Vallo di Diano - Padula (SA)	MATTM/2021/0098276 MATTM/2021/0098474	15/09/2021
61	Osservazioni Comitato No al Petrolio nel Vallo di Diano (SA)	MATTM/2021/0098279	15/09/2021
62	Osservazioni Sen.ce Orietta Vanin	MATTM/2021/0098311	15/09/2021
63	Osservazioni ROCA (Ravenna Offshore Contractor Association)	MATTM/2021/0098313	15/09/2021
64	Osservazioni Comune di Atena Lucana	MATTM/2021/0098438	15/09/2021
65	Osservazioni del Sindaco del Comune di Fara Novarese	MATTM/2021/0098439	15/09/2021
66	Osservazioni Emergenzaclimatica.it, No TAP/SNAM Brindisi, Forum Ambientalista e CEDEUAM UniSalento	MATTM/2021/0098467	15/09/2021
67	Osservazioni Associazione di cultura politica "Venezia Cambia"	MATTM/2021/0098516	15/09/2021
68	Osservazioni Sig.ra Loredana Pompilio	MATTM/2021/0098518	15/09/2021
69	Osservazioni Regione Abruzzo – Dipartimento Territorio Ambiente – Servizio Valutazioni Ambientali	MATTM/2021/0098519	15/09/2021
70	Osservazioni Lista Civica ENERGIA CIVICA – CON VOI PER CHIOGGIA	MATTM/2021/0098520	15/09/2021
71	Osservazioni Confindustria Romagna	MATTM/2021/0098522	15/09/2021

- che l’Autorità Proponente in data 2/09/2021 con nota prot. MISE.AOO_ENE.26457, acquisita dalla Divisione al prot. MATTM/93473 del 2/09/2021 ha trasmesso elementi in risposta alla sopra indicata richiesta di chiarimenti di ASSORISORSE acquisita al prot. MATTM/89464 del 16/08/2021.
- che l’Autorità Proponente in data 13/09/2021 con nota prot. MISE.AOO_ENE.27446, acquisita dalla Divisione al prot. MATTM/97248 del 13/09/2021 ha trasmesso elementi in risposta alla sopra indicata nota della Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia acquisita al prot. MATTM/2021/0093301 del 2/09/2021;

CONSIDERATO che

- La documentazione acquisita a seguito dell'avvio della consultazione sul *Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI)* consiste in:
 - Proposta di *Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI)*
 - Allegati e Appendice alla proposta di piano:
 - ✓ Allegato 1 - Schema riassuntivo sulla determinazione delle aree che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi (c.d. 'aree idonee nella situazione *post operam* ') e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere
 - ✓ Appendice A - Attività di studio e ricerca;
 - *Rapporto Ambientale* redatto ai sensi dell'art.13, comma 1, del D. Lgs. n. 152/2006;
 - Allegati al Rapporto Ambientale:
 - ✓ 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
 - ✓ Allegato 4: Specie ed *habitat* marini di interesse comunitario (tutelate dalle Direttiva europea 92/43/CEE) presenti in Italia
 - ✓ Allegato 5: 1. Quadro di riferimento normativo pertinente al PiTESAI - 2. Quadro di riferimento pianificatorio/programmatico pertinente al PiTESAI
 - ✓ Allegato 6: Studio di Incidenza
 - ✓ Appendice A: Attività di studio e ricerca;
 - Sintesi non Tecnica del Rapporto ambientale.

TENUTO CONTO

- delle osservazioni espresse ai sensi dell'art. 13, comma 1 del D.Lgs. n. 152/2006 relative alla fase di consultazione degli SCA;
- del parere espresso dall'autorità competente in sede di consultazione del rapporto preliminare ambientale (fase *Scoping*) e in particolare di quanto indicato nelle osservazioni prodotte in relazione ai contenuti che necessitavano di essere sviluppati e integrati, in sede di redazione del Rapporto Ambientale;
- delle osservazioni espresse ai sensi dell'art. 13 commi 5-bis del D. Lgs. n. 152/2006 relative alla fase di consultazione del Pubblico.

PRESO ATTO che

il PiTESAI si inquadra nella seguente normativa di livello nazionale

- il 14 dicembre 2018 il Governo ha emanato il D.L. n. 135/2018 recante "*Disposizioni urgenti in materia di sostegno e semplificazione per le imprese e per la pubblica amministrazione*" in

cui è stato inserito, in sede di conversione tramite L. n. 12/2019, l'art. 11-ter, il quale ha istituito il "*Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee*" (di seguito "PiTESAI");

- il PiTESAI è un atto di pianificazione la cui finalità consiste, per legge nell'individuare un "*quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse*", ovvero fornire un quadro territoriale condiviso con le Regioni tramite la Conferenza unificata, rispetto al quale pianificare lo svolgimento di tali attività, valorizzando la sostenibilità ambientale, sociale ed economica;
- deve tener conto di tutte le caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche e morfologiche, con particolare riferimento all'assetto idrogeologico e alle vigenti pianificazioni e, per quanto riguarda le aree marine, deve principalmente considerare i possibili effetti sull'ecosistema, nonché tenere conto dell'analisi delle rotte marittime, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste;
- deve contenere tempi e modi di dismissione e rimessa in pristino dei luoghi da parte delle relative installazioni che abbiano cessato la loro attività;
- gli elementi principali introdotti dall'art. 11-ter sono i seguenti:
 - sospensione di tutte le attività di prospezione, esplorazione e ricerca di idrocarburi a terra e a mare con una moratoria di 18-24 mesi. Entro il termine stabilito è approvato il PiTESAI e, 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;**
 - 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;
 - l'art. 12 ("*Proroga di termini in materia di sviluppo economico*"), comma 4-bis, lett. a), del D.L. 30 dicembre 2019, n. 162, convertito con modificazioni, dalla Legge 28 febbraio 2020 n. 8 ha prorogato il termine per l'approvazione del PiTESAI da 18 a 24 mesi, e il termine ultimo degli effetti conseguenti alla mancata adozione del Piano da 24 a 36 mesi; inoltre ha introdotto chiarimenti sulle procedure amministrative che il MiSE dovrà eventualmente applicare nelle aree che risulteranno non compatibili ai sensi delle previsioni del Piano, specificando che "**nelle aree non compatibili è comunque ammessa l'installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili**";
 - l'art. 12-ter, comma 1, lett. a), D.L. 31 dicembre 2020, n. 183, convertito con modificazioni, dalla Legge 26 febbraio 2021, n. 21 ha prorogato il termine per l'approvazione del PiTESAI al 30 settembre 2021;
- poiché l'aumento del canone concessorio di 25 volte superava in alcuni casi il ricavo delle attività di coltivazione stesse, la Legge 11 settembre 2020, n. 120, con l'art. 62-ter, ha aggiunto al citato art. 11-ter, il comma 9-bis con il quale è stato limitato l'ammontare annuo complessivo

del canone di superficie dovuto per tutte le concessioni che, a seguito della citata modifica, “non può superare il 3 per cento della valorizzazione della produzione da esse ottenuta nell’anno precedente”;

- il RA evidenzia che “... la redazione del PiTESAI è una misura di carattere prevalentemente ambientale, preordinata e necessaria per il perseguimento di un’efficace “transizione energetica” entro i tempi previsti – con primi, sfidanti obiettivi al 2030 – sia dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2017, sia dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), adottato dal Governo alla fine del 2019, con l’intento di contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall’Unione Europea. ... 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 ...”;
- il RA afferma che la “... transizione presenta e presenterà effetti differenti nei territori e 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 a una diversificazione intelligente che non comporti shock nel sistema del lavoro e perdite di competenze ...”;
- il RA continua evidenziando che il “...PiTESAI si pone anche come possibile strumento di indirizzo per le Amministrazioni Centrali e per le Regioni per la programmazione dei fondi europei Strutturali e di innovazione (2021-2027), al fine di garantire anche un ulteriore sostegno alla migliore transizione nelle aree non idonee, qualora vi fossero impianti da dismettere prima della fine della vita del giacimento...”;
- il RA (par. 2.2.2) afferma che “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, ... 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...)” e che “... 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”.

PRESO ATTO che,

in relazione alla iniezione o reiniezione petrolifera (d'ora innanzi "iniezione"), il quadro legislativo italiano comprende:

- la Delibera del 4 febbraio 1977 del Comitato dei Ministri per la tutela delle acque dall'inquinamento "Criteri, metodologie e norme tecniche generali di cui all'art. 2, lettere b), d) ed e), della L. 10 maggio 1976, n. 319, recante norme per la tutela delle acque dall'inquinamento", che individua i seguenti **requisiti generali** per lo scarico nel suolo limitatamente alla immissione in unità geologiche profonde che sebbene riferita a norma abrogata contiene norme tecniche tuttora vigenti come stabilito dal Consiglio di Stato, sezione V, con sentenza del 15 ottobre 2015, n. 477;
- il D. Lgs. n. 152/2006, art. 104 "*Scarichi nel sottosuolo e nelle acque sotterranee*";
- il Decreto Ministeriale 19 febbraio 2019 recante "*Indirizzi per uniformare la conduzione dei procedimenti di valutazione di impatto ambientale e di autorizzazione integrata ambientale di competenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare relativi ad opere di prospezione geofisica, perforazione di pozzi e altre opere a mare*".

CONSIDERATO che

- nel RA, il PiTESAI viene qualificato come:
 - lo strumento con cui "*affrontare la transizione energetica con un approccio strategico territoriale per garantire la sicurezza e la migliore sostenibilità, intra e 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*";
 - 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;
 - una *roadmap, data based*, per affrontare la complessità della transizione che richiede un'azione coordinata di politiche e istituzioni che agiscano sul fronte economico, tecnologico e sociale;
 - lo strumento con cui realizzare la razionalizzazione dell'intero settore dell'*upstream* italiano, in termini di maggior efficientamento delle aree impiegate per tali finalità, razionalizzazione delle concessioni presenti in Italia che "*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*";
 - una 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.

PRESO ATTO che,

in relazione agli indirizzi di sostenibilità

- il Regolamento (Ue) 2020/852 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 18 giugno 2020, relativo all'istituzione di un quadro che favorisce gli investimenti sostenibili e recante modifica del regolamento (UE) 2019/2088, è una delle misure adottate dal Parlamento Europeo per attuare il "Piano d'azione per la finanza sostenibile" del 2018 della Commissione Europea;
- uno degli obiettivi fissati da tale Piano consiste nell'orientare i flussi di capitali verso investimenti sostenibili. A tal riguardo il regolamento stabilisce i criteri per determinare se un'attività economica possa considerarsi eco-sostenibile al fine di individuare il grado di eco-sostenibilità di un investimento (la cosiddetta "Tassonomia UE delle attività economiche sostenibili"), ovvero un sistema di classificazione unificato per le attività sostenibili finalizzato proprio a orientare i flussi di capitali verso attività più sostenibili e basato sulla comprensione condivisa dell'ecosostenibilità delle attività e degli investimenti;
- il Reg. (UE) 2020/852 si applica (articolo 1 su "Oggetto e ambito di applicazione"): a) alle misure adottate dagli Stati membri o dall'Unione che stabiliscono obblighi per i partecipanti ai mercati finanziari o gli emittenti in relazione a prodotti finanziari o obbligazioni societarie resi disponibili come ecosostenibili; b) ai partecipanti ai mercati finanziari che mettono a disposizione prodotti finanziari; c) alle imprese soggette all'obbligo di pubblicare una dichiarazione di carattere non finanziario o una dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi, rispettivamente, dell'articolo 19 bis o dell'articolo 29 bis della direttiva 2013/34/UE del Parlamento europeo e del Consiglio;
- i considerando 16 e 19 del regolamento evidenziano che il suo scopo è quindi quello di stilare, ai fini della determinazione dell'eco-sostenibilità di una data attività economica, un elenco esauriente degli obiettivi ambientali (definiti dall'art. 9), per ciascuno dei quali il regolamento vuole stabilire criteri uniformi che, tra l'altro, tengano conto del ciclo di vita dei prodotti e dei servizi forniti dall'attività economica oltre all'impatto ambientale dell'attività economica stessa;
- l'articolo 17 del Reg. UE 2020/852 nel fissare il principio del "non arrecare un danno significativo" (DNSH, "*do no significant harm*"). Tale articolo definisce il "danno significativo" per i sei obiettivi ambientali contemplati dal regolamento;
- la Comunicazione della Commissione del 12 febbraio 2021 (C(2021) 1054 final) su "Orientamenti tecnici sull'applicazione del principio "non arrecare un danno significativo" a norma del regolamento sul dispositivo per la ripresa e la resilienza", chiarisce nella nota 20 "... *Ad esempio, è richiesta una VIA per la costruzione di raffinerie di petrolio greggio, centrali termoelettriche a carbone e progetti che comportano l'estrazione di petrolio o gas naturale. Tuttavia, questi tipi di misure non sarebbero conformi al principio DNSH in riferimento alla mitigazione dei cambiamenti climatici di cui all'articolo 17 ("Danno significativo agli obiettivi ambientali") del regolamento Tassonomia, secondo cui un'attività arreca un danno significativo se "conduce a significative emissioni di gas a effetto serra..."*;
- nella comunicazione si legge "... *Alla luce delle condizioni sopra enunciate, le misure di produzione di energia elettrica e/o di calore a partire da combustibili fossili, e le relative*

infrastrutture di trasmissione/trasporto e distribuzione, in generale non si dovrebbero considerare conformi al principio DNSH ai fini del RFF (Recovery and Resilience Facility), data l'esistenza di alternative a basse emissioni di carbonio...".

CONSIDERATO che,

in relazione al quadro della pianificazione e programmazione pertinente al PiTESAI

nel par. 4.2 del RA il Proponente riporta il seguente quadro dei piani e programmi pertinenti al PiTESAI e la coerenza con gli obiettivi ambientali dello stesso:

<i>Piani/programmi (P/P) pertinenti</i>	<i>Obiettivi dei P/P</i>	<i>Obiettivi ambientali PiTESAI</i>
Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)	Transizione ecologica attraverso: <ul style="list-style-type: none"> - progressiva decarbonizzazione di tutti i settori; - incrementare la quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili; - avviare la graduale decarbonizzazione dell'industria; - difesa della biodiversità e rafforzamento della gestione delle risorse naturali, a partire da quelle idriche 	OA1, OA2, OA3, OA4
Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)	<ul style="list-style-type: none"> - Accelerare il percorso di decarbonizzazione; - mettere il cittadino e le imprese al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica; - favorire l'evoluzione del sistema energetico da un assetto centralizzato a uno distribuito; - promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori; - promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti; - accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda; - adottare misure che riducano i potenziali impatti negativi sull'ambiente ed il paesaggio; - continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'UE 	OA1, OA2, OA3, OA4
Carta Nazionale delle Aree Potenzialmente Idonee a ospitare il Deposito Nazionale e Parco Tecnologico (CNAPI)	Individuazione delle zone di potenziale localizzazione del Deposito Nazionale dei rifiuti radioattivi e il Parco Tecnologico	OA1, OA26
Piano Nazionale Gestione rifiuti radioattivi e combustibile esaurito	Gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi al fine di rispettare gli obiettivi della direttiva 2011/70/EURATOM e quindi garantire una gestione responsabile e sicura del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi onde evitare di imporre oneri indebiti alle future generazioni	OA1, OA26

<i>Piani/programmi (P/P) pertinenti</i>	<i>Obiettivi dei P/P</i>	<i>Obiettivi ambientali PiTESAI</i>
Programma Operativo del Fondo Europeo per gli Affari Marittimi e la Pesca 2014 are gl (PO FEAMP)	<ul style="list-style-type: none"> - Tutela e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi acquatici - Tutela e ripristino della biodiversità acquatica e potenziamento degli ecosistemi che ospitano impianti acquicoli e promozione di un'acquacoltura efficiente in termini di risorse - Promozione di un'acquacoltura che abbia un livello elevato di tutela ambientale e promozione della salute e del benessere degli animali e della salute e della sicurezza pubblica - Promozione della crescita economica, dell'inclusione sociale e della creazione di posti di lavoro, fornendo sostegno all'occupabilità e alla mobilità dei lavoratori nelle comunità costiere e interne dipendenti dalla pesca e dall'acquacoltura, compresa la diversificazione delle attività nell'ambito della pesca e in altri settori dell'economia marittima 	OA1, OA21, OA22, OA23, OA24, OA25
Piani di difesa del mare e delle zone costiere dagli inquinamenti accidentali da idrocarburi e da altre sostanze nocive	Esercitare prontamente ed in maniera coordinata le procedure di intervento in caso di inquinamenti causati da incidenti marini e tutte le operazioni di riduzione del danno finalizzate alla bonifica e di contenimento dei danni che possono essere causati alle persone e all'ambiente da un inquinamento marino da idrocarburi o da altre sostanze nocive	OA1, OA21, OA22, OA23, OA24
Piani di bacino distrettuali	<p>Pianificazione e programmazione delle azioni e delle norme d'uso finalizzate alla:</p> <ul style="list-style-type: none"> - conservazione, difesa e valorizzazione del suolo - corretta utilizzazione delle acque, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato - Individuazione delle prescrizioni, dei vincoli e delle opere idrauliche, idraulico-agrarie, idraulico-forestali, di forestazione, di bonifica idraulica, di stabilizzazione e consolidamento dei terreni e di ogni altra azione o norma d'uso o vincolo finalizzati alla conservazione del suolo ed alla tutela dell'ambiente. 	OA1, OA9, OA10, OA13, OA15, OA16, OA17
Piani stralcio di distretto per l'Assetto Idrogeologico (art. 67 D. Lgs. 152/2006)	<ul style="list-style-type: none"> - Individuazione delle aree a rischio idrogeologico - perimetrazione delle aree da sottoporre a misure di salvaguardia - determinazione delle misure medesime 	OA1, OA15, OA16, OA26
Piani di gestione di distretto idrografico	Tutela e protezione delle risorse idriche attraverso la ricognizione delle caratteristiche di partenza del distretto e di pianificazione/programmazione delle misure da assumere per il mantenimento del "buono" stato o il risanamento delle situazioni compromesse, ai fini del rispetto dell'obiettivo di qualità ambientale di ciascun corpo idrico e di condizioni sostenibili di utilizzo della risorsa	OA1, OA9, OA10

Piani/programmi (P/P) pertinenti	Obiettivi dei P/P	Obiettivi ambientali PiTESAI
Piani di tutela delle acque	Pianificazione degli interventi volti a garantire il raggiungimento o il mantenimento degli obiettivi di cui alla parte terza del D. Lgs. n. 152/2006, e delle misure necessarie alla tutela qualitativa e quantitativa del sistema idrico, comprese le misure per tutelare le “aree protette” (art. 6 della Direttiva Quadro Acque 2000/60/CE), a cui è stata cioè attribuita una protezione speciale in base a specifica normativa comunitaria (aree destinate a prelievo di acqua potabile ai sensi della Direttiva 98/83/CE, aree destinate alla balneazione ai sensi della Direttiva 2006/7/CE, aree identificate ai sensi della Direttiva 92/43/CEE - <i>Habitat</i> e Direttiva 2009/147/CE - Uccelli Selvatici, aree sensibili rispetto ai nutrienti a norma della Direttiva 91/676/CEE - Aree Sensibili, ecc.)	OA1, OA10, OA9,
Piani di gestione del rischio alluvioni	Definizione degli obiettivi di gestione del rischio di alluvioni per le zone ove possa sussistere un rischio potenziale significativo di alluvioni o si ritenga che questo si possa generare in futuro, evidenziando, in particolare, la riduzione delle potenziali conseguenze negative per la salute umana, il territorio, i beni, l'ambiente, il patrimonio culturale e le attività economiche e sociali, attraverso l'attuazione prioritaria di interventi non strutturali e di azioni per la riduzione della pericolosità	OA1, OA15, OA16, OA17, OA26
Piani paesaggistici (D. Lgs. 42/2004)	I Piani paesaggistici, con riferimento al territorio considerato, ne riconoscono gli aspetti e i caratteri peculiari e ne delimitano i relativi ambiti e, in riferimento a ciascun ambito, predispongono specifiche normative d'uso"; Tra le finalità dei PP: - l'analisi delle dinamiche di trasformazione del territorio ai fini dell'individuazione dei fattori di rischio e degli elementi di vulnerabilità del paesaggio (art. 143, comma 1, lettera f); - l'individuazione degli interventi di recupero e riqualificazione delle aree significativamente compromesse" (lettera g); - la determinazione, per le tre categorie di beni paesaggistici ex art. 136, art. 142 e art. 13, della specifica normativa d'uso; - l'individuazione delle misure necessarie al corretto inserimento, nel contesto paesaggistico, degli interventi di trasformazione del territorio, al fine di realizzare uno sviluppo sostenibile delle aree interessate" (art. 143 lett. h).	OA1, OA18, OA19, OA20
Piani e regolamenti dei parchi	Gestione del territorio del Parco finalizzato alla tutela dei valori naturali, ambientali, storici, culturali, antropologici del territorio protetto, attraverso la disciplina delle attività consentite entro i suoi confini	OA1, OA5, OA6, OA7, OA8
Piani di gestione dei siti UNESCO	I Piani di gestione informano sullo stato dei beni culturali, identificano i problemi da risolvere per la conservazione e valorizzazione, selezionano le modalità per attuare un sistema di azioni, una politica di sviluppo locale sostenibile, di cui valutano con sistematicità i risultati. Essi si configurano quindi come una programmazione integrata tra oggetti e soggetti diversi, ma sono anche uno strumento strategico in quanto accanto agli obiettivi individuano e definiscono puntualmente le strategie e le azioni che si intendono mettere in atto per perseguirli	OA1, OA18, OA19, OA20

<i>Piani/programmi (P/P) pertinenti</i>	<i>Obiettivi dei P/P</i>	<i>Obiettivi ambientali PiTESAI</i>
Piani territoriali regionali di coordinamento	<p>Definizione degli obiettivi generali e specifici delle politiche regionali per il territorio, dei programmi e dei piani di settore aventi rilevanza territoriale, nonché degli interventi di interesse regionale.</p> <p>Tali piani contengono le direttive da seguire nel territorio considerato, in rapporto principalmente:</p> <ol style="list-style-type: none"> alle zone da riservare a speciali destinazioni ed a quelle soggette a speciali vincoli o limitazioni di legge; alle località da scegliere come sedi di nuovi nuclei edilizi od impianti di particolare natura ed importanza; alla rete delle principali linee di comunicazione stradali, ferroviarie, elettriche, navigabili esistenti e in programma. 	OA1, OA11, OA12, OA13
Programmi di Sviluppo Rurale regionali	<p>La PAC favorisce lo sviluppo sostenibile delle zone rurali attraverso tre obiettivi di lungo periodo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - accrescere la competitività del settore agricolo e forestale; - garantire la gestione sostenibile delle risorse naturali e l'azione per il clima; - realizzare uno sviluppo territoriale equilibrato delle economie e comunità rurali, compresi la creazione e il mantenimento di posti di lavoro <p>Per lo sviluppo rurale questi tre obiettivi sono stati tradotti in sei priorità di riferimento per i PSR:</p> <ul style="list-style-type: none"> - promuovere il trasferimento di conoscenze e l'innovazione nel settore agricolo e forestale e nelle zone rurali - potenziare la redditività e la competitività di tutti i tipi di agricoltura e promuovere tecnologie agricole innovative e la gestione sostenibile delle foreste - favorire l'organizzazione della filiera alimentare, il benessere degli animali e la gestione dei rischi nel settore agricolo - incoraggiare l'uso efficiente delle risorse e il passaggio a un'economia a basse emissioni di carbonio e resiliente al clima nel settore agroalimentare e forestale - preservare, ripristinare e valorizzare gli ecosistemi connessi all'agricoltura e alle foreste - promuovere l'inclusione sociale, la riduzione della povertà e lo sviluppo economico nelle zone rurali. 	OA1, OA13, OA14
Pianificazione in materia forestale	<ul style="list-style-type: none"> - Favorire la gestione sostenibile e il ruolo multifunzionale delle foreste; - migliorare l'impiego delle risorse per lo sviluppo sostenibile delle economie forestali, dei sistemi delle aree rurali, interne e urbane del Paese; - sviluppare una conoscenza e responsabilità globale delle foreste 	OA1, OA13, OA14
Piani Energetici Ambientali Regionali	<p>Gli obiettivi riguardano i seguenti ambiti principali:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la riduzione dei consumi energetici da fonte fossile, - riduzione dei consumi finali di energia - incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili (incremento della quota di energia rinnovabile sui consumi finali lordi) - incremento delle fonti di energia rinnovabile termica - Reti e generazione distribuita 	OA1, OA2, OA3, OA4

<i>Piani/programmi (P/P) pertinenti</i>	<i>Obiettivi dei P/P</i>	<i>Obiettivi ambientali PiTESAI</i>
Piani regionali delle Attività Estrattive	Razionale sfruttamento della risorsa mineraria nel rispetto dei beni naturalistici ed ambientali, limitando il consumo del suolo nel quadro di una corretta programmazione economica del settore	OA1, OA12, OA13
Piani regionali di gestione delle coste	a) agevolare lo sviluppo sostenibile delle zone costiere attraverso una pianificazione razionale delle attività, in modo da conciliare lo sviluppo economico, sociale e culturale con il rispetto dell'ambiente e dei paesaggi; b) preservare le zone costiere a vantaggio delle generazioni presenti e future; c) garantire l'utilizzo sostenibile delle risorse naturali, e in particolare delle risorse idriche; d) assicurare la conservazione dell'integrità degli ecosistemi, dei paesaggi e della geomorfologia del litorale; e) prevenire e/o ridurre gli effetti dei rischi naturali e in particolare dei cambiamenti climatici, che possono essere provocati da attività naturali o umane; f) conseguire la coerenza tra iniziative pubbliche e private e tra tutte le decisioni adottate da pubbliche autorità, a livello nazionale, regionale e locale, che hanno effetti sull'utilizzo delle zone costiere	OA1, OA5, OA6, OA12, OA13, OA15, OA21, OA22, OA23, OA24, OA25

CONSIDERATO che,

in relazione alla coerenza con altre politiche e piani pertinenti

- la visione olistica di pianificazione integrata come, peraltro, richiesto dalla normativa vigente unionale, internazionale e interna, e il carattere settoriale del PiTESAI pongono un problema di coordinamento tra quest'ultimo e la pianificazione integrata rappresentata dalla **Direttiva 2008/56/CE** del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 giugno 2008, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino (*Direttiva Quadro sulla Strategia per l'Ambiente Marino*) e dalla **Direttiva 2014/89/UE** del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 luglio 2014, che istituisce un *quadro per la pianificazione dello spazio marittimo*.

CONSIDERATO che,

in relazione alla normativa di riferimento sugli spazi marittimi, i riferimenti sono:

- la **Direttiva 2008/56/CE**;
- il **Decreto legislativo 13 ottobre 2010, n. 190** recante "Attuazione della direttiva 2008/56/CE";
- la **Direttiva 2014/89/UE**;
- il **Decreto legislativo n. 201 del 17 ottobre 2016** recante "Attuazione della direttiva 2014/89/UE";
- il **DPCM 1/12/2017** recante "Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo".

CONSIDERATO che,

per quanto riguarda lo stato attuale delle attività

- le attività di esplorazione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, disciplinate dalla Legge 11 gennaio 1957, n. 6 e successive modifiche e integrazioni, prevedono tre tipologie di titoli minerari che rispecchiano le principali fasi del settore *upstream*: l'analisi e la ricerca iniziale (esplorazione) e il ciclo di vita di *appraisal*, sviluppo e coltivazione del giacimento;
- il RA (par. 3.1) descrive le caratteristiche e le modalità operative delle attività incluse nel campo di applicazione del PiTESAI, costituite dalle fasi del ciclo di vita dell'estrazione di idrocarburi, nel settore *upstream*. Secondo quanto riportato dal Proponente, l'attività mineraria si attua nelle seguenti fasi/tipi di titoli minerari: Prospezione mineraria, Ricerca mineraria e Concessione di coltivazione mineraria; per quanto riguarda la Dismissione delle infrastrutture minerarie (*Decommissioning*), rappresentata nella fig. 3.1-1 del RA, non è descritta dal Proponente come fase del settore *upstream* nel par. 3.1(e nella tabella 3.1-1) ma è trattata in un paragrafo dedicato (par. 3.1.5.)
- la **Prospezione mineraria** consiste in rilievi geografici, geologici, geochimici e geofisici eseguiti con qualunque metodo e mezzo, escluse le perforazioni meccaniche di ogni specie, a 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". 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. La geofisica è il metodo principale per la ricerca di idrocarburi. 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. Per quando riguarda la terraferma i metodi per l'energizzazione sono principalmente l'esplosivo e le *vibroseyes*; in alcuni casi si utilizza l'urto di masse su piastre poste a contatto del terreno;
- la **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". Durante la perforazione di un pozzo per la ricerca di idrocarburi vengono eseguite una serie di operazioni (carotaggi, *log*, analisi dei *cutting*, ecc). Nel caso in cui il pozzo risulti sterile oppure non economicamente sfruttabile si procede alla sua chiusura mineraria, mentre nel caso in cui il pozzo risulti mineralizzato a idrocarburi ed economicamente sfruttabile si procede alla sistemazione per la sua messa in produzione. Le perforazioni in Italia raggiungono 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;
- la **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”. Nel RA (Tabella 3.1 5 pag. 91) viene presentato uno schema di sintesi delle principali fasi di attività durante la coltivazione. Quando si esaurisce l’interesse minerario per un pozzo produttivo, il pozzo viene chiuso minerariamente. 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 (vedi nel seguito);

- la **Dismissione** delle infrastrutture minerarie (**Decommissioning**) consiste nelle chiusure minerarie e di ripristino ambientale dei luoghi, che avvengono al termine della coltivazione. Nel RA è riportata (cfr. pag 108-114 compresa Tab 3.1-9) una descrizione delle modalità di dismissione, che presentano caratteristiche differenti se condotte a terra o a mare. Un giacimento di coltivazione di idrocarburi e/o parte delle sue infrastrutture, raggiunta la fine vita di tutti o alcuni livelli, può essere convertito ad altro uso. Nel caso di gas naturale, alcuni giacimenti esauriti in terraferma sono stati utilizzati come siti di stoccaggio di gas naturale. 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, sistemi di stoccaggio in sotterraneo di CO₂ o di idrogeno (cfr. RA, Appendice A).

CONSIDERATO che

- **l’inquadramento territoriale attuale dei titoli minerari vigenti** è rappresentato 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. Il RA riporta (Figura 3.3-1) la “Carta delle istanze e dei titoli minerari al 30 giugno 2021;
- nel RA è presente una analisi che riporta. 1) il quadro delle istanze e titoli minerari a mare; 2) il quadro delle istanze e titoli minerari in terraferma e 3) la sintesi dei titoli minerari vigenti;
- per quanto riguarda **il quadro delle istanze e titoli minerari a mare**, l’analisi riportata nel RA viene presentata con il quadro delle istanze per il conferimento di nuovi titoli minerari e il quadro dei titoli minerari vigenti. Per il primo caso (istanze) al 30 giugno 2021 risultano presentate n. 5 istanze di permesso di prospezione, n. 24 le istanze di permesso di ricerca in mare, di cui n. 13 in corso di VIA e n. 11 in fase decisoria (post VIA) ed è in corso di esame n. 1 istanza di concessione di coltivazione in mare. Per il secondo caso (quadro dei titoli minerari vigenti) al 30 giugno 2021 risultano vigenti n. 20 permessi di ricerca in mare per una superficie di 8.872,10 km². Nella Zona F si concentra circa il 25% del numero dei permessi con oltre il 50% della superficie. Al 30 giugno 2021 risultano vigenti n. 61 concessioni di coltivazione in mare, per una superficie totale pari a 6.442,45 km². Nelle Zone A e B sono concentrate circa l’80% delle concessioni di coltivazione conferite in mare;
- per quanto riguarda **il quadro delle istanze e titoli minerari in terraferma**, anche in questo caso, l’analisi riportata nel RA viene presentata con il quadro delle istanze per il conferimento di nuovi titoli minerari e il quadro dei titoli minerari vigenti. Per il primo caso, al 30 giugno 2021 risultano presentate n. 50 istanze di permesso di ricerca, di cui n. 31 in corso di VIA e n. 22 in fase decisoria. A queste vanno aggiunte n. 9 istanze di permesso in Sicilia. Non vi sono invece istanze di permesso di prospezione. Infine, per quanto riguarda le istanze di concessione

di coltivazione, risultano presentate n. 5 istanze. A queste vanno aggiunte n. 2 istanze di concessione in Sicilia. Al 30 giugno 2021 risultano vigenti n. 37 permessi di ricerca in terraferma per un totale di 11.679,11 km², a cui vanno conteggiati separatamente per la Sicilia n. 6 permessi di ricerca per complessivi 2.794,12 km². Al 30 giugno 2021 risultano vigenti n. 111 concessioni di coltivazione in terraferma, per una superficie totale pari a 5.397,44 km². A queste vanno conteggiate separatamente per la Sicilia n. 13 concessioni di coltivazione per complessivi 567,47 km². 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;

- per quanto riguarda la sintesi dei **titoli minerari vigenti**, il RA riporta una tabella di sintesi (Tabella 3.3 5) dei titoli vigenti distinti per ubicazione dal 1999 al primo semestre 2021 dal quale emerge una sostanziale tenuta con flessione negativa nel numero di concessioni di coltivazione, mentre si rileva una marcata diminuzione dei permessi di ricerca. Come riportato nella tabella citata, al 30 giugno 2021 **sono vigenti 248 titoli minerari**;
- nel RA viene riportata una analisi della razionalizzazione in atto dei titoli minerari, che consiste nella riduzione di superfici e nelle rinunce a seguito della entrata in vigore della Legge 12/2019. 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. Dal 2019 si è passati da una superficie totale coperta da concessioni di coltivazione di 16.176,36 km² al 13 febbraio 2019, a una di 11.839,90 km² al 30 giugno 2021, con una riduzione di 4.336,46 km² pari al 26,8%. Quanto detto (come riportato nel RA) “... è esplicativo del processo già in atto di razionalizzazione delle attività minerarie, che è risultato particolarmente rafforzato a seguito delle disposizioni introdotte dalla L. 12/19”;
- il RA riporta un quadro degli impianti a terra e a mare (cfr par. 3.3.3) che restituisce una evoluzione nel tempo dei pozzi di idrocarburi produttivi (eroganti e non eroganti) e chiusi minerariamente, cui si aggiunge una disamina delle centrali di raccolta e trattamento degli idrocarburi e delle piattaforme marine;
- il RA riporta una disamina dalla quale emerge una significativa riduzione sia del numero di pozzi che dei metri perforati, più marcatamente nella perforazione a scopo esplorativo. Al 31 dicembre 2020 erano presenti 1.623 pozzi attivi di cui 687 in produzione (530 a gas e 157 a olio, 439 ubicati in terra e 248 in mare);
- per quanto riguarda le piattaforme marine, al 31 dicembre 2020 nell’*offshore* italiano erano installate 138 strutture marine, di cui n. 94 ubicate nella fascia delle 12 miglia dalle linee di costa e dalle aree protette e n. 44 oltre tale limite, che in base alla loro tipologia e 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);
- il RA, a completamento della analisi degli impianti, riporta l’elenco **delle piattaforme e delle infrastrutture da dismettere minerariamente** (cfr. par. 3.3.4). Attualmente le piattaforme da dismettere sono 6, tutte di proprietà di ENI S.p.A. Si riscontra nel RA la cronistoria sulla

proposta di Memorandum sul programma di attività di dismissione degli impianti *offshore*, che si basava sulla ipotesi di dismissione mineraria di circa 34 piattaforme *offshore* per i prossimi 5-10 anni;

- il RA riporta una sintesi della **produttività** (cfr RA tabella 3.3-15) evidenziando che da 16,77 miliardi di Sm³ di GAS del 1999 si è giunti ai 4,42 del 2020, con un decremento concentrato per lo più a mare (da 13,11 del 2000 ai 2,42 del 2020). Diverso il discorso per l'olio dove le quantità appaiono più costanti (intorno ai 4-5 milioni di t). Dall'analisi rispetto alle aree, il Proponente riporta che nella Regione Basilicata avviene il 70% della produzione di GAS a terra (informazione che non è stato possibile riscontrare su altre fonti documentali esaminate durante le attività istruttorie) e nella ZONA A avviene l'estrazione di oltre il 50% del GAS a mare; per quanto riguarda il petrolio, in Basilicata se ne produce oltre l'80% (dato al 2020), mentre in mare la produzione è concentrata nelle AREE B e C. La produzione complessiva di olio greggio dell'anno 2020 è principalmente ascrivibile alle 4 concessioni più produttive che hanno realizzato oltre il 90% della produzione nazionale. Nel 2020, la produzione complessiva di gas naturale è principalmente ascrivibile alle 17 concessioni più produttive che hanno realizzato complessivamente circa l'80% della produzione nazionale. Si registra che delle concessioni attive al netto di quelle in Sicilia (172 di cui 111 a terra e 61 a mare) 79 sono improduttive (61 a terra e 18 a mare).

CONSIDERATO che,

in relazione all'inquadramento dello stato attuale del territorio

- Nel RA, cap. 5, il Contesto ambientale è analizzato in riferimento ai possibili effetti generati dal Piano con il fine di valutare 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;

L'Analisi di contesto è condotta per i seguenti aspetti ritenuti pertinenti al 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);

L'Analisi di contesto analizza i seguenti fattori di pressione (tra quelli riportati nell'art. 6 del D.Lgs. n. 152/2006) che potrebbero essere interferiti a seguito dell'attuazione del Piano:

- Energia;
- Clima;
- Emissioni di inquinanti in atmosfera e gas climalteranti;
- Scenari energetici e di emissioni di gas climalteranti;
- Popolazione – Impatto occupazionale;

- Biodiversità ed Ecosistemi;
- Ambiente marino e costiero;
- Ulteriori temi di interesse.

CONSIDERATO che,

per quanto riguarda l'ambiente terrestre il RA riporta quanto segue

BIODIVERSITÀ ED ECOSISTEMI

- L'Italia presenta il numero di specie animali e vegetali più elevato d'Europa, con un'elevata incidenza di specie endemiche, che raggiungono il 25% della biodiversità nel bacino del Mediterraneo;
- dall'ultimo *Report* nazionale di Ispra 349/2021 sullo stato di conservazione e *trend* delle specie e gli *habitat* di interesse comunitario (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° (dati su <http://www.reportingdirettivahabitat.it>); in particolare, sono in stato di conservazione sfavorevole il 54% della flora e il 53% della fauna terrestre, il 22% delle specie marine, l'89% degli *habitat* terrestri e il 63% degli *habitat* marini;
- il disturbo antropico rappresenta 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;
- i dati del Sistema informativo di Carta della Natura rappresentano un efficace strumento per l'analisi dei potenziali impatti e delle necessità di conservazione e uso sostenibile delle risorse naturali, in grado di tenere in considerazione le variazioni che possono essere provocate dai piani e dai programmi che agiscono sulla gestione del territorio;
- 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 alla 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. n. 394/91 sono 875, 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 ettari terra e 2.071.607 ettari a mare, in gran parte sovrapposti a zone protette dalla L. n. 394/91;
- le Zone umide Ramsar, protette secondo la Convenzione Internazionale di Ramsar (Iran, 1971), classificate come "aree protette" dalla L. n. 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 sono pressoché totalmente sovrapposte alla Rete Natura 2000 e/o alle aree protette L. n. 394/91.

DISSESTO GEOLOGICO-IDRAULICO

- L'Italia ha un territorio particolarmente predisposto ai fenomeni di “dissesto geologico-idraulico”, ovvero a frane e alluvioni. 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 mappa dell'ISPRA 2017.
- **Pericolosità idraulica.** Le aree a pericolosità idraulica elevata in Italia sono pari a 12.405 km² (4,1% del territorio nazionale), a pericolosità media ammontano a 25.398 km² (8,4%), a pericolosità bassa a 32.961 km² (10,9%). 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, a 6.183.364 (10,4%) nello scenario di pericolosità media P2 e a 9.341.533 (15,7%) nello scenario di pericolosità P1.
- **Pericolosità da frane.** 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 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), di cui per le P4 è pari a 9.153 km² (3%), per le P3 è pari a 16.257 km² (5,4%), per le P2 è pari a 13.836 km² (4,6%), per le P1 è pari a 13.953 km² (4,6%) e per le AA è pari a 6.782 km² (2,2%). La popolazione a rischio frane in Italia è pari a 507.894 abitanti residenti in aree a pericolosità molto elevata P4 PAI, a 774.076 in aree a pericolosità elevata P3, a 1.685.167 in aree a pericolosità media P2, a 2.246.439 in aree a pericolosità moderata P1 e a 475.887 in aree di attenzione. 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.

PERICOLOSITÀ DA SINKHOLE E SUBSIDENZA

- **Sinkhole.** Si tratta di fenomeni di sprofondamento del terreno improvvisi, con diametro e profondità fino a centinaia di metri, di origine naturale legati al contesto geologico-idrogeologico, e antropico. Le aree suscettibili di *sinkhole* naturali sono concentrate sul medio versante tirrenico e in particolare nel Lazio, in Abruzzo, in Campania e in Toscana. Il versante adriatico, a esclusione del Friuli-Venezia Giulia, non è interessato da questo tipo di *sinkhole*, così come l'arco alpino e le Dolomiti. I *sinkhole* naturali sinora censiti nelle aree di pianura sono più di 1.500 e sono state individuate circa 200 aree a rischio sprofondamento naturale.
- **Subsidenza.** Consiste in un lento processo di abbassamento del terreno, generalmente causato da fattori geologici e negli ultimi decenni localmente aggravato dall'azione dell'uomo (estrazione di fluidi dal sottosuolo o bonifiche idrauliche), determinando localmente la compromissione di opere e attività umane. La subsidenza è un importante fattore di rischio ambientale, specie nelle aree intensamente urbanizzate e nelle aree costiere. Il fenomeno coinvolge circa il 14% dei Comuni italiani (1.093 Comuni), prevalentemente situati nelle

regioni del Nord, in particolare nell'area della Pianura Padana. Nell'Italia centrale e meridionale il fenomeno interessa prevalentemente le pianure costiere. Le regioni più esposte sono il Veneto e l'Emilia-Romagna, con circa il 50% dei Comuni interessati (rispettivamente 307 e 179 Comuni), seguite dalla Toscana (28%, 79 Comuni), Campania (19%, 103 Comuni), Lombardia (17%, 257 Comuni) e Friuli-Venezia-Giulia (11%, 24 Comuni) (Annuario dei Dati Ambientali, ISPRA, Ed. 2019).

PERICOLOSITÀ SISMICA

- L'Italia è un paese in gran parte tettonicamente e sismicamente attivo, e ciò determina una pericolosità sismica 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 Pericolosità legata allo scuotimento sismico è rappresentata nella "Mappa di Pericolosità sismica a scala nazionale", elaborata dall'INGV.
- **Pericolosità per fagliazione superficiale; le faglie capaci in Italia.** Essa è dovuta alla presenza sul territorio nazionale di Faglie Capaci, cioè di piani di rottura della crosta terrestre potenzialmente in grado di riattivarsi in un prossimo futuro (in associazione a eventi sismici) dislocando e deformando la superficie del terreno. Tali dislocazioni sono in grado di produrre danneggiamenti alle strutture e infrastrutture antropiche che le attraversano, come quelle lineari (es. gasdotti, oleodotti, acquedotti), che per le loro caratteristiche non possono evitare di attraversarle;
- la presenza sul territorio di un gran numero di faglie attive e capaci che possono rompere o deformare la superficie topografica, induce quindi una pericolosità per «fagliazione superficiale», in grado di procurare danni a strutture e infrastrutture antropiche. I dati sulle Faglie Attive e Capaci in Italia, sono raccolti e descritti da ISPRA nel Catalogo ITHACA (*Italy Hazard from Capable faults*). In tale catalogo 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.
- **Sorgenti Sismogenetiche.** A completamento del database ITHACA sopra mostrato, si può considerare il DISS, ovvero il Database delle Sorgenti Sismogenetiche realizzato dall'INGV. Il database è una compilazione di tutte le sorgenti potenziali per terremoti superiori alla magnitudo 5.5 in Italia e nelle aree prossime al territorio nazionale. Il DISS è un database di faglie, tettonica e informazioni paleosismologiche dedicato ad applicazioni potenziali nella valutazione del rischio sismico a scala regionale e nazionale. Il DISS rappresenta faglie in tre dimensioni, tutti i record sono parametrizzati e tende a essere il più completo possibile.
- **Sismicità indotta e innescata.** Alcune attività antropiche sono potenzialmente in grado di indurre o innescare terremoti, poiché possono creare interferenze con il campo di stress crostale locale e alterare le condizioni di equilibrio, soprattutto quando sono prossime allo stato limite di rottura. Il riempimento d'invasi idrici, la produzione di energia geotermica, l'attività mineraria, le attività di esplorazione, estrazione e/o iniezione di fluidi nel sottosuolo (produzione di idrocarburi, lo stoccaggio di gas, il sequestro sotterraneo di CO₂, la reiniezione delle acque di strato nel sottosuolo, etc), le tecniche di *fracking* utilizzate per l'estrazione di

shale oil e/o *shale gas*, o anche per lo sviluppo di serbatoi di stoccaggio, le esplosioni legate ai test nucleari, etc. sono tra le principali attività antropiche responsabili di sismicità indotta e/o innescata al livello globale (National Research Council, 2013). La “sismicità indotta”, intesa come la sismicità generata da variazioni del campo di stress attribuibili ad attività antropiche (McGarr *et al.*, 2002), produce un incremento del livello di rischio sismico attraverso tre fattori che intervengono nelle stime di pericolosità (Mucciarelli, 2013).

- Per monitorare la sismicità indotta da attività di estrazione di idrocarburi o reiniezione di fluidi, in caso di rilascio dei nuovi titoli concessori, e nei casi riscontrati di proroga di titoli e attività esistenti, il Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016 art. 13 prevede che vengano applicate gli indirizzi e le linee guida (ILG) alle concessioni individuate secondo i criteri degli ILG stessi.
- Problema dell'integrità dei pozzi. I processi geodinamici che avvengono a scala planetaria inducono campi di stress differenti nelle diverse regioni del globo (Ruff, 2002; Zoback & Zoback, 2002). In alcune Regioni (Appennino centro-settentrionale) il regime di stress di primo ordine cambia con la profondità, passando da distensivo a compressivo, mentre in altre (Appennino meridionale) sembra essere continuo nell'intera crosta, di tipo normal fault (Montone, *et al.*, 1999; Mariucci *et al.*, 1999; Montone *et al.*, 2004). Nel caso in cui una perforazione sia effettuata in una zona caratterizzata da un campo di stress anisotropo, la sezione in pianta del foro, inizialmente circolare, può assumere col tempo una forma circa ellittica. Tali allargamenti su pareti opposte del foro, allineati con la direzione di stress orizzontale minimo, dovuti allo sviluppo di fratture di taglio coniugate, sono detti *breakout*. I *breakout* possono, comunque, essere collegati anche a rotture per estensione (Haimson, 1997). I *breakout* nei pozzi possono formarsi a causa di campi di stress sia regionali che locali, correlati a differenti possibili strutture tettoniche (Aleksandrowski *et al.*, 1992).
- Zone vulcaniche
- Il vulcanismo che interessa il territorio italiano è legato, in linea generale, al processo di subduzione della placca africana al di sotto di quella euroasiatica;
- oltre a Etna e Stromboli, in permanente attività negli ultimi secoli, i vulcani italiani che possono essere ritenuti attivi, per i quali, cioè, l'intervallo di tempo trascorso dall'ultima eruzione a oggi è minore del massimo intervallo di quiescenza conosciuto, sono il Vesuvio (ultima eruzione nel 1944), Ischia (1302), Campi Flegrei (1538), Vulcano (1888-1890), Lipari (729), i Colli Albani (36.000 b.p.) e l'area del Canale di Sicilia - Pantelleria (Isola Ferdinandea, 1831; Pinne marine, 1867; mare di Pantelleria 1891). Tra i numerosi vulcani sottomarini del Tirreno e del Canale di Sicilia si hanno evidenze di attività recente anche per il Marsili e Palinuro, mentre mancano dati certi per gli altri edifici vulcanici sommersi. L'attività vulcanica produce una serie di fenomeni che possono rappresentare un serio pericolo per l'uomo, le sue attività e l'ambiente;
- negli ultimi anni diversi studi hanno evidenziato la presenza di numerosi con vulcanici con evidenza di attività recente con l'eruzione subaerea e l'emersione dell'isola Ferdinandea (Graham) nel 1831, parte del grande apparato vulcanico sommerso Empedocle, e le eruzioni sottomarine dei *seamounts* Terribile e Pinne nel settore nordorientale e del mare di Pantelleria (1890) nel settore meridionale.

USO E COPERTURA DEL SUOLO

- Il suolo è una componente chiave delle risorse fondiari dello sviluppo agricolo e della sostenibilità ecologica, e costituisce la base, tra gli altri, della produzione di cibo. L'impermeabilizzazione rappresenta la principale causa di degrado del suolo in Europa.
- **Copertura del suolo.** 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. La tabella mostra la copertura di suolo in Italia nel 2017 (Carta nazionale di copertura del suolo, ISPRA; <https://www.isprambiente.gov.it/it/attivita/suolo-e-territorio/copertura-del-suolo/carta-nazionale-di-copertura-del-suolo>).

Classi di copertura	Superficie (ha)	Superficie (%)	Differenza 2012-2017 (%)
Superfici artificiali e costruzioni	2.306.253	7,65	1,09
Superfici naturali non vegetate	490.455	1,63	-0,53
Alberi	13.845.858	45,94	4,70
Arbusti	1.390.127	4,61	-10,18
Vegetazione erbacea	11.663.525	38,70	-3,96
Acque e zone umide	443.507	1,47	-1,05

- **Uso del suolo.** Descrive come il suolo viene impiegato in attività antropiche. 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.
- **Consumo di suolo.** È legato all'occupazione di una superficie originariamente agricola, naturale o seminaturale, a opera di una copertura artificiale di terreno (nuovi edifici, fabbricati, insediamenti, ecc.). Il consumo di suolo nel 2019 continua a crescere in Italia. Gli incrementi maggiori, indicati dal consumo di suolo netto in ettari dell'ultimo anno, sono avvenuti nelle regioni Veneto (+785 ettari), Lombardia (+642 ettari), Puglia (+625 ettari), Sicilia (+611 ettari) ed Emilia-Romagna (+404 ettari).
- Dall'analisi della distribuzione del suolo consumato (2019) e del consumo di suolo annuale netto (2018-2019) nei diversi ambiti analizzati (elaborazione ISPRA su cartografia SNPA e altre fonti), si evidenzia 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.

AMBIENTE IDRICO

- **Stato ecologico e chimico delle acque superficiali interne.** I corpi idrici superficiali interni identificati sul territorio italiano sono 7.840, di cui 7.493 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 (Elaborazione ISPRA su dati *Reporting WISE 2016*).
- **Stato chimico e quantitativo delle acque sotterranee.** 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 1.052 corpi idrici sotterranei. Il 58% dei corpi idrici ha uno stato chimico buono, mentre i corpi idrici in stato quantitativo buono sono circa il 61% (Elaborazione ISPRA su dati *Reporting WISE 2016* <http://www.sintai.isprambiente.it/public/WFD/strumenti.xhtml?faces-redirect=true>).

CARATTERISTICHE DEI BENI CULTURALI E PAESAGGISTICI

- Le aree vincolate ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio (art. 136 e 142 del D. Lgs. n. 42/2004) 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 messa 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 (intesa quale suoli non impermeabilizzati) a una copertura artificiale del suolo (suolo consumato) in tali aree. 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);
- 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 espansione urbana di sviluppo della rete infrastrutturale;
- 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 (SNPA 2020, Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici).

PATRIMONIO AGROALIMENTARE

- L'integrità funzionale degli ambienti agricoli è strettamente dipendente dalla presenza di condizioni che mantengano elevata l'efficienza dei servizi ecosistemici. I dati ISTAT mostrano una diminuzione della SAU (Superficie Agricola Utilizzata) dal 1950 a oggi;
- a partire dalle necessità dell'agricoltura e dalle criticità specifiche del settore agricolo, è possibile evidenziare gli obiettivi specifici per favorire la conservazione e la sostenibilità delle attività agricole e forestali;

- la conoscenza dello stato di conservazione degli ecosistemi, associata a una loro rappresentazione spaziale, consente di supportare scelte consapevoli in materia di pianificazione e gestione delle risorse oltre che di conservazione. In particolare, andrà promossa la valutazione dello stato di conservazione degli ecosistemi come propedeutica alla identificazione delle priorità di ripristino soprattutto in un'ottica di mantenimento e potenziamento dei Servizi Ecosistemici.

PATRIMONIO FORESTALE

- La competenza primaria in materia di gestione territoriale e forestale rimane comunque alle Regioni e alle Province Autonome (Decreti delegati n. 11 del 1972 e n. 616 del 1977, Legge Costituzionale n. 3 del 2001). Da ciò deriva una serie di normative di settore quali Leggi Forestali regionali, Programmi forestali regionali, Piani forestali di indirizzo territoriale, Piani di gestione forestale;
- l'Italia è particolarmente ricca di foreste, infatti oltre un terzo della superficie nazionale è coperta da boschi. A partire già dal secondo dopoguerra la superficie forestale italiana ha avuto una graduale e continua espansione: da 8.675.100 ettari del 1985 si è passati a 10.982.013 ettari del 2015, con un incremento pari al 27% (MiPAAFT, 2019). Il sensibile aumento della superficie forestale interessa, con intensità diversa, tutte le Regioni italiane (RaF, 2019);
- l'incremento annuo della superficie forestale totale (bosco e altre terre boscate) per gli intervalli 1985-2005 e 2005-2015 è pari rispettivamente a 0,3% e 0,2% della superficie nazionale; i rispettivi incrementi annui per il bosco sono di 77.960 ha e 52.856 ha;
- in Italia le aree forestali sono localizzate in prevalenza in zone collinari e montane; oltre il 65% dei boschi italiani è infatti situato a quote superiori a 500 metri. Riguardo alla pendenza del terreno, una parte consistente dei boschi (44,6%) è caratterizzata da valori elevati, superiori al 40%. Questi fattori, unitamente alle caratteristiche geo-morfologiche e climatiche del territorio italiano, determinano l'importanza delle formazioni forestali per contrastare i fenomeni di dissesto idrogeologico e prevenire l'erosione dei suoli.
- ***Servizi Ecosistemici***. Le foreste e in generale le aree a copertura arborea, costituiscono, tra i diversi ambienti naturali e seminaturali, quelli che forniscono la maggior varietà di servizi ecosistemici quali la produzione di materie prime, la regolazione dei cicli naturali e molteplici benefici culturali. I Pagamenti per i Servizi Ecosistemici (PES) sono stati formalmente introdotti nell'ordinamento giuridico italiano grazie all'art. 70 del Collegato ambientale della Legge di Stabilità del 2015 (D.L. 28 dicembre 2015);
- le foreste hanno un ruolo importante nel ciclo globale del carbonio. Un modello sviluppato dall'ISPRA e denominato *For-Est (Forest Estimates)*, che applica le metodologie di stima sviluppate in ambito IPCC e approvate dall'UNFCCC, stima che nel 2016 la quantità di carbonio fissato nelle foreste italiane (*carbon stock*) sia stata pari a 605,9 milioni di tonnellate di carbonio (MtC). Il carbonio sequestrato dai serbatoi forestali italiani è aumentato in maniera costante, principalmente a causa dell'espansione delle superfici coperte da foreste, dovuta prevalentemente a una ricolonizzazione di aree marginali e di terre non più coltivate. Sempre nel 2016, la variazione di stock di carbonio (*carbon sink*) delle foreste italiane, è stata pari a 8,3 Mt C (pari a 30,6 Mt di CO₂); tale variazione tiene conto degli accrescimenti e delle perdite

(dovute ai prelievi legnosi, agli incendi e alle cause naturali). Gli *stock* di carbonio nelle foreste italiane sono in aumento, segnando un bilancio positivo tra le emissioni e gli assorbimenti di gas serra (*carbon sink*). Ciò è legato da una parte alle politiche di conservazione (con bassi indici di deforestazione) e di tutela delle foreste; dall'altra, a causa di complessi motivi economici e sociali, a una riduzione del volume dei prelievi legnosi (anche se negli ultimi anni, soprattutto a causa degli alti prezzi dell'energia, si è registrata una ripresa dei prelievi di legna a fini energetici). Sulla base dei dati ufficiali, le utilizzazioni forestali nel periodo 1999-2015, hanno subito nel complesso una graduale riduzione, più marcata per la legna da ardere che per il legname da industria.

- **Minacce.** Il *trend* positivo di espansione del bosco deriva in gran parte da scelte maturate in altri settori economici e non è il risultato di deliberate politiche forestali e di tutela ambientale; ciò è dimostrato dal fatto che la crescente superficie a bosco è sempre più soggetta a fenomeni di abbandono e quindi di degrado, tra cui *in primis* gli incendi. Riguardo a questi ultimi si può osservare un periodo notevolmente critico a metà degli anni ottanta, cui sono seguiti anni in cui il livello del fenomeno si è mantenuto sempre complessivamente elevato. In Italia, negli ultimi quattro decenni si è registrato un valore medio di superficie territoriale percorsa dal fuoco pari a 107.289 ha. Abruzzo, Piemonte e Lazio sono le Regioni in cui si sono verificati gli incendi boschivi di maggiori dimensioni medie, rispettivamente con circa 41, 33 e 28 ha (RaF, 2019);
- dai dati dell'Inventario dell'Uso delle Terre d'Italia (IUTI) risulta che dal 1990 al 2008 ben 127.238 ha di bosco hanno cambiato tipologia di uso, in particolare a causa dei disboscamenti per circa 7.000 ha/anno. i cambiamenti di copertura e uso del suolo delle aree forestali italiane riguardano quasi 14.000 ha/anno, su circa 360.000 ha totali di cambi di uso del suolo (Munafò e Marinosci, 2018 , https://www.isprambiente.gov.it/files2018/pubblicazioni/rapporti/Rapporto_territorio_web.pdf).

GEOSITI

- I geositi sono luoghi con caratteristiche geologiche di intrinseco valore scientifico ed esprimono la geodiversità di un territorio; sono considerati l'equivalente abiotico della biodiversità. L'insieme dei geositi di un territorio ne rappresenta il patrimonio geologico;
- i criteri per la classificazione possono essere: internazionali, nazionali, regionali e locali;
- l'Italia è uno dei pochi paesi europei ad avere un Inventario che copre tutto il territorio nazionale, anche se al momento in maniera non uniforme per quantità e qualità del dato. L'inventariazione del patrimonio geologico italiano è alla base di qualsiasi azione per la sua conservazione, tutela e valorizzazione (Inventario Nazionale dei Geositi dell'ISPRA; <https://www.isprambiente.gov.it/it/progetti/cartella-progetti-in-corso/soilo-e-territorio-1/tutela-del-patrimonio-geologico-parchi-geominerari-geoparchi-e-geositi/il-censimento-nazionale-dei-geositi/Inventario%20Nazionale%20dei%20Geositi>);
- l'Annuario dei Dati Ambientali 2020 rappresenta la percentuale di geositi nelle diverse Regioni italiani. La differenza nei numeri non rispecchia una reale differenza nella ricchezza di geodiversità, bensì il differente stato di avanzamento dell'attività nelle diverse regioni;

- dal punto di vista legislativo l'unico strumento di protezione a livello nazionale, è il Codice dei Beni Culturali e Ambientali, anche detto Codice Urbani (D.Lgs. n. 42/2004), che inserisce i geositi nella pianificazione territoriale e che individuando la categoria “bene geologico” - termine praticamente corrispondente a quello di geosito e a quello di “singolarità geologiche” della legge n. 1497/1939 “Protezione delle bellezze naturali” - pone l’accento sull’aspetto del “bene”, cioè del valore culturale del bene ambientale e, in quanto tale, della sua importanza per la comunità.

CONSIDERATO che,

per quanto riguarda l’ambiente marino-costiero, con particolare riferimento all’ambito “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), 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, a eccezione del Santuario dei Mammiferi marini, che da solo si estende su una superficie di 2.557.258 ettari, ammonta a 307.614 ettari. 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. 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.
- **Other effective area-based conservation measures.** La UE considera non solo le aree marine strettamente protette ma anche “*other effective area-based conservation measures*”. In questa seconda categoria rientrano tutte le superfici incluse dall’Art. 35 del D.L. 22/06/2012 che prevede, proprio “Ai fini di tutela dell’ambiente e dell’ecosistema all’interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell’Unione Europea e internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi o gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l’intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette...”. Quindi, proprio considerando sia le superfici interessate dalle AMP che

quelle ricadenti all'interno dei limiti indicati dal D.L. 22/06/2012, l'Italia con il Sesto *Report* nazionale CBD, presentato ad aprile 2019, ha dichiarato che il valore complessivo delle aree marine oggetto di misure di protezione o conservazione è pari al 19.1% della acque marine italiane.

- **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.
- **Aree marine protette in corso di istituzione.** Considerato l'insieme delle aree di reperimento, restano da istituire aree marine protette nelle zone di: Monti dell'Uccellina-Formiche di Grosseto-Foce dell'Ombrone- Talamone, Isola di Pantelleria, Promontorio Monte Cofano-Golfo di Custonaci, Monte di Scauri, Parco marino del Piceno, Stagnone di Marsala, Capo Passero, Pantani di Vindicari. **Per queste aree, sebbene al momento non sussista alcun vincolo formale, vi è una precisa previsione normativa che le individua come aree marine protette ancora da istituire e da assoggettare, quindi, allo stesso divieto ex art. 6 c.17 D. Lgs. n. 152/2006.**
- **Specie e *Habitat*.** In questo ambito particolare rilevanza riveste la Direttiva del Consiglio del 21 maggio 1992 “*Conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche*”, detta Direttiva “*Habitat*” che, con la Direttiva Uccelli, costituiscono il cuore della politica comunitaria in materia di conservazione della biodiversità e sono la base legale su cui si fonda Natura 2000. 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). 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.
- Recentemente la Commissione europea ha aperto una procedura di infrazione contro l'Italia con lettera di messa in mora, perché la rete nazionale dei siti Natura 2000 non copre adeguatamente i vari tipi di *habitat* e le specie che necessitano di protezione, soprattutto marini.

Le lacune maggiori indicate dall'UE riguardano appunto la conservazione di specie marine, come la foca monaca mediterranea, la tartaruga comune e il tursiope, nonché la protezione degli habitat marini, come le scogliere. Infine ha indicato anche la necessità di designazione di siti per una serie di specie protette di uccelli marini, tra cui la berta maggiore di Scopoli e la berta minore, non essendo sufficiente la mera perimetrazione come IBA.

- **Aree marine di particolare pregio. Il Canale di Sicilia** 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", 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. 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'Area Marina Protetta, che adesso potrebbe rientrare nel Parco Nazionale isola di Pantelleria (istituito con D.P.R. 28/07/2016).

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. Oltre a queste aree si riporta la rilevanza delle *Fisheries Restricted Areas* (FRAs) che rappresentano uno strumento GFCM FAO per limitare le 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*) (<http://www.fao.org/gfcm/data/maps/fras/en>).

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 (<https://chm.cbd.int/database/record?documentID=204108>).

- Le **Important Marine Mammal Areas (IMMAs)** sono definite come porzioni discrete di *habitat*, importanti per le specie di mammiferi marini, che hanno il potenziale per essere individuate e gestite per la conservazione. Le IMMAs sono identificate per dare priorità alla loro considerazione per le misure di conservazione da parte di governi, organizzazioni intergovernative, gruppi di conservazione e pubblico in generale.

- Le **Fisheries Restricted Areas** 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*).

CONSIDERATO che,

per quanto riguarda i Siti di Interesse Nazionale

- i **Siti di Interesse Nazionale** sono 41 e si estendono su una superficie complessiva di 171.198 ettari a terra (sono interessate tutte le regioni italiane a eccezione del Molise), e di 77.733 ettari a mare; per la gestione dei siti accertati come contaminati sono previsti dalla normativa interventi di: **messa in sicurezza operativa, messa in sicurezza permanente, bonifica;**

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. Alla luce del quadro normativo vigente, 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. n. 152/06. Inoltre, completata la fase di caratterizzazione che restituisce il quadro ambientale dell'area, le attività di scavo dovranno essere effettuate nel rispetto delle condizioni previste dalla sopra riportata norma e pertanto l'autorità competente, nel caso di specie il MITE, dovrà verificare che l'opera non interferisca con le future attività di bonifica, sia assicurata la tutela sanitaria dei lavoratori e dei fruitori dell'area e non si verifichi un aumento dei livelli di inquinamento delle matrici ambientali interessate e, in particolare, delle acque sotterranee. Nel caso delle prospezioni andrà valutato con attenzione il rischio di trasferimento di contaminazione tra le varie matrici (*cross-contamination*).

CONSIDERATO che,

in relazione ai possibili impatti ambientali delle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e dismissione

- si riportano di seguito i possibili impatti ambientali delle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e dismissione ritenuti dal RA pertinenti al Piano (par. 3.2) e di riferimento per la pianificazione finalizzata 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)”.
 - **Biodiversità in ambito terrestre** - Le componenti ambientali della biodiversità su cui le attività di estrazione petrolifera possono agire sono “*vegetazione/habitat*”, “*flora*”, “*fauna*”. Gli impatti ambientali maggiori sono legati a:
 - **dispersioni di inquinanti** (idrocarburi e sostanze chimiche varie), con conseguenze di varia natura come alterazioni dello sviluppo degli organismi (Mall *et al.*, 2007; Kazlauskienė e Taujanskis, 2011). L'esposizione prolungata a gas può

- comportare, tra gli altri, danni ai reni, al fegato, al sistema nervoso e un aumento dei difetti congeniti (Mall *et al.*, 2007; NETL, 2009);
- **disturbo della fauna** causato da collisioni con veicoli da emissioni acustiche e dalle vibrazioni prodotte dalla movimentazione di mezzi e veicoli, dalle prospezioni sismiche che fanno uso di cariche esplosive e di “*vibrouses*” (E&P Forum, UNEP, 1997);
 - **frammentazione degli ecosistemi** relativamente a “vegetazione/*habitat*” e “flora”, a seguito della realizzazione di postazioni di estrazione e di infrastrutture lineari come strade di accesso e oleodotti (IL&FS ECOSMART LIMITED, 2009);
 - **frammentazione degli *habitat*** relativi alla fauna, a seguito della realizzazione di postazioni di estrazione e di infrastrutture lineari come strade di accesso e oleodotti (IL&FS ECOSMART LIMITED, 2009);
 - **occupazione di suolo** da parte degli impianti petroliferi e dalle condotte, e compattazione del terreno a causa della movimentazione di mezzi e veicoli (E&P Forum, UNEP, 1997; BLM, 2003);
 - **introduzione di specie non indigene o invasive** durante la realizzazione del progetto petrolifero, con il trasporto di materiali e movimentazione di mezzi e veicoli, e alterazione degli equilibri ecosistemici della biodiversità (IPIECA/OGP, 2011).
- **Suolo e sottosuolo** - Gli impatti ambientali più rilevanti sono legati a:
- **contaminazione dovuta a sversamenti accidentali** di idrocarburi dalle condotte o dalle strutture del pozzo, e da sversamenti di carburanti durante le operazioni di rifornimento dei mezzi e di altre sostanze chimiche per rotture dei serbatoi (E&P Forum, UNEP, 1997; IL&FS ECOSMART LIMITED, 2009);
 - **contaminazione dovuta a smaltimento delle acque di strato e dei fanghi di perforazione** (E&P Forum, UNEP, 1997; National Petroleum Council, 2011);
 - **occupazione fisica del suolo** a opera degli impianti estrattivi e delle condotte (BLM, 2003);
 - **compattazione del terreno** a causa della movimentazione di mezzi e veicoli e della costruzione delle opere previste dai progetti di estrazione petrolifera (E&P Forum, UNEP, 1997; BLM, 2003).
- **Beni culturali e paesaggistici** - Gli impatti ambientali più rilevanti sono legati:
- **alle lavorazioni e alle trasformazioni** di uso del suolo, anche temporanee, per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi;
 - **all’alterazione/modificazione/distruzione** di altre componenti quali vegetazione, flora, fauna, ecosistemi, biodiversità, suolo, acque nonché aria (in riferimento alla fase di realizzazione e di *decommissioning*);
 - alle diminuzioni/perdite di tutti quei **valori identitari e/o immateriali** legati agli usi consolidati di un territorio
- **Ambiente idrico** - I potenziali impatti sui corpi idrici superficiali, nelle fasi di ricerca, perforazione, esercizio o dismissione/ripristino, sono dovuti a:

- Inquinamento da nutrienti
 - Inquinamento organico
 - Inquinamento chimico
 - *Habitat* alterati a seguito di alterazioni idromorfologiche
 - Alterazioni della comunità acquatiche, perdita di biodiversità a seguito di alterazioni chimiche e fisico-chimiche
- Altri possibili impatti sui **corpi idrici sotterranei** sono:
- Alterazioni chimiche e quantitative delle falde acquifere
 - Alterazione della direzione di flusso delle acque sotterranee causanti il fenomeno dell'intrusione salina (o di altre sostanze).
- Le possibili cause di impatto delle attività di estrazione di idrocarburi sulle **acque superficiali e sotterranee** (Diantini A., 2016. "Petrolio e biodiversità in Val d'Agri - Linee guida per la valutazione di impatto ambientale di attività petrolifere *onshore*") sono:
- nella fase di ricerca degli idrocarburi, durante la perforazione del pozzetto, possono essere intercettate le falde più superficiali esponendo i corpi idrici al rischio di contaminazione da parte dei fluidi di perforazione impiegati per la lubrificazione degli elementi perforanti e per l'asportazione dei detriti di perforazione;
 - nella fase di perforazione, messa in produzione e costruzione di condotte di collegamento l'inquinamento delle acque superficiali e sotterranee può essere prodotto da sversamenti di acque di produzione, diffusione dei fluidi di circolazione lungo le falde intercettate durante la perforazione e dalle operazioni di smaltimento delle acque di drenaggio;
 - altri impatti potenziali per la risorsa idrica sono la produzione di reflui, il consumo di acqua per varie operazioni, in particolare per la preparazione dei fanghi di perforazione;
 - nella fase di esercizio del pozzo possono verificarsi potenziali sversamenti di fanghi e additivi chimici utilizzati nelle operazioni di manutenzione delle condotte e del pozzo, eventuali fuoriuscite di petrolio dalle condotte o da rotture a livello della testa del pozzo, sversamenti accidentali di carburanti e sostanze chimiche, errato smaltimento di acque nere. Ulteriore impatto in questa fase è rappresentato dall'eventuale dispersione nell'ambiente idrico di acque e sabbie di produzione;
 - nell'ultima fase di lavorazione un'errata pianificazione delle operazioni di *decommissioning* può causare un errato ripristino delle condizioni idrologiche dell'area. Casi di inquinamento delle acque si possono verificare quando non viene eseguito un adeguato smaltimento degli inerti e delle strutture rimosse, delle acque nere e di drenaggio e, in caso di sversamenti di carburante, durante operazioni accidentali;
 - nelle operazioni comuni a tutte le fasi di lavorazione, come la costruzione di vie di accesso, di campi alloggio per i lavoratori e di linee elettriche, le acque superficiali e sotterranee possono essere interessate da fenomeni di inquinamento determinati da sversamenti accidentali di carburanti e sostanze chimiche e dall'errato

smaltimento delle acque nere. Inoltre, l'alterazione morfologica dell'area interessata dalle operazioni in esame, prodotta da attività come la rimozione della copertura vegetazionale o la rimozione e la movimentazione di suolo, possono determinare significative alterazioni dell'idrologia dell'area e dei pattern di drenaggio, causando anche importanti fenomeni erosivi.

- **Ambiente marino-costiero**

- **Fase di prospezione** - Le indagini geofisiche utilizzano onde acustiche che costituiscono una pressione (rumore) che produce effetti sugli organismi marini con particolare riferimento a grandi vertebrati come i cetacei, teleostei, tartarughe marine;

altre sorgenti di pressione ambientale sono connesse all'esercizio delle navi impiegate per le indagini geofisiche che, producono rumore subacqueo, emettono fumi che ricadono in mare, rilasciano reflui e possono impattare la megafauna carismatica marina, con documentati fenomeni a carico di mammiferi marini e altre componenti vulnerabili.

- **Fase di ricerca** - Prevede la perforazione di pozzi esplorativi, cui sono legati lo scarico di reflui civili, la perdita di fluidi di perforazione e/o di detriti di perforazione, oltre al rumore indotto dalle attività di perforazione (pompe, motori, impianti sollevamento e rotativi ...) con impatti su biocenosi di pregio, danneggiamento di affioramenti carbonatici e alterazioni della qualità dell'ambiente marino;

ulteriori pressioni sono rappresentate da limitazioni alla navigazione e, anche se in misura modesta, alle attività di pesca, e da un incremento del traffico marittimo per l'utilizzo di mezzi di supporto e servizio. Anche la fruibilità del paesaggio, per quanto temporanea, potrebbe essere afflitta dalla presenza della struttura e dei mezzi di servizio, con particolare riferimento per le installazioni più prossime alla costa.

- **Fase di coltivazione** - Comprende le operazioni di perforazione dei pozzi per lo sfruttamento del giacimento, l'installazione della struttura e la produzione di petrolio e/o gas ed eventuale primo trattamento sulla piattaforma *offshore*. Queste operazioni esercitano pressioni con possibili impatti sugli ambienti marini, pressoché analoghe a quelle della fase di ricerca, ma con effetto che perdura nel tempo (cronico) persistendo le pressioni su *habitat* e paesaggio, la produzione di rumori subacquei, la sottrazione di spazio marittimo, le pressioni ambientali legate al movimento dei mezzi di servizio e alla combustione di propellenti, e l'eventuale alterazione/ostacolo alle rotte migratorie;

durante la fase di coltivazione si può aggiungere l'immissione in mare di scarichi civili e il recapito in mare o in determinate formazioni geologiche di acque di produzione. Queste possono essere scaricate in mare dopo il trattamento volto a eliminare idrocarburi (D.M. del 28 luglio 1994 e D.M. del 3 marzo 1998;

concentrazione di oli minerali inferiore a 40 mg/l - Art.104, c. 5, del D.Lgs. n. 152/2006) e previa autorizzazione del MITE. A tutto ciò si aggiunge la messa in opera di installazioni sommerse come gasdotti e oleodotti, che possono estendersi per miglia dalle teste di pozzo e giungere sulla costa, e che presentano profili di nocimento ambientale per quel che concerne gli *habitat* e i popolamenti che attraversano.

- **Dismissione** (*Decommissioning*) – La dismissione della struttura *offshore* comprende la chiusura mineraria del giacimento e la rimozione della colonna di rivestimento, delle colonne intermedie e della colonna di produzione al di sotto del fondo marino. Sono previsti sopralluoghi e ispezioni, pulizia degli accrescimenti marini, messa in sicurezza e bonifica degli impianti e i lavori di preparazione alla dismissione. A ciò seguono le attività di taglio e rimozione della piattaforma, il trasporto dei materiali rimossi a terra e lo smantellamento del materiale rimosso, e infine dal conferimento dei materiali di risulta. Gli impatti sull'ambiente sono principalmente costituiti 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. Eventuali operazioni di smantellamento operate a mare possono produrre detriti, polveri e rilascio di metalli pesanti e idrocarburi in mare.

- **Aria**

- Le attività connesse all'estrazione di idrocarburi (prospezione, ricerca, coltivazione e dismissione) possono impattare il fattore ambientale Atmosfera, in particolare le principali fonti di inquinamento derivano dalle emissioni in atmosfera convogliate (camini delle caldaie, turbocompressori, generatori) e non convogliate (emissioni fuggitive). Particolare attenzione va riservata alla presenza di torce. Possibili impatti derivanti dalle attività connesse all'estrazione di idrocarburi possono essere:
 - rilascio di composti organici volatili (*Volatile Organic Compounds*, VOCs), ossidi di azoto (NO_x), diossido di zolfo (SO₂), solfuro di idrogeno (H₂S), monossido di carbonio (CO) e anidride carbonica (CO₂) durante le operazioni di *gas flaring* e *gas venting*. Alcuni dei gas emessi, per gli esseri e umani e gli altri animali possono essere molto tossici e in alcuni gas mortali (Mall *et al.*, 2007; NETL, 2009);
 - rilascio di gas di combustione riconducibili alla movimentazione di mezzi e veicoli (E&P Forum, UNEP, 1997; IOGC, 2009; ENI, 2012 a);
 - rilascio di composti organici volatili (*Volatile Organic Compounds*, VOCs), ossidi di azoto (NO_x), diossido di zolfo (SO₂), solfuro di idrogeno (H₂S), monossido di carbonio (CO) e anidride carbonica (CO₂) per la rottura di valvole e guarnizioni (E&P Forum, UNEP, 1997);

altri impatti sono quelli legati alle attività riconducibili alla fase di cantiere.

- **Salute umana**

- I possibili impatti sulla salute correlate alla ricerca e coltivazione di idrocarburi sono conseguenti alla possibile esposizione:
 - diretta inalazione di inquinanti atmosferici e/o assorbimento dermico
 - indiretta per ingestione di alimenti o acqua contaminata.
- Altri possibili impatti sono conseguenti al rumore e all'esposizione a radiazione (presenza di materiali radioattivi nei materiali degli scavi: NORM: *Naturally occurring radioactive material*);
- gli inquinati emessi in atmosfera da tale tipologia di attività sono molteplici: ossidi di azoto (NOx) e di zolfo (SOx), composti organici volatili (COV), BTEX (benzene, toluene, etilbenzene e xileni totali), particolato PM (*Particulate Matter*), idrocarburi policiclici aromatici (IPA quali fenantrene, naftalene), fenoli, biocidi;
- le acque sotterranee e superficiali possono essere contaminate a causa di:
 - Sversamenti e perdite durante il trasporto, il deposito e l'uso
 - Migrazione del petrolio, gas e altri fluidi che, attraverso fratture delle rocce, faglie e pozzi non produttivi, possono raggiungere le falde acquifere
 - Cedimenti dei pozzi, se progettati, costruiti o tenuti non correttamente;
- le acque contaminate da prodotti petroliferi contengono spesso arsenico, cadmio, mercurio, piombo, zinco e rame; questi metalli pesanti sono tossici per le persone e gli animali, anche in piccole concentrazioni, perché sono sostanze persistenti negli organismi e si bioaccumulano negli organismi. Il mercurio, ad esempio, si accumula nei tessuti più velocemente di quanto venga espulso;
- l'estrazione di petrolio e gas può produrre emissioni di materiali radioattivi naturali (NORM), come l'uranio, il torio e i loro radioisotopi, e poi lo iodio, il potassio e altri. Tra questi NORM (*Naturally Occurring Radioactive Materials*) i più comuni sono il radio-226 e il radio-228, che derivano dal decadimento rispettivamente dell'uranio e del torio. La quantità e la durata dell'esposizione alle radiazioni condizionano la severità o il tipo di effetti sulla salute. Il cancro è considerato l'effetto primario, seguito dai cambiamenti nel DNA o mutazioni¹;
- il radon e i suoi prodotti di decadimento, se inalati a certe dosi e per periodi prolungati, possono provocare danni al DNA e tumori polmonari; lo IARC ha classificato il radon nel Gruppo 1, dove rientrano sostanze con sufficiente evidenza di cancerogenicità; esiste il possibile rischio di trasferimento nella catena alimentare e attraverso il consumo alimentare;
- un ulteriore rischio per la salute è rappresentato dall'esposizione al rumore.

¹ Come affermato a p. 130 del RA.

Tutto ciò premesso

con riferimento al PIANO PER LA TRANSIZIONE ENERGETICA SOSTENIBILE DELLE AREE IDONEE con relativi Allegati, al RAPPORTO AMBIENTALE con relativi Allegati e alla SNT:

CONSIDERATO E VALUTATO

relativamente al RISCONTRO DEL PARERE DI *SCOPING*

- a seguito della trasmissione della documentazione da parte del Proponente per l'avvio delle consultazioni ai sensi dell'art. 14, questa Commissione ha rilevato in via preliminare la mancanza di resoconto relativo a come le indicazioni contenute nel parere della CTVA n. 14 del 14/05/2021 fossero state tenute in considerazione dal Proponente nella predisposizione del Piano e del RA; è quindi stata richiesta al Proponente la presentazione di tale resoconto;
- l'elemento integrativo trasmesso dal Proponente è stato acquisito dalla *Divisione* con prot. n. MATTM/83103 in data 29/07/2021 che lo ha trasmesso alla Commissione, la quale lo ha acquisito con prot. n. CTVA/3949 in data 29/07/2021;
- tale elemento integrativo consiste in un riscontro alle raccomandazioni di cui al citato parere di *Scoping* n. 14 del 14/05/2021 e, non essendo stato pubblicato ai fini della consultazione pubblica al link <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/7763/11267>, è riportato in Appendice A al presente parere motivato; per la considerazione di quanto argomentato dal Proponente, di seguito sono riportate le valutazioni in merito ai vari punti:

a) 1 - APERTURA DI NUOVE AREE A TERRA

- Si prende atto che il Proponente ha accolto la richiesta in relazione alla casistica n. 1;
- per quanto riguarda la casistica 2.a.i (istanze dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca già presentate alla data di entrata in vigore della Legge 12/2018), il Proponente riferisce che *“in considerazione dell'esiguo numero di pozzi perforati a terra a scopo esplorativo negli ultimi dieci anni (a mare è dal 2009 che non si perfora un pozzo esplorativo) potranno proseguire l'iter istruttorio solo i procedimenti relativi alle istanze che si troveranno a insistere sulle aree che saranno definite come potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di ricerca (saranno dichiarati in 'aree idonee nella situazione post operam'. Gli altri eventuali procedimenti delle istanze di questo tipo per le aree che non saranno nella predetta posizione verranno dichiarati in 'area non idonea nella situazione post operam', e saranno oggetto delle procedure previste dall'art. 11-ter della L. 12/19, e quindi rigettate per la parte ricadente in area non idonea”*;
- a questo proposito si rimanda a quanto considerato e valutato in relazione alla determinazione delle aree idonee nella condizione 2.a.i.

b) 2 - CRITERI AMBIENTALI PER LA DEFINIZIONE DELLE AREE IDONEE 1/4

- Il Proponente afferma di aver recepito la raccomandazione.

- La Commissione ritiene che la raccomandazione sia stata recepita non compiutamente, sotto alcuni punti di vista:
 - o nel parere di *Scoping* e nel presente parere motivato è considerata imprescindibile e non opzionale la considerazione dei criteri ambientali (consistenti nei vincoli assoluti e nei vincoli relativi di esclusione) ai fini della individuazione delle aree idonee e non solamente la loro “preventiva individuazione”, come affermato dal Proponente nel documento integrativo;
 - o su questo punto, si rimanda al considerato e valutato relativo alle modalità di determinazione delle aree idonee per la considerazione dei criteri ambientali nei vari casi;
 - o il Proponente ha colto l’indicazione, ove applicabile, di considerare i criteri ambientali “dinamici e adattivi”.

c) 2 - CRITERI AMBIENTALI PER LA DEFINIZIONE DELLE AREE IDONEE 2/4

- con la predisposizione di un Sistema informativo (Web GIS Sinacloud <https://sinacloud.isprambiente.it/portal/apps/webappviewer/index.html?id=411c7e80668c4eee92cb278fc94c3f98>) sviluppato e gestito da ISPRA, contenente gli strati informativi di base e quelli relativi ai vincoli assoluti e ai vincoli relativi di esclusione, la raccomandazione è stata recepita.

d) 2 - CRITERI AMBIENTALI PER LA DEFINIZIONE DELLE AREE IDONEE 3/4

- Il proponente non ha preso in utile considerazione l’opzione di non escludere le aree entro 5 miglia dal confine delle EEZ anche se prive di istanze di permesso e di titoli minerari.
- Tra le espresse a sostegno della scelta operata, il Proponente argomenta che “... non si ritiene percorribile lasciare aperte alle eventuali nuove attività di prospezione e di ricerca in acque italiane le aree lungo la istituenda linea ZEE, anche in considerazione del dato di fatto che: 1) non costituirebbe condizione necessaria e sufficiente per salvaguardare la gestione degli eventuali giacimenti esistenti a cavallo di tale linea, dato che secondo il diritto internazionale e in base agli accordi bilaterali che l’Italia ha sottoscritto con gli stati frontisti è già previsto che in caso di rinvenimento di un giacimento di idrocarburi a cavallo della linea di delimitazione della piattaforma continentale, ciascuno Stato resta titolare della parte di riserve che ricadono nella sua area di competenza e qualora l’attività di coltivazione dovesse avvenire mediante pozzi situati nella zona di giurisdizione dello stato frontista, quest’ultimo deve comunque corrispondere allo Stato italiano la quota parte delle risorse di sua spettanza ...”. Si osserva che tale argomentazione pare non tenere in adeguata considerazione il tema della corresponsione di risorse per quanto riguarda le quote di spettanza dello Stato frontista.
- Nella pratica l’obbligo di corresponsione della quota parte presuppone che del giacimento sia individuata la sua intera estensione a cavallo delle aree dei due Stati frontisti e che sia determinata la consistenza delle risorse presenti nelle due zone di giurisdizione degli Stati frontisti. Per far ciò è necessario che ciascuno Stato abbia svolto specifiche ricerche (rilievo geofisico e perforazione esplorativa con test di produzione). Tali operazioni di ricerca

vengono svolte nell'ambito di un titolo minerario e/o autorizzazione conferiti da ciascuno Stato, che, con il divieto imposto dal PiTESAI, non potrebbero più esser conferiti per le aree interessate. Senza l'attività di ricerca diverrebbe pressoché impossibile l'individuazione della parte di giacimento italiana, pertanto lo Stato frontista nella cui area avvenisse la scoperta non sarebbe in grado di determinare la quota parte di risorse spettanti all'Italia e l'obbligo di corresponsione di una cosa indeterminata e indeterminabile non sarebbe esigibile nei confronti di tale Stato. Non è nemmeno da escludere che nonostante questo problema lo Stato frontista prosegua nello sviluppo del giacimento.

- Nel caso di giacimento transfrontaliero per il quale si volesse attivare la procedura di condivisione delle risorse tra Stati frontisti ai sensi degli accordi esistenti, si pone altresì il tema del rapporto fra la legge istitutiva del divieto (che con il PiTESAI ha affermato la non compatibilità delle aree prossime alle linee di mediana che separano la piattaforma continentale di competenza) e le leggi di ratifica degli accordi e se non vi siano dei conflitti.
- A motivo della mancata adesione, sul punto, al parere di scoping, si precisa anche che “... *Si tratta di un caso già noto e verificatosi con i giacimenti di IVANA a cavallo della delimitazione tra Italia e Croazia in Adriatico ...* “. Lo sviluppo IVANA è regolato da un accordo complesso che si occupa di vari giacimenti dei quali la maggior parte interamente in acque di competenza della Croazia e non conferenti per quanto qui rileva, perché non transfrontalieri (tra i giacimenti dello sviluppo IVANA vi è il caso particolare del giacimento Annamaria, sfruttato però da piattaforme su entrambe le zone di competenza della piattaforma continentale).
- Nelle motivazioni addotte alla mancata adesione al parere di scoping, si puntualizza anche che “... *il PiTESAI non è un piano per lo sviluppo ed espansione del ricorso per l'Italia agli idrocarburi, con apertura di nuove aree marine molto lontane dalle coste in prossimità delle linee mediane, come già indicato dalla DGISSEG per motivare l'assenza di possibili impatti transfrontalieri derivanti dall'adozione del Piano stesso ...*” . La presenza di istanze di titoli minerari (apparentemente non in aree incompatibili) lungo la linea di demarcazione delle acque nel Mare Adriatico non congruisce con l'asserita assenza di possibili impatti transfrontalieri derivanti dall'adozione del Piano.

e) 2 - CRITERI AMBIENTALI PER LA DEFINIZIONE DELLE AREE IDONEE 4/4

- Il Proponente afferma di aver recepito in gran parte le raccomandazioni.
- A tale proposito, nel rimandare al considerato e valutato relativo ai Criteri Ambientali e al considerato e valutato relativo alle Modalità di determinazione delle aree idonee, si sottolineano i principali elementi di criticità:
 - o valenza dei vincoli relativi di attenzione/approfondimento non condivisa: il rimando alla loro considerazione in successive fasi di VIA/Vinca dovrebbe essere ridotto quanto più possibile;
 - o interpretazione riduttiva di alcuni “vincoli relativi di esclusione”.

f) 3 – DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PiTESAI: INIEZIONE

- Si prende atto che il Proponente ha recepito solo parzialmente le raccomandazioni del parere di *Scoping* della CTVA relativamente all’approfondimento della tematica “Iniezione” delle acque di produzione petrolifera e delle attività associate.

Il Proponente ha descritto il processo di iniezione, ha trattato adeguatamente il tema delle AIA, dei protocolli di intesa per i controlli ambientali, della disciplina dei rifiuti/residui/effluenti contenenti radionuclidi naturali.

Nel rimandare al Considerato e Valutato, si sottolineano gli aspetti la cui trattazione è giudicata insoddisfacente:

- o mancato approfondimento della tematica delle acque di produzione, che rappresentano il refluo petrolifero più abbondante e più impattante dal punto di vista ambientale;
- o descrizione dei vari tipi di sversamenti e impatti ambientali prodotti dalle acque di produzione petrolifera e dal loro smaltimento su suolo, sottosuolo, acque sotterranee e superficiali;
- o trattazione del recupero assistito in Italia.

g) 4. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PiTESAI: DECOMMISSIONING DELLE PIATTAFORME 1/2

- Si prende atto che il Proponente ha recepito quasi tutte le raccomandazioni di cui al punto 4 del parere di *Scoping* della CTVA. Nello specifico, tutte le raccomandazioni sono riconducibili alla previsione che “*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*”. A tal proposito, il Proponente evidenzia che sono in corso proposte di semplificazione della norma che disciplina la dismissione delle piattaforme prevedendo una diminuzione dei tempi burocratici. Nel dettaglio le proposte prevedono:

- o la comunicazione di dismissione piattaforma al verificarsi delle condizioni, abrogando l’obbligo di inoltro dell’elenco piattaforme (con pozzi autorizzati alla chiusura) entro il 31 marzo di ogni anno;
- o contestualizzare l’istanza di chiusura con l’istanza di dismissione (attualmente quest’ultima a valle della autorizzazione alla chiusura);
- o prevedere che entro 5 mesi (e non più 12) dalla comunicazione del MITE delle piattaforme da dismettere, possano essere ammesse istanze di riutilizzo, al termine del quale, entro i successivi 5 mesi (e non più 10), l’istanza si intende respinta e occorre procedere alla rimozione.

- Riguardo alla parte in cui la raccomandazione indica di individuare come prioritarie le dismissioni delle piattaforme la cui ubicazione geografica risulti a meno di 12 MN dalla costa oppure includere nell’area vasta zone naturalistiche protette (quali ad esempio SIC, ZPS), come dettagliato nel parere, il Proponente ha dedotto che al suo completo recepimento osta la norma primaria (D.Lgs. n. 152/2006, art. 6-bis, comma 17). Tale norma

prevede che “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”, considerato altresì che è il concessionario che, ai sensi del DM 15 febbraio 2019, comunica la dismissione delle piattaforme;

- a tal proposito la Commissione ritiene che il Proponente possa aver equivocato, in parte qua, il contenuto della raccomandazione che suggerisce l’istituzione di un sistema di premialità e penalizzazioni per i concessionari, come meglio dettagliato nel seguito del presente parere.

h) 4. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PiTESAI: DECOMMISSIONING DELLE PIATTAFORME 2/2

- Vedi lettera g).

i) 4. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PiTESAI: DECOMMISSIONING DELLE PIATTAFORME E 5. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PiTESAI: RICONVERSIONE DELLE PIATTAFORME ESISTENTI

- Vedi lettera g).

j) 5. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PiTESAI: RICONVERSIONE DELLE PIATTAFORME ESISTENTI

- Si prende atto che il Proponente recepisce la raccomandazione di cui al punto 5 del parere di *Scoping* della CTVA relativa in particolare alle caratteristiche dello stoccaggio della CO₂ che dovrà avvenire preferenzialmente in ambienti profondi, poiché basse temperature ed elevate pressioni idrostatiche favoriscono il contenimento della stessa; gli ambienti profondi dovranno essere identificati in base alle condizioni geologiche, ovvero alla stabilità strutturale e sicurezza e devono avere adeguata porosità, permeabilità e spessore con rocce di copertura impermeabili atte a impedire la fuoriuscita di CO₂;
- non dovranno avere nelle immediate vicinanze *habitat* o biocenosi di pregio (ad es. coralli bianchi profondi); le tecnologie utilizzate dovranno essere tali da minimizzare ogni perdita durante le operazioni di stoccaggio. Il Proponente recepisce la raccomandazione, rimandando altresì ai chiarimenti del paragrafo 3.1.6 del RA nel quale si evidenzia che, anche per tutte le altre forme di riutilizzo delle infrastrutture dismesse, eventualmente oggetto di preliminare fase di sperimentazione, preliminarmente all’autorizzazione per il riutilizzo viene eseguita un’attenta analisi della fattibilità economica, giuridica e ambientale che dovrà rispondere alla vigente normativa in materia (D.M. 15 febbraio 2019), in funzione delle peculiarità del progetto proposto attraverso l’espressione del parere di tutte le Amministrazioni competenti.

k) 6. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PiTESAI: TEMPI E MODI DI DISMISSIONE E RIMESSA IN PRISTINO DEI LUOGHI

- Risulta non recepita dal Proponente la raccomandazione di cui al punto 6 del parere di *Scoping* della CTVA, relativa, per i pozzi a terra, a una rapida conclusione

dell'autorizzazione alla chiusura mineraria e conseguente ripristino dello stato dei luoghi. A tal proposito è lo stesso Proponente che evidenzia come dal 2001 si sono riscontrate notevoli difficoltà ad addivenire alla conclusione delle operazioni di chiusura mineraria e ripristino dei luoghi, in quanto spesso l'intesa regionale per la chiusura mineraria viene subordinata non solo alla realizzazione della caratterizzazione e dell'eventuale bonifica, ma anche a svariate incombenze richieste dalla Regione, dai Comuni, dall'ARPA, etc. A tal proposito, nello spirito della raccomandazione n. 6 del parere di *Scoping*, come meglio evidenziato nel seguito, si condivide la proposta elaborata dalla DGISSEG di una norma primaria che distingua le due fasi di chiusura mineraria e ripristino ambientale, rimettendo la prima alla esclusiva competenza della sezione UNMIG e la seconda alla competenza della Regione.

l) 7. COERENZA - COERENZA ESTERNA 1/5

- Il Proponente assume di aver recepito la raccomandazione;
- Tuttavia, non è sufficientemente chiarito in che termini il PiTESAI tenga conto degli spazi marittimi destinati alla produzione di energia da fonti rinnovabili (e.g., eolico *offshore* o energie da onde o solare *offshore*) che dovrebbero costituire motivo di non idoneità ai fini delle future autorizzazioni onde evitare effetti cumulativi e rischio di interferenza tra le diverse attività di produzione energetica.

m) 7. COERENZA - COERENZA ESTERNA 2/5

- Il Proponente ha recepito la raccomandazione.

n) 7. COERENZA - COERENZA ESTERNA 3/5

- Il Proponente afferma di aver recepito in gran parte la raccomandazione e rimanda alla tabella 1.3-1 (Elenco delle categorie ambientali e dei vincoli individuati per l'elaborazione del PiTESAI) della proposta di Piano;
- si prende atto che:
 - o le categorie ambientali sono state inserite nel RA; più precisamente:
 - Parchi: sono nella categoria 6, vincolo assoluto;
 - Siti Unesco: sono nella categoria 14, vincolo relativo di esclusione;
 - Siti Natura 2000: sono nella categoria 9 e 9.a, vincolo relativo di esclusione;
 - Zone Ramsar: sono nella categoria 10, vincolo relativo di esclusione.
 - o La raccomandazione di considerare attorno alle aree sopra elencate un *buffer* che, in via precauzionale, il parere di *Scoping* aveva individuato pari a 5 km a terra e 12 MN in mare, non è stata recepita dal Proponente che adduce l'impossibilità di farlo stante la mancanza di un chiaro riferimento normativo in proposito.
- Al riguardo le finalità proprie della VAS suggeriscono che il Proponente debba considerare già nella presente fase il tema di un *buffer* per la definizione delle aree idonee; per più puntuali valutazioni, si rimanda alle successive considerazioni e valutazioni relative alla Valutazione di Incidenza.

o) 7. COERENZA - COERENZA ESTERNA 4/5

- Il Proponente ha fornito i chiarimenti sul rapporto tra JTF e il PiTESAI.

p) 7. COERENZA - COERENZA ESTERNA 5/5

- Così come dichiarato dal Proponente, la raccomandazione è stata accolta.
- Si riscontra che in merito al criterio ambientale n. 28 della tabella 1.3-1 della Proposta di Piano (e della medesima tabella nel RA) relativo a “Aree vincolate ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio (art. 136 e 142 del D.lgs. n. 42/2004) (tra cui sono ricompresi gli insediamenti urbani storici di minor valore di cui all’art. 136 lett. C del D.Lgs. n. 42/2004)” il Proponente afferma che il criterio è considerato vincolo relativo di esclusione “per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione” e quindi non per le attività di coltivazione in essere; l’opzione indicata non è condivisa per le motivazioni espresse nel considerato e valutato relativo alle modalità di determinazione delle aree idonee..

q) 7. COERENZA - COERENZA INTERNA

- Il Proponente afferma di aver recepito la raccomandazione richiamando i contenuti del cap. 4.
- Tale recepimento non soddisfa pienamente la raccomandazione dal momento che per “strategia d’intervento proposta” si intendono le azioni che scaturiranno dall’approvazione del PiTESAI ai sensi della L. 12/2019 art. 11-ter, comma 8, come ad esempio gli eventuali provvedimenti:
 - o di chiusura di aree,
 - o di ripermetrazione delle concessioni,
 - o di revoca delle istanze,
 - o la definizione di concessioni di coltivazioni in aree non più idonee e le conseguenze previste;
- l’evidenziazione del legame tra gli obiettivi fissati e le azioni così individuate sarà particolarmente utile ai fini sia della definizione degli effetti attesi dal Piano che del monitoraggio VAS.

r) 8. STATO ATTUALE DELL’AMBIENTE

- Il Proponente afferma di aver recepito la raccomandazione relativa alla richiesta che nel RA venga approfondita la descrizione dello stato attuale.
- A tale proposito si valuta che:
 - o per quanto riguarda il **suolo e sottosuolo:**
 - il parere di *Scoping* aveva raccomandato che nel RA fosse fornita una più puntuale descrizione dei vari tipi di sversamenti di origine petrolifera responsabili di impatti ambientali, e li aveva citati;

- avendone il Proponente riportati solo alcuni, si raccomanda che integri i tipi di sversamenti mancanti, peraltro citati e illustrati da una vasta letteratura scientifica (Dusseault *et al.*, 2000; Chillingar & Endres, 2005; Osborn *et al.*, 2011; Engr. Sylvester Egwu, 2012; Marshall & Strahan, 2012; Bishop, 2013; Considine *et al.* 2013; Jackson *et al.*, 2013; King & King, 2013; Davies *et al.*, 2014).
- Sempre per quanto riguarda il **suolo e sottosuolo**:
 - il parere di *Scoping* aveva raccomandato che il RA approfondisse il problema dei pozzi petroliferi “abbandonati,” unitamente a quello dell’integrità dei pozzi (citato nell’ambiente idrico), che rappresentano temi di primaria importanza relativamente a salute umana, suolo, sottosuolo e acque;
 - si premette che il Proponente nella Proposta di Piano (pag. 180) ha precisato che *“non sussistono pozzi abbandonati, ma eventualmente pozzi non più produttivi.....da destinare alla chiusura... posti sotto la responsabilità della Società avente il titolo minerario vigente o eventualmente nominata custode, alla cessazione del titolo, nelle more della chiusura dei pozzi e del ripristino delle aree”*;
a tale proposito si chiarisce che nel parere di *Scoping* il termine pozzo “abbandonato”, peraltro utilizzato in campo internazionale per i pozzi non più utilizzati per lo sviluppo petrolifero, sigillati e messi fuori servizio (<https://www.aer.ca/regulating-development/project-closure/suspension-and-abandonment/how-are-wells-abandoned>), è da intendersi riferito a quei soli pozzi non produttivi o non più produttivi che dopo la chiusura mineraria (o in attesa di chiusura), hanno avuto problemi di integrità, perché ubicati in aree geologicamente instabili come quelle in frana, senza il necessario tempestivo intervento degli enti preposti alla sorveglianza.
Il Proponente ha trattato il problema dell’integrità dei pozzi petroliferi relativamente ai processi geodinamici e ai *break out*, ma non ha approfondito altre importanti problematiche legate a: 1) pozzi petroliferi chiusi minerariamente e ubicati in zone geologicamente instabili con frane attive, 2) pozzi incidentati, 3) improprio utilizzo di pozzi petroliferi non produttivi o non più produttivi;
 - si tratta di un problema oggetto di grande attenzione nei territori, che ha occasionato anche inchieste giudiziarie e/o interventi da parte dei media. I problemi sono relativi a:
 - 1) **riattivazione di frane** e conseguenti:
 - a) danneggiamenti delle piazzole, delle associate strutture e del *casing* dei pozzi e relativi tappi in cemento per sigillare il foro;

b) acque di sorgente di colore anomalo e contaminate che fuoriescono a valle di tali pozzi;

c) anomale chiazze di erba “bianca e secca” apparse subito dopo la riattivazione delle frane e ubicate vicino a fratture del corpo di frana, “presumibilmente” attribuibili a emissioni di idrogeno solforato dal sottosuolo. Tutto ciò dove pascola bestiame;

2) **pozzi incidentati** durante la perforazione, a volte anche ubicati in zone in frana, e contaminazione da idrocarburi di sorgenti ubicate poco a valle;

3) **pozzi petroliferi improduttivi o non più produttivi**, utilizzati per lo smaltimento di fluidi tossici di varia natura e/o di acque radioattive di produzione petrolifera. Intorno ad alcuni di questi pozzi sono stati rilevati da ARPA radiazioni γ d'intensità 10 volte superiore a quella di fondo, e solventi chimici come il diclorometano e il benzene, con violazioni delle norme sulla tutela delle acque; abnormi valori di radiazioni sono stati riscontrati anche nei fossi adiacenti ai siti di tali pozzi, che sfociano nei torrenti con conseguente contaminazione di vaste aree. Secondo alcune testimonianze anche sostanze non compatibili con l'attività di estrazione petrolifera sono state sversate in tali pozzi.

- Per quanto riguarda la **salute umana**: il tema non risulta trattato nella caratterizzazione dello stato attuale che potrebbe anche essere utilmente finalizzata alla definizione delle aree idonee; in proposito, si rimanda al considerato e valutato sulla salute umana.

s) **9. ALTERNATIVE**

- Il Proponente afferma di aver recepito la raccomandazione nel par. 6.1 relativo alla “Opzione zero” e nel par. 6.2 del RA relativo allo “scenario previsionale delle attività *upstream* in Italia in assenza del PiTESAI”;
- nel rimandare alle considerazioni e valutazioni espresse sulla evoluzione probabile dello stato dell'ambiente senza l'attuazione del Piano, si valuta che le attività svolte dal Proponente non soddisfino la raccomandazione del parere di *Scoping*;

infatti, oltre allo scenario relativo alla opzione zero che, peraltro, non è delineato attraverso una caratterizzazione delle matrici ambientali, nel RA manca una definizione di altri scenari alternativi che dovrebbero essere individuati anzitutto attraverso *step* progressivi di raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica tenendo conto degli impegni assunti in sede unionale ed espressi dalla pianificazione nazionale a partire dal PNIEC.

t) **10. EFFETTI AMBIENTALI DEL PiTESAI**

- Il Proponente afferma di aver accolto la raccomandazione e rimanda al cap. 7 del RA in cui sono stati analizzati gli effetti ambientali;
- nel rimandare al considerato e valutato relativo alla valutazione degli effetti ambientali del PiTESAI, a seguire si evidenzia la criticità, relativa al fatto che il Proponente sembra

ricondere gli effetti ambientali alle sole zone che potranno essere interessate dalle nuove attività,; tuttavia dovrebbe anche tenere in considerazione il grande potenziale del Piano riguardo alla possibilità di accelerare verso la transizione energetica attraverso la definizione come non idonee di aree attualmente già interessate da istanze o attività; in pratica, quindi, si ritiene indispensabile che l'individuazione degli effetti sia fatta su tutto l'ambito territoriale di riferimento;

- quanto affermato dal Proponente in merito al fatto che *“la restrizione delle zone che potranno essere interessate dalle nuove attività derivanti dalla applicazione dei vincoli individuati genera impatti ambientali positivi riconducibili alla preservazione delle caratteristiche ambientali delle aree considerate...”* resta indimostrato;
- Infatti, tale affermazione potrebbe essere vera ove rapportata a una ipotetica condizione in cui tutte le aree attualmente non interessate da procedimenti o attività venissero a esserlo in seguito alla approvazione del PiTESAI; ma il cosiddetto “caso 1” si verifica a partire da una condizione in cui non esistono procedimenti né attività e, conseguentemente, nemmeno effetti negativi sui fattori ambientali.
- Pertanto affermare che la restrizione di tali tipi di aree a seguito della considerazione dei vincoli ambientali generi impatti ambientali positivi è, in termini generali, del tutto non condivisibile dato che, rispetto allo stato attuale è possibile che accada il contrario stante la possibilità di verifica di nuovi impatti negativi dovuti alle nuove attività localizzabili in aree dove prima non ce n'erano. Naturalmente le valutazioni ambientali sui progetti (VIA, Vinca) possono essere strumenti di ulteriore controllo degli impatti, ma solo ove già la pianificazione abbia condotto una valutazione completa degli impatti complessivi attesi dalle scelte operate, non potendosi operare rinvii degli impatti già analizzabili a livello di piano a fasi successive.

u) 11. OBIETTIVI DI SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE DEL PiTESAI

- il cap. 4.1 del RA elenca gli obiettivi ambientali del Piano, tratti dall'analisi della normativa riportata nell'Allegato 5.1 al RA e opportunamente integrati attraverso il percorso di VAS (raccomandazione n. 11 del parere di *Scoping*); gli obiettivi ambientali di sintesi sono:
 - Energia e emissioni
 - OA1. Ridurre al minimo i rischi derivanti dai cambiamenti climatici, proteggere la salute, il benessere e i beni della popolazione, preservare il patrimonio naturale, mantenere o migliorare la resilienza e la capacità di adattamento dei sistemi naturali, sociali ed economici, nonché trarre vantaggio dalle eventuali opportunità che si potranno presentare con le nuove condizioni climatiche (SNAC, 2015).
 - OA2. Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55 % entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 (Conclusioni adottate dal Consiglio europeo nella riunione del 10-11 dicembre 2020).
 - OA3. Decarbonizzazione totale al 2050 (*Green New Deal*, SNSvS).
 - OA4. Neutralità climatica entro il 2050 (COM(2018) 773).
 - Biodiversità ed ecosistemi

OA5. Salvaguardare e migliorare lo stato di conservazione di specie e *habitat* per gli ecosistemi, terrestri e acquatici (SNSvS).

OA6. Preservare e valorizzare gli ecosistemi e i loro servizi (Strategia europea per la biodiversità).

OA7. Proteggere legalmente almeno il 30% della superficie terrestre dell'UE e il 30% della superficie del mare dell'UE e gestire efficacemente tutte le aree protette (*EU Biodiversity Strategy for 2030*).

OA8. Arrestare la diffusione delle specie esotiche invasive (SNSS).

- Suolo, sottosuolo e acque

Risorse idriche

OA9. Prevenire e ridurre l'inquinamento e attuare il risanamento dei corpi idrici inquinati (D.Lgs. n. 152/2006, Parte terza).

OA10. Conseguire il miglioramento dello stato delle acque e adeguate protezioni di quelle destinate a particolari usi (D.Lgs. n. 152/2006, Parte terza).

Uso e consumo di suolo

OA11. Recupero di suolo e riutilizzazione di vecchi siti industriali (COM(90) 218 def.).

OA12. Azzerare il consumo di suolo netto entro il 2050 (Parlamento europeo e Consiglio, 2013), obiettivo strategico anticipabile al 2030 (SNSvS).

OA13. Gestire in modo sostenibile il territorio (7° PAA) e non aumentare il degrado del territorio entro il 2030 (UN, 2015).

Foreste

OA14. Garantire la gestione sostenibile delle foreste e combatterne l'abbandono e il degrado (SNSvS).

Pericolosità e rischi naturali

OA15. Prevenire i rischi naturali e antropici e rafforzare le capacità di resilienza di comunità e territori (SNSvS).

OA16. Riduzione delle potenziali conseguenze negative dovute agli eventi alluvionali per la salute umana, il territorio, i beni, l'ambiente, il patrimonio culturale e le attività economiche e sociali (direttiva alluvioni).

OA17. Mitigazione degli effetti negativi per lo stato ecologico dei corpi idrici dovuti a possibile inquinamento in caso di eventi alluvionali, con riguardo al raggiungimento degli obiettivi ambientali di cui alla direttiva 2000/60 (direttiva alluvioni).

- Beni culturali e paesaggistici

OA18. Assicurare lo sviluppo del potenziale, la gestione sostenibile e la custodia dei territori, dei paesaggi e del patrimonio culturale (SNSvS).

OA19. Integrare il paesaggio nelle politiche di pianificazione del territorio, urbanistiche e in quelle a carattere culturale, ambientale, agricolo, sociale ed economico, nonché

nelle altre politiche che possono avere un'incidenza diretta o indiretta sul paesaggio (Convenzione europea sul paesaggio, art.5).

OA20.Potenziare gli sforzi per proteggere e salvaguardare il patrimonio culturale e naturale del mondo (Agenda 2030).

- Ambiente marino e costiero

OA21.Conservare e utilizzare in modo sostenibile gli oceani, i mari e le risorse marine per uno sviluppo sostenibile (Agenda 2030).

OA22.Ai fini del conseguimento del Buono Stato Ambientale, proteggere e preservare l'ambiente marino, prevenirne il degrado o, laddove possibile, ripristinare gli ecosistemi marini nelle zone in cui abbiano subito danni (Direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino).

OA23.Prevenire e ridurre gli apporti nell'ambiente marino, nell'ottica di eliminare progressivamente l'inquinamento, per garantire che non vi siano impatti o rischi significativi per la biodiversità marina, gli ecosistemi marini, la salute umana o gli usi legittimi del mare (Direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino).

OA24.Preservare le zone costiere a vantaggio delle generazioni presenti e future (Protocollo per la gestione integrata delle zone costiere).

OA25.Sostenere uno sviluppo e una crescita sostenibili nel settore marittimo, applicando un approccio ecosistemico, e promuovere la coesistenza delle pertinenti attività e dei pertinenti usi (Direttiva quadro per la pianificazione dello spazio marittimo).

- Salute umana

OA26.Diminuire l'esposizione della popolazione ai fattori di rischio ambientale e antropico (SNSvS).

v) **12. ASPETTI SOCIO-ECONOMICI**

Il Proponente afferma di aver recepito parzialmente le raccomandazioni;

- nel rimandare al considerato e valutato relativo agli aspetti socio-economici, si evidenziano qui le principali criticità riscontrate:

- a. la prima raccomandazione relativa alla opportunità che il PiTESAI potesse contribuire, nella definizione di una strategia di transizione energetica ed ecologica delle aree idonee alla estrazione di idrocarburi, a definire le tempistiche del percorso di decarbonizzazione e i contesti territoriali per lo sviluppo nei settori delle energie rinnovabili, non trova una risposta puntuale da parte del Proponente, che si limita a ribadire che *“la proposta di Piano sviluppa tutti criteri, compresi anche quelli economici-sociali, necessari in particolare questi ultimi per determinare tramite l'analisi integrata con i criteri ambientali, le aree che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere...”*.

- b. Per quanto attiene la seconda raccomandazione, si evidenzia che il Proponente ha fornito delle delucidazioni che intendono chiarire che la portata del PiTESAI non prevede che vengano affrontate opportunità di sviluppo economico e sociale che travalicano il mandato del Piano stesso.
- c. Infine la risposta del Proponente alla raccomandazione relativa agli aspetti socio-economici si sofferma sull'approfondimento fornito nella documentazione sulla Analisi Costi Benefici, alla cui analisi e valutazione della Commissione si rimanda ai considerato e valutato del presente parere relativi agli aspetti socio-economici.

w) **13. IL SISTEMA DI MONITORAGGIO E GLI INDICATORI**

Il Proponente afferma di aver recepito in gran parte le raccomandazioni;

- nel rimandare al considerato e valutato relativo al monitoraggio e agli indicatori, si evidenziano qui le principali criticità riscontrate:
 - o non si condivide l'approccio di monitorare solo le aree con presenza di vincoli assoluti, relativi e relativi di attenzione/approfondimento;
 - o si raccomanda di prevedere il monitoraggio di tutto l'ambito di riferimento della VAS del PiTESAI che comprende anche le aree, con o senza vincoli, già interessate dalla presenza di attività di ricerca o di coltivazione.

x) **14. CONSULTAZIONI TRANSFRONTALIERE**

Il Proponente afferma di aver recepito la raccomandazione:

- si rimanda al Considerato e Valutato specifico.

y) **15. SOSTENIBILITÀ DELLE AREE IDONEE**

Il Proponente afferma di aver recepito la raccomandazione.

CONSIDERATO E VALUTATO che,

in relazione a POLITICHE E TEMI DI CARATTERE ENERGETICO

- l'Agenda 2030 e gli Obiettivi di Sviluppo sostenibile (*Sustainable Development Goals - SDGs*), da raggiungere entro il 2030, sono entrati in vigore il 1° gennaio 2016;
- l'Accordo di Parigi, il primo accordo universale e giuridicamente vincolante sui cambiamenti climatici, è stato adottato alla conferenza di Parigi sul clima (COP21) nel dicembre 2015 e l'UE ha formalmente ratificato l'accordo il 5 ottobre 2016, consentendo in tal modo la sua entrata in vigore il 4 novembre 2016;
- il Green Deal europeo (COM/2019) 640 del 11.12.2019) formula su nuove basi l'impegno della Commissione ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente e prevede un piano d'azione volto a: promuovere l'uso efficiente delle risorse passando a un'economia pulita e circolare; ripristinare la biodiversità e ridurre l'inquinamento. Il Piano illustra gli investimenti necessari e gli strumenti di finanziamento disponibili e spiega come garantire una transizione equa e inclusiva;

- la risoluzione del Parlamento europeo del 14 marzo 2019 sul cambiamento climatico (Risoluzione del Parlamento europeo del 14 marzo 2019 sul cambiamento climatico: visione strategica europea a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e climaticamente neutra in conformità dell'accordo di Parigi (2019/2582 (RSP)), ha approvato l'obiettivo dell'UE di azzerare le emissioni nette di gas a effetto serra entro il 2050;
- il Consiglio europeo ha inserito tra le quattro priorità principali della sua agenda strategica 2019-2024 la costruzione di un'Europa a impatto climatico zero, verde, equa e sociale. Nelle conclusioni del 12 dicembre 2019, alla luce dei dati scientifici più recenti e vista la necessità di intensificare l'azione globale per il clima, ha approvato l'obiettivo di conseguire la neutralità climatica dell'UE entro il 2050, in linea con gli obiettivi dell'accordo di Parigi;
- l'UE, con la Proposta di Legge europea sul clima (COM/2020) 80 del 4.4.2020, mira a istituire il quadro di riferimento per il conseguimento della neutralità climatica dell'UE sancendo l'obiettivo della neutralità climatica dell'UE per il 2050, in linea con le conclusioni scientifiche dell'IPCC e della piattaforma intergovernativa di politica scientifica per la biodiversità e i servizi degli ecosistemi (IPBES);
- nel settembre 2020 la Commissione ha proposto di elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030, compresi emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 e ha preso in considerazione tutte le azioni necessarie in tutti i settori, compresi un aumento dell'efficienza energetica e dell'energia da fonti rinnovabili;
- il Consiglio Europeo ha raggiunto un accordo su un orientamento generale sulla proposta di legge europea sul clima, compreso un nuovo obiettivo UE di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, sulla base degli orientamenti forniti dal Consiglio europeo del 10-11 dicembre 2020 e che hanno portato a un accordo politico che introduce nella legislazione l'obiettivo della neutralità climatica dell'UE (*Inter institutional file 2020/0036(COD) Council of the European Union 05/05/2021*);
- il 14 luglio 2021 la Commissione Europea ha presentato 13 proposte legislative (pacchetto c.d. "Fit for 55") per rendere effettivi gli obiettivi della *European Climate Law* e raggiungere nel 2030 l'obiettivo di riduzione delle emissioni nette del 55% rispetto ai livelli del 1990 e diventare il primo continente *carbon neutral* nel 2050 (<https://www.consilium.europa.eu/it/policies/eu-plan-for-a-green-transition/>);
- l'Italia ha adottato e programmato l'attuazione dell'Agenda 2030, declinando gli obiettivi energetici in un processo di decarbonizzazione, attraverso 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;
- alcune Regioni si sono dotate o si stanno dotando di una propria Strategia Regionale per lo Sviluppo Sostenibile;
- il D.L. n. 111/2019 (cosiddetto Decreto Clima) recante "Misure urgenti per il rispetto degli obblighi previsti dalla direttiva 2008/50/CE sulla qualità dell'aria e proroga del termine di cui all'articolo 48, commi 11 e 13, del decreto-legge 17 ottobre 2016, n. 189, convertito, con modificazioni, dalla legge 15 dicembre 2016, n. 229", convertito in legge, con modificazioni, dall'art. 1, comma 1, L. 12 dicembre 2019, n. 141, introduce misure urgenti per il rispetto degli

obblighi previsti dalla Direttiva 2008/50/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 maggio 2008, relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa;

- il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il testo Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 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 e quelle sugli investimenti per il *Green New Deal* previste nella Legge di Bilancio 2020 che vedrà l'allineamento dei suoi *target* di riferimento verso gli obiettivi della futura legge europea sul clima;
- come citato dallo stesso Proponente nel cap.1.2 della proposta di Piano, *“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”, ed in particolare la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS) approvata dal CIPE il 22 dicembre 2017, con Delibera n. 108/2017 e pubblicata in Gazzetta Ufficiale il 15 maggio 2018, con cui è stata adottata e programmata l’attuazione dell’Agenda 2030, ed il Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC), predisposto dal Ministero dello Sviluppo Economico con il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, i cui obiettivi sono, tra gli altri, quelli di “accelerare il percorso di decarbonizzazione” e “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”;*
- lo stesso Proponente dichiara che *“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”;*
- come riportato sul RA (par. 2.2.1) *“... 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...”;*
- gli obiettivi del PNIEC, come ricordato dallo stesso Proponente, in seguito alla presentazione del cosiddetto pacchetto *“Fit for 55”* andranno inoltre rivisti in conseguenza dell’innalzamento del target di riduzione della CO₂ al 2030 al 55% rispetto ai livelli del 1990, rispetto all’originale 40% su cui si era basato il PNIEC, con l’obiettivo di rendere l'UE il primo continente a impatto climatico zero entro il 2050.
- Ciò considerato, si valuta che:
 - in un contesto internazionale di decarbonizzazione, l’approccio secondo cui il Piano possa rappresentare uno degli “strumenti che compongono il quadro strategico nazionale per lo sviluppo sostenibile nel campo energetico e per la sicurezza degli approvvigionamenti” deve essere coerente con le reali necessità estrattive e di approvvigionamento, caratterizzate da un inarrestabile trend decrescente della domanda di combustibili fossili coerente con la pianificazione nazionale e comunitaria;

- tale trend, confermato anche dallo Scenario di riferimento sviluppato all'interno della Strategia Italiana di Lungo Termine sulla Riduzione delle Emissioni dei Gas a Effetto Serra (MATTM, MISE, MIT, MIPAF, gennaio 2021 https://www.mite.gov.it/sites/default/files/lts_gennaio_2021.pdf) nell'ambito del quale si sono confermate ed estese al 2050 le dinamiche energetico-ambientali del PNIEC (non ancora aggiornate quindi agli obiettivi più stringenti del pacchetto “Fit for 55”), prevede che nel ventennio 2030-2050 il calo emissivo più marcato si registri negli “usi energetici” rispetto a quelli “non energetici”, in particolare con:
 - una flessione intensa: i) nelle industrie energetiche (connessa alla crescita delle rinnovabili, alla maggiore efficienza della conversione termoelettrica e all'utilizzo del gas naturale che sostituisce combustibili a più elevato contenuto di carbonio); ii) nelle “altre” industrie (determinata prevalentemente da un efficientamento dalle attività di combustione e meno dai processi); iii) nel residenziale/commerciale (con la progressiva riqualificazione degli edifici e diffusione delle pompe di calore); iv) nel settore dei rifiuti;
 - una riduzione significativa ma relativamente meno importante anche nei trasporti che diventano il primo settore per emissioni in termini assoluti (il calo è in questo caso connesso a una relativa contrazione della domanda di trasporto per le auto, alla diffusione dei biocombustibili, soprattutto biometano, e all'incremento di veicoli elettrici);
 - una evidente difficoltà a comprimere le emissioni del settore agricolo.
- Nello Scenario di riferimento identificato dalla Strategia di cui sopra si registra:
 - la diminuzione del consumo interno lordo di energia, fino ad arrivare intorno ai 110 Mtep, con una contrazione nell'ordine del 30% rispetto al 2018;
 - un sensibile cambio della struttura energetica, con un sostanziale equilibrio di forze tra le fonti fossili e le rinnovabili: in particolare, il contributo di queste ultime aumenta dell'80% rispetto al 2018, **a discapito dei combustibili solidi e dei prodotti petroliferi, ma anche, seppure in maniera meno drastica, del gas naturale.**
- Nello Scenario di decarbonizzazione identificato dalla Strategia di cui sopra si prevede:
 - il forte grado di efficientamento già innescato dalle tendenze del PNIEC e l'espansione del settore della trasformazione per i nuovi combustibili alternativi carbon-free (idrogeno/e-fuels) riducono i margini di contenimento dei consumi (un incremento dell'efficienza energetica continuerà comunque a essere necessario);
 - la leva di decarbonizzazione principale diventa dunque il potenziamento delle energie rinnovabili, accompagnato da un più decisivo confinamento dei combustibili di origine fossile. Ne risulta un mix energetico governato dalle rinnovabili (almeno 80-90%), con un ruolo marginale/eventuale del gas naturale e delle altre fossili.

- Il *trend* decrescente della domanda di combustibili fossili, misurabile attraverso l'indice sintetico della transizione energetica – ISPRED, Indice Sicurezza energetica, Prezzo Energia e Decarbonizzazione, ha mostrato a fine 2020 un miglioramento dovuto principalmente al crollo dei consumi di energia concentrato sulle fonti fossili, e tra queste su quelle a maggiore intensità carbonica (carbone e petrolio), per cui è **diminuita sia la quota di fonti fossili sull'energia primaria totale sia l'intensità carbonica dell'energia fossile**. Il miglioramento degli indicatori inclusi nell'ISPRED (+40%) riflette da un lato il definitivo raggiungimento degli obiettivi 2020, da un altro lato l'aumento della pendenza della traiettoria di lungo periodo di riduzione delle emissioni. In accordo ai dati pubblicati da ENEA (ENEA, Analisi trimestrale del sistema energetico italiano n. 1/2021. Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile Unità Studi Analisi e Valutazioni <https://www.enea.it/it/seguici/pubblicazioni/pdf-sistema-energetico-italiano/01-analisi-trimestrale-2021.pdf>), proiettando oggi le emissioni di CO₂ del sistema energetico italiano sulla base del trend degli ultimi 5 anni, che incorpora le condizioni eccezionali del 2020, la traiettoria che ne deriva risulta inclinata verso il basso, ma ancora non in linea con il *trend* di discesa richiesti dall'innalzamento dell'ambizione degli obiettivi al 2030 deciso in sede UE a fine 2020.
- I tempi medi perché dalle prospezioni si giunga all'effettiva estrazione di idrocarburi sono dell'ordine dei 5 e 10 anni, con effettivo inizio delle attività estrattive alle soglie del 2030.
- **RELATIVAMENTE ALLA SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI:**
 - o in riferimento al Gas Naturale, ricordando la forte dipendenza italiana dalle importazioni estere (95%) che rendono non rilevanti le riserve nazionali a coprire il fabbisogno nazionale - sempre secondo lo studio ENEA citato in precedenza, l'entrata in funzione del gasdotto TAP, come previsto nel "Piano di Azione Preventiva per il Sistema Italiano del Gas Naturale" (Allegato 1 al D.M. 18 dicembre 2019), ha determinato un significativo miglioramento di alcuni indici con cui viene valutata la sicurezza del sistema energetico italiano, che dovrebbe ora essere in grado di garantire il soddisfacimento della domanda in tutte le condizioni considerate negli scenari di rischio, incluse criticità sul lato dell'offerta per rischi di fornitura e sul lato della domanda per condizioni climatiche eccezionali.
 - o in riferimento al Petrolio, stando ai dati forniti dal Ministero per lo Sviluppo economico, si stima che nelle riserve marine nazionali siano presenti 10,3 milioni di tonnellate di riserve certe di petrolio, che – stando ai consumi attuali – coprirebbero il fabbisogno nazionale solo per circa 7 settimane.
- **CON SPECIFICO RIFERIMENTO AL GAS NATURALE**

Per quanto riguarda lo scenario climatico e gli impatti ambientali del gas naturale:

 - o In accordo al rapporto AR6 presentato dall'IPCC ad agosto 2021 (IPCC, 2021 - *6th Assessment Report - The Physical Science Basis* <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>), dal punto di vista delle scienze fisiche limitare il riscaldamento globale indotto dall'uomo a un livello specifico richiede di limitare le emissioni cumulative

- di CO₂, raggiungendo almeno “zero emissioni nette di CO₂”, insieme a forti riduzioni di altre emissioni di gas serra.
- Tra gli altri gas serra, in particolare il metano rilasciato da “perdite” sistemiche di gas nel ciclo produttivo, trivellazioni, pozzi, nuovi processi estrattivi “*shale gas*”, distribuzione, stoccaggi e serbatoi, ha un potenziale effetto climalterante 25 volte superiore alla CO₂ (ref IPCC).
 - In ottica ciclo di vita, in accordo a uno studio LCA (*Life Cycle Assessment*) condotto lungo la filiera del Gas Naturale negli Stati Uniti - dalla realizzazione delle infrastrutture di estrazione fino alla distribuzione del gas estratto – le emissioni di gas serra associate all’intero processo sono pari a 19,9 g CO₂e/MJ, ovvero a ogni m³ di gas naturale consegnato all’utente finale (prima che questo venga combusto) sono associati quasi 0,8 kg CO₂e (Littlefield *et al.*, 2019).
 - In accordo al rapporto IPCC AR6, riduzioni forti, rapide e durature delle emissioni di metano limiterebbero anche l'effetto di riscaldamento derivante dalla diminuzione dell'inquinamento da aerosol e migliorerebbero la qualità dell'aria.
 - Lo stesso rapporto AR6 conferma inoltre l’esistenza di una relazione quasi lineare tra le emissioni cumulative di CO₂ antropogeniche e il riscaldamento globale che queste provocano. Questa relazione implica che il raggiungimento di “zero emissioni nette di CO₂ antropogeniche” è un requisito per stabilizzare l'aumento della temperatura globale indotto dall'uomo a qualsiasi livello, ma limitare l'aumento della temperatura globale a un livello specifico implica la necessità di limitare ugualmente le emissioni cumulative di CO₂ e degli altri gas serra entro un budget di carbonio definito.

Per quanto riguarda il *trend* della domanda di gas nel periodo 2030-2040 e la produzione nazionale:

- Il “documento di descrizione degli scenari” elaborato da Snam e Terna (DDS 2019, Documento di Descrizione degli Scenari 2019, Settembre 2019. Snam, Terna) sviluppa tre differenti scenari su orizzonte temporale al 2040: uno scenario *Business-As-Usual* (BAU), che proietta inercialmente i *trend* attuali e si caratterizza per uno sviluppo tecnologico basato sul solo merito economico, che non raggiunge i *target* 2030 di decarbonizzazione; due scenari di sviluppo, *Centralized* (CEN) e *Decentralized* (DEC), che raggiungono i *target* 2030 di decarbonizzazione, quota FER ed efficienza energetica e le indicazioni non vincolanti di contenimento delle emissioni di CO₂ di lungo periodo utilizzando una logica di minimizzazione dei costi di decarbonizzazione e sviluppi tecnologici alternativi.
- Nel DDS 2019 sono riportati i *trend* relativi alla domanda di gas (gas naturale e gas verdi o decarbonizzati assimilabili al gas naturale, quali biometano, metano sintetico e idrogeno) per i vari scenari, inclusi i consumi degli usi finali e per la generazione elettrica, i consumi di gas dell’*energy branch*, gli usi non energetici, i bunkeraggi e i consumi e le perdite del sistema gas. I consumi complessivi di gas naturale, pari a 74,3 mld m³ nel 2019, e a 70,3 mld m³ nel 2020 - anno ??? caratterizzato da una forte contrazione dei consumi causa minore richiesta dei

settori termoelettrico e industriale a seguito del *lockdown* (Fonte MiSE-DGSAIE), sono in aumento nello scenario BAU (che però non consente raggiungere i target di decarbonizzazione), in diminuzione nello scenario CEN (65,2 mld m³ nel 2030 e 58 mld m³ nel 2040), nello scenario DEC (64,8 mld m³ nel 2030 e 54 mld m³ nel 2040) e nello scenario PNIEC (61 mld m³ nel 2030). Gli scenari analizzati prevedono inoltre la progressiva sostituzione del gas naturale con gas verdi (biometano, metano sintetico e idrogeno), che raggiungono 18,5 mld m³ nello scenario CEN al 2040.

- Negli scenari al 2050 della *Long-Term Strategy* nazionale, il metano fossile ha un ruolo marginale (3-5% del mix energetico primario, a fronte del 40,6% del 2020). In accordo alla Strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra infatti (MITE, 2021, https://www.mite.gov.it/sites/default/files/lts_gennaio_2021.pdf), “l’obiettivo di fondo è che il settore energetico arrivi ad azzerare le sue emissioni, se non a portarle addirittura in territorio negativo. Questo implica che la generazione elettrica sia assicurata tra il 95% e il 100% da fonti rinnovabili, a seconda che si conservi o meno un residuo di gas naturale”. Oltre il 2030, gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione rendono pertanto necessaria la progressiva penetrazione di crescenti quantità di gas verde e decarbonizzati (biometano, metano sintetico e idrogeno) nel mix energetico italiano, facendo leva sia sul biometano che su idrogeno e gas sintetici.
- Al 2040 lo scenario DEC prevede 70 GW di fotovoltaico e 25 GW di eolico, mentre lo scenario CEN prevede 51 GW di fotovoltaico e 22 GW di eolico, con una produzione rispettivamente di 154 TWh per il DEC e di 121 TWh per il CEN rispetto ai circa 42 TWh del 2017 per una potenza installata complessiva di circa 30 GW.
- La produzione nazionale italiana di Gas Naturale nel 2020 ha rappresentato solo il 5,8% della domanda nazionale (4,1 mld m³ rispetto a un consumo di 70,3 mld m³), in calo del 71% rispetto al 2003 (13,9 mld m³), anno in cui la produzione nazionale rappresentava circa il 20% del consumo interno lordo (<https://dgsaie.mise.gov.it/bilancio-gas-naturale>, <https://dgsaie.mise.gov.it/situazione-energetica-nazionale>).
- Valutando l’impatto ambientale lungo il ciclo di vita, applicando un fattore pari a 0,8 kg CO₂e (Littlefield *et al.* 2019), l’estrazione e la distribuzione di 4,1 mld m³ (corrispondenti alla produzione di nazionale di Gas Naturale del 2020) è stata caratterizzata dall’emissione di oltre 3 milioni di ton di CO₂ equivalente.
- Come indicato nello stesso documento DDS 2019, in tali scenari “la generazione a gas sarà chiamata principalmente a offrire servizi di flessibilità caratterizzati da rapidità di intervento per coprire la variabilità della produzione di eolico e fotovoltaico sia a livello giornaliero che infra- giornaliero.”
- Negli scenari CEN, DEC e PNIEC, anche non considerando la necessità di rivedere gli obiettivi del PNIEC In seguito alla presentazione del cosiddetto pacchetto “*Fit*

for 55”, una produzione lorda in linea con quella degli ultimi 20 anni non consentirebbe comunque di coprire in maniera significativa i consumi nazionali di gas naturale, neppure nella previsione che la generazione a gas sia impiegata principalmente per coprire la variabilità delle FER, né di contribuire all’indipendenza energetica nazionale. In accordo a Di Gregorio *et al.*, 2019 le stime dell’andamento produttivo del Gas Naturale in Italia “indicano una progressiva e lenta decrescita a partire dal 2020, che porterà a una drastica riduzione attorno al 2030 fino ad arrivare all’esaurimento dei giacimenti nel 2050”.

- **PER QUANTO RIGUARDA LA SOSTENIBILITÀ ANCHE ECONOMICA DEL GAS**

- Il report di Carbon Traker di marzo 2021 (FOOT OFF THE GAS - Why Italy should invest in clean energy, March 2021) prende in esame gli impegni climatici internazionali e la loro attuazione tramite le relative politiche analizzando l’impatto dei cambiamenti climatici sui mercati finanziari analizzando l’attuabilità finanziaria di nuove centrali a gas in Italia, confrontandone il costo con quello di un portafoglio di rinnovabili che offra gli stessi servizi garantiti dalla rete (quantità mensile di energia, capacità di picco e flessibilità).

I risultati dello studio indicano che un portafoglio di rinnovabili è già più competitivo di nuovi impianti termoelettrici a ciclo combinato (CCGT) e investimenti nel settore gas non solo sarebbero dannosi riguardo al conseguimento degli obiettivi sulle emissioni, ma comporterebbero anche bollette comparativamente più costose e il rischio di *stranded asset*.

In dettaglio, l’analisi delle fonti di energia a zero emissioni rispetto a nuove centrali a gas in Italia illustra quanto segue:

- Investire nel parco di centrali a gas a ciclo combinato pianificato in Italia in questo decennio sarebbe un errore. Portafogli di rinnovabili – una combinazione di fonti di energia pulita e tecnologie flessibili – non solo hanno un costo inferiore rispetto ai 14 GW di capacità produttive delle nuove centrali a gas, ma offrono anche lo stesso livello di servizi garantito dalla rete. Stabilità, sicurezza e adeguatezza della rete offerte da portafogli di rinnovabili risultano in grado di soddisfare le esigenze energetiche dell’Italia. Impiegando capitali in nuove centrali a gas, gli investitori si espongono al rischio di attivi non recuperabili (i cosiddetti “*stranded asset*”) per un valore di 11 miliardi di euro (13 miliardi di dollari). Si stima che scegliendo energia pulita rispetto a quella ottenibile con le centrali a gas, le riduzioni annuali delle emissioni saranno pari a 18 milioni di tonnellate di CO₂, equivalenti al 6% delle emissioni totali nel 2019.
- Portafogli di rinnovabili risultano in grado di gestire la domanda in Italia. È stato verificato un modello di gestione della domanda di picco e in ore non di punta nel corso dell’anno che, sebbene il contributo delle risorse disponibili nel portafoglio di rinnovabili cambi, mostra di essere in grado di fornire servizi della rete identici a quelli ottenibili con una centrale a gas. È

stata eseguita un'analisi della sensibilità dei costi in funzione di parametri chiave che ha mostrato la convenienza economica di un portafoglio di rinnovabili. Lo studio rivela che una riduzione del 25% del costo delle batterie di accumulo elettrico ridurrebbe del 10% il costo complessivo di un portafoglio di rinnovabili. Un aspetto importante è la possibilità di mitigare le variazioni dei costi di risorse individuali nello stadio di pianificazione dell'investimento grazie alla sostituzione tra risorse di energia a zero emissioni presenti in un portafoglio di rinnovabili. Ciò è inattuabile con una centrale a gas, che per la fonte di energia dipende al 100% da gas non sostituibile.

- In Italia, il “*capacity market*” – ossia il meccanismo di approvvigionamento dell'energia elettrica mediante contratti a termine aggiudicati da aste competitive – falsa il mercato dell'energia a favore di centrali a gas preesistenti e nuove, e a svantaggio di rinnovabili a costo basso e zero emissioni. È di fatto alla base dello sviluppo di nuove centrali elettriche che producono emissioni e che altrimenti sarebbero antieconomiche.
- L'Italia dovrebbe inoltre sfruttare il notevole investimento già effettuato in risorse esistenti e nell'infrastruttura di supporto. Occorre utilizzare tecnologie come quelle dei contatori intelligenti per promuovere l'uso della risposta alla domanda al fine di integrare più facilmente rinnovabili esistenti e future nel mix. Inoltre, l'Italia dovrebbe mettere a frutto le fonti attuali di rinnovabili, particolarmente l'energia solare, e completarle con capacità di immagazzinamento per favorire la transizione all'energia a zero emissioni.
- Il PNIEC, che mira a promuovere l'uso dell'energia pulita al costo più basso possibile e migliorare l'indipendenza energetica, rischia di essere portato fuori strada da un'attenzione continua sulle centrali a gas, il che non sarebbe compatibile con gli obiettivi climatici della Commissione Europea né con quelli dell'Italia. Sebbene l'Italia non abbia annunciato un obiettivo di riduzione delle emissioni complessive rispetto ai livelli del 1990, l'annuncio recente dell'UE riguardante il taglio delle emissioni del 55% entro il 2030 per consentire di raggiungere l'obiettivo di emissioni nette nulle entro il 2050, potrebbe suggerire obiettivi climatici più ambiziosi per l'Italia.

- **PER QUANTO RIGUARDA IL CONTESTO EUROPEO: FRANCIA E DANIMARCA**

- Dal 2017 la Francia è diventata il primo paese al mondo a eliminare gradualmente l'esplorazione e la produzione sui suoi territori continentali e d'oltremare entro il 2040;
- dal 2020, la Danimarca, il più grande produttore di petrolio dell'Unione europea, ha approvato il divieto di estrazione di petrolio e gas nel Mare del Nord danese come parte di un piano per eliminare gradualmente l'estrazione di combustibili fossili entro il 2050.

- **PER QUANTO RIGUARDA IL SUPERAMENTO DEI SUSSIDI ALLE FONTI FOSSILI PREVISTO DAL *FIT FOR 55***
 - Il 14 luglio 2021 la Commissione Europea ha presentato 13 proposte legislative (pacchetto c.d. “*Fit for 55*”) per rendere effettivi gli obiettivi della *European Climate Law* e raggiungere nel 2030 l’obiettivo di riduzione delle emissioni nette del 55% rispetto ai livelli del 1990 e diventare il primo continente carbon neutral nel 2050 (<https://www.consilium.europa.eu/it/policies/eu-plan-for-a-green-transition/>).
 - Tra le proposte legislative è prevista la revisione della direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici che prevede di “allineare la tassazione dei prodotti energetici alle politiche energetiche e climatiche dell’UE, promuovendo tecnologie pulite e rimuovendo esenzioni obsolete e aliquote ridotte che attualmente incoraggiano l’uso di combustibili fossili” con l’obiettivo di “ridurre gli effetti dannosi della concorrenza fiscale sull’energia, aiutando a garantire agli Stati membri entrate dalle tasse verdi, che sono meno dannose per la crescita rispetto alle tasse sul lavoro”.

CONSIDERATO E VALUTATO che,

in merito alla EVOLUZIONE PROBABILE DELLO STATO DELL’AMBIENTE SENZA L’ATTUAZIONE DEL PIANO

- In merito all’opzione zero intesa come scenario di riferimento delle attività *upstream* in assenza del PiTESAI, il Proponente rappresenta quanto segue:
 - il RA (cap. 6) descrive lo *scenario di riferimento*, che rappresenta l’evoluzione probabile dello stato ambientale in assenza del PiTESAI analizzato rispetto all’orizzonte temporale di pertinenza del Piano stesso ; lo scenario di riferimento è definito in termini di:
 - opzione zero;
 - scenario previsionale delle attività *upstream* in Italia in assenza del PiTESAI;
 - per quanto riguarda l’opzione zero (RA, par. 6.1), tale condizione comporterebbe che tutto il territorio nazionale e tutte le aree marine aperte per decreto, a eccezione delle aree sottoposte a vincolo normativo di esclusione, rimarrebbero disponibili alla presentazione di nuove istanze per la ricerca e lo sfruttamento e che tutti i titoli e le istanze attualmente in essere manterrebbero la loro attività ed estensione superficiale, senza un quadro di riferimento territoriale rispetto al quale poter gestire le interferenze;
 - nel capitolo 7 del RA è condotta un’analisi rispetto alle attuali interferenze (Tabella 7-2: interferenze territoriali tra i titoli minerari/istanze aggiornati al 30/06/2021 e gli strati informativi afferenti ai vincoli assoluti e relativi di esclusione - Tabella 7 3: interferenze di centrali e pozzi tra i titoli minerari/istanze aggiornati al 30/06/2021 e gli strati informativi afferenti ai vincoli assoluti e relativi di esclusione) dalla quale emerge una situazione complessiva riportata in seguito. Tale circostanza, a causa del potenziale manifestarsi di nuovi impatti, potrebbe portare ad allontanare ancora di più il raggiungimento degli

obiettivi fissati dalle Direttive europee in tema di biodiversità, acque, ambiente marino e dalle normative di recepimento nazionale;

- in relazione ai giacimenti e alle riserve accertate:
 - con riguardo allo scenario previsionale delle attività *upstream*, il RA (par. 6.2) descrive i giacimenti e le riserve accertate riportando anzitutto l'articolazione della *clusterizzazione* con nome del giacimento tipo e numerosità dei giacimenti associati a ogni singolo *cluster*;

il RA evidenzia che la tipologia più frequente è quella "T.G.S.4.β", ossia i giacimenti di gas naturale a terra in rocce serbatoio di sabbie e pozzi con profondità minore di 2500 m, con n. 65 elementi. Seguono i giacimenti tipo "M.G.S.3.b" (giacimenti di gas naturale a mare e numero di piattaforme uguali o inferiori a 4), con n. 25 elementi, e la tipologia "T.G.A.4.β" dei giacimenti di gas naturale a terra delle argille scagliose con n. 14 giacimenti;
 - i giacimenti a gas naturale di grande dimensione in termine di riserve accertate (classe di riserva alta e altissima) non sono frequenti in Italia, ma presentano riserve significative che, da sole, superano ampiamente quelle dei piccoli e medi giacimenti con un profilo di durata per l'estrazione oltre al 2040 in termini di riserve accertate; i giacimenti a mare sono in numero inferiore rispetto a quelli a terra, ma in termini di riserve certe rappresentano un potenziale residuo dell'80 % sul totale delle riserve complessive dei campi a gas; a breve termine, un giacimento di estrazione di grandi dimensioni in termini di riserve certe è Argo e Cassiopea al largo di Gela, che potrebbe creare un picco temporaneo;
 - i giacimenti di petrolio attivi, a cui spesso è associato anche gas naturale, sono pochi, localizzati sia a mare che a terra nell'area meridionale italiana, ma hanno una durata e delle riserve significative; in Basilicata sono attivi i due più grandi giacimenti a terra europei (Val d'Agri e Gorgoglione);
 - i giacimenti sono inquadrabili in termini di *potenziale geominerario corrente e futuro*, i cui indicatori principali sono le *riserve*, la cui analisi permette di stimare la quantità di gas e petrolio 'recuperabili', quali rispettive somme della totale entità delle riserve 'certe' (che con ragionevole certezza possono essere commercialmente prodotte nel quadro delle condizioni tecniche contrattuali economiche e operative esistenti) e di quote di quelle 'probabili' e 'possibili' (rispettivamente il 50 % e il 20 %, secondo la classificazione internazionale, 35% e 35% nelle elaborazioni del MiSE) e le *risorse (giacimenti futuribili, in quanto ancora non provati o non scoperti)*;
 - il dato rivalutato sulle riserve al 31 dicembre 2020 rispetto a quello del 31 dicembre 2019 e al netto della produzione ottenuta nell'anno 2020, rivela un incremento del 7,6% per il gas e un incremento dell'18,2% per l'olio greggio;
 - le riserve certe sono prevalentemente a terra: 55,7% del totale nazionale delle riserve certe di gas e il 95,2% delle riserve certe di petrolio (queste per la maggior parte in Basilicata);

- per quanto riguarda il gas, nel corso degli ultimi 20 anni si è registrata una costante riduzione dei volumi recuperabili principalmente dovuta al ridotto numero di nuovi ritrovamenti non sufficienti per compensare i volumi prodotti; invece nello stesso periodo, le riserve recuperabili di petrolio greggio sono rimaste costanti;
in termini prospettici, a fianco alla serie storica 1980-2019 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.
Lo scenario 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’, evidenzia essenzialmente che per l’orizzonte temporale del 2050 si avrà una produzione nazionale di idrocarburi pressoché nulla;
 - 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;
 - per il petrolio il Proponente nel RA non propone la stessa analisi effettuata per il gas, ribadendo comunque che l’estrazione è concentrata in Basilicata e che secondo le previsioni si registrerà un consistente calo della produzione a partire dal 2030 circa. Tenuto conto dei piani di produzione delle concessioni li presenti.
- In relazione agli aspetti economici, il RA (par. 6.2.2) propone uno studio svolto dal CRIET² che ha analizzato, sotto il profilo economico-finanziario, i giacimenti italiani di petrolio e gas naturale nel loro complesso, realizzando un modello di studio tale da permettere di simulare i diversi scenari della produzione di petrolio e gas in Italia al variare dei prezzi unitari degli stessi e del costo del denaro. Tale studio contribuisce 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 a individuare ulteriori potenziali riserve suscettibili di sfruttamento*”; il lavoro ha mirato a calcolare il valore attuale netto della

² 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).

produzione nel periodo 2020-50, i benefici della produzione per lo Stato e anche quelli per il territorio in termini di benefici economici redistribuiti.

Per il procedimento di stima sono state utilizzate le informazioni sulle riserve delle coltivazioni gas e petrolio, in esercizio o comunque già autorizzate, ‘certe’ (P1, coltivabili sino al 100%); a esse sono state sommate le riserve ‘possibili’ e ‘probabili’ (categorie P2, e P3), corrispondenti a diversi gradi di certezza sulle stime di una loro possibile estensione o di possibili ulteriori giacimenti, ottenute dalle prospezioni, ricerche e attività di estrazione già svolte nelle stesse aree delle riserve ‘certe’, e a diversi gradi di ulteriori informazioni, verifiche o ‘prove’ già raccolte o presumibili allo stato attuale; a ciascuna di esse, viene quindi parametricamente riferita, secondo prassi internazionale una diversa probabilità, allo stato attuale, di essere nel futuro effettivamente sfruttata;

la Figura 6.2-3 riportata nel RA mostra l’andamento nel tempo nel periodo 2020-50 della produzione di petrolio, espressa in milioni di boe/anno³, dalla quale si può osservare una lieve crescita fino al 2029, seguita da una significativa decrescita tra il 2030 e il 2031 a causa dell’esaurimento dei giacimenti di petrolio. Successivamente, i risultati suggeriscono una situazione di produzione costante, ma su livelli di fatto nulli, fino al 2050;

la caduta nella produzione di petrolio, in maniera puntuale in un intorno del 2030-31, è riconducibile al fatto che il programma di estrazione della Val d’Agri non prevede allo stato attuale attività ulteriori rispetto a quelle pianificate e autorizzate;

è evidente che un completo sfruttamento delle riserve P1 presenti in Basilicata porterebbe probabilmente a livelli di produzione significativamente superiori e prolungati nel tempo;

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 a una drastica riduzione in un intorno del 2030 per arrivare all’esaurimento dei giacimenti nel 2050 (Figura 6.2-4 del RA);

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*.

- A tale proposito si valuta che:
 - in merito allo studio svolto dal CRIET si osserva che lo scenario elaborato per la produzione 2020-2050 dovrebbe tenere in considerazione il fatto che la produzione prevista da alcune concessioni potrebbe non essere realistica, in quanto alcuni titoli potrebbero trovarsi in aree dichiarate dal PiTESAI non idonee e scadere durante tale periodo senza la possibilità di essere prorogate e quindi la produzione, presa in considerazione dallo studio, dovrà cessare prima dell’esaurimento delle risorse previste;

³ Boe: barrel of oil equivalent.

- l'evoluzione probabile è stata indagata limitatamente al quadro estrattivo; rispetto a quanto già raccomandato in fase di *Scoping*, continua a mancare una descrizione dell'evoluzione dello stato dell'ambiente rispetto agli impatti sulle varie matrici ambientali e sulla salute umana che si verificheranno senza l'attuazione del Piano.

CONSIDERATO E VALUTATO che,

in relazione all'INDIVIDUAZIONE DELL'AMBITO TERRITORIALE DI RIFERIMENTO PER LA VAS DEL PiTESAI

- il Proponente definisce l'**ambito territoriale di riferimento** per la VAS come l'ambito nel quale si possono manifestare gli effetti sull'ambiente dovuti all'attuazione del Piano ed è pertanto correlato alle aree in cui potranno attuarsi le scelte del Piano;

l'ambito territoriale di riferimento per la VAS è individuato nel RA al par. 5.1 (e nella "Proposta di Piano" par. 3.1) **attraverso l'applicazione dei seguenti criteri:**

- **A - criterio geologico:** il primo criterio di selezione delle aree è rappresentato dall'effettiva presenza di un potenziale geominerario Elevato che giustifichi l'esplorazione di idrocarburi.
- **B - criterio minerario:** effettivo interesse minerario dimostrato dalle stesse società che effettuano ricerche di idrocarburi, ricavabile dalla cartografia dei titoli minerari vigenti e non vigenti in Italia negli anni 1990-2021 delle aree oggetto almeno di istanze di permesso di prospezione o di ricerca vigenti a terra o a mare, o di titolo minerario conferito nel periodo 1990-2021 [UNMIG – Ufficio Cartografia, 2021] e di presenza di pozzi esplorativi risultati positivi nel database VIDEPI;
- **C - criterio geo-amministrativo:** per il **mare** il presente criterio esclude per il futuro, a priori, l'apertura alle attività *upstream* di nuove zone marine di potenziale interesse geominerario ma che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi ai sensi delle normative italiane.

In merito a quest'ultimo criterio (C – geo-amministrativo), che riguarda il mare, nel RA e nella Proposta di Piano, il Proponente afferma che:

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

DNSH recentemente introdotti nella normativa in ambito comunitario, in funzione degli obiettivi di lotta al cambiamento climatico.

- **D – Criterio dei vincoli assoluti**, derivanti da norme di legge già in atto nelle zone marine - **criterio dei divieti o delle riduzioni delle attività già in essere**, in base ai quali sono previste restrizioni di vario tipo correlate alle attività:
 - a. l'articolo 6, comma 17, del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i che prevede “Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette. I titoli abilitativi già rilasciati sono fatti salvi per la durata di vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale. Sono sempre assicurate le attività di manutenzione finalizzate all'adeguamento tecnologico necessario alla sicurezza degli impianti e alla tutela dell'ambiente, nonché le operazioni finali di ripristino ambientale...omissis.”;⁴
 - b. l'articolo 4 della Legge 9 gennaio 1991 n. 9 “*Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale*”, così come modificato dall'art. 26, comma 2, della Legge 21 luglio 2002, n. 179, è stata vietata la prospezione, la ricerca e la coltivazione di idrocarburi nelle acque del Golfo di Venezia, nel tratto di mare compreso tra il parallelo passante per la foce del fiume Tagliamento ed il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po. Successivamente con il Decreto Legge 25 giugno 2008 n. 112 “*Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria*”, è stato stabilito che tale divieto “*si applica fino a quando il Consiglio dei Ministri, d'intesa con la regione Veneto, su proposta del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, non abbia definitivamente accertato la non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza sulle coste, sulla base di nuovi e aggiornati studi, che dovranno essere presentati dai titolari di permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione, utilizzando i metodi di*

⁴ Si evidenzia che sono state tolte tutte le aree delle 12 miglia nautiche dalla costa e dalle aree marine protette (già interdette dalla legge) ad eccezione di quelle che presentano delle concessioni di coltivazioni vigenti, riguardanti nello specifico una parte di Mar Adriatico, una parte molto limitata del Mar Ionio antistante l'area di Capo Colonne, e una porzione limitata del Canale di Sicilia (dove insistono quattro concessioni ricadenti all'interno del buffer delle 12 miglia nautiche).

valutazione più conservativi e prevedendo l'uso delle migliori tecnologie disponibili per la coltivazione”.

Sono state tolte tutte le aree delle 12 miglia nautiche dalla costa e dalle aree marine protette (già interdette dalla legge) a eccezione di quelle che presentano delle concessioni di coltivazioni vigenti, riguardanti nello specifico una parte di Mar Adriatico, una parte molto limitata del Mar Ionio antistante l'area di Capo Colonne, e una porzione limitata del Canale di Sicilia (dove insistono quattro concessioni ricadenti all'interno del *buffer* delle 12 miglia nautiche).

- il Proponente individua tre classi di aree 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, da intendersi come indicazioni di massima, rappresentano riferimenti utili per la definizione dell'**ambito di riferimento per la VAS del PiTESAI**; le aree al di fuori di essi sono da considerarsi prive di interesse minerario;

- **dalla sovrapposizione delle aree di cui ai criteri delle lettere A, B, C, andando a effettuare la sottrazione delle aree di cui al criterio della lettera D, il presente Piano determina la cartografia finale delle aree che costituiscono l'ambito territoriale di riferimento del PiTESAI.**
- L'area complessivamente interessata dall'ambito territoriale di riferimento del PiTESAI è pari a 156.403,76 km² (di cui 81,6% in terraferma e 18,4% a mare) così distribuiti:
 - a terra ricomprende il 42.5% del territorio nazionale; non sono interessate le Regioni Valle D'Aosta, Trentino Alto Adige, Liguria, Umbria, Toscana (a eccezione dell'area relativa a due concessioni di coltivazione in essere) e Sardegna;
 - a mare ricomprende l'11.5% dell'area complessiva delle zone marine sinora aperte A, B, C, D, E, F, G;
- nel PiTESAI l'ambito territoriale di riferimento per la VAS è quel contesto nel quale si possono verificare gli effetti del Piano, sia in positivo che in negativo: nel primo caso quando in seguito alle scelte operate dal piano si evita il prodursi di effetti negativi dovuti alle attività *upstream*; nel secondo caso quando, a seguito di scelte di piano che possono anche consistere nel non modificare assetti preesistenti, le attività *upstream* preesistenti o di nuova introduzione determinano effetti negativi; l'ambito territoriale di riferimento è anche il contesto nel quale

occorrerà effettuare il monitoraggio VAS del PiTESAI; pertanto è opportuno che l'ambito territoriale di riferimento sia quello più ampio possibile, determinato dalla compresenza dei tre criteri A + B + C – D e comunque in cui insistono istanze di procedimenti o attività *upstream*.

CONSIDERATO E VALUTATO che,

per quanto riguarda i CRITERI AMBIENTALI

- La Proposta di Piano al Par. 1.3 descrive le linee strategiche e i principi del Piano e afferma che 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 permessi di ricerca sospesi riprendono efficacia;
 - 2. nelle **aree non compatibili**, il MiTE 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 MiTE 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.”.

Pertanto, il PiTESAI individua “criteri ambientali, sociali ed economici, in base ai quali stabilire se una determinata area sia potenzialmente o meno idonea all’effettuazione delle attività di ricerca e di successiva coltivazione di giacimenti di idrocarburi e/o compatibile alla prosecuzione delle attività minerarie già in essere”.

I **criteri ambientali** sono “definiti pertanto 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 prese in considerazione le categorie ambientali riportate di seguito, da suddividere nei due ambiti terrestre e marino al fine di classificarli secondo i seguenti criteri ambientali:

- **vincoli assoluti**: vincoli normativi già in atto nella terraferma e nelle zone marine (criterio dei divieti o delle riduzioni delle attività già in vigore), per i quali sono previste restrizioni di vario tipo correlate alle attività;
- **vincoli relativi di esclusione**: elementi che, ai fini della richiesta salvaguardia, tutela e valorizzazione del patrimonio ambientale, culturale, territoriale ed economico presente, seguendo logiche di prevalenza delle finalità coinvolte e degli obiettivi da conseguire,

comportano l'esclusione delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree interessate;

- **vincoli relativi di attenzione/approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche:** *elementi che non determinano a priori la non idoneità dell'area, ma che per le loro caratteristiche ambientali in quanto possono presentare particolari sensibilità alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, dovranno essere adeguatamente considerati nelle successive fasi valutative sito-specifiche (tra cui le VINCA e le VIA del progetto nel sito specifico) che si renderanno necessarie prima di approvare l'effettuazione delle specifiche attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi”;*

a tali definizioni, segue un elenco di criteri ambientali (Proposta di Piano, tabella 1.3-1 e nel Rapporto Ambientale, tab. 2.3-1) che il Proponente ha sviluppato a partire da quanto proposto nel Rapporto Preliminare e con l'accoglimento di alcune raccomandazioni contenute nel Parere di Scoping; il Proponente precisa altresì che i criteri ambientali possono “*essere considerati, ove applicabile, dinamici e adattativi sulla base di aggiornamenti periodici, e che lo stesso PiTESAI possa essere sottoposto ad aggiornamento, per esempio ogni tre anni*”.

- A tale proposito si valuta che:
 - In relazione ai vincoli assoluti, ai vincoli relativi di esclusione e ai vincoli relativi di attenzione/approfondimento:
 - per quanto riguarda l'individuazione di vincoli assoluti di esclusione, tali vincoli di natura normativa sono già in atto nella terraferma e nelle zone marine e pertanto dovrebbero in entrambe le zone (mare e terra) definire ex ante una ripermetrazione delle aree idonee a nuove richieste di concessioni o proroga;
 - si rappresenta come non sia giustificata in modo chiaro la necessità di mantenere distinte le due categorie di vincolo costituite dai vincoli assoluti e dai vincoli relativi di esclusione dal momento che ai fini della individuazione delle aree idonee tali vincoli hanno la stessa valenza;
 - in relazione ai vincoli relativi di attenzione/approfondimento si rappresenta che:
 - nel quadro definito dalle direttive comunitarie relative alla VAS e alla VIA e della norma di recepimento nazionale, il fine che sottende il sistema delle valutazioni ambientali è quello di anticipare quanto possibile l'individuazione degli effetti ambientali alla fase di pianificazione per scongiurare l'evenienza che, nella successiva fase di progettazione (e quindi di VIA/VINCA/ecc), si verifichino effetti significativi e negativi sull'ambiente; ciò in quanto, nella fase di progetto, i margini di correzione dello stesso si riducono drasticamente quantomeno rispetto alle possibili alternative localizzative;
 - pertanto, la proposta del Proponente di rimandare a successive fasi valutative (VIA, ecc.) la considerazione dei vincoli relativi di attenzione/approfondimento è condivisibile solo in relazione ai vincoli che siano effettivamente individuabili solo alla scala di progetto; invece, per

quanto riguarda tutti quelli individuabili già in questa fase, anche attraverso il contributo delle regioni, se ne raccomanda l'inclusione nel gruppo dei "vincoli relativi di esclusione".

- Di seguito si riportano le indicazioni puntuali derivanti dall'analisi della Tabella 1.3-1.

- Il Proponente accoglie la raccomandazione contenuta nel parere di *Scoping* di ritenere che i criteri ambientali possano essere considerati, ove applicabili, dinamici e adattivi e a tal fine propone un aggiornamento del PiTESAI ogni tre anni per tenerne conto. Tuttavia, è opportuno che l'aggiornamento delle aree idonee/non idonee sulla base dei rinnovati criteri ambientali avvenga in modo automatico.

A titolo di esempio, nel caso in cui venisse istituita una nuova AMP *offshore*, il vincolo di non idoneità dell'area con un *buffer* di 12 MN dovrebbe essere automatico e non soggetto ai termini di una eventuale revisione.

- **Categoria ambiente idrico - acque sotterranee:** considerato che, il Proponente, nella Categoria 5 della Proposta di Piano "*Aree designate per l'estrazione di acque*" volta alla tutela del patrimonio idrico, ha inserito le aree di ricarica della falda acquifera nei "*Vincoli relativi di attenzione/approfondimento da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche*". Queste ultime sono definite dal Proponente come "*vincoli che non determinano a priori la non idoneità dell'area, ma che dovranno essere adeguatamente considerati nelle successive fasi valutative sito-specifiche, che si renderanno necessarie prima di approvare l'effettuazione delle specifiche attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi sul territorio. In tale tipologia di vincolo rientrano infatti elementi che, per le loro caratteristiche ambientali, saranno da approfondire nelle procedure di valutazione sito-specifiche (tra cui le VINCA e le VIA del progetto nel sito specifico), in quanto possono presentare particolari sensibilità alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi.*

A tale proposito si prende atto che:

- le aree di ricarica della falda acquifera sono aree molto vulnerabili all'inquinamento, in quanto costituite da terreni molto permeabili, con grande pregiudizio per la risorsa idrica destinata al consumo umano. Tra queste aree le più vulnerabili sono quelle costituite da rocce carsiche; le aree di ricarica della falda sono tutelate dalla legge.
- Il D.Lgs. n. 152/2006 all'art. 94 commi 7, 8 include nella zona di protezione delle aree di salvaguardia delle acque destinate al consumo umano le: a) aree di ricarica della falda, b) emergenze naturali e artificiali della falda, c) zone di riserva;

- la legge suddetta dispone che le aree di ricarica della falda, in quanto zone di protezione del patrimonio idrico, devono essere individuate e disciplinate dalle Regioni e dalle Province autonome. Le Regioni e le Province hanno dunque l'obbligo di individuare e tutelare le aree di ricarica della falda;
 - le aree di ricarica non rappresentano dunque delle aree di cui si deve considerare la non idoneità "*nelle successive fasi valutative sito-specifiche*", essendo già a priori protette per legge;
 - non tutte le Regioni e Province autonome hanno proceduto alla individuazione delle aree di ricarica della falda, e alla loro protezione. Si precisa che tale individuazione e perimetrazione deve essere realizzata alla necessaria scala di dettaglio (Civita *et al.*, 2003); ciò anche per evitare, in territori complessi, di sottoporre a non necessari vincoli aree vicine o intermedie a quelle di ricarica;
 - in alcuni territori nelle aree di ricarica della falda sono ubicati pozzi petroliferi;
 - in tali territori diversi sono i casi di inquinamento delle falde acquifere, come documentato da studi scientifici, analisi chimiche di enti territoriali, articoli giornalistici e video;
 - le risorse idriche utilizzate per l'approvvigionamento idropotabile sono per la maggior parte di origine sotterranea;
 - l'acqua, il suo utilizzo e la sua qualità, sono stati al centro delle politiche comunitarie fin dalla fondazione dell'Unione Europea (UE), e continuano a rappresentare un tema di attenzione prioritaria da parte della cittadinanza e delle Autorità centrali dell'Unione e degli stati membri.
- **Categoria sismicità, faglie attive e capaci:** considerato che il parere di *Scoping* aveva raccomandato che il RA evidenziasse la sismicità del territorio italiano e il rischio che l'integrità dei pozzi petroliferi potesse essere compromessa da terremoti, faglie, tettonica crostale lenta con conseguenti deformazioni e rotture dei pozzi (*breakout*) e fuoriuscita di idrocarburi o reflui, con la possibilità di contaminazione delle acque sotterranee, di emissione di gas serra e di degrado della qualità dell'aria;
- Valutato che, il Proponente ha recepito le suddette raccomandazioni e ha proposto di: applicare alle aree interessate da fenomeni di fagliazione superficiale (faglie potenzialmente attive, faglie attive e capaci) il vincolo di esclusione di ogni forma di sovrappressione (ad es. nella fase di reiniezione dei reflui petroliferi), e anche di perforazione o di realizzazione di centrali di trattamento;
- applicare vincoli relativi di attenzione/approfondimento per le restanti zone (con la relativa Zona di rispetto specifica);

- applicare, nel caso di faglie attive/capaci vicine a giacimenti in produzione, gli ILG istituiti dal MISE e in fase di aggiornamento;
 - monitorare i fenomeni di *breakout* dei pozzi petroliferi per scongiurare la fuoriuscita di idrocarburi o di reflui ed evitare la contaminazione delle falde acquifere.
- **Categoria subsidenza:** nella tabella 1.3-1, la categoria subsidenza è tenuta in considerazione come segue:
- come vincolo assoluto: nelle aree “*Area del Parco del Delta del Po, nei siti Rete Natura 2000 anche a mare gestiti dall'Ente Parco e nell'area della Riserva di Biosfera*”;
 - come vincolo relativo di esclusione: nelle “*Aree con intensità/velocità del movimento verticale del suolo molto elevato, presumibilmente superiore a 25 mm/anno ove censite a livello regionale*”;
 - a tale proposito, si valuta che la soglia di 25 mm/anno, definita dal Proponente, appare troppo alta per quei territori interessati dal fenomeno della subsidenza e posti ad una altitudine prossima o addirittura inferiore a quella del livello del mare; infatti, in tali territori, il delicato equilibrio che si ottiene con il deflusso meccanico delle acque verso il mare, è garantito da una complessa macchina idraulica la cui alterazione implica la necessità di interventi strutturali molto consistenti sull'intera rete.
 - Con riferimento all’**applicazione dei criteri ambientali individuati nella Tabella 1.3-1**, e volti a definire le aree - già aperte alle ricerche ma oggi prive di titoli minerari - dove, dopo approvazione del PiTESAI, potrebbero essere presentate nuove istanze per lo svolgimento potenziale delle attività di prospezione e ricerca - **c.d. ‘aree idonee nella situazione ante operam’**, essendo aree dove non insiste alcun tipo di attività di ricerca o coltivazione, né sono presenti infrastrutture, il criterio ambientale costituisce il criterio prevalente per la valutazione della loro potenziale attuazione. Si rappresenta altresì che il criterio ambientale deve essere giudicato come prevalente anche nella valutazione di tutte le altre aree idonee; a tale riguardo si rimanda anche al considerato e valutato relativo alle modalità di determinazione delle aree idonee;
 - In relazione all’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 diventate improduttive di fatto (per un periodo maggiore di 5- 7 anni), si rappresenta che un termine di 5-7 anni appare del tutto incongruo a criteri di tempestività. Inoltre, numerose piattaforme appaiono inattive da decenni e pertanto appare ingiustificabile un ulteriore ritardo nei temi di decommissioning.

- Non si condivide l'approccio riduttivo proposto dal Proponente per i seguenti criteri ambientali individuati come **vincoli relativi di esclusione**:

- 11 - Aree ZTB (aree con misure di pianificazione: zone di tutela biologica o di particolare interesse per la pesca - aree designate per la protezione di specie acquatiche significative dal punto di vista economico);
- 12 - Aree FRA (Aree di interesse per la pesca GFCM-FAO: *Fisheries restricted areas*);
- 21 - le aree presenti e future (se già approvate/autorizzate) per lo sviluppo di impianti di acquacoltura (maricoltura);
- 22 - aree marine con Depositi di sabbie marine relitte (sono generalmente ubicati lungo la piattaforma continentale tra 30 e 130 m di profondità);
- 28 - aree vincolate ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio (art. 136 e 142 del D.Lgs. n. 42/2004) (tra cui sono ricompresi gli insediamenti urbani storici di minor valore di cui all'art. 136 lett. C del D.Lgs. n. 42/2004);
- 29 - aree di distribuzione di ulteriori *habitat* e specie di interesse conservazionistico ai sensi della Convenzione di Barcellona e Politica Comune della Pesca;

infatti, per tali vincoli, il Proponente ne prevede la considerazione solo “per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione” e quindi non per i casi relativi alle coltivazioni già in essere; nel ribadire la necessità che i vincoli ambientali siano tenuti in considerazione in tutte le casistiche previste, si rimanda al considerato e valutato relativo alle modalità di definizione delle aree idonee.

CONSIDERATO E VALUTATO che,

per quanto riguarda le MODALITÀ DI DETERMINAZIONE DELLE AREE IDONEE E DEI TITOLI VIGENTI COMPATIBILI AI SENSI DELL'ART. 11-TER COMMA 8 LEGGE 12/2019

- il Proponente individua la modalità di determinazione delle aree idonee e dei titoli vigenti compatibili con esse (Proposta di Piano, par. 3.1 e RA) a partire dall'*ambito territoriale di riferimento della VAS del PITESAI* attraverso l'applicazione criteri ambientali e tenendo conto della presenza o meno di procedimenti relativi a istanze o di attività di ricerca e coltivazione; per quanto riguarda i criteri ambientali, il Proponente individua:
 - **Criterio E - vincoli assoluti (criterio dei divieti già in essere**, cioè quelli derivanti da norme di legge) - già in atto nella terraferma e nelle zone marine;
 - **Criterio F - vincoli relativi di esclusione**: il Proponente definisce tali vincoli come “elementi che [...] suggeriscono l'esclusione delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree interessate per le conseguenti difficoltà a ottenere tutte le necessarie autorizzazioni per svolgervi le operazioni di ricerca e coltivazione degli idrocarburi, creando quindi le condizioni del c.d. **criterio di divieto delle attività per prevalenza delle finalità coinvolte e degli obiettivi da conseguire** - (in tale tipologia di vincolo possono rientrare anche categorie ambientali non direttamente cartografabili, ma comunque individuabili da specifici provvedimenti e atti adottati dai relativi Enti a cui è rimessa la competenza)”;

- **Vincoli relativi di attenzione/approfondimento:** il Proponente ne prevede l'uso solo nelle successive fasi valutative sito-specifiche (tra cui le VINCA e le VIA) che si renderanno necessarie prima di approvare l'effettuazione delle specifiche attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi sul territorio.

I criteri ambientali, economici e sociali assumono diversa rilevanza in relazione a due principali condizioni territoriali da cui derivano *“due livelli di analisi differenti delle aree idonee per la valorizzazione della sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività di ricerca o coltivazione ancora da avviare e di quelle già in essere, chiamate per mere finalità esplicative rispettivamente c.d. situazione **“ante operam”** e c.d. situazione **“post operam”**;*

IN RELAZIONE ALLE AREE POTENZIALMENTE IDONEE PER LA PRESENTAZIONE DI NUOVE ISTANZE DI PERMESSI DI PROSPEZIONE E DI PERMESSI DI RICERCA (C.D. 'AREE IDONEE NELLA SITUAZIONE ANTE OPERAM') (CASO 1)

- Il Proponente (Proposta di Piano, par. 3.1), individua le **“aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca” sottraendo all'ambito territoriale di riferimento del PiTESAI le aree di cui ai criteri E ed F (vincoli assoluti e vincoli relativi di esclusione);**

il Proponente precisa anche che in tali aree sarà considerata ammissibile la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di ricerca che riguarderanno **solo la ricerca di gas e non anche di petrolio** accogliendo pertanto le indicazioni del Parere di *Scoping*;

- a questo proposito si ritiene che:

nelle aree in cui le attività di ricerca o coltivazione non sono mai state avviate, dovrebbe prevalere il criterio ambientale su quelli sociali ed economici. In queste situazioni, la mancanza di titoli minerari e, sostanzialmente, la mancanza di un interesse minerario manifestato negli anni lascia presumere che non vi sia un interesse economico per la ricerca e l'estrazione e, di conseguenza, nemmeno un interesse sociale;

pertanto, nelle aree prive di titoli minerari e di procedimenti relativi, il criterio ambientale generato dalla presenza di vincoli assoluti e relativi prevale sui criteri economico e sociale che, di fatto, sembrerebbero comunque non essere applicato;

più precisamente, l'individuazione delle aree potenzialmente idonee per la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e ricerca avviene sottraendo all'Ambito territoriale di riferimento le aree di cui ai criteri E (vincoli assoluti o criterio dei divieti già in essere) e F (vincoli relativi di esclusione); le aree così risultanti, sono definite **“aree idonee nella situazione ante operam”** e in esse il Proponente, accogliendo una raccomandazione del Parere di *Scoping*, prevede di considerare ammissibile la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e ricerca che riguardano solo la ricerca di gas e non anche di petrolio;

a questo proposito, si ritiene indispensabile valutare l'esclusione anche dei permessi per i quali la mineralizzazione attesa è anche di gas e petrolio nello stesso giacimento, giacchè l'estrazione del solo gas da un simile giacimento non escluderebbe i probabili impatti ambientali dell'*upstream* petrolifero;

- il Proponente esclude la possibilità di apertura di nuove zone a mare;
- a questo proposito, con riferimento a quanto raccomandato nel parere di Scoping circa l'opportunità che “pur non prevedendo l'apertura di nuove aree a mare, all'interno delle aree potenzialmente idonee, dopo esclusione delle aree alla luce dei criteri ambientali potenziati e proposti nel presente parere, si sottolinea la possibilità di non escludere le aree entro 5 miglia dal confine delle EEZ (e.g., ai confini con Spagna, Tunisia, Libia e Grecia) onde evitare che un giacimento che ricade in parte nella EEZ italiana e in parte nella EEZ dell'altro paese venga coltivato in acque non italiane pur rappresentando una risorsa mineraria italiana, così come a cavallo della piattaforma continentale italiana” e tenendo conto di quanto valutato sul punto in questione, si ritiene opportuna la non esclusione ai fini della prospezione e ricerca delle aree entro 5 miglia dal confine delle EEZ.

IN RELAZIONE ALLA DETERMINAZIONE DELLE AREE CHE SARANNO CONSIDERATE IDONEE ALLA PROSECUZIONE DEI PROCEDIMENTI AMMINISTRATIVI (C.D. “AREE IDONEE NELLA SITUAZIONE POST OPERAM”) (CASI 2.A)

caso 2.a.i - le aree che, alla data di entrata in vigore della Legge n. 12/2019, erano già interessate da procedimenti amministrativi per istanze di permessi di prospezione o di ricerca, che sono in corso di sospensione

- la proposta del Proponente (Proposta di Piano, par. 3.2) prevede che:
 - i procedimenti relativi a permessi di prospezione o ricerca che insistono su “aree definite come potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di ricerca”, vale a dire fuori da aree con vincoli assoluti e relativi di esclusione (criteri E, F) proseguono l'iter istruttorio;
 - gli altri procedimenti sono rigettati perché in “area non idonea nella situazione ‘post operam’”;
- in proposito, si evidenzia che:
 - in considerazione:
 - delle politiche ambientali vigenti tra cui la richiamata Comunicazione della Commissione del 12 febbraio 2021 che esprime, tra le altre cose, il principio DNSH, ed il pacchetto “Fit for 55” presentato il 14 luglio 2021 che prevede la soglia temporale del 2030 entro la quale occorrerà raggiungere una riduzione delle emissioni pari al 55%, e dei tempi procedurali relativi alle successive fasi per poter arrivare alla coltivazione,
 - degli stringenti vincoli internazionali e comunitari sui consumi finali da fonti fossili e politiche di decarbonizzazione (raggiungimento neutralità climatica Europa al 2050),
 - della contrazione di domanda e consumi di combustibili fossili negli scenari al 2030-2040,
 - della continua e significativa discesa della produzione nazionale italiana negli anni,

- del limitato contributo (dell'ordine del 5,8%) della produzione nazionale rispetto al consumo interno di Gas Naturale,
 - degli impatti ambientali dell'estrazione e della distribuzione del Gas Naturale, valutati lungo tutto il ciclo di vita, caratterizzati da un valore pari a 0,8 kg CO₂e/m³,
 - del fatto che gli investimenti nel gas naturale risulterebbero antieconomici e non strategici secondo il citato studio di *Carbon Tracker* (FOOT OFF THE GAS - Why Italy should invest in clean energy, March 2021),
 - del fatto che altri Paesi Europei, come Francia e Danimarca (il maggiore produttori di petrolio europeo), hanno approvato piani per eliminare gradualmente l'estrazione di combustibili fossili entro il 2050;
- si ritiene che nuove richieste di esplorazioni e nuovi investimenti nel settore dell'estrazione degli idrocarburi, incluso il Gas Naturale, in uno scenario di continua contrazione della domanda e dei consumi, appaiono incoerenti rispetto ai target internazionali decarbonizzazione e rispetto all'obiettivo europeo del conseguimento della neutralità climatica entro il 2050;
 - si ritiene opportuna una differenziazione tra gas e petrolio ammettendo la prosecuzione dei procedimenti relativi al solo gas ed escludendo quelli relativi alla prospezione e ricerca di petrolio e misti (gas e petrolio) ricordando, peraltro, che – come già evidenziato - già il gas costituisce una eccezione nel quadro delle politiche di contrasto ai cambiamenti climatici e rivolte alla decarbonizzazione.

caso 2.a.ii – aree con procedimenti amministrativi relativi alle istanze delle concessioni di coltivazione di idrocarburi già presentate alla data di entrata in vigore della Legge n. 12/2019, ed attualmente in corso di istruttoria; si possono verificare due casi

- la proposta del Proponente (Proposta di Piano, par. 3.2) prevede che:
 - i procedimenti **fuori da aree in vincoli di cui ai criteri E ed F** proseguono l'iter istruttorio e saranno dichiarati in 'aree idonee nella situazione *post operam*';
 - procedimenti **dentro ad aree in vincoli di cui ai criteri E ed F** potranno proseguire l'iter istruttorio e saranno dichiarati in "aree idonee nella situazione *post operam*" se si verifica che:
 - nel permesso di ricerca che ha originato l'istanza di concessione siano stati effettuati pozzi esplorativi da cui sia stato accertato un potenziale minerario esclusivamente di **gas** per un quantitativo di riserva certa superiore a una soglia di **150 MSmc**⁵ ritenuta orientativamente, dal punto di vista economico, di pubblico interesse, per la prosecuzione dell'iter istruttorio finalizzato allo sviluppo del giacimento;

⁵ Non viene indicata nessuna soglia nel caso di greggio in quanto non ci sono in corso istanze di concessione di coltivazione per tale tipologia di giacimento.

in questo caso il Proponente prevede l'eventuale **riperimetrazione** d'ufficio di tutte le altre aree eventualmente richieste nell'istanza che non sono connesse all'eventuale sfruttamento del giacimento rinvenuto;

- in proposito, si valuta che:
 - non è chiara la logica che sottende l'intenzione di "riperimetrazione", prevista nel caso in cui l'istanza riguardi aree con vincoli assoluti o relativi, dal momento che il Proponente fa riferimento alle aree (oggetto di ripermetrazione) "che non sono connesse all'eventuale sfruttamento del giacimento rinvenuto" e non alle aree in vincolo.
 - La proposta di ammettere la prosecuzione del procedimento qualora sia stato accertato un potenziale minerario esclusivamente di gas > 150 MSmc (quantitativo di riserva certa) si basa sul presupposto che vi sia un pubblico interesse alla prosecuzione dell'iter istruttorio finalizzato allo sviluppo del giacimento in base al quale il criterio economico prevale su quello ambientale.
 - A tale proposito si evidenzia che la non considerazione del "criterio ambientale" può determinare l'assunzione di fenomeni, ben quantificabili anche in termini economici, e come tali a carico della collettività, per i quali non è da escludere un conseguente interesse pubblico; da cui ne consegue che la subordinazione del criterio ambientale a quello economico è una scelta arbitraria del Proponente non basata su chiare argomentazioni.
 - Ciò a maggior ragione dal momento che **non si evince sulla base di quali elementi tale criterio sarebbe in linea con l'obiettivo del PNIEC; non si comprende su quali basi sia stata individuata una soglia di 150 MSmc; non viene fornita una indicazione del numero di pozzi con quantitativi di riserva >150 MSmc né della loro localizzazione.**
 - Si richiama peraltro quanto già riportato in relazione alla antieconomicità di nuovi investimenti in Italia nel settore gas, nello studio effettuato dalla società *Carbon Traker* di marzo 2021 (*FOOT OFF THE GAS - Why Italy should invest in clean energy, March 2021*) che prende in esame gli impegni climatici internazionali e la loro attuazione tramite le relative politiche analizzando l'impatto dei cambiamenti climatici sui mercati finanziari analizzando l'attuabilità finanziaria di nuove centrali a gas in Italia, confrontandone il costo con quello di un portafoglio di rinnovabili che offra gli stessi servizi garantiti dalla rete (quantità mensile di energia, capacità di picco e flessibilità).
 - Si rileva, in particolare, che la finalità del PNIEC di promuovere l'uso dell'energia pulita al costo più basso possibile e migliorare l'indipendenza energetica verrebbe contrastata da investimenti nel gas.
 - Tra le proposte legislative del pacchetto "*Fit for 55*" è prevista la revisione della direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici che prevede di "allineare la tassazione dei prodotti energetici alle politiche energetiche e climatiche dell'UE, promuovendo tecnologie pulite e rimuovendo esenzioni obsolete e aliquote ridotte che attualmente incoraggiano l'uso di combustibili fossili" con l'obiettivo di "ridurre gli effetti dannosi della concorrenza fiscale sull'energia, aiutando a garantire agli Stati membri entrate dalle tasse verdi, che sono meno dannose per la crescita rispetto alle tasse sul lavoro".

- In sintesi, per tale condizione si raccomanda che il procedimento sia dichiarato in ‘area non idonea nella situazione *post operam*’, e sia oggetto alle procedure previste dall’art. 11-ter della L. 12/19, e quindi rigettato.

IN RELAZIONE ALLA DETERMINAZIONE DELLE AREE GIÀ OGGI OCCUPATE DA TITOLI MINERARI CHE SARANNO DICHIARATE COMPATIBILI ALLA PROSECUZIONE SECONDO L’ART. 11-TER, COMMA 8 DELLA L.12/2019 (CASI 2.B)

Caso 2.b.i – aree interessate da attività di ricerca con permessi già in essere alla data del 13/02/2019 ed in corso di sospensione sino alla data del 30/09/2021

- la proposta del Proponente (Proposta di Piano, par. 3.2) prevede che i permessi di ricerca siano dichiarati in ‘aree idonee nella situazione *post operam*’ e l’attività di ricerca negli stessi prosegua nel caso in cui:
 - le attività di ricerca sono **esterne** o insistono **parzialmente sulle aree con vincoli** assoluti o relativi di cui ai criteri E, F prevedendo la “*riperimetrazione d’ufficio, o l’esclusione per le attività, di tutte le eventuali aree non potenzialmente idonee presenti negli stessi permessi*”;
 - gli altri permessi di ricerca già in essere alla data del 13/02/2019, e in corso di sospensione sino alla data del 30/09/2021, che all’adozione del PiTESAI non saranno nella precedente condizione, saranno dichiarati non compatibili ai sensi dell’art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19 nella situazione “*post operam*” e si seguiranno le procedure previste dall’art. 11-ter della L. 12/19.
- In relazione a quanto proposto dal Proponente per il caso Caso 2.b.i:
 - solo i permessi di ricerca completamente esterni ad aree in vincolo sono dichiarati in ‘aree idonee nella situazione *post operam*’ e le attività di ricerca proseguono;
 - i permessi di ricerca completamente interni ad aree in vincolo sono dichiarati non compatibili ai sensi dell’art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19 nella situazione “*post operam*” e si seguiranno le procedure previste dall’art. 11-ter della L. 12/19;
 - per quanto riguarda i permessi parzialmente in vincolo si valuta positivamente la la proposta di ripermimetrazione dell’area di ricerca andando a escludere le aree rientranti n vincolo.

Caso 2.b.ii – aree interessate da presenza di attività di coltivazione:

- nella tabella seguente è sintetizzato quanto proposto dal Proponente nel documento Proposta di Piano, par. 3.2, pp.170-171:

PROPOSTA DI PIANO PAR. 3.1, (pp. 170-171)		CONCESSIONE	
		PRODUTTIVA	IMPRODUTTIVA
POSIZIONE DELLE INFRASTRUTTURE minerarie specifiche presenti per la coltivazione del giacimento (pozzi, centrali e altre facilities)	Fuori area vincolo ⁶ (terra e mare) 2.b.ii (1)	<ul style="list-style-type: none"> Mantiene la vigenza e la prorogabilità (sarà dichiarata compatibile secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19) 	<p><u>Improduttività da meno di 7 anni⁷</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Mantiene la vigenza e la prorogabilità (sarà dichiarata compatibile secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19) Soggetta entro 1 anno da adozione del PiTESAI a revisione /aggiornamento delle motivazioni tecnico economiche della improduttività continuativa con i successivi seguiti del procedimento in caso risulti non più sussistere il carattere di economicità che era a fondamento del conferimento della concessione.
	In area di vincolo ⁸ (Criteri F, F)	Mare 2.b.ii (2)	<ul style="list-style-type: none"> Mantiene la vigenza e la prorogabilità; In vigore fino alla cessazione della coltivabilità tecnica e/o economica del giacimento (dichiarata compatibile secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19); riperimetrazione d'ufficio di tutte le altre aree non necessarie per le finalità di coltivazione in essere nella concessione;

⁶ Infrastrutture “tutte all’interno di aree definite potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca ... (c.d. situazione “ante operam”)”.

⁷ per motivi dipendenti da scelte del concessionario, quali rinvii per studi o bassi prezzi del greggio o del gas (non motivate quindi da cause di forza maggiore o ritardi autorizzativi o di VIA)

⁸ Infrastrutture “all’interno di aree definite, nella c.d. situazione “ante operam”, come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca”

⁹ per motivi dipendenti da scelte del concessionario. Sono escluse da tale verifica tutte le concessioni per cui sia stata presentata istanza di rinuncia dal concessionario o che sono scadute naturalmente o che sono in fase di disattivazione e/o ripristino dei luoghi

PROPOSTA DI PIANO PAR. 3.1, (pp. 170-171)			CONCESSIONE	
			PRODUTTIVA	IMPRODUTTIVA
		Terra 2.b.ii (3)	<p align="center">Produttiva o Improduttiva da meno di 5 anni¹⁰</p> <p>Nel caso in cui dall'Analisi Costi Benefici (modello in Appendice A) risulti che i benefici superano i costi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Concessione dichiarata compatibile secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19 • La concessione resta in vigore • È prorogabile fino a quando l'analisi Costi/Benefici ne giustificherà la prosecuzione, previo rispetto della normativa vigente applicabile, con ripermimetrazione d'ufficio di tutte le altre aree non necessarie per le finalità della coltivazione in essere. 	

Per quanto riguarda i casi diversi da quelli sopra richiamati¹¹, il Proponente prevede che le concessioni resteranno **in vigore fino alla scadenza, senza alcuna possibilità di proroga**, saranno dichiarate non compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, e dovranno procedere alle operazioni di dismissione e ripristino.

Il Proponente evidenzia che in questa casistica rientrano anche le concessioni di coltivazione di idrocarburi nella zona dell'Alto Adriatico¹² che vengono assimilate alla gestione dei casi di concessioni in mare con infrastrutture che si trovano tutte, o alcune di esse, all'interno di aree definite, nella c.d. situazione "*ante operam*", come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, e sono riferite a concessioni in stato di improduttività da più di 5 anni (soglia temporale di improduttività) per motivi dipendenti da scelte del concessionario.

¹⁰ per motivi dipendenti da scelte del concessionario. Sono escluse da tale verifica tutte le concessioni per cui sia stata presentata istanza di rinuncia dal concessionario o che sono scadute naturalmente o che sono in fase di disattivazione e/o ripristino dei luoghi

¹¹ Tali casi possono essere:

- Concessioni di coltivazione a terra o a mare e fuori da vincoli assoluti o relativi ma improduttive da più di 7 anni;
- Concessioni di coltivazione in mare, in tutto o in parte dentro a vincoli assoluti e relativi (criteri E ed F) ed improduttive da 5 anni o più;
- Concessioni di coltivazione a terra e in area di vincolo assoluto o relativo e improduttiva da più di 5 anni.

¹²Con la citata L. 9/1991, art. 4 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, e con il D.L. 112/2008 è stato stabilito che tale divieto "*si applica fino a quando il Consiglio dei Ministri, d'intesa con la regione Veneto, su proposta del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, non abbia definitivamente accertato la non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza sulle coste, sulla base di nuovi e aggiornati studi, che dovranno essere presentati dai titolari di permessi di ricerca e delle concessioni di coltivazione, utilizzando i metodi di valutazione più conservativi e prevedendo l'uso delle migliori tecnologie disponibili per la coltivazione*".

- In relazione a quanto proposto dal Proponente per il Caso 2.b.ii, e alle condizioni che presentano significativi profili di criticità, si valuta che:

Concessioni a terra o a mare, vigenti o in fase di proroga, con infrastrutture fuori da vincoli assoluti e relativi di cui ai criteri E, F in stato di produttività (2.b.ii, caso 1, produttive):

- in considerazione delle politiche ambientali vigenti tra cui la richiamata Comunicazione della Commissione del 12 febbraio 2021 che esprime, tra le altre cose, il principio DNSH, e il contesto internazionale di decarbonizzazione, si evidenzia come la condizione di prorogabilità/rinnovabilità prospettata per le coltivazioni di petrolio e di gas-petrolio appaia in contrasto con gli obiettivi prefissati, mentre potrebbe avere una residuale coerenza quando riguardi il solo gas nonostante:
 - il gas costituisca una eccezione nel quadro delle politiche di contrasto ai cambiamenti climatici e rivolte alla decarbonizzazione;
 - sia in atto una contrazione di domanda e consumi di combustibili fossili negli scenari al 2030-2040 e si preveda contributo del gas naturale dell'ordine dello 0-5% nel mix energetico italiano al 2050;
 - sia in atto una continua e significativa discesa della produzione nazionale di gas italiana negli anni che ne rende limitato il contributo rispetto al consumo interno e non influisce sulla indipendenza energetica nazionale;
 - gli impatti ambientali dell'estrazione e della distribuzione del Gas Naturale, valutati lungo tutto il ciclo di vita, siano caratterizzati da una significativa impronta di carbonio ancora prima che il gas venga combusto;
 - gli investimenti nel gas naturale siano considerati antieconomici e non strategici in Italia da studi indipendenti precedentemente citati.
- le limitazioni definite alla soglia temporale del 2030 sono da ricondurre al pacchetto “Fit for 55” presentato dalla Commissione Europea per rendere effettivi gli obiettivi della European Climate Law e raggiungere nel 2030 l'obiettivo di riduzione delle emissioni nette del 55% rispetto ai livelli del 1990 e diventare il primo continente carbon neutral nel 2050, ed alla necessaria revisione del PNIEC che, già nella sua versione attuale, prevede – come peraltro indicato dallo stesso Proponente - una notevole decrescita dei consumi finali da fonti fossili che, in riferimento al gas naturale, saranno impiegati principalmente per offrire flessibilità finché la rete elettrica ed il sistema energetico nazionali non saranno adeguati alla variabilità delle FER;
- inoltre, quanto alle infrastrutture prive di VIA poiché autorizzate prima dell'entrata in vigore del DPCM 377/1988 la relativa proroga/rinnovo dovrebbe essere condizionata alla presentazione di VIA postuma.

Concessioni a terra o a mare, vigenti o in fase di proroga, con infrastrutture fuori da vincoli assoluti e relativi di cui ai criteri E, F in stato di improduttività (2.b.ii, caso 1, improduttive):

- Le concessioni in stato di improduttività rappresentano un tema di carattere ambientale molto significativo, che richiede grande attenzione in rapporto ai principi di sostenibilità ambientale sotto molti profili a prescindere dalla durata della improduttività e, pertanto,

le valutazioni qui esposte riguardano tutte le concessioni improduttive al momento dell'approvazione del PiTESAI a prescindere dalla durata della improduttività.

- In relazione all'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 diventate improduttive di fatto (per un periodo maggiore di 5- 7 anni), si rappresenta che il termine di 5-7 anni non appare coerente rispetto all'esigenza di tempestività del decommissioning. Inoltre, numerose piattaforme appaiono inattive da decenni e pertanto sembra ingiustificabile un ulteriore ritardo nei tempi di decommissioning.
- Nella fattispecie si ritiene opportuno introdurre il **principio dell'invarianza** del numero complessivo di piattaforme e impianti: in altre parole, nell'ottica di contribuire a un efficace percorso di decarbonizzazione si ritiene congruo che a partire dall'approvazione del PiTESAI il numero complessivo di piattaforme e impianti estrattivi aumenti rispetto al numero attuale; per rispettare questo principio, occorre che in presenza di concessioni inattive venga presentato un Piano per il *Decommissioning* (che può eventualmente prevedere forme di riutilizzo degli impianti, ad esempio, per il Carbon Storage System);

Concessioni a terra o a mare, vigenti o in fase di proroga, con infrastrutture tutte o alcune di esse, in aree con vincoli assoluti o relativi di cui ai criteri E, F, nel caso in cui la concessione sia produttiva (2.b.ii, caso 2-3, produttive):

per quanto riguarda le concessioni a mare (2.b.ii, caso 2-mare, produttiva)

- Per le concessioni a mare vigenti o in fase di proroga e produttive, il Proponente prevede la vigenza e la prorogabilità della concessione, fino alla cessazione della coltivabilità tecnica e/o economica del giacimento, anche qualora l'infrastruttura sia in area di vincolo, ipotizzando la "riperimetrazione d'ufficio di tutte le altre aree non necessarie per le finalità di coltivazione in essere nella concessione": la prevista "riperimetrazione" appare del tutto riferita alle aree "non necessarie ..." e non a quelle in vincolo; questo punto non è chiaro e il Proponente deve chiarire che cosa intende per "aree non necessarie";
- Rispetto a quanto proposto dal Proponente, si ritiene che le condizioni che caratterizzano la concessione e la posizione delle infrastrutture, pongano questioni di sostenibilità ambientale sotto molti profili. Gli aspetti di sensibilità che caratterizzano l'area della concessione, con presenza di aree in vincolo assoluto o relativo di cui ai criteri E, F, fanno ritenere opportuno un più convinto approccio a scelte orientate a una rapida ed efficace transizione energetica; in questo senso si inquadra l'indicazione di non ammettere la proroga/rinnovo e di prevedere la riperimetrazione d'ufficio ai fini della esclusione per le attività di coltivazione in essere della parte di concessione in vincolo;
- i profili di rilevante impatto ambientale sono ancora più evidenti nei casi di concessioni che hanno infrastrutture prive di VIA in quanto approvate prima dell'entrata in vigore del DPCM 1988: per tali infrastrutture si ritiene che la perdurante attività, a valle dell'approvazione del PiTESAI, venga valutata nei suoi impatti complessivi attraverso quanto meno la presentazione della istanza di VIA Postuma, entro un anno dalla

approvazione del PiTESAI, finalizzata per definizione ad assicurare l'implementazione di tutte le necessarie misure di mitigazione e compensazione ambientale eventualmente necessarie per la compatibilizzazione ambientale, tenendo conto della valenza e del livello di sensibilità delle aree in cui si trovano.

Per quanto riguarda le concessioni a terra (2.b.ii, caso 3-terra, produttiva)

- Per le concessioni a terra, vigenti o in fase di proroga e produttive, il Proponente prevede la vigenza e la prorogabilità della concessione sebbene con infrastrutture in area di vincolo, ipotizzando che la concessione resti in vigore e continui a poter essere prorogata “fino a quando l'analisi Costi/Benefici ne giustificherà la prosecuzione, previo rispetto della normativa vigente applicabile, con ripermutrazione d'ufficio di tutte le altre aree non necessarie per le finalità della coltivazione in essere”; tale approccio non pare conforme ai criteri di precauzione e prevenzione, ove si consideri che la CBA non appare sufficiente a giustificare la proroga/rinnovo di una concessione qualora questa sia stata effettuata in: 1) aree soggette a vincoli ambientali assoluti e/o con concessione priva di VIA; 2) disattenda la strategia di decarbonizzazione del Paese; 3) non sia coerente con gli impegni internazionali; 4) limiti lo sviluppo di impianti per energie rinnovabili.
- Ferme restando le perplessità che anche in questo caso si esprimono rispetto al concetto di “riperimutrazione” delle aree “non necessarie ...” come per l'analogo caso a mare, si ritiene che le condizioni che caratterizzano la concessione e la posizione delle infrastrutture, presentino problemi di impatto ambientale rilevanti e non affrontati congruamente. Gli aspetti di sensibilità che caratterizzano l'area della concessione, con presenza di aree in vincolo assoluto o relativo di cui ai criteri E, F, depongono per opzioni dirette a una rapida ed efficace transizione energetica; che nel contesto a terra, in cui le dinamiche implicano un diretto coinvolgimento di tutti gli aspetti connessi alla salute umana, tale obiettivo dovrebbe essere perseguito accogliendo lo stesso approccio già proposto per le concessioni in mare in analoghe condizioni.

Concessioni a terra o a mare, vigenti o in fase di proroga, con infrastrutture tutte o alcune di esse, in aree con vincoli assoluti o relativi di cui ai criteri E, F, nel caso in cui la concessione sia improduttiva (2.b.ii, caso 2-3, improduttive):

per quanto riguarda le concessioni a mare (2.b.ii, caso 2-mare, improduttive)

- Per le concessioni in mare, vigenti o in fase di proroga ma improduttive da meno di 5 anni, il Proponente prevede la vigenza e la prorogabilità anche se le infrastrutture si trovano area di vincolo, ipotizzando la “riperimutrazione d'ufficio di tutte le altre aree non necessarie per le finalità di coltivazione in essere nella concessione”: anche in questa ipotesi vale quanto valutato in precedenza sulla prevista “riperimutrazione” che è riferita alle aree “non necessarie ...”, e non a quelle in vincolo, per la quale il Proponente dovrebbe chiarire meglio cosa intenda.
- Analogamente al caso precedente e a maggior ragione, in quanto in presenza di concessione improduttiva, si ritiene opportuno un più convinto approccio a scelte orientate a una rapida ed efficace transizione energetica individuando così nel 2030 la soglia temporale oltre la

quale la concessione non può essere mantenuta attiva; tale indicazione è riferita a tutte le concessioni improduttive al momento dell'approvazione del PiTESAI a prescindere dalla durata della improduttività.

- Inoltre, lo stato di improduttività di una concessione con le infrastrutture in area di vincolo assoluto o relativo non può essere compatibile con la previsione di una possibilità di proroga/rinnovo disancorata o da una valutazione degli impatti operata a livello di piano, o da una sua valutazione puntuale nell'ambito di una procedura di valutazione degli impatti ambientali di detta proroga o rinnovo;
- Dal momento che la presenza di infrastrutture in aree di vincolo di una concessione improduttiva può avere un impatto ambientale molto significativo che si pone in tensione con i principi di sostenibilità ambientale, anche in questo caso si ritiene coerente assumere il principio della invarianza del numero complessivo di piattaforme e impianti già in precedenza argomentato;
- Nell'ambito delle proposte di semplificazione del DM del 15/02/2019, il Proponente può prevedere premialità per la dismissione del maggior numero di piattaforme improduttive per i concessionari che intendano prevedere progetti finanziati, per esempio, nell'ambito del PNRR ovvero applicazione del canone senza deroga.
- inoltre, i profili di impatto ambientale sono più marcati nei casi di concessioni che hanno infrastrutture prive di VIA in quanto approvate prima dell'entrata in vigore del DPCM 1988: la vigenza di tali infrastrutture è condizionata alla presentazione dell'istanza di VIA Postuma, entro un anno dalla approvazione del PiTESAI, finalizzata ad assicurare l'implementazione di tutte le eventualmente necessarie misure di mitigazione e compensazione ambientale tenendo conto della valenza e del livello di sensibilità delle aree in cui si trovano.

per quanto riguarda le concessioni a terra (2.b.ii, caso 3-terra, improduttive)

- La previsione del Proponente che prevede la vigenza e la prorogabilità della concessione a terra, sebbene improduttiva e con infrastrutture in area di vincolo, ipotizzando che la stessa resti in vigore e possa eventualmente essere prorogata “fino a quando l'analisi Costi/Benefici ne giustificherà la prosecuzione, previo rispetto della normativa vigente applicabile, con ripermetrazione d'ufficio di tutte le altre aree non necessarie per le finalità della coltivazione in essere” non è si ritiene coerente con gli obiettivi della pianificazione;
- Per le concessioni che rientrano in questa casistica si reiterano le valutazioni espresse per le concessioni a mare in analoghe condizioni, ad eccezione dello specifico punto relativo alle possibili proposte di semplificazione del DM del 15/02/2019.
-

CONSIDERATO E VALUTATO che,

per quanto riguarda i CRITERI SOCIO ECONOMICI E L'ANALISI COSTI BENEFICI

- Il Proponente definisce i Criteri socio economici per la valutazione integrata della sostenibilità per il PiTESAI:

- da un lato in considerazione dell'obiettivo del PNIEC di prevedere ancora un importante utilizzo del gas per la transizione energetica verso la decarbonizzazione al 2050, tenendo altresì presente la Comunicazione della Commissione n. C(2021) 1054 del 12/02/2021 *“Orientamenti tecnici sull'applicazione del principio "non arrecare un danno significativo" a norma del regolamento sul dispositivo per la ripresa e la resilienza”*;
- tenendo comunque conto che le politiche di decarbonizzazione devono essere rivolte alla riduzione delle emissioni derivanti dalla produzione e consumo di energia, e quindi, nel caso degli idrocarburi liquidi e gassosi, alla riduzione del loro consumo primario, piuttosto che alla riduzione della loro produzione sul territorio nazionale, essendo evidente che gli idrocarburi non prodotti in Italia verrebbero, a consumo costante, importati dall'estero, addirittura con un impatto di emissioni maggiori dovuto al loro trasporto via mare o via gasdotto e al fatto che la loro produzione avverrebbe in stati spesso con minori vincoli ambientali nella fase di produzione degli stessi.
- Dall'altro, dell'indirizzo generale che si pone il PiTESAI di valorizzare le concessioni in stato di produttività, rispetto a quelle che invece versano in situazioni di cronica improduttività, agendo tempestivamente sulle concessioni che non hanno mai prodotto per un periodo molto ampio e sulle concessioni diventate improduttive di fatto (per un periodo maggiore di 5- 7 anni).
- Il Proponente ritiene pertanto, in virtù del “diritto-dovere” del concessionario di produrre, di indurre tale percorso tramite la previsione di un preciso criterio socio-economico relativo alla descritta valorizzazione delle concessioni in stato di produttività, rispetto a quelle che invece versano in situazioni di cronica improduttività. (vedi par. 2.2.5 del Piano per ulteriori dettagli).
- Il Proponente ritiene altresì applicabile la metodologia di analisi Costi-Benefici per il settore *onshore*, che consente di valutare la convenienza che un titolo vigente, una volta giunto a scadenza, venga prorogato oppure che ne venga dichiarata conclusa l'attività estrattiva onde procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale. La spiegazione del funzionamento della metodologia di analisi Costi-Benefici è riportata nel Piano al paragrafo 1.3.2.

Gli elementi che il Proponente intende prendere in considerazione per l'applicazione del criterio socio economico riguarderanno a titolo esemplificativo:

1. l'esistenza di **potenziale minerario di gas accertato** (quantitativo di riserva), nel caso delle istanze di concessioni già presentate (casistica 2.a.ii) attraverso l'individuazione di un quantitativo di riserva certa superiore ad una soglia di 150 MSmc ritenuta orientativamente, dal punto di vista economico, di pubblico interesse, per la prosecuzione dell'iter istruttorio finalizzato allo sviluppo del giacimento. Il Proponente afferma come tale criterio sia in linea con l'obiettivo del PNIEC;
2. la **produttività o meno** delle attività minerarie già in essere (casistica 2.b.ii) con riferimento a soglie temporali di improduttività, definite in funzione anche delle risultanze dell'applicazione del criterio ambientale (ragionevolmente per un periodo maggiore di 5- 7 anni);

3. la **metodologia di analisi Costi-Benefici** quale strumento di supporto alle decisioni, al fine di individuare le concessioni vigenti in terraferma che a scadenza del titolo minerario converrebbe prorogare in virtù del loro impatto ambientale e socio-economico sul territorio, oppure dichiarare conclusa l'attività estrattiva e procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale dei luoghi.
- In merito all'applicazione della **Analisi Costi-Benefici** per determinare se un titolo in scadenza possa o meno beneficiare della proroga nonostante non ricada in aree cosiddette "idonee *ante operam*":
 - gli elementi che il Proponente intende prendere in considerazione per l'applicazione del criterio socio economico di cui ai precedenti punti 1 e 2 verrebbero applicati nelle casistiche 2.a.ii e 2.b.i, per determinare se un'istanza di concessione già presentata alla data del 13/02/2019, ed attualmente in corso d'istruttoria (2.a.ii) e permessi di ricerca vigenti (o in fase di proroga) possano o meno essere dichiarati in 'aree idonee *post operam*' (e se no dichiarati 'in aree non idonee nella situazione *post operam*', per cui non proseguono l'iter valutativo e sono rigettati ai sensi art. 11-ter c. 8 L. 12/19), nel caso specifico (e solo per questo) di:
 - concessioni di coltivazione di idrocarburi vigenti (o in fase di proroga) con infrastrutture minerarie specifiche, in essere o già approvate, per la coltivazione del giacimento, situate in terraferma, con tutte le infrastrutture minerarie, o alcune di esse, in aree definite, nella c.d. situazione "*ante operam*", come "potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze" con concessioni produttive, o improduttiva da meno di 5 anni,

Il Proponente prevede l'applicazione dell'Analisi Costi/Benefici di cui al precedente punto 3, dal cui esito si possono verificare due casi:

- se l'esito della CBA risulta positivo, tali concessioni, dichiarate compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, restano in vigore, continuando a poter essere prorogate, fino a quando l'analisi Costi/Benefici ne giustificherà la prosecuzione, previo rispetto della normativa vigente applicabile, con ripermimetrazione d'ufficio di tutte le aree non necessarie per le finalità della coltivazione in essere nelle concessioni;
- se no, tali concessioni, dichiarate non compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, resteranno in vigore fino alla scadenza, senza possibilità di ottenere eventuali ulteriori proroghe, in quanto non rispettano i criteri economici-sociali di cui al PiTESAI, e procederanno alla scadenza alle operazioni di dismissione e ripristino.

Il Proponente fornisce dettagli sulla metodologia di CBA, come detto, nel paragrafo 1.3.2 del Piano e ne riporta un approfondimento nella APPENDICE A alla proposta di PIANO intitolato "ATTIVITÀ DI STUDIO E RICERCA".

- Nel paragrafo 1.3.2 del Piano si legge che per approfondire ed aggiornare nel tempo la definizione dei criteri ambientali e socio-economici è stato tenuto conto di raccogliere e

analizzare gli esiti di attività di studio e ricerca volte alla valutazione delle implicazioni ambientali e socio-economiche dell'eventuale dismissione anticipata (più correttamente che non venga prorogata) di impianti e concessioni a terra.

- La metodologia di analisi Costi-Benefici per il settore *onshore* consente, ad avviso del Proponente, di valutare la convenienza che un titolo vigente, una volta giunto a scadenza, venga prorogato oppure che ne venga dichiarata conclusa l'attività estrattiva onde procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale. L'approccio adottato, basato sulla CBA, sviluppa una metodologia applicabile a tutte le Regioni italiane interessate dall'attività estrattiva di idrocarburi; a questo scopo, viene prevista l'individuazione di 3 moltiplicatori d'impatto a scala regionale, necessari per poter valutare l'effetto delle attività di *decommissioning* e della mancata produzione sul Valore Aggiunto regionale e nazionale.
- L'obiettivo della CBA è quello di valutare se per la collettività è vantaggioso o meno che un titolo minerario in scadenza venga prorogato o esteso a qualunque titolo per un ulteriore periodo.
- A livello concettuale, per ogni titolo minerario in corso il Proponente prospetta due ipotetici scenari futuri:
 - o l'attività di coltivazione di idrocarburi prosegue fino all'esaurimento delle riserve (scenario di *baseline*);
 - o l'attività di coltivazione di idrocarburi continua fino alla data di scadenza della concessione (scenario denominato di *decommissioning*).
- Tramite la CBA non viene valutato singolarmente ogni scenario, bensì la differenza tra i due, in quanto lo scenario di *baseline* e lo scenario di *decommissioning* corrispondono fino all'anno di scadenza della concessione e differiscono solo per il periodo successivo, compreso tra la data di scadenza del titolo e la data di esaurimento delle riserve.
- La metodologia individuata dal Proponente consentirà altresì di stimare l'impatto economico di una ipotetica nuova attività di produzione fotovoltaica a sostituzione dell'attuale attività di coltivazione mineraria.
- In particolare, la CBA quantifica il *surplus* (i benefici al netto dei costi) per l'intera collettività, ivi inclusa la valutazione delle esternalità ambientali (correzione per i costi e benefici ambientali). La eventuale mancata proroga di un titolo minerario comporta degli **svantaggi** (costi) e dei **vantaggi** (benefici) per la collettività.
- Il metodo proposto dal Proponente, consiste nell'effettuare la somma algebrica dei costi e dei benefici, calcolati a livello di singola concessione, in caso di mancata proroga di un titolo minerario (differenza tra scenario di *baseline* e lo scenario *decommissioning*). I costi e benefici considerati, tutti espressi in euro, sono i seguenti:
 - impatto della mancata produzione di idrocarburi sul Valore Aggiunto nazionale (costo);
 - impatto delle attività di produzione fotovoltaica nelle aree precedentemente occupate dalle centrali di trattamento sul Valore Aggiunto nazionale (beneficio);
 - impatto delle attività di *decommissioning* sul Valore Aggiunto nazionale (beneficio);

- impatto delle emissioni evitate (beneficio);
 - impatto del ripristino dei servizi ecosistemici (beneficio);
 - impatto visivo evitato degli impianti estrattivi (beneficio).
- Le voci di costo e di beneficio sopra elencate vengono quantificate dal Proponente in euro attualizzati all'anno corrente dell'analisi. I costi sono quantificati come perdita di Valore Aggiunto nazionale.
- Fra gli elementi non quantificati in maniera specifica nella CBA proposta (ma impliciti nell'analisi dei costi) vi sono gli eventuali indennizzi da parte dello Stato versati agli operatori energetici danneggiati per inadempimento contrattuale, nel caso in cui il titolo minerario non venga prorogato nonostante l'esistenza di riserve residue.
- Il Proponente considera la tecnologia del fotovoltaico come riferimento per la transizione energetica perché è quella con maggiore diffusione della risorsa sul territorio italiano, e del resto lo sviluppo di scenari alternativi all'oil&gas trascende dal mandato del Piano.
- Inoltre, è importante ribadire che i risultati ottenuti dalla CBA sono fortemente dipendenti dal profilo di produzione stimato per ogni singola concessione.
- Nell'Appendice A il Proponente esplora la possibilità di valutare l'impatto socio-economico a livello regionale dovuto all'eventuale mancata proroga 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
- Il Proponente inoltre mostra la possibilità di applicare la metodologia dell'analisi a multi criteri (MCA, *Multi Criteria Analysis*), quale ulteriore strumento di supporto alle decisioni finalizzato all'individuazione delle concessioni che a scadenza del titolo minerario converrebbe prorogare in virtù del loro impatto sulla componente ambientale, sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sugli aspetti di carattere socio-economico.
- Per quanto riguarda una prima valutazione degli impatti ambientali e territoriali del *decommissioning*, al fine di valutare i benefici del ripristino ambientale dei siti di estrazione, il Proponente segnala che possono essere 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.
- Rispetto a queste due ulteriori metodologie, si annota che non si prevede vengano utilizzate, in quanto il Proponente afferma (cfr: [ID:5823] Procedimento di Valutazione Ambientale Strategica relativa al Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee - PiTESAI. Trasmissione di elementi in risposta alla richiesta di chiarimenti di ASSORISORSE) che "...lo strumento decisionale ritenuto opportuno da applicare per sostanziare la verifica del rispetto della compatibilità ai sensi dell'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, per le

concessioni in terraferma, le cui infrastrutture minerarie in essere o già approvate per la coltivazione del/i giacimento/i si trovano tutte, o alcune di esse, all'interno di aree definite come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, è l'analisi per la valutazione dei Costi e dei Benefici (CBA)".

- Per l'analisi dei costi/benefici delle diverse opzioni di dismissione degli impianti a mare il Proponente indica la disponibilità dello studio condotto da R.S.E. denominato "*Safe and Sustainable decommissioning*", che ha individuato nell'analisi MCA uno strumento importante a supporto delle decisioni per l'analisi dei costi/benefici delle diverse opzioni di dismissione selezionando tra i diversi criteri da considerare, attraverso un'analisi caso per caso quelli ambientali, economici, sociali tecnici e di sicurezza (cfr. Grandi *et al.*, 2017).
- In merito a quanto descritto e considerato, si evidenziano alcuni aspetti critici che necessitano di essere maggiormente attentamente considerati:
 - la previsione di una CBA è difficilmente applicabile all'interno di un VAS poiché per propria natura definisce condizioni specifiche tramite confronto di scenari e andrebbe applicata a fasi di VIA,
 - il Proponente dovrebbe chiarire su quali basi propone una CBA nel RA senza che questa sia stata raccomandata dalla presente Commissione o suggerita nei pareri della consultazione con i soggetti competenti in materia ambientale;
 - non si ritiene che l'analisi costi benefici sia un valido strumento decisionale per valutare la possibilità di proroghe di titoli minerari che risultano allo stato attuale essere stati concessi in aree non più idonee ai sensi della legge e della presente VAS. Altrimenti, la CBA diventerebbe lo strumento per by-passare gli orientamenti strategici o gli attuali vincoli normativi.
 - Si ritiene che un'analisi costi benefici non può adeguatamente rappresentare i costi dei danni ambientali alla luce dei limiti intrinseci come di seguito evidenziati:
 - non sono ancora noti i costi del restauro (ripristino) ecologico delle aree dismesse;
 - non sono ancora valutabili gli effetti positivi in termini di occupazione e di prodotto interno lordo degli interventi di restauro;
 - non sono noti i benefici della spinta economica fornita dallo sviluppo di nuove tecnologie per il restauro ambientale.
 - L'analisi costi benefici si rivela inoltre uno strumento difficilmente fungibile a rappresentare in modo stabile gli scenari propri di una pianificazione, in quanto risente delle variabili di *input*, dello stato del mercato, delle tecnologie disponibili, delle strategie dei concessionari dei titoli. Si sottolinea come il mercato dei combustibili fossili può subire importanti modifiche anche in brevi archi temporali.
 - Il primo criterio, che viene considerato per l'analisi socio-economica a supporto della decisione se prorogare o meno una concessione in scadenza, è rappresentato da un quantitativo di potenziale minerario di gas accertato (quantitativo di riserva), nel caso delle istanze di concessioni già presentate (casistica 2.a.ii) deve essere superiore ad una soglia di 150 MSmc, ritenuta per ragioni economiche, di pubblico interesse, per la prosecuzione

dell'iter istruttorio finalizzato allo sviluppo del giacimento. Al riguardo, questa Commissione ritiene tuttavia non sufficientemente chiarito dal Proponente sulla base di quali elementi tale criterio sarebbe in linea con l'obiettivo del PNIEC; in particolare, non si comprende su quali basi sia stata individuata una soglia di 150 MSmc; non viene fornita una indicazione del numero di pozzi con quantitativi di riserva >150 MSmc né della loro localizzazione.

- Con riferimento alla proposta di applicazione di una metodologia di **analisi Costi-Benefici** quale strumento di supporto alle decisioni reiterata nella Sezione: “Ulteriori criteri ambientali e socio-economici” e relativa alla “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 potrebbero essere prorogate in dipendenza del loro impatto ambientale che deve essere non negativo e significativo e delle positive ricadute socio-economiche sul territorio, oppure devono trovare un arresto, con la dichiarazione di conclusione dell'attività estrattiva e procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale dei luoghi, si segnala la mancanza di motivazioni che hanno portato all'applicazione della CBA nei casi stabiliti solo per le concessioni a terra.

- Inoltre, la CBA non appare da sola sufficiente a giustificare l'eventuale proroga di una concessione, comunque subordinata all'iter e alle condizioni generali previste dalla legge, laddove essa:

- 1) interessi aree soggette a vincoli ambientali assoluti e/o priva di VIA;
- 2) disattenda la strategia di decarbonizzazione del Paese;
- 3) non sia coerente con gli impegni internazionali;
- 4) limiti lo sviluppo di impianti per energie rinnovabili.

- Quest'ultimo aspetto richiede una forte attenzione, poiché le concessioni rilasciate per titoli minerali a mare sono suscettibili di limitare per lo sviluppo di eolico *offshore*.

- Oltre a queste osservazioni preliminari sulla scelta e sulla validità dei criteri utilizzati per l'analisi socio-economica, si evidenziano alcuni aspetti di carattere più specifico relativamente alla procedura proposta, in particolare:

- entrando nel merito del dettaglio procedurale, non viene chiarito nella documentazione presentata quale sia il soggetto deputato alla realizzazione della CBA (forse si sottintende che sia lo stesso Proponente);
- così come non sono stabiliti i tempi entro i quali tale CBA debba essere realizzata, ritenendo anche che ai fini di un possibile conseguente processo di dismissione, tale venga approntato e attivato prima della scadenza della concessione e completato entro un tempo ragionevole;
- inoltre, si afferma che la CBA è fortemente influenzata dalla definizione del profilo di produzione residuo, che determina un importante parametro della metodologia di valutazione, ma non si forniscono dettagli su chi e quando tale informazione debba essere stabilita.

- Per quanto concerne infine il “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 Startup 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. Cfr appendice A”, si rappresenta che il ritorno in termini energetici dell’utilizzo di una singola piattaforma può risultare in sé insufficiente a motivare il suo non smantellamento e richiederebbe un’analisi costi benefici che allo stato attuale non consta, per questo specifico utilizzo potenziale.

- Tutto ciò considerato e valutato, ove il Proponente intenda procedere con la **proposta di CBA nonostante il parere contrario della presente Commissione**, e intenda applicarla anche ai titoli minerari relativi alla concessione di coltivazione a terra o a mare che non ricadono “in aree idonee ante operam”, in deroga quindi all’applicazione dei criteri di definizione di idoneità o inidoneità, si ritiene necessario rappresentare quanto segue:
 1. l’analisi proposta non tiene in considerazione i valori intangibili del capitale naturale che verrebbe sottratto o i valori potenziali determinati da future attività di tipo non minerario;
 2. non sono stati definiti i motivi della scelta del criterio che riguarda l’esistenza di potenziale minerario di gas accertato superiore alla soglia di 150 MSmc;
 3. non è stata fornita la motivazione o le ragioni per le quali la CBA viene resa necessaria nella casistica 2.b.ii solo per le concessioni onshore;
 4. non appare chiaro come il Proponente intenderebbe procedere quando si troverà nelle condizioni di realizzare la CBA per valutare l’eventuale proroga di una concessione ove questa: 1) sia stata esercitata in aree soggette a vincoli ambientali assoluti e/o priva di VIA; 2) disattenda la strategia di decarbonizzazione del Paese; 3) non sia coerente con gli impegni internazionali; 4) limiti lo sviluppo di impianti per energie rinnovabili;
 5. non è presente un Piano un dettaglio che definisca tempi e modi nei quali un soggetto incaricato stabilisca preventivamente il profilo di produzione stimato per ogni singola concessione da sottoporre a CBA, considerato che detta analisi è fortemente influenzata da tale informazione;
 6. venga chiarito nel Piano chi è il soggetto responsabile della sua realizzazione, prevedendo anche la possibilità di affidare tale compito a soggetto terzo qualificato, che abbia le necessarie competenze per la valutazione dei criteri ambientali presenti nella CBA, e stabilisca anche tempi entro i quali debba essere realizzata;
 7. venga stabilito sempre nel Piano che la CBA tenga in considerazione benefici ambientali conseguenti dalla mancata estrazione e del ripristino in aree ove ricadono vincoli ambientali relativi di approfondimento.

CONSIDERATO E VALUTATO che,

in relazione ai temi INIEZIONE, ACQUE DI PRODUZIONE, RECUPERO FACILITATO E MIGLIORATO DEL PETROLIO

- Considerato che il parere di *Scoping* aveva raccomandato che:

- 1a) nel RA fosse fornita una più puntuale descrizione della iniezione dei reflui petroliferi e del recupero del petrolio secondario o facilitato (*Improved Oil Recovery*), e terziario o migliorato (*Enhanced Oil Recovery*);
- 1b) fossero descritte con il dovuto approfondimento non solo le acque di strato naturali presenti nel giacimento, ma anche le acque di produzione petrolifera, quelle cioè portate in superficie insieme agli idrocarburi durante le attività estrattive, e che sono costituite dalle acque naturali di strato e dalle acque di “processo”: queste ultime rappresentate da quelle iniettate nei pozzi insieme ad additivi di vario tipo per facilitare le operazioni di estrazione di idrocarburi dal giacimento (U.S. Environmental Protection Agency, EPA, <https://www.epa.gov/eg/final-report-oil-and-gas-extraction-wastewater-management> ; Water Environment Federation, 2018, <https://www.wef.org/globalassets/assets-wef/direct-download-library/public/03---resources/wsec-2017-fs-013-iwwc-og-glossary---final---5.21.18.pdf>);

il parere di *Scoping* aveva anche evidenziato e auspicato che:

- 1c) attraverso la procedura di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) l’esercizio delle installazioni per l’estrazione/trattamento di idrocarburi è autorizzato dal MITE per le attività *offshore* e dalle Regioni per le attività *onshore*, secondo quanto richiamato alla parte seconda del D.Lgs. n. 152/2006;
- 1d) la pianificazione dei controlli delle succitate attività, ai sensi di quanto previsto dall’art 29-decies comma 11-ter, deve essere almeno annuale ovvero semestrale per installazioni “*per le quali la precedente ispezione ha evidenziato una grave inosservanza delle condizioni di autorizzazione*”;
- 1e) per agevolare i controlli del rispetto delle condizioni dell’Autorizzazione Integrata Ambientale, art. 29-decies del D.Lgs. n. 152/2006, il Proponente promuove protocolli d’intesa Regione/ISPRA/ARPA finalizzati alla realizzazione di una Collaborazione tecnico-scientifica dell’ISPRA a supporto della Regione e dell’ARPA, per il monitoraggio e la salvaguardia dell’ambiente e del territorio e l’impiego sostenibile delle risorse naturali;
- 1f) la gestione dei rifiuti prodotti dall’attività estrattiva deve essere conforme a quanto disciplinato dalla parte quarta del D.Lgs. n. 152/2006 e anche alle migliori tecniche disponibili di cui all’art. 5 comma 1 lett. 1-ter;
- 1g) le acque di strato, definite ai sensi del par. 2 dell’Allegato I al D.M. 28 luglio 1994 - “acque fossili, presenti nelle formazioni geologiche associate agli idrocarburi, che si separano durante il processo di produzione degli stessi (acque di formazione) ovvero aggiunte durante il processo di produzione per mantenere in pressione il giacimento (acque di processo)”, **devono essere gestite secondo quanto previsto dalla disciplina dei rifiuti ovvero ex art. 104 del D. Lgs. n. 152/2006, nel rispetto dei criteri richiamati nella Delibera del 4 febbraio 1977 del Comitato dei Ministri, secondo le prescrizioni previste nell’Autorizzazione Integrata Ambientale;**
- 1h) i residui o gli effluenti che contengono radionuclidi di origine naturale (es. acque di strato, acque di produzione, fanghi e fluidi di perforazione, incrostazioni in tubazioni e contenitori, ecc.) dovranno essere gestiti anche in coerenza con quanto previsto dal D.Lgs. n. 101/2020.

• Si prende atto che:

- il Proponente ha recepito le indicazioni succitate, relativamente ai punti dell'approfondimento della tematica "iniezione", delle AIA, dei protocolli di intesa per agevolare i controlli ambientali, e della disciplina dei rifiuti e dei residui o effluenti che contengono radionuclidi di origine naturale;
- il Proponente ha descritto i processi di "recupero secondario" o *Improved Oil Recovery (IOR)*, e di "recupero terziario" o *Enhanced Oil Recovery (EOR)*, volti ad aumentare la produttività dei pozzi petroliferi, dichiarando tra l'altro che:
 - si tratta di tecniche **utilizzate all'estero** in genere su grandi giacimenti;
 - nel corso degli anni '80, per un breve periodo di tempo, è stato sviluppato in Sicilia un progetto pilota di recupero terziario che ha interessato il campo Ponte Dirillo. Il progetto ha previsto l'iniezione di gas metano in giacimento a olio attraverso i pozzi Ponte Dirillo 8 e Ponte Dirillo 9;
 - **in Italia a oggi non sono autorizzate attività di tipo terziario e secondario:** risulta solo autorizzata l'attività di reiniezione di acqua di strato mediante l'impiego di alcuni pozzi destinati a ottimizzare la produzione del campo di Trecate;

il Proponente non ha descritto con il necessario approfondimento le acque di produzione petrolifera (costituite da acque di strato e da acque di processo). Una tematica di grandissima importanza, dal momento che esse rappresentano il refluo più abbondante (mediamente dai 7 ai 10 barili di acque per 1 barile di petrolio estratto; Clark & Veil, 2009) e più impattante sull'ambiente; l'estrazione di petrolio e gas può disperdere nell'ambiente materiali radioattivi non naturali (TENORM = *Technologically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Materials*) associati ad esempio ai processi di trattamento e lavorazione dei fanghi e delle acque con addizione di sostanze specifiche (EPA website; Rahman *et al.*, 2014);

- il Proponente non ha descritto adeguatamente tutti i vari tipi di sversamenti e di impatti ambientali prodotti dalle acque di produzione petrolifera su suolo, sottosuolo, acque sotterranee, derivanti da: loro iniezione nel sottosuolo, problemi di integrità e di insufficiente lunghezza del casing dei pozzi di iniezione, migrazione sotterranea di tali acque e risalita verso l'alto lungo faglie, migrazione anche dopo aver raggiunto il giacimento e risalita attraverso pozzi non produttivi, con conseguente possibile contaminazione di falde acquifere e/o fuoriuscita su suoli (GAO, 1989; Kharaka & Otton, 2003; Lustgarten, 2012; Otton *et al.*, 1997; Stabile *et al.* 2014; Improta *et al.*, 2015; Water Environment Federation, 2018, <https://www.wef.org/globalassets/assets-wef/direct-download-library/public/03---resources/wsec-2017-fs-013-iwwc-og-glossary---final---5.21.18.pdf>):
- il Proponente a pag. 102 della Proposta di Piano, nel recepire le raccomandazioni del parere di *Scoping*, evidenzia che, ai sensi della legge Legge 28/12/2015 n. 221, un'aliquota annuale dei proventi delle concessioni sia comunque destinata ad "azioni di monitoraggio, ivi compresi gli adempimenti connessi alle valutazioni ambientali in ambito costiero e marino, anche mediante l'impiego dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), delle Agenzie regionali per l'ambiente e delle strutture tecniche dei

corpi dello Stato preposti alla vigilanza ambientale, e di contrasto dell'inquinamento marino". Tali importi sono distribuiti in parte alla DG CLEA e in parte alla DGISSEG che finanziano accordi di collaborazione con Enti di Ricerca, Istituti e Corpi dello Stato, con l'obiettivo di promuovere le attività di vigilanza e controllo per la sicurezza degli impianti a mare;

- a tal proposito, si valuta che:

- come riportato in letteratura:

- le acque di produzione petrolifera rappresentano un sottoprodotto, costituito dalle acque portate in superficie dal giacimento durante l'estrazione degli idrocarburi, che includono (quando presenti) le acque di strato, le acque iniettate e qualsiasi additivo chimico aggiunto nei pozzi o durante il processo di separazione petrolio/acqua (U.S. Environmental Protection Agency, <https://www.epa.gov/eg/final-report-oil-and-gas-extraction-wastewater-management>);
- le acque di strato sono le acque naturalmente presenti nel giacimento;
- le acque di processo sono quelle immesse nei pozzi insieme a vari additivi chimici aggiunti durante la perforazione, la produzione e i processi di trattamento;
- il Prof. G.L. Chierici, già docente di Meccanica dei Giacimenti di Idrocarburi dell'Università di Bologna e Presidente del Comitato per la Ricerca Scientifica e Tecnologica dell'AGIP, dichiarava che: "*Per sanare le evidenti incongruenze che emergono dalla situazione di fatto, si è convenuto di denominare "recupero assistito" (enhanced oil recovery process) qualsiasi processo che venga applicato al giacimento al fine di aumentarne il recupero del petrolio. Le denominazioni "secondario" e "terziario" vengono ora impiegate solo per indicare la successione temporale di applicazione del processo al giacimento*" (Chierici, 1978);
- fonti scientifiche e di altro tipo documentano l'utilizzo nel sottosuolo di sostanze chimiche, tra cui acidi e solventi di vario tipo oltre ad altri prodotti chimici per la stimolazione dei pozzi petroliferi, allo scopo di aumentare la produttività del giacimento attraverso processi di acidificazione con pompaggi ad alta pressione nei pozzi volti ad allargare le fratture della roccia serbatoio cementate da calcite (Mascarà *et al.*, 1999; Granado *et al.*, 2013; BJ Services, 2009);
- nel RA a p. 93, si afferma che in Italia non sono autorizzate tecniche di recupero facilitato (secondario, IOR) e migliorato (terziario, EOR) del petrolio "*In Italia, ad oggi non sono autorizzate attività di tipo terziario né di tipo secondario (risulta solo autorizzata l'attività di reiniezione di acqua di strato mediante l'impiego di alcuni pozzi destinati ad ottimizzare la produzione del campo di Trecate)*";
- le fonti citate nel penultimo paragrafo suggeriscono che in Italia viene praticato il recupero assistito del petrolio (sensu Chierici, 1978);
- diversi sono i lavori scientifici, gli articoli giornalistici, le segnalazioni di cittadini e i video che documentano in territori petrolizzati la fuoriuscita dal sottosuolo di acque con caratteristiche fisico-chimiche simili a quelle di produzione petrolifera.

In un'area petrolifera e a breve distanza da pozzi di iniezione di reflui nel 2012 è stata osservata la improvvisa fuoriuscita dal sottosuolo di acque in pressione sotto forma di due piccole polle trasformatesi, a seguito di uno scavo, in un voluminoso flusso di acque torbide e grigie, tiepide, maleodoranti, ricche di gas, talmente saline da formare croste di sale sui suoli, a composizione variabile nel tempo (come da monitoraggio), con tensioattivi e concentrazioni a volte superiori ai limiti di legge di idrocarburi, fenoli, alluminio, ferro, boro, manganese, nichel, piombo, sodio e solfati (Colella, 2014; Colella e Ortolani, 2017). Il voluminoso flusso è poi quasi del tutto scomparso a seguito di un crollo della parete verticale dello scavo, i cui detriti hanno ostruito i punti di fuoriuscita delle acque; ma la loro alta pressione ha fatto sì che esse poi fuoriuscissero da una vicina sorgente. Ad oggi queste acque continuano a fuoriuscire dal sottosuolo. Numerose sono inoltre anche le segnalazioni di fluidi rossastri ricchi di metalli e con idrocarburi, che fuoriescono dal sottosuolo nel tratto terminale di torrenti che sfociano in invasi o direttamente in questi ultimi;

- non si comprende con quali metodologie le complesse acque di produzione petrolifera (acque di strato e acque di processo) siano trattate sulle piattaforme marine per poi essere smaltite in mare come acque di strato. All'uopo giova ricordare che dai controlli fatti talvolta è risultato che i sedimenti marini adiacenti le piattaforme petrolifere risultavano arricchiti in sostanze tipiche delle acque di produzione petrolifera;
- il parere di *Scoping* raccomandava la promozione da parte del Proponente di protocolli d'intesa Regione/ISPRA/ARPA per una collaborazione tecnico-scientifica dell'ISPRA a supporto della Regione e dell'ARPA, per il monitoraggio e la salvaguardia dell'ambiente e del territorio e per l'impiego sostenibile delle risorse naturali, finalizzati a un rafforzamento dei controlli relativi alle installazioni a terra, oltre che dei controlli a mare.

CONSIDERATO E VALUTATO che,

in relazione a TEMPI E MODI DI DISMISSIONE E RIMESSA IN PRISTINO DEI LUOGHI DA PARTE DELLE RELATIVE INSTALLAZIONI CHE ABBIANO CESSATO LA LORO ATTIVITÀ

- nel Capitolo 4 della Proposta di Piano viene fatto un *excursus* storico sulla norma che disciplina l'attività di chiusura mineraria dei pozzi e di dismissione degli impianti esistenti, una volta non più utilizzati e/o utilizzabili per la ricerca e la coltivazione di idrocarburi a terra o in mare. Sono in particolare approfonditi gli aspetti di ripristino dei luoghi;
il R.D. 1443 del 29/07/1927 obbliga il concessionario di risarcire il danno derivante dal solo esercizio della miniera null'altro prevedendo sugli adempimenti post-cessazione;
il D.Lgs. n. 625 del 25/11/1996 impone per la prima volta all'ENI (che con il decreto in parola perde il regime di esclusività nel settore *upstream* in val Padana e relativo *offshore*) il ripristino delle aree interessate e la rimozione degli impianti entro 2 anni dalla chiusura;

il D.L. n. 133 del 12/09/2014 (convertito con modificazioni dalla L. n. 164 dell'11/11/2014, mai attuato causa ricorsi istituzionali) ed il D.Lgs. n. 145 del 18/08/2015 disciplinano la materia delle fideiussioni per il recupero ambientale e delle garanzie per la copertura dei costi di eventuali incidenti solo per i titoli unici, finora mai rilasciati, e per le autorizzazioni oggetto di futuro conferimento;

il DM del 7/12/2016 all'art.4 impone l'obbligo di presentare le fideiussioni e le garanzie ai titolari di permessi e concessioni e con attività già autorizzate;

il D.D. del 15/07/2015 disciplina dettagliatamente le garanzie fideiussorie del DM del 7/12/2016;

la Circolare del 09/05/2018 prot. n. 12183/MISE della DG per la Sicurezza anche Ambientale delle Attività Minerarie ed Energetiche – UNMIG, disciplina le garanzie economiche del DM del 7/12/2016.

- Valutato che per i titoli esistenti e per le autorizzazioni già rilasciate l'obbligo delle fideiussioni e delle garanzie è stato invece introdotto dal MISE, con normazione di tipo secondario, e in quanto tale certamente più debole dal punto di vista giuridico e procedimentale. A tal proposito si auspica che il Proponente compia idonee azioni ai fini dell'inserimento di tali previsioni in norma primaria.
- Nel Capitolo 4 della Proposta di Piano viene puntualizzato che “Per la dismissione delle infrastrutture a terra occorre invece precisare che da sempre, al termine delle attività *upstream*, i pozzi vengono chiusi minerariamente e i luoghi vengono riconsegnati ai proprietari superficiali o allo Stato, tale per cui non sussistono “pozzi abbandonati”, ma eventualmente pozzi non più produttivi o non più suscettibili di utilizzo per l'attività mineraria, da destinare alla chiusura; tali pozzi non possono comunque dirsi abbandonati in quanto posti sotto la responsabilità della Società avente il titolo minerario vigente o eventualmente nominata custode, alla cessazione del titolo, nelle more della chiusura dei pozzi e del ripristino delle aree, e sotto la sorveglianza dell'autorità mineraria (le sezioni UNMIG)”.

Il programma di ripristino dell'area impegnata dalla precedente attività mineraria è autorizzato dalla Sezione UNMIG previa intesa con la Regione competente per territorio, o le province autonome di Trento e Bolzano. Al termine dei lavori la Sezione UNMIG redige il verbale di avvenuto ripristino secondo il programma autorizzato e ne invia copia al Ministero, alla Regione o Provincia autonoma. Con l'Accordo del 24 aprile 2001 fra il Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano, l'autorizzazione finale al rilascio delle aree di cantiere, ad attività lavorativa cessata, è stata subordinata al conferimento dell'intesa regionale; dal 2001, per la terraferma, vi è stato quindi il coinvolgimento della Regione per il ripristino delle aree, dopo la chiusura del pozzo e lo smantellamento di tutte le *facilities* minerarie. Dal 2001 in poi, si sono riscontrate notevoli difficoltà ad addivenire alla conclusione delle operazioni, in quanto spesso l'intesa regionale viene subordinata non solo alla realizzazione della caratterizzazione e dell'eventuale bonifica, ma anche a svariate incombenze richieste dalla Regione, dai Comuni, dall'ARPA, etc.;

- a questo proposito si valuta che occorre procedere a una semplificazione della chiusura mineraria dei pozzi e allo smantellamento delle relative infrastrutture procedendo a valle con la fase di ripristino/bonifica dello stato dei luoghi;

pertanto, si manifesta apprezzamento positivo per la messa a punto di una norma primaria con i contenuti della proposta elaborata dalla DGISSEG volta a distinguere le due fasi di chiusura mineraria e ripristino ambientale rimettendo la prima alla esclusiva competenza della sezione UNMIG e la seconda alla competenza della Regione.

- Considerato che in relazione alle raccomandazioni di cui al punto 4 del parere di *Scoping*, il Proponente dichiara di averle recepite quasi tutte e sta valutando proposte di semplificazione del DM del 15 febbraio 2019 “*Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse*”. Le modifiche prevederanno di comunicare la dismissione al verificarsi delle condizioni, abrogando l’obbligo di inoltro dell’elenco piattaforme (con pozzi autorizzati alla chiusura) entro il 31 marzo di ogni anno; contestualizzare l’istanza di chiusura con l’istanza di dismissione (attualmente quest’ultima a valle della autorizzazione alla chiusura); prevedere che entro 5 mesi (e non più 12) dalla comunicazione del MITE delle piattaforme da dismettere possano essere ammesse istanze di riutilizzo al termine del quale entro i successivi 5 mesi (e non più 10) istanza di rimozione. Si prevedrà il termine finale di massimo 5 anni per la conclusione delle attività di dismissione e di massimo 10 anni per il completamento delle attività di ripristino dei luoghi. A tal proposito l’ulteriore raccomandazione della CTVA di prevedere “*che il provvedimento autorizzativo di proroga della concessione di coltivazione consideri comunque l’obbligo di dismissione della piattaforma a giacimento esaurito, debitamente notificato dal concessionario*” il Proponente dichiara, nella Proposta di Piano pagg. 108-116, che in considerazione di quanto previsto dal DPR 886 del 24/05/1979, è “*prassi dell’Amministrazione prescrivere alle Società, nei decreti di conferimento dei titoli minerari e in quelli di proroga, soprattutto in quelli di più recente emanazione, di provvedere ad un’adeguata programmazione delle chiusure minerarie dei pozzi, da effettuarsi alla fine della vita produttiva degli stessi, e al ripristino delle aree, ad attività lavorativa cessata*”, pertanto la dismissione non è legata “*alla fine della concessione, ma deve essere realizzata man mano che le infrastrutture diventano inutilizzabili e l’attività mineraria si avvia alla cessazione*”. Si ribadisce altresì che può essere autorizzato da parte dell’amministrazione competente, come deroga, 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.) della società o enti interessati al riutilizzo, o una rimozione parziale delle piattaforme o delle infrastrutture connesse;

il Proponente non recepisce la raccomandazione di cui al punto 4 del parere di *Scoping* di individuare come prioritarie le dismissioni delle piattaforme la cui ubicazione geografica risulti a meno di 12 MN dalla costa oppure includere nell’area vasta zone naturalistiche protette (quali ad esempio, SIC, ZPS, SIC, ZPS), come dettagliato nel parere. A tal proposito il Proponente puntualizza che “*il processo normato che conduce alla dismissione delle infrastrutture minerarie delle concessioni di coltivazione di idrocarburi in essere, non segue logiche di “assemblamenti” di piattaforme che si trovano in condizioni simili quali l’insistenza in aree*

con il medesimo vincolo ambientale, piuttosto si ritiene che sia da verificare, come specificatamente descritto nel documento di Piano, se le infrastrutture minerarie trovandosi tutte, o alcune di esse, all'interno di aree definite, nella c.d. situazione "ante operam", come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, sono riferite a concessioni in stato di improduttività continuativa da più di 5 anni (quale soglia temporale di improduttività, definita in funzione anche delle risultanze dell'applicazione del criterio ambientale). In quanto le eventuali concessioni di coltivazione vigenti in mare che, alla data di adozione del PiTESAI, sono nella predetta situazione di improduttività continuativa, secondo i contenuti del Piano stesso, restano in vigore fino alla scadenza, senza alcuna possibilità di ottenere eventuali ulteriori proroghe, in quanto non rispettano i criteri ambientali economici e sociali di cui al PiTESAI, e sono dichiarate non compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, dovendo quindi procedere alle operazioni di dismissione e ripristino dei luoghi".

- A questo proposito si valuta che:

- la procedura di riutilizzo/dismissione risulta ben delineata, sebbene da semplificare nelle forme proposte; allo stato le Piattaforme "dismesse" sono in numero di 6 a fronte delle 138 presenti delle quali 34 da dismettere secondo la bozza di Accordo di Programma del 2018 non andato a buon fine e che prevedeva anche l'intesa di Assomineraria (come affermato a pag. 143 della Proposta di Piano);
- delle 138 piattaforme 94 sono entro le 12 miglia marine;
- a fronte di 172 concessioni 79 risultano improduttive. Per le concessioni a mare, 61 totali, il Proponente afferma che (pag. 144 della Proposta di Piano) *"18 risultano improduttive. Di queste, n. 11 non hanno mai prodotto dalla data di conferimento del titolo. Si constata che n. 8 di queste concessioni sono ubicate nell'Alto Adriatico in zona interdotta (art. 8 del DL 112/2008) per motivi di potenziale rischio di subsidenza. Mentre n. 1 concessione risulta improduttiva da 1-5 anni, n. 2 concessioni risultano improduttive da 6-10 anni e n. 10 concessioni risultano improduttive da oltre 20 anni"*. Ai sensi di quanto richiamata all'art. 26 del R.D. 1443 del 29/07/1927 *"Le miniere date in concessione devono essere tenute in attività tranne che, dal Ministro per l'economia nazionale, sentito il Consiglio superiore delle miniere, sia consentita la sospensione dei lavori o la graduale esecuzione di essi. La facoltà di consentire la sospensione dei lavori spetta alla stessa autorità alla quale è attribuita la competenza al rilascio delle concessioni per la coltivazione di giacimenti minerali"*, norma attuale e ribadita nel Decreto Direttoriale 15 luglio 2015 *"Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 25 marzo 2015 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli"* all'art. 33 comma 1 che stabilisce che *"Il titolare non può sospendere i lavori di coltivazione e di ricerca nell'ambito di una concessione o di una fase di coltivazione del titolo concessorio unico, né ridurre la produzione di regime della concessione salvo nei casi di provata motivazione tecnica o riconosciuta causa di forza maggiore o senza autorizzazione della sezione UNMIG competente, per periodi fino a 12 mesi, o del Ministero per periodi superiori"*.

- Considerato che, in relazione alle raccomandazioni di cui al punto 5 del parere di *Scoping*, il Proponente dichiara di averle recepite rimandando a quanto contenuto da pag 114 a pag. 118 del RA (peraltro anche nella Proposta di Piano da pag. 111 a pag. 118) e richiamando il DM 15/02/2019.

Considerato che, in relazione al punto 6, il Proponente dichiara che in via generale le proposte di riutilizzo di siti interessati da attività mineraria dismessa *“non sono oggetto specifico di mandato del Piano, che si limita a “fornire le indicazioni per un possibile riutilizzo”*.

Il Proponente alla pag. 115 del RA afferma che oltre al riutilizzo dei pozzi sulla terraferma come stoccaggio di gas naturale vi sono anche *“possibili utilizzi dei pozzi a terra, qualora sussistano i caratteri entalpici che ne giustifichino l'economicità, sono la produzione di energia geotermica o i sistemi di teleriscaldamento basati sulla geotermia”*.

- A questo proposito si valuta che:
 - sussiste un forte interesse delle società private alla realizzazione di stoccaggio di gas naturale in sovrappressione sulla terraferma;
 - la strategicità del ruolo dello stoccaggio in sovrappressione non appare rientrare tra gli obiettivi del Ministero della Transizione Ecologica, Dipartimento per l'Energia e il Clima, Direzione Generale Infrastrutture e Sicurezza Sistemi Energetici e Geominerari in quanto: *“...attualmente, il sistema nazionale degli stoccaggi di gas naturale è già caratterizzato da una capacità in termini di volumi di gas stoccabile piuttosto elevata. Alcune criticità si rilevano solo in merito alla capacità del sistema di fronteggiare le “punte” di fabbisogno nei giorni critici dell'inverno. Pertanto, stante l'attuale situazione del sistema italiano di stoccaggio gas, tenuto conto che la sovrappressione contribuirebbe solo ad aumentare i volumi di gas disponibili, senza migliorare in modo significativo la capacità del sistema di rispondere alle punte di richiesta, si ritiene che, attualmente, tale differente modalità di esercizio, nonché le prove a esso funzionali, non rappresenti una priorità per il sistema italiano di stoccaggio di gas naturale, non contribuendo, allo stato attuale, al miglioramento della sicurezza degli approvvigionamenti, per cui le istanze relative alla sovrappressione potranno essere riprese in esame da questa Amministrazione nel caso in cui se ne presenti la necessità”* (risposta del Direttore Generale Ing. G. Dialuce alla nota n. 24/02/2021.0162179.U., acquisita al protocollo n. 5873 del 24.02.2021, con cui la Regione Emilia Romagna ha chiesto informazioni in merito all'autorizzazione all'esecuzione delle prove di iniezione nel livello BB1 del giacimento di San Potito finalizzate all'ampliamento della capacità di stoccaggio mediante superamento (sovrappressione) della originaria pressione statica di fondo.

CONSIDERATO E VALUTATO che,

in relazione alla valutazione agli EFFETTI AMBIENTALI DEL PiTESAI

- il Proponente descrive gli effetti ambientali del PiTESAI nel cap. 7 del RA ricordando che *“l'indirizzo del Piano è rappresentato dalla definizione di un quadro territoriale, rispetto al*

quale pianificare lo svolgimento delle attività di upstream valorizzando la sostenibilità ambientale, sociale ed economica, e con l'obiettivo di accompagnare la transizione del sistema energetico nazionale alla decarbonizzazione” e che “tale indirizzo trova applicazione attraverso l'individuazione dei criteri ambientali, sociali ed economici, in base ai quali stabilire se una determinata area sia potenzialmente o meno idonea all'effettuazione delle attività di ricerca e di successiva coltivazione di giacimenti di idrocarburi e/o alla prosecuzione delle attività minerarie già in essere”;

- oltre a richiamare le categorie ambientali distinte nelle tre tipologie (vincoli assoluti di esclusione, vincoli relativi di esclusione e vincoli relativi di attenzione/approfondimento) il Proponente afferma che **“La definizione di un quadro di aree potenzialmente idonee per nuove attività rappresenta una delle previsioni di Piano rispetto alla quale individuare, descrivere e valutare gli impatti ambientali significativi che l'attuazione del piano potrebbe avere sull'ambiente come previsto all'art. 13 del D.Lgs. n. 152/06”** e che **“La restrizione delle zone che potranno essere interessate dalle nuove attività derivante dalla applicazione dei suddetti vincoli genera impatti ambientali positivi riconducibili alla preservazione delle caratteristiche ambientali delle aree considerate con conseguenti effetti sui diversi aspetti ambientali così come richiamati all'allegato VI del D.Lgs. n. 152-06 come da tabella seguente”;**
- in merito alle citate affermazioni, si deduce che nelle intenzioni del Proponente, la finalità delle categorie ambientali (i tre tipi di vincoli) sia solo quella di “restringere” le zone che potranno essere interessate da nuove attività e non anche quelle che già attualmente sono interessate da attività o procedimenti;
- in tal modo non coglie il pieno dettato della L. 12/2019 che contempla anche la possibilità di sospendere i procedimenti pendenti alla entrata in vigore della legge stessa (art. 11-ter commi 4 e 5) e, nelle aree che risulteranno non idonee, rigettare le istanze e rendere improrogabili le attività di coltivazione (comma 8);
- paradossalmente, gli “impatti positivi” che secondo il Proponente verrebbero generati a seguito della applicazione dei criteri ambientali ai fini della sola individuazione delle “aree potenzialmente idonee per nuove attività”, equivarrebbe a un bilancio, nel complesso, negativo dato che, non escludendo l'interessamento di nuove aree idonee per le attività, il Proponente non accenna alla riduzione di quelle già interessate da istanze o attività;
- la tabella 7-1 del RA fornisce un quadro di corrispondenze tra gli obiettivi ambientali (definiti nel cap.4), i fattori ambientali, le tematiche, i vincoli assoluti, relativi di esclusione e di attenzione/approfondimento e gli “impatti ambientali delle attività evitati/minimizzati a seguito dell'applicazione dei vincoli”;
- si ribadisce la necessità che gli effetti ambientali siano indagati in tutto l'ambito territoriale di riferimento del PiTESAI e non solamente nelle aree interessate dai citati vincoli; nelle aree già interessate da attività, con o senza la presenza di vincoli, l'individuazione degli effetti ambientali è certamente finalizzabile a una conseguente mitigazione;
- gli effetti ambientali del PiTESAI sono quantificati nella tabella 7-2 del RA, in termini di percentuali delle seguenti tipologie di aree all'interno delle aree in vincolo, sul totale dell'area riferita alla tipologia:

1. concessioni di coltivazione
2. permessi di ricerca
3. istanze di permesso di ricerca
4. istanze di concessione di coltivazione.

Senza entrare nel merito dei singoli casi, si riportano i risultati riferiti alle due categorie di vincoli (assoluti e relativi di esclusione):

Titoli minerari e istanze Vincoli assoluti e relativi di esclusione		Ambito di riferimento	Concessioni di coltivazione	Permessi di ricerca	Istanze di permesso di ricerca	Istanze di concessione di coltivazione
Superficie totale all'interno dell'ambito di riferimento	km ²	156.403,76	10.357,63	23.245,28	29.353,64	410,79
Vincoli assoluti	km ²	28.629,89	5.025,78	5.998,94	7.161,14	147,78
	%	18,31	48,52	25,81	24,40	35,97
Vincoli relativi di esclusione	km ²	69.737,34	5.175,15	10.939,13	13.177,33	232,69
	%	44,59	49,96	47,06	44,89	56,64

- per come è impostata la tabella, si deduce che, ad esempio, il 48,52% delle concessioni di coltivazione del totale delle aree di concessione, si trova in area di vincolo assoluto.
- In base ai dati forniti dal Proponente e riportati nella tabella 7-2, se le percentuali relative alle aree di Concessione di coltivazione, permessi di ricerca e istanze, anziché essere riferite alle relative superfici totali all'interno dell'ambito di riferimento fossero state riferite alla superficie totale dell'area in vincolo (assoluto e relativo di esclusione), i risultati sarebbero i seguenti:

Titoli minerari e istanze Vincoli assoluti e relativi di esclusione		Ambito di riferimento	Concessioni di coltivazione	Permessi di ricerca	Istanze di permesso di ricerca	Istanze di concessione di coltivazione
Superficie totale all'interno dell'ambito di riferimento	km ²	156.403,76	10.357,63	23.245,28	29.353,64	410,79
Vincoli assoluti	km ²	28.629,89	5.025,78	5.998,94	7.161,14	147,78
	%	100,00%	17,55%	20,95%	25,01%	0,52%
Vincoli relativi di esclusione	km ²	69.737,34	5.175,15	10.939,13	13.177,33	232,69
	%	100,00%	7,42%	15,69%	18,90%	0,33%

In tal modo, delle aree con vincoli assoluti rientranti nell'ambito di riferimento, risulta che:

- il 17,55% è interessato da concessioni di coltivazione;
- Il 20,95% è interessato da permessi di ricerca;
- Il 25,01% è interessato da Istanze di permesso di ricerca,
- Lo 0,52% è interessato da Istanze di concessione di coltivazione;

nel complesso, quindi il 64,03% di aree con vincoli assoluti è interessato da concessioni o istanze;

analogamente, si ottiene che il 42,34% delle aree in vincolo relativo di esclusione è interessato da concessioni o istanze;

a ciò si deve aggiungere una valutazione relativa a quanto osservato dal Proponente (p. 450 del RA):

“Occorre tuttavia tenere presente che l’area di un permesso o di una concessione è notevolmente più vasta rispetto a quella fisicamente occupata dalle infrastrutture di ricerca o di coltivazione, come riportato nella Tabella 3.3-11: “Area occupata da impianti distinta per Regione”, quindi le percentuali riportate nella Tabella 3.3-11: “Interferenze territoriali tra i titoli minerari/istanze aggiornati al 30/06/2021 e gli strati informativi afferenti ai vincoli assoluti e relativi di esclusione”, vanno considerate in relazione alle risultanze di cui alla tabella”.

- Da quanto citato sembra evincersi che le % relative alle concessioni di coltivazione e di permessi di ricerca riportate in precedenza, sarebbero maggiori se invece di essere riferite alle aree “fisicamente occupate dalle infrastrutture di ricerca o di coltivazione” fossero riferite alle aree di ricerca o di coltivazione comportando quindi risultati ancora più negativi.
- Gli effetti ambientali del PiTESAI, descritti nel cap. 7 del RA, sono genericamente individuati solo in relazione alle tipologie di aree definite attraverso i vincoli assoluti e i vincoli relativi di esclusione; rispetto a quanto indicato dal D.Lgs. n. 152/2006, Allegato VI alla Parte II, lettera f), mancano considerazioni sugli effetti ambientali determinati rispetto ai seguenti fattori:
 - Biodiversità
 - Popolazione
 - Salute umana
 - Flora e fauna
 - Suolo
 - Acqua
 - Aria
 - Fattori climatici
 - Beni materiali
 - Patrimonio culturale, anche architettonico e archeologico
 - paesaggio
 - interrelazione tra i suddetti fattori;
- in merito a quanto affermato dal Proponente circa il fatto che “Rispetto alla categoria dei vincoli relativi di attenzione/approfondimento la stima degli impatti derivanti dalla loro applicazione dipenderà dalle valutazioni che saranno condotte caso per caso in riferimento alle caratteristiche sito-specifiche degli elementi considerati in tale categoria” si valuta non condivisibile un approccio che rimanda alla fase di VIA del progetto una valutazione che potrebbe essere pienamente soddisfatta già in VAS, comportando così la probabile necessità di mitigare e compensare impatti negativi che, se individuati in VAS, potrebbero essere evitati;

- in merito a quanto affermato dal Proponente circa il fatto che *“La stima degli impatti derivanti dall’applicazione di detti vincoli sarà oggetto del monitoraggio ambientale attraverso opportuni indicatori di misura dell’evoluzione dell’interferenza tra aree interessate da titoli e aree ricomprese nei suddetti vincoli”* si ricorda che gli effetti sui fattori ambientali in precedenza richiamati (Allegato VI alla Parte II del D.Lgs. n. 152/2006) devono essere individuati su tutto l’ambito territoriale di riferimento per la VAS del PiTESAI e non solamente, come affermato nel RA, nelle “aree ricomprese nei suddetti vincoli” e ciò dovrebbe essere svolto sia a livello di VAS, e pertanto nel RA, che nelle successive fasi valutative; inoltre, in merito al monitoraggio ambientale, si ribadisce la necessità di una analisi del contesto attraverso i citati fattori ambientali, analisi che può essere espressa attraverso opportuni indicatori riferiti ai vari fattori ambientali e in grado di rappresentare gli effetti (positivi e negativi) determinati dal PiTESAI;
- in merito a quanto affermato dal Proponente circa il fatto che *“Per le attività in essere che proseguiranno alla luce della valutazione derivanti dall’integrazione di criteri ambientali, sociali ed economici¹³, gli elementi ambientali considerati nelle categorie di vincoli saranno oggetto di controllo nell’ambito dei monitoraggi delle singole attività al fine di individuare eventuali impatti ambientali imprevisti e adottare misure correttive”* il monitoraggio del Piano e il monitoraggio VAS dovranno interessare l’intero ambito territoriale di riferimento e non solamente le aree in vincolo.

CONSIDERATO E VALUTATO che,

in merito alla SALUTE UMANA

- La criticità già evidenziata nel parere di *Scoping* riguardava l’assenza di una trattazione degli impatti delle attività *upstream* sulle varie matrici ambientali tra cui aria, acqua, suolo e alimenti di origine vegetale e animali con inevitabili conseguenze sulla salute umana nei territori più direttamente interessati da tali attività;
- oltre agli impatti socio-economici e altri aspetti occupazionali, si chiedeva di *“illustrare in termini generali gli impatti sulla salute dovuti ai contaminanti emessi dalle attività di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi a terra nonché gli impatti per esposizione al rumore e ai materiali radioattivi presenti in natura”*;
- nel par. 2.2.2 “Finalità, obiettivi e orizzonte temporale del PiTESAI” viene posta la giusta attenzione sull’importanza che rivestono la tutela dell’ambiente e la salute umana; si afferma, infatti, che *“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*

¹³ I criteri socio-economici sono stati definiti in considerazione dell’obiettivo del PNIEC di prevedere ancora un importante utilizzo del gas per la transizione energetica verso la decarbonizzazione al 2050, e dell’indirizzo generale che si pone il PiTESAI di valorizzare le concessioni in stato di produttività, rispetto a quelle che invece versano in situazioni di cronica improduttività, agendo tempestivamente sulle concessioni che non hanno mai prodotto per un periodo molto ampio e sulle concessioni improduttive di fatto

tutela ambientale e della salute umana come vincolo ed opportunità per uno sviluppo più prospero dell'attuale e delle future generazioni"; così inquadrato, il PiTESAI deve quindi rappresentare il tema della salute umana a un livello di dettaglio significativo della scala di intervento;

- nel par. 3.2 del RA, relativo ai possibili impatti ambientali delle attività *upstream*, il tema della salute umana è stato trattato in termini generali con citazioni degli elementi di possibile rischio legati alle sostanze impiegate e a possibili fenomeni di rilascio nell'ambiente;
- pur prendendo atto di quanto affermato dal Proponente circa il fatto che *"non sempre è disponibile una valutazione tossicologica completa basata su dati in vivo per tutte le sostanze chimiche coinvolte nelle attività di esplorazione e sfruttamento di idrocarburi onshore. I rischi per la salute umana deriveranno dall'esposizione alle miscele la cui composizione varia nel tempo e da sito a sito. La conoscenza sui rischi per la salute di miscele complesse è limitata"* è comunque indispensabile un ulteriore approfondimento, articolato per le regioni che rientrano nell'ambito territoriale di riferimento per la VAS, con particolare attenzione a quelle interessate dall'estrazione di petrolio;
- infatti, nel cap. 5 del RA, in cui è descritto l'inquadramento ambientale dell'ambito territoriale, gli effetti sulla popolazione sono indagati in termini di impatto occupazionale dall'entrata in vigore della L. 12/2019 (impatto individuato come sostanzialmente negativo a causa degli effetti determinati dalla sospensione dei procedimenti amministrativi sulle stime occupazionali espresse in unità lavorative anno - ULA), mentre continua a mancare una caratterizzazione della salute umana nei termini richiesti dal parere di Scoping, riferita all'ambito territoriale di riferimento per la VAS del PiTESAI e, in particolare, nei territori in cui è maggiore la presenza di attività *upstream*; tale caratterizzazione, sulla base di pregressi studi epidemiologici e tossicologici pubblicati, dovrebbe descrivere, quanto più possibile:
 - un quadro epidemiologico (possibilmente comprendente: mortalità generale, specifica e per cause della popolazione; ospedalizzazione per le specifiche patologie individuate; consumo di farmaci; dati dei registri patologia e tumori; certificati di assistenza al parto; dati di indagini epidemiologiche *ad hoc*) nelle regioni interessate da attività di esplorazione e sfruttamento di idrocarburi *onshore* al fine di individuare una eventuale incidenza dovuta all'utilizzo delle sostanze chimiche impiegate e verosimilmente rilasciate nelle matrici ambientali (aria, acqua, suolo) e nei prodotti agroalimentari;
 - tale analisi potrebbe utilmente essere approfondita a livello di province, laddove le attività di ricerca ed estrazione siano più intense;
 - a fronte delle analisi sull'impatto occupazionale, già presenti nel RA, una più completa caratterizzazione dovrebbe tenere anche conto degli effetti negativi che la presenza di attività *upstream* a terra può determinare sui prodotti agroalimentari e quindi, in termini di marketing, sull'immagine e sul valore degli stessi nonché sul valore delle proprietà.
- La caratterizzazione così condotta dovrebbe concorrere alla individuazione delle aree idonee allo svolgimento delle attività del PiTESAI (considerando tutti i determinanti di salute ovvero quei fattori che influenzano lo stato di salute di una popolazione) e potrebbe contribuire altresì a definire per le aree individuate come tali:

- azioni che possono essere intraprese nell'ambito del Piano per promuovere e migliorare il benessere e minimizzare o evitare ogni effetto negativo sulla salute;
- misure di prevenzione e di mitigazione degli impatti.
- In tal senso, quindi, i criteri ambientali utili per la definizione delle aree idonee dovrebbero includere, ove disponibili, aspetti ecotossicologici, tenendo conto anche della potenziale sinergia/addizione degli impatti derivanti da altre installazioni industriali, eventualmente presenti nelle aree ritenute idonee per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi sul territorio, tutti fattori indispensabili a tutela della salute della popolazione.
- Nel parere di *Scoping* si raccomandava di sviluppare il tema della salute umana anche attraverso il monitoraggio: *“a fronte di una complessiva carenza di informazioni quantitative, evidenziata da numerose ricerche, sia sui percorsi diretti (aria e acqua) che indiretti (alimentazione) che determinano impatti sulla salute umana, si auspica che il monitoraggio VAS del PiTESAI sia alimentato anche dai monitoraggi relativi agli impianti; la definizione di una base dati integrata, in cui convergano i dati di monitoraggio VAS e quelli di monitoraggio dei singoli impianti, può consentire una migliore comprensione dei fenomeni connessi alla salute umana e, coerentemente con gli obiettivi del monitoraggio VAS, eventuali azioni correttive sul PiTESAI”;*
- nel confermare tale indicazione, si sottolinea che, al fine di una migliore comprensione dei fenomeni connessi alla salute umana ed eventuali azioni correttive sul PiTESAI, andrebbero create sinergie tra politiche sanitarie e ambientali, e metodi condivisi di comunicazione delle informazioni, definendo le modalità e gli strumenti di scambio dei dati tra le Pubbliche Amministrazioni competenti nel rilascio delle autorizzazioni VIA e AIA (Regioni e Ministero della Transizione Ecologica) e le Autorità di Controllo competenti in campo ambientale (ISPRA e ARPA) e sanitario (SSN);
- l'obiettivo ambientale relativo alla salute umana assunto nel RA, derivato dalla Strategia nazionale per lo Sviluppo Sostenibile, è quello di “Diminuire l'esposizione della popolazione ai fattori di rischio ambientale e antropico” (obiettivo OA26);
- questo obiettivo andrebbe ulteriormente definito, così come andrebbero definiti i riferimenti concettuali e operativi attraverso i quali procedere alla fase di valutazione ambientale di tale obiettivo in considerazione che i rischi ambientali diretti e indiretti per la popolazione sono riconducibili a contaminazione dell'acqua, dell'aria, del suolo, attività sismica, rumore, luce, odore, infrastruttura del sito e traffico, cambiamenti sociali;
- tenendo conto del fatto che una popolazione deve essere definita attraverso informazioni (distribuzione geografica, età, sesso, condizione sociale, istruzione, ambiente sociale, culturale e fisico ecc.) necessarie a stimare gli impatti complessivi, diretti e indiretti che un evento/attività può determinare sulla salute, la determinazione dell'indicatore di contesto “Diminuire l'esposizione della popolazione ai fattori di rischio ambientale e antropico” (proposto ai fini del monitoraggio nel cap. 9 del RA) deve essere il risultato di indicazioni strettamente interconnesse, definite già nel RA;
- nell'ottica della sostenibilità della transizione energetica, in particolare nelle aree che risulteranno idonee a seguito dell'approvazione del PiTESAI, non andrebbe trascurato

l'aspetto connesso alla sensibilizzazione della popolazione e alla comunicazione dei temi connessi alle attività di ricerca e coltivazione e alle conseguenti implicazioni; tali implicazioni possono essere espresse, in ultimo, in termini economici, ma considerando l'intero ventaglio di aspetti che vanno da quelli (positivi) occupazionali a quelli (negativi) di possibile compromissione delle qualità ambientali del territorio e, soprattutto, della salute umana;

- il RA dovrebbe definire in maniera congruamente definita puntuale gli obiettivi e le azioni di miglioramento che si intende perseguire al fine di tutelare la salute pubblica tentando di superare la carenza informativa di un chiaro quadro di rischi associati alle forme di inquinamento del settore *upstream*. Il rischio associato agli inquinanti una volta definito, dovrebbe anzitutto concorrere alla definizione delle aree idonee e comunque essere gestito attraverso politiche e misure aggiuntive rispetto a quelle già stabilite. In particolare:
 - deve essere posto l'accento sulla riduzione delle emissioni in luoghi in cui le persone sono maggiormente esposte alle forme di inquinamento del settore *upstream*;
 - nelle zone maggiormente antropizzate che risultassero idonee a seguito della approvazione del PiTESAI, prevedere interventi specifici per ridurre le concentrazioni di inquinanti dovuti al settore *upstream* al fine di garantire la minimizzazione dell'esposizione umana alle possibili forme di inquinamento;
- va ribadito che, anche per quanto riguarda il PiTESAI, l'individuazione e la rimozione delle sorgenti di contaminazione delle attività *upstream*, ove presenti, ai fini della tutela della salute umana, dovrebbe essere una priorità e pertanto sarebbe opportuno il contributo delle regioni nella identificazione delle aree a maggior rischio sanitario;
- condividendo quanto già osservato dall'Istituto Superiore di Sanità in relazione al Rapporto Preliminare, sebbene la VIS non sia obbligatoria per le attività oggetto del PiTESAI, si ritiene che il tema della salute pubblica debba avere una maggiore valenza all'interno delle valutazioni del Proponente andando oltre il tema della sicurezza dei lavoratori: "Con il D.L. 12 settembre 2014, n.133, la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) cui devono essere sottoposte le attività di ricerca, prospezione e coltivazione degli idrocarburi assegna allo Stato la competenza di queste procedure. Come noto la nuova VIA, aggiornata dalla Direttiva 2014/52/CE e recepita in Italia con il decreto 104 del 16 giugno 2017, ha apportato alcuni cambiamenti e in particolare all'art. 4 ha fortemente ribadito il ruolo della VIA a tutela, non solo delle componenti ambientali, ma della salute ponendo al primo posto la valutazione degli impatti inerenti la popolazione e la salute umana. Il recepimento italiano della nuova Direttiva, rispondendo a questa esigenza di maggiore attenzione, ha introdotto la Valutazione di Impatto sulla Salute (VIS), obbligatoria per alcune tipologie di impianti (nuovi impianti rientranti al punto 1) dell'allegato II e i progetti riguardanti le centrali termiche e altri impianti di combustione con potenza termica superiore a 300 MW, di cui al punto 2) del medesimo allegato II, del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i). Le attività oggetto del PiTESAI non rientrano all'interno delle categorie di impianti sottoposti a VIS obbligatoria nella procedura VIA; non di meno si rileva che la componente salute deve acquisire un ruolo di maggiore valenza all'interno di queste valutazioni, suggerendo l'elaborazione di uno studio dedicato alle possibili ricadute sulla salute delle popolazioni potenzialmente interessate dalle attività ricadenti all'interno del Piano".

CONSIDERATO E VALUTATO che,

in relazione alla VALUTAZIONE DI INCIDENZA SUI SITI NATURA 2000

- Il Proponente affronta il tema dell'incidenza del Piano sui Siti Natura 2000 nel Cap. 8 del RA e nell'Allegato 6.

La Valutazione d'Incidenza è il procedimento di carattere preventivo, previsto dall'art. 6, comma 3, della Direttiva "Habitat" (Direttiva 92/43/CE) e disciplinato, a livello nazionale, dall'art. 6 del DPR 12 marzo 2003, n. 120 (G.U. n. 124 del 30 maggio 2003), al quale è necessario sottoporre qualsiasi piano o progetto che possa avere incidenze significative su un sito della Rete Natura 2000.

La Valutazione di Incidenza costituisce lo strumento per garantire il raggiungimento di un rapporto equilibrato tra la conservazione soddisfacente degli *habitat* e delle specie e l'uso sostenibile del territorio.

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 siano 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.

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

La Guida metodologica (2019) ha modificato quanto indicato dalla precedente versione del 2002, che prevedeva una valutazione articolata su quattro livelli, uno dei quali, precedente all'attuale Livello III (valutazione delle soluzioni alternative).

Nell'ambito del presente Studio di Incidenza a scala nazionale, è stato preso come riferimento il documento del MATTM, MIBACT, ISPRA Regioni e PPAA, la *"VAS – Valutazione di incidenza. Proposta per l'integrazione dei contenuti"* (settembre 2011).

I Siti Natura 2000 vanno inseriti nelle aree con vincolo assoluto, in quanto è verosimile presumere che l'attività mineraria possa generare interferenze dirette e indirette su SIC-ZSC e

ZPS in ottemperanza dell'art. 6 par. 2 della Direttiva *Habitat* e anche alla luce del principio di precauzione.

Indipendentemente dall'esito della VINCA, sul singolo progetto, in ragione degli impatti ordinari attesi dalle attività di prospezione ed estrazione di idrocarburi in aree ricadenti e limitrofe rispetto a quelle della Rete Natura 2000, è necessario individuare nella Pianificazione un buffer escludente, da affinare in sede di VIA e VINCA, al fine di “garantire il raggiungimento dell’obbligo di risultato previsto dalla Direttiva *Habitat* e dalla Direttiva Uccelli in merito al mantenimento e alla conservazione di habitat, specie ed habitat di specie, tutelati a livello unionale”.

Il Proponente afferma però che, in base alle suddette linee guida del 2019, non è possibile stabilire dei *buffer* predefiniti intorno ai Siti Natura 2000 da includere nelle aree non idonee.

Il Proponente ha valutato le eventuali interferenze con le specie e *habitat* di interesse comunitario derivanti dallo svolgimento di attività localizzate in aree esterne alla Rete Natura 2000 al I livello di *Screening* in quanto valuta in via preliminare le implicazioni potenziali del PiTESAI.

Sulla base della suddetta nota del MITE, il Proponente ritiene che la VINCA, integrata alla VIA, dovrà comunque essere condotta sulle singole istanze che eventualmente verranno presentate a seguito dell'attuazione del Piano.

Al riguardo si osserva che la Direttiva *Habitat* (92/43/CEE recepita con DPR n. 357 dell'8/09/97 e s.m.i.) ha come obiettivo principale il mantenimento della biodiversità, tenendo conto al tempo stesso delle esigenze economiche, sociali, culturali e regionali, per contribuire all'obiettivo generale di uno sviluppo durevole. Per conseguire tale finalità, è stata creata una rete ecologica europea di Zone Speciali di Conservazione (ZSC), denominata Rete Natura 2000, che comprende anche le Zone di Protezione Speciale (ZPS), istituite in base alla Direttiva Uccelli 2009/147/CE (ex 79/409/CEE, recepita dalla L 157/92 e s.m.i.).

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 sufficiente di *habitat* (art. 3 Dir. “Uccelli”).

La designazione delle ZSC, prevista dall'articolo 4 della Direttiva *Habitat* e dell'art 3 comma 2 del DPR 357/97 e s.m.i, garantisce l'entrata a pieno regime di misure di conservazione sito specifiche e offre una maggiore sicurezza per la gestione della rete.

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.

Dai dati disponibili sul sito del MiTE (www.minambiente.it), individuati da parte delle Regioni italiane, la superficie totale dei Siti Natura 2000 al netto delle sovrapposizioni è pari a circa il

19,35% della supf. Nazionale e a circa il 11,40% delle acque marine territoriali (dati tratti dal sito www.minambiente.it – aggiornamento dicembre 2020).

Tali valori sono insufficienti sia per l'Agenda 2020 ma ancora di più appaiono distanti dagli obiettivi dell'Agenda 2030 che fissa al 30% del territorio marino e terrestre la soglia minima di protezione, di cui il 20% strettamente ed efficacemente protetto, senza contare l'esistenza della procedura di messa in mora quanto alla insufficiente designazione di Siti di Rete Natura 2000 di cui si è detto in precedenza.

- A questo proposito la Commissione ritiene che:
 - con riferimento al Cap. 2 dell'Allegato IV al RA: “Approccio metodologico per lo Studio di Incidenza” Il Proponente dichiara che la Valutazione di incidenza a scala nazionale può essere effettuata solo per il Livello I, ovvero per la Fase di *Screening*, in quanto non è possibile quantificare l'incidenza del Piano sull'integrità, sulla base della struttura e della funzione, del singolo sito Natura 2000. L'eventuale attuazione di nuove attività *upstream* che interesseranno Siti Natura 2000 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.
 - Il Proponente dichiara altresì che non essendo nota la localizzazione delle nuove attività *upstream* oggetto del PiTESAI “*né tantomeno è possibile introdurre zone buffer, in assenza di opportune verifiche preliminari*”. Al riguardo questa Commissione ritiene invece importante che già nella presente fase di VAS siano definite le zone di rispetto per determinare le aree idonee, e che tale definizione sia utile come base per le successive valutazioni e verifiche ambientali sito specifiche.
 - Con riferimento al Cap. 3 dell'Allegato IV: “Criticità dei Siti Natura 2000 con specie e *habitat* sensibili alle minacce derivanti dalle misure del PiTESAI” il Proponente dichiara che, data l'ubicazione delle concessioni sul territorio nazionale, tutti gli *habitat* d'interesse comunitario possano essere potenzialmente interessati in maniera diretta o indiretta dalle categorie di impatti collegati alle attività estrattive.

A seguito dei risultati ottenuti dall'ultimo *Report* nazionale (IV ciclo di *Reporting* relativo al periodo 2013-2018) sullo stato di conservazione e trend degli *habitat* di interesse comunitario si evince una situazione complessivamente non positiva con un netto peggioramento rispetto al precedente ciclo di *reporting* sia per le specie ma ancor più evidentemente e drammaticamente per gli *habitat* (<https://www.eea.europa.eu/themes/biodiversity/state-of-nature-in-the-eu/article-17-national-summary-dashboards/conservation-status-and-trends>).

- Il Proponente ritiene che “l'aggiunta di ulteriori potenziali impatti nel contesto di una situazione già così compromessa potrebbe portare ad allontanare ancora di più il raggiungimento degli obiettivi fissati dalle Direttive europee sulla biodiversità e dalla normativa di recepimento nazionale relativamente allo stato di conservazione favorevole di *habitat* e specie di interesse Comunitario”.

Ad avviso di questa Commissione scrivente il peggioramento del quadro evidenzia l'effetto dovuto a: i) piattaforme estrattive in esercizio (cui è associata la possibile proroga di concessione) benché inizialmente prive di VIA poiché approvate prima dell'entrata in vigore delle normative vigenti in materia; ii) piattaforme il cui PMA appare comunque inadeguato a preservare il buono stato di qualità ambientale; iii) mancanza di aree *buffer* adeguate, per numero e caratteristiche, da preservare la qualità ambientale.

La VAS ha il dovere di dare indicazioni atte a invertire il *trend* e, conseguentemente, rendere efficace la conservazione di *habitat* di interesse comunitario.

In funzione di questo obiettivo, è certamente non praticabile, nell'odierno contesto, una metrica di assetto identica o troppo simile a quelle del passato, già risultate inefficaci a parere dello stesso Proponente.

Appare dunque necessario che nel Piano e nel RA questi aspetti siano riconsiderati sia per quanto riguarda la previsione di una VIA postuma finalizzata all'eventuale proroga/rinnovo della concessione, sia per quanto riguarda indicazioni strategiche di riferimento delle aree minime di *buffer* tra impianti estrattivi.

- L'orientamento del Proponente di non definire zone *buffer* si pone in modo problematico rispetto al senso della valenza strategica del documento VAS, che, per sua natura, deve produrre sulla base delle migliori esperienze internazionali degli elementi di riferimento utili allo sviluppo delle opere. Non dare, in sede di VAS, alcuna indicazione minima di riferimento, appare opzione critica dal punto di vista della salvaguardia ambientale, vieppiù alla luce del quadro complessivo delle attività di coltivazione a terra e offshore in Italia.
- Per quanto riguarda in particolare le **aree marine** si rappresenta che fuoriuscite accidentali o incidenti possano avere impatti anche a distanze ragguardevoli dalle piattaforme. Infatti, una distanza di 6 MN da un impianto estrattivo viene raggiunta dalle correnti (con utilizzo di dati conservativi) in 12-24 ore. Alla luce della elevata probabilità di incidenti o sversamenti accidentali, le zone *buffer* appaiono assolutamente concrete e tali da poter essere considerate elementi di precauzione. Appare comunque necessaria una ulteriore valutazione in sede VIA poiché tali aree potrebbero non essere sufficienti.

Alla luce di quanto sopra, la Commissione ritiene utile e necessario definire indicazioni almeno minime riguardo alle aree *buffer*, ai fini di un maggior e più congruo sviluppo elaborativo, come suggerito dal Proponente, alla luce della singola procedura di VIA e dei suoi esiti.

Giova ricordare che aree *buffer* da SIC sono già previste in numerosi casi, sia per aerogeneratori sia per siti di interesse archeologico. A questo proposito il TAR Puglia (BA), Sez. I, n. 674, del 3 maggio 2013, ad esempio, ha dichiarato legittima un'area *buffer* di 200 metri nel divieto di localizzazione di impianti eolici non finalizzati all'autoconsumo nei SIC e nelle ZPS costituenti la rete ecologica 'NATURA 2000'.

- A prescindere dalle specifiche caratteristiche dell'impianto, anche per i pozzi a terra, effetti dovuti a odori o alterazioni della qualità dell'aria sono percepibili a distanze

considerevoli. Per questa ragione la soluzione di un *buffer* minimo di 5 km dal perimetro del sito appare appropriata.

Muovendo da questa premessa, la Commissione ritiene opportuno che in sede di VIA, anche alla luce della procedura di VINCA, tale area *buffer* potrebbe essere eventualmente estesa (e non compressa) alla luce di particolari criticità ambientali sia a mare sia a terra (e.g., velocità di correnti o distribuzione di *habitat* e specie protette).

- In sintesi, quindi, con riferimento alle aree *buffer*, la Commissione valuta che, sulla scorta delle indicazioni della Comunicazione della Commissione intitolata Orientamenti tecnici sull'applicazione del principio "non arrecare un danno significativo" a norma del regolamento sul dispositivo per la ripresa e la resilienza.C(2021) 1054 final, quanto alla Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi, e delle Linee Guida 2019 per la valutazione di incidenza, la VAS, in quanto strumento pianificatorio di riferimento per la VIA, appropriatamente può fornire un'indicazione minima dei *buffer* rilevanti ai fini delle successive valutazioni, in funzione della sua natura di orientamento e degli scopi di precauzione e prevenzione che la informano, indirizzando all'applicazione di procedure di VINCA che tengano conto dell'ambito di influenza valutato come plausibile dal Piano e programma.
- Con riferimento alle “Misure di mitigazione per i potenziali effetti negativi” il Proponente dichiara che “Non si ritiene possibile definire delle misure di mitigazione in quanto, come detto, nuove attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi costituisce un’attività da escludere nei Siti Natura 2000 e nelle aree limitrofe”.
- Al riguardo la Commissione ritiene che questo tema meriti grande attenzione, in particolare ai fini dell’utilizzo di materiali con appropriato LCA e la progettazione e utilizzo di piattaforme facilmente rimovibili e riutilizzabili, anche indipendentemente dalle condizioni ambientali di contorno.
- Lo stesso dicasi per l’utilizzo di sistemi di ancoraggio per piattaforme galleggianti in mare aperto con utilizzo di “torpedo” o simili.
- Con riferimento al Cap. 5 dell’Allegato IV: “Indicatori per il controllo degli effetti significativi sulle specie e gli *habitat* tutelati nella Rete Natura 2000 dovuti all’attuazione delle misure del Piano”, gli indicatori utili al controllo degli effetti dell’attuazione delle misure del PiTESAI sono lo stato di conservazione di tutte le specie e degli *habitat* tutelati dalle Direttive *Habitat* e Uccelli sensibili alle Pressioni/Minacce.
- Per completezza, la Commissione ricorda infine che, ai sensi della *Marine Strategy Framework Directive*, il mancato raggiungimento di un buono stato di qualità ambientale (*Good Environmental status*) determina l’applicazione delle sanzioni previste dalle norme comunitarie.

VALUTATO che,

in merito alle MISURE PREVISTE PER IMPEDIRE, RIDURRE E COMPENSARE NEL MODO PIÙ COMPLETO POSSIBILE GLI EVENTUALI IMPATTI

- Rispetto al quadro attuale delle attività *upstream* nel territorio nazionale, il PiTESAI si pone come piano volto ad accompagnare il settore verso la transizione energetica sostenibile che, allo scenario 2050, implica la completa decarbonizzazione; l'art. 11-ter della L. 12/2019 stabilisce che il PiTESAI individui le aree ove è consentito lo svolgimento delle attività *upstream* tenendo conto delle caratteristiche ambientali, sociali ed economiche.
- Ciò significa che gli effetti dell'applicazione del citato art. 11-ter si dovrebbero sostanziare in un Piano che impedisca e riduca gli effetti del settore *upstream* che, nello stato *ante* L. 12/2019 venivano determinati dalle attività del settore stesso, e ciò in ragione della riduzione, sul territorio, della presenza delle suddette attività che si traduce nella progressiva riduzione del consumo di gas e petrolio.
- Inteso quindi come piano che accompagna l'effettiva transizione energetica e, al 2050, la completa decarbonizzazione (intesa come effetto di un cambiamento nei consumi ma, coerentemente, anche come cessazione dell'estrazione di fonti energetiche fossili), il PiTESAI è di per se stesso un piano che riduce e, possibilmente, impedisce gli impatti attualmente correlati al settore *upstream* e ai consumi energetici conseguenti.
- Come già affermato nel parere di *Scoping*, le misure per impedire eventuali impatti (impatti che, nella eccezione di cui alla lettera g) dell'Allegato VI alla parte II del D.Lgs. n. 152/2006 sono da intendersi di carattere ambientale: “g) *misure previste per impedire, ridurre e compensare nel modo più completo possibile gli eventuali impatti negativi significativi sull'ambiente dell'attuazione del piano o del programma*”), sono la principale tipologia di “misure” che costituisce la finalità stessa del PiTESAI, e consistono nei criteri ambientali sulla base dei quali (insieme ai criteri sociali ed economici) stabilire l'idoneità delle aree al proseguimento delle attività *upstream*.
- Le raccomandazioni contenute nel presente parere in relazione ai criteri ambientali e alla considerazione nella modalità di determinazione delle aree idonee e dei titoli compatibili, vanno proprio nella direzione di una piena applicazione di quanto previsto dall'art. 11-ter della L. 12/2019 nel rispetto dell'art. 13 e dell'Allegato IV del D.Lgs. n. 152/2006.
- Per quanto riguarda le misure per ridurre eventuali impatti, le attività che risulteranno in aree idonee a valle dell'entrata in vigore del PiTESAI possono determinare impatti sulle matrici ambientali e sulla salute pubblica; come già affermato nel parere di *Scoping*, il rispetto delle condizioni espresse attraverso l'Autorizzazione Integrata Ambientale costituisce certamente la massima garanzia affinché i potenziali impatti connessi non si verifichino; è essenziale che il controllo da parte delle Autorità preposte, volto ad accertare il rispetto delle condizioni definite attraverso l'AIA, sia pienamente e compiutamente condotto, a garanzia del rispetto dell'ambiente e della salute pubblica; inoltre, va ribadito che il PiTESAI e la relativa VAS, costituiranno quadro di riferimento per i progetti e le relative VIA e in questo senso si rimanda a quanto affermato nel considerato e valutato specifico.

CONSIDERATO E VALUTATO che,

relativamente alle PREGRESSE ATTIVITÀ DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

- relativamente alle problematiche e alle vicende di Valutazione di Impatto Ambientale delle diverse attività di Prospezione, Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi e altre attività funzionali, connesse e/o complementari a esse (condotte, depositi, centri di lavorazione e di travaso, attrezzature portuali, ...), il RA effettua una ricognizione di tutti i provvedimenti di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) pubblicati da giugno 1989 al 2019;
- il RA considera 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;
- con riferimento alle attività a mare sono stati analizzati 20 provvedimenti VIA archiviati e 7 provvedimenti di VIA negativi.
 1. 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. n. 152/2006 (limite delle 12 miglia).
 2. 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. n. 152/2006 (limite delle 12 miglia).
- Rispetto alle attività in terraferma l'analisi ha riguardato 4 provvedimenti VIA archiviati e 8 provvedimenti VIA negativi.
 1. 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.
 2. 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 al RA viene riportata 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;
- nel RA stesso, il Proponente dichiara che *“nel rapporto ambientale l'analisi sarà completata esaminando le condizioni ambientali dei provvedimenti VIA positivi”*, mentre tale analisi non è presente.
- Dalle limitate informazioni desunte da questa prima rassegna e illustrate dal Proponente, viene ricavato un primo indicativo assortimento di situazioni di riscontrata criticità, che

plausibilmente possono essere ipotizzate quali di più facile ricorrenza nell'universo dei casi, e che si possono, in prima ipotesi, ritenere indiziari di alcuni dei fattori di intrinseca potenziale criticità di questo tipo di attività:

- possibili forti disturbi agli *habitat*, alle specie ittiche e di mammiferi marini oggetto di tutela, o comunque a siti di elevata biodiversità o rilevanza ecologica (talora con riguardo anche a finalità alieutiche), in mare (ma talora anche lungo la costa);
- possibili disturbi a insediamenti e attività umane, le potenziali interferenze con condizioni e dinamiche idrogeologiche / geomorfologiche (subsidenza), la esposizione a rischi di incidenti rilevanti, a terra;
- possibili disturbi ad aree marine protette;
- possibili disturbi di carattere idrogeologico.

CONSIDERATO E VALUTATO

con riferimento alle OSSERVAZIONI PERVENUTE IN FASE DI CONSULTAZIONE PUBBLICA

- Le osservazioni trasmesse in fase di consultazione del Pubblico ai sensi dell'art. 13 commi 5 e art. 14 del D.Lgs. n. 152/2006 riguardano aspetti di approccio e di metodo, da considerarsi generali e trasversali alle diverse realtà territoriali e aspetti peculiari e puntuali, riferiti a interventi/azioni, di ricaduta territoriale;

per quanto riguarda gli aspetti generali e trasversali, si riportano di seguito i temi sollevati, che sono anche trattati nel presente parere:

- Criticità del territorio e relativi criteri ambientali di cui tenere conto per l'individuazione delle aree non idonee;
- Rimando ai sistemi informativi territoriali specifici per la corretta assunzione degli elementi informativi che costituiscono i criteri ambientali di cui tenere conto per l'individuazione delle aree non idonee;
- Approfondimento su metodologie proposte (ACB e altre metodologie considerate);
- Approfondimento degli impatti sulle varie matrici ambientali quali, ad esempio, salute umana, atmosfera, acque, biodiversità, suolo e sottosuolo, ecc.;
- Monitoraggio VAS;
- Coerenza del Piano con gli obiettivi degli accordi sui cambiamenti climatici;
- Miglioramento della definizione dei vincoli assoluti e relativi di esclusione e dei relativi *buffer*;
- Rilevanza dell'aspetto socio-economico rispetto alla vocazione del territorio e bilanciamento con gli aspetti ambientali;
- Rischio di ampliamento delle aree interessate da procedimenti o attività rispetto allo stato attuale;
- Scarsa attenzione al tema del completamento della chiusura mineraria e quindi alle azioni per la dismissione;
- Approfondimento del tema della dismissione e rimessa in pristino nella aree non idonee e in quelle idonee ove previsto.

Inoltre, numerosi Enti Locali chiedono espressamente l'esclusione del loro territorio dalle attività *upstream*.

- si prende atto delle osservazioni presentate e si raccomanda al Proponente una puntuale attività di considerazione delle stesse, al fine della loro integrazione nel Piano e nel RA, ed eventualmente di controdeduzione, dando così riscontro, attraverso la Dichiarazione di Sintesi, di come i contributi forniti col processo di VAS hanno concorso a migliorare il Piano e il relativo RA sotto il profilo della sostenibilità ambientale.

CONSIDERATO E VALUTATO che,

LA VAS DEL PITESAI COSTITUISCE QUADRO DI RIFERIMENTO PER LE VIA DEI PROGETTI RELATIVIA RICERCA E COLTIVAZIONE

- Il PiTESAI sarà quadro di riferimento per l'approvazione, l'autorizzazione, l'area di localizzazione e la realizzazione dei progetti di prospezione, ricerca e coltivazione (ai sensi dell'art. 6, comma 2, lett. a) del D.Lgs. n. 152/2006);

così come stabilito dall'art. 22, comma 5, lett a) del D.Lgs. n. 152/2006, "per garantire la completezza e la qualità dello studio di impatto ambientale e degli altri elaborati necessari per l'espletamento della fase di valutazione, il Proponente: a) tiene conto delle conoscenze e dei metodi di valutazione disponibili derivanti da altre valutazioni pertinenti effettuate in conformità della legislazione europea, nazionale o regionale, **anche al fine di evitare duplicazioni di valutazioni**"; pertanto, **la VAS del PiTESAI costituirà quadro di riferimento per tutte le valutazioni ambientali relative ai progetti di prospezione, ricerca e coltivazione**. Ne consegue che attraverso la VAS del PiTESAI potranno essere fornite indicazioni di carattere generale di cui tenere conto nell'ambito delle valutazioni ambientali dei progetti stessi;

- considerando che l'introduzione della Valutazione di Impatto Ambientale è avvenuta a partire dal 1° settembre 1988 (DPCM 377/1988), il Proponente riferisce che "*Dei 248 titoli minerari vigenti al 30 giugno 2021 è stato stimato che circa 94 concessioni di coltivazione (circa il 38%) ed 1 permesso di ricerca non sono stati sottoposti a VIA al momento della prima emanazione*" (Proposta di Piano, par. 2.2.1);

al fine di garantire il pieno raggiungimento della finalità del PiTESAI che consiste nell'individuare un "*quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse*", si ritiene indispensabile che per i citati titoli minerari rientranti nelle aree che risulteranno compatibili con le previsioni del PiTESAI siano considerate e valutate le eventuali mitigazioni da implementare per contenere gli impatti rilevanti senza peraltro metterne in discussione la localizzazione;

- a valle della approvazione del PiTESAI, gli studi di impatto ambientale relativi a progetti di ricerca e coltivazione avranno come quadro di riferimento valutativo:

- il sistema di obiettivi ambientali definiti dal PiTESAI;
- il sistema di criteri ambientali costituito da Criteri E – vincoli assoluti, Criteri F – vincoli relativi di esclusione, Vincoli relativi di attenzione/approfondimento.

CONSIDERATO E VALUTATO che,

in relazione al MONITORAGGIO VAS

- il RA (cap. 9) illustra le finalità del monitoraggio ambientale che assicura il controllo degli effetti significativi sull'ambiente derivanti dall'attuazione del Piano e la verifica del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità prefissati, individuando tempestivamente gli effetti negativi imprevisti e adottando le opportune misure correttive; in particolare:
 - nel citato capitolo, il Proponente illustra inoltre la metodologia e gli elementi considerati per l'impostazione del monitoraggio ambientale del PiTESAI;
 - è prevista l'articolazione del sistema di monitoraggio in **obiettivi ambientali, indicatori di contesto, indicatori di processo e indicatori di contributo**; al fine di seguire l'attuazione del Piano, opportuni **indicatori di processo** riguardano:
 - provvedimenti di chiusura di aree marine
 - provvedimenti per la ripermetrazione delle aree in concessione e oggetto di permessi
 - provvedimenti di rilascio di nuovi titoli
 - provvedimenti di *decommissioning*;
 - quanto affermato dal Proponente nel documento integrativo di riscontro alle raccomandazioni del Parere di *Scoping*: "***L'evoluzione di tali indicatori è accompagnata dal monitoraggio della variazione delle interferenze, in termini di superfici, tra aree interessate da titoli e aree ricomprese nelle categorie dei vincoli individuati dal PiTESAI***" trova corrispondenza nella tabella 9-1 del RA ("Sistema obiettivi ambientali – indicatori di contesto") in cui gli obiettivi ambientali insieme agli aspetti ambientali, alle tematiche, agli impatti e agli indicatori di contesto, sono correlati ai vincoli assoluti e ai vincoli relativi di esclusione e di attenzione/approfondimento;
 - nel documento integrativo di riscontro alle raccomandazioni del Parere di *Scoping* il Proponente afferma anche che "*i dati sui giacimenti esistenti sono già disponibili e monitorati dalla DGISSEG del MITE*";
- in relazione a quanto richiamato sul monitoraggio VAS e sugli indicatori si valuta che:
 - le finalità del monitoraggio VAS consistono nella individuazione degli effetti ambientali derivanti dall'attuazione del Piano, soprattutto per intervenire con azioni correttive qualora tali effetti non previsti fossero negativi, e nella verifica del conseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale che il Piano ha assunto in coerenza con il quadro di sostenibilità ambientale di riferimento;
 - il Proponente accoglie l'indicazione fornita nel parere CTVA n. 14, che qui si ribadisce così come tutte le valutazioni e le raccomandazioni espresse nel citato parere di *Scoping*, con la quale si auspica l'integrazione dei dati di monitoraggio delle attività previste nelle

VIA e AIA con il monitoraggio VAS del PiTESAI ma rimanda a “meccanismi di collegamento” ancora non definiti;

- in termini metodologici generali, l’approccio adottato da Proponente risulta coerente con il dettato normativo; ciononostante, sembra emergere l’intenzione di applicare il monitoraggio alle sole aree con vincoli e tale approccio non può essere condiviso; infatti, il monitoraggio della VAS dovrà essere condotta su tutto l’ambito territoriale di riferimento che, nella metodologia descritta nella Proposta di Piano al cap. 3, è individuato attraverso la sovrapposizione delle aree di cui ai criteri A, B, C andando a effettuare la sottrazione delle aree di cui al criterio della lettera D; di conseguenza, in relazione alla tabella 9-1, la colonna “Vincoli assoluti, relativi e di esclusione/approfondimento” fornisce utili informazioni di correlazione con tali aree ma è fuorviante in quanto induce a ritenere che le stesse correlazioni (tra obiettivi ambientali, aspetti, tematiche ecc) non siano previste, quando invece devono esserlo sistematicamente, per tutte le altre aree non interessate da vincoli;
- a partire dall’ambito territoriale di riferimento per la VAS del PiTESAI” definito nelle modalità sopra richiamate, e applicando le indicazioni sulla modalità di definizione delle aree idonee nella riformulazione raccomandata nel presente parere, con l’approvazione del PiTESAI si individueranno due macro tipologie di aree: idonee (nelle quali si applicheranno i casi 1, 2.a.i, 2.a.ii, 2.b.i, 2.b.ii) e non idonee (nelle quali si procederà con il rigetto delle istanze, con la revoca dei permessi in essere e, per quanto riguarda le concessioni di coltivazione, con il mantenimento dell’efficacia sino alla scadenza senza possibilità di proroga); entrambe dovranno essere monitorate ai fini VAS tenendo presente le diverse peculiarità che le caratterizzano e che si possono così sommariamente descrivere:
 - nelle aree attualmente prive di attività di ricerca e coltivazione è fondamentale monitorare affinché le attività che a valle della approvazione del PiTESAI potranno essere avviate non determinino effetti negativi e significativi sui fattori ambientali e, in generale, un peggioramento della qualità ambientale del contesto;
 - nelle aree attualmente interessate da attività di ricerca e coltivazione, nelle quali potrebbero essere stati prodotti effetti negativi sui fattori ambientali, il monitoraggio sarà occasione anche per approfondire il contributo fornito dalle attività già in essere sui fattori ambientali, nonché monitorare eventuali effetti determinati dalle nuove attività introdotte in quelle aree.

CONSIDERATO E VALUTATO che,

in relazione alle CONSULTAZIONI TRANSFRONTALIERE

- Nel capitolo 5.2 su “Esclusione di impatti transfrontalieri” del RA si legge che “... *il PiTESAI non è un piano per lo sviluppo ed espansione del ricorso per l’Italia agli idrocarburi, con apertura di nuove aree marine molto lontane dalle coste in prossimità delle linee mediane, come già indicato dalla DGISSEG per motivare l’assenza di possibili impatti transfrontalieri derivanti dall’adozione del Piano stesso ...*” .
- Valutato che:

l'art. 32 su "Consultazioni transfrontaliere" del D. Lgs. n. 152/2006 recita:

- *"1. In caso di piani, programmi, progetti e impianti che possono avere impatti rilevanti sull'ambiente di un altro Stato, o qualora un altro Stato così richieda, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con il Ministero per i beni e le attività culturali e con il Ministero degli affari esteri e per suo tramite, ai sensi della Convenzione sulla valutazione dell'impatto ambientale in un contesto transfrontaliero, fatta a Espoo il 25 febbraio 1991, ratificata ai sensi della legge 3 novembre 1994, n. 640, nell'ambito delle fasi previste dalle procedure di cui ai titoli II, III e III-bis, provvede quanto prima e comunque contestualmente alla informativa resa al pubblico interessato alla notifica dei progetti di tutta la documentazione concernente il piano, programma, progetto o impianto e delle informazioni sulla natura della decisione che può essere adottata. Nell'ambito della notifica è fissato il termine, non superiore ai sessanta giorni, per esprimere il proprio interesse alla partecipazione alla procedura. Della notifica è data evidenza pubblica attraverso il sito web dell'autorità competente";*

a prescindere dal fatto che il Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI) non sia un Piano per lo sviluppo ed espansione del ricorso per l'Italia agli idrocarburi, tra i titoli minerari e le istanze di titoli minerari sospesi dall'art. 11-ter vi sono titoli e istanze che riguardano sia aree lungo le linee mediane sia aree in prossimità delle linee mediane;

lo Stato italiano, ai sensi della Convenzione sulla valutazione dell'impatto ambientale in un contesto transfrontaliero, fatta a Espoo il 25 febbraio 1991, ratificata ai sensi della legge 3 novembre 1994, n. 640, ha riconosciuto applicabili i principi formulati dalla citata convenzione a casi analoghi, ovvero alla possibile presenza in acque prossime alle linee di mediane di titoli minerari, ed ha di conseguenza presentato osservazioni sul programma di esplorazione e coltivazione degli idrocarburi *offshore* del Montenegro (comunicazione acquisita al protocollo m_ante_DVA_REGISTRO_UFFICIALE_U_0006658.09-03-2016), sul Programma di esplorazione e sfruttamento di idrocarburi nel Mar Ionio della Repubblica Ellenica (comunicazione acquisita al protocollo m_ante.DVA.REGISTRO_UFFICIALE.U.0011726.18-05-2017), e sul Piano e Programma quadro di ricerca e produzione degli idrocarburi nell'Adriatico della Repubblica di Croazia (comunicazione acquisita al protocollo_U.prot_DVA-2015-0011719 del 04.05.2015);

non si ritiene condivisibile la motivazione di esclusione dalla consultazione transfrontaliera per l'asserita assenza di possibili impatti transfrontalieri derivanti dall'adozione del Piano perché contraddittoria con la presenza di titoli minerari e di istanze di titoli minerari sia in aree lungo le linee mediane sia in prossimità delle linee mediane.

La Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS

per le ragioni in premessa indicate e sulla base delle risultanze dell'istruttoria che precede, che qui si intendono integralmente riportate quale motivazione del presente parere, ai sensi dell'art. 15 del D.Lgs. n. 152/06

premettendo che

- Le condizioni ambientali e lo stato di conservazione di *habitat*, specie ed ecosistemi terrestri e marini, hanno visto un forte scadimento qualitativo rispetto al precedente periodo di *reporting*. Il mancato raggiungimento di buone condizioni di stato ambientale potrebbe portare il paese a dover subire i pesanti effetti di procedure di infrazione europea per il mancato raggiungimento degli obiettivi prefissati (è questo ad esempio il caso della strategia marina, MSFD).
- Il presente parere quindi deve essere incentrato non solo sul criterio DNSH, coerente anche con le politiche di investimento e sostenibilità finanziaria, ma anche sulla necessaria creazione di condizioni idonee alla maturazione ed attecchimento diffuso di un processo e di pratiche resilienza e di recupero della qualità ambientale nel suo complesso. Questo anche alla luce degli effetti negativi sulla salute pubblica delle attività del settore.
- Le attività di coltivazione di idrocarburi sono tra le più impattanti in assoluto, sia per le acque di produzione petrolifera, costituite dalle acque di strato e dalle acque di processo (non considerate adeguatamente nella proposta di Piano), sia per l'uso di prodotti chimici tossici, sia per effetti sulla radiazione ambientale, sia per gli effetti in termini di inquinamento atmosferico e di emissioni di gas climalteranti. Pertanto, in una valutazione di tipo strategico, le conseguenze di questi impatti devono essere attentamente considerate.
- Le zone (mare e terra) potenzialmente idonee alle attività di estrazione degli idrocarburi richiedono una consistente rivisitazione e *ridimensionamento* se si vuole operare una strategia di transizione ecologica.
- La versione aggiornata della proposta di Piano non rende evidente questa strategia e anzi in linea teorica permetterebbe un ampliamento delle attività estrattive. Questo si evince sia rispetto alla possibilità di richieste di concessioni in nuove aree prevista dal Proponente, sia rispetto ai complessi criteri decisionali proposti per le eventuali proroghe di concessione in aree ritenute non idonee nella situazione *post operam*.
- È opinione della Commissione che attraverso la VAS del PiTESAI debbano essere definiti scenari progressivi di riduzione delle aree idonee ancorati alle scadenze del 2030 e 2050 e agli impegni assunti a livello unionale e nazionale per quelle date.
- La direzione verso una riduzione delle aree idonee, coerente con una politica energetica di sviluppo delle fonti rinnovabili, non può lasciare spazio all'interessamento di nuove aree non già interessate nemmeno da istanze di ricerca e prospezione e, in questo senso, quanto indicato nel parere di *Scoping* (richiamando l'eccezione prevista nel principio DNSH) di ammettere nuove attività estrattive di gas, deve essere considerato una sorta di opzione di "emergenza"

all'interno di un processo di conversione energetica in cui la priorità deve essere data alle nuove fonti rinnovabili.

- La definizione di scenari progressivi di riduzione delle aree idonee, combinata con l'integrazione dei luoghi in cui prevedere la dismissione delle installazioni e il connesso ripristino ambientale, può rendere il PiTESAI un efficace strumento per il raggiungimento delle politiche energetiche di riferimento.
- Il Proponente accoglie solo alcune raccomandazioni del parere di *Scoping*. Tra queste la proposta che i criteri ambientali possano essere considerati dinamici e adattivi e tali da definire in automatico una esclusione delle aree idonee.
- Tuttavia, l'inserimento da parte del Proponente dell'inciso "ove applicabile", rende del tutto vano e inefficace tale accoglimento, in quanto connotato da un'incertezza che pregiudica il valore di orientamento e indirizzo, se non di coerenza, della pianificazione.
- Il Proponente non ha accolto la richiesta di definizione di aree *buffer*, rimandandole al processo di VIA. Tuttavia, questa proposta appare non condivisibile per le valutazioni già in precedenza espresse.
- Pensare ad aggiornamenti periodici della VAS è auspicabile ma appare difficilmente realizzabile nel termine di 3 anni o meno, e pertanto il criterio di ripermizione automatico solleverebbe il Ministero da un lavoro gravoso e in parte inutile.
- Si rappresenta altresì che il criterio ambientale deve essere giudicato come prevalente anche nella valutazione di tutte le altre aree idonee.
- Tuttavia, il Proponente, propone *ex novo* e unicamente nella versione più recente, senza che sia stato suggerito da consultazioni pubbliche o dalla scrivente Commissione, una CBA per risolvere aspetti decisionali anche in aree soggette a vincolo.
- Questo approccio contraddice la definizione dei criteri e la CBA appare del tutto inappropriata in fase di VAS e andrebbe confinata esclusivamente in ambito di VIA (da operare solo nelle aree potenzialmente idonee).
- La VAS del PiTESAI deve costituire un quadro di riferimento per tutte le valutazioni ambientali relative ai progetti di prospezione, ricerca e coltivazione. Rendere tale processo dipendente da CBA, caso per caso, appare contraddittorio rispetto al senso stesso della VAS.
- I vincoli relativi sono vincoli a tutti gli effetti e devono essere considerati per ogni eventuale richiesta di proroga di attività in essere. Soprattutto alla luce del fatto che impianti inattivi possono recare rischi ambientali e limitano l'utilizzo dello spazio marittimo. Inoltre causano ritardi nella resilienza naturale dell'ecosistema. Alla luce di quanto sopra, la logica di dilazionare nel tempo, anche rimandandole per molti anni, le attività di dismissione non appare ragionevole, né appare giustificabile.
- Uno dei criteri fondanti dovrebbe essere la prospettiva di progressiva riduzione degli impianti estrattivi a mare. Questo prospetto è di valore strategico e andrebbe inserito e programmato (sulla base della durata delle concessioni in corso, di quelle scadute e di quelle in scadenza in aree sottoposte a vincoli ambientali).
- Il principio di invarianza del numero di piattaforme, qui proposto dalla Commissione, imporrebbe ad ogni Proponente, con l'eccezione di eventuali proponenti privi di pozzi

improduttivi, di smantellare almeno un impianto inattivo per ogni nuovo impianto richiesto, appare rilevante, poiché risulterebbe essere un incentivo al processo di *decommissioning*.

- È parere della Commissione che la concessione di nuove aree per estrazione di idrocarburi, sia di fatto completamente alternativa e di ostacolo allo sviluppo delle energie rinnovabili *offshore* per quanto riguarda il mare, e con il fotovoltaico per quanto riguarda le aree a terra, atteso che la compresenza delle due attività è impossibile.
- La trattazione degli aspetti relativi alla Valutazione di Incidenza sui Siti Natura 2000 e rilevanti ai fini della VAS, come evidenziato anche in fase di consultazione pubblica, appare del tutto inadeguata.

ritiene che

la Proposta di Piano per la Transizione Energetica Sostenibile delle Aree Idonee (PiTESAI), dovrà osservare le condizioni e raccomandazioni di seguito indicate

1. CRITERI AMBIENTALI

1. I vincoli assoluti di esclusione, sono vincoli di natura normativa già in atto nella terraferma e nelle zone marine e pertanto dovrebbero in entrambe le zone (mare e terra) essere ragione di esclusione dalle aree idonee a nuove richieste di concessioni o proroga.
2. Il ricorso a vincoli relativi di attenzione/approfondimento di cui tenere conto nelle successive fasi di progettazione (e valutative: VIA/VINCA) dovrebbe essere strettamente limitato a quei vincoli che effettivamente sono individuabili soltanto alla scala di progetto mentre tutti quelli individuabili e cartografabili già in questa fase, anche con il contributo delle regioni, dovrebbero confluire nella categoria dei “vincoli di esclusione”, o quanto meno essere accompagnati dall’indicazione delle specifiche attenzioni da porre nelle valutazioni ambientali delle singole progettualità;
3. Di seguito si riportano le indicazioni puntuali derivanti dall’analisi della Tabella 1.3-1.
 - a. **Categoria Aree marine di reperimento, individuate dalle leggi 394/91, art. 36, e 979/82, art. 31:** si ritiene che il vincolo di esclusione valga anche per le 29 aree ancora non istituite (art. 36, comma 1, della legge 394/91) e per quelle di futuro reperimento. Si ritiene che non sia possibile attuare un *buffer* diverso da quello previsto per le AMP già istituite, poiché altrimenti verrebbe disatteso e degradato il criterio che è stato utilizzato per la definizione delle 12 mn. Ai sensi del 394/91, art. 36, e 979/82, art. 31, e della normativa comunitaria l’istituzione di aree protette è prioritaria.
 - b. **Categoria Siti della Rete Natura 2000 (SIC/ZSC + ZPS) istituiti a norma della Direttiva 92/43/CEE (Direttiva *Habitat*) e della Direttiva 79/409/CEE (Direttiva *Uccelli*):** per queste aree la normativa comunitaria non fa alcuna distinzione rispetto ai vincoli posti dalla nostra normativa per l’istituzione delle AMP, pertanto dovrebbero essere considerate esattamente come le AMP e con una Zona di rispetto specifica analoga. La Rete Natura 2000, come dichiarato in tabella dal Proponente, rappresenta un obbligo previsto dalla Direttiva *Habitat* e della Direttiva *Uccelli* quindi considerare i siti Natura 2000, quali aree

da considerare, a livello pianificatorio come oggetto di un vincolo assoluto garantisce il mantenimento in uno stato di conservazione soddisfacente dei siti, evitando fenomeni di degrado diretti, anche potenziali, in piena ottemperanza a quanto previsto dall'art. 6, paragrafo 2, della Direttiva *Habitat*.

c. **Categoria Corpi idrici intesi a scopo ricreativo, comprese le aree designate come acque di balneazione a norma della Direttiva 76/160/CEE:** appare evidente come queste aree protette del registro aree protette D.Lgs. n. 152/06 Allegato 9 alla parte Terza siano costiere e pertanto già escluse con vincolo assoluto, inoltre non appare ragionevole che un'area di interesse ricreativo/balneazione sia soggetta a vincoli relativi da attenzionare anziché vincoli assoluti.

d. **Categoria Aree marine di distribuzione di specie e *habitat* protetti di cui alla Direttiva *Habitat*:** questi *habitat* hanno lo scopo di contribuire a salvaguardare la biodiversità mediante la conservazione degli *habitat* naturali. Il loro interesse appare identico agli *Habitat* della Rete Natura 2000 e dovrebbero essere valutati e vincolati in modo del tutto analogo.

e. **Categoria ambiente idrico - acque sotterranee:**

- le **aree di ricarica delle falde acquifere** individuate alla necessaria scala di dettaglio dalle Regioni e Province autonome ai sensi dell'art. 94, comma 8, lett. a) vengano inserite nei "*Vincoli relativi di esclusione*" del PiTESAI;
- i nuovi permessi di ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi vengano rilasciati solo dopo che le Regioni e le Province autonome abbiano individuato e disciplinato le aree di ricarica delle falde acquifere alla scala di dettaglio dovuta;
- le aree di ricarica di "grande estensione" vengano inserite nei "*Vincoli relativi di attenzione/approfondimento*", da considerare nelle successive fasi valutative sito-specifiche con studi specifici e progettazione delle aree di rispetto relative al punto dell'area dei pozzi;

f. **Categoria sismicità, faglie attive e capaci:** in merito alle "restanti zone" (con la relative Zone di rispetto specifiche), così come definite dal Proponente a pag. 254 del RA, che non sono interessate da fenomeni di fagliazione superficiale e che sono da attenzionare in aree sismiche, si prevedano protocolli di studio del sottosuolo e monitoraggi con enti scientifici pubblici e terzi.

g. **Categoria subsidenza:**

il Proponente riconsideri la soglia di subsidenza individuata come vincolo relativo di esclusione, che nella tabella 1.3-1 è definita "*superiore a 25 mm/anno*", tenendo conto dei territori coinvolti che si trovano ad una altitudine prossima o addirittura inferiore a quella del livello del mare.

4. Si ritiene che debba essere superato l'approccio riduttivo applicato ai criteri ambientali di seguito elencati, mediante la presa in considerazione degli stessi in tutte le casistiche 1, 2.a.i, 2.a.ii, 2.b.i, 2.b.ii, escludendo le condizioni di applicazione definite dal Proponente (solo "per le attività di prospezione e di ricerca e solo per le nuove attività di coltivazione"):

- 11 - Aree ZTB (aree con misure di pianificazione: zone di tutela biologica o di particolare interesse per la pesca - aree designate per la protezione di specie acquatiche significative dal punto di vista economico);
 - 12 - Aree FRA (Aree di interesse per la pesca GFCM-FAO: *Fisheries restricted areas*);
 - 21 - le aree presenti e future (se già approvate/autorizzate) per lo sviluppo di impianti di acquacoltura (maricoltura);
 - 22 - Aree marine con Depositi di sabbie marine relitte (sono generalmente ubicati lungo la piattaforma continentale tra 30 e 130 m di profondità);
 - 28 - Aree vincolate ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio (art. 136 e 142 del D.Lgs. n. 42/2004) (tra cui sono ricompresi gli insediamenti urbani storici di minor valore di cui all'art. 136 lett. C del D.Lgs. n. 42/2004);
 - 29 - Aree di distribuzione di ulteriori *habitat* e specie di interesse conservazionistico ai sensi della Convenzione di Barcellona e Politica Comune della Pesca.
5. In relazione alla dinamicità e alla adattività dei criteri ambientali, è opportuno che l'aggiornamento delle aree idonee/non idonee avvenga in modo automatico, lasciando alle future revisioni della VAS esclusivamente l'aggiornamento dei criteri ambientali di esclusione. Si suggerisce che tale ripermimetrazione venga pubblicata sul sito del MITE nella sezione dedicata.
6. Per quanto riguarda i raccomandati *buffer* attorno alle aree protette individuate a vario titolo, compresi siti della Rete Natura 2000 e Zone Ramsar:
- sono considerati da questa Commissione criteri ambientali di esclusione e pertanto dovrebbero essere considerati ai fini della individuazione delle aree idonee già nella fase pianificatoria e non, come suggerito dal Proponente, nelle successive fasi di definizione e valutazione dei progetti;
 - per le AMP il *buffer* di riferimento è indicato dall'art. 6, comma 17 del D.Lgs. n. 152/2006 in 12 MN;
 - l'utilizzo di queste aree appare ancor più giustificato alla luce della necessità di escludere aree vulnerabili come le aree di transizione, inclusa la Laguna di Venezia, dalle aree potenzialmente idonee alla coltivazione di idrocarburi.

2. MODALITÀ DI DETERMINAZIONE DELLE AREE IDONEE E DEI TITOLI VIGENTI COMPATIBILI AI SENSI DELL'ART. 11-TER COMMA 8 LEGGE 12/2019

IN RELAZIONE ALLE AREE POTENZIALMENTE IDONEE PER LA PRESENTAZIONE DI NUOVE ISTANZE DI PERMESSI DI PROSPEZIONE E DI PERMESSI DI RICERCA (C.D. 'AREE IDONEE NELLA SITUAZIONE ANTE OPERAM') (CASO I)

1. Nelle "aree idonee nella situazione *ante operam*" prevedere di considerare ammissibile la presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e ricerca che riguardano solo la ricerca di gas e non anche di petrolio e di gas e petrolio;

2. nel quadro di esclusione della possibilità di apertura di nuove zone a mare, è ammissibile e opportuna la non esclusione ai fini della prospezione e ricerca delle aree fuori da vincoli di cui ai criteri E e F, entro 5 miglia dal confine delle EEZ.

IN RELAZIONE ALLA DETERMINAZIONE DELLE AREE CHE SARANNO CONSIDERATE IDONEE ALLA PROSECUZIONE DEI PROCEDIMENTI AMMINISTRATIVI PER ISTANZE DI PERMESSI DI PROSPEZIONE O DI RICERCA, CHE SONO IN CORSO DI SOSPENSIONE (CASO 2.A.I)

1. Tenendo conto:

- delle politiche ambientali vigenti tra cui la richiamata Comunicazione della Commissione del 12 febbraio 2021 che esprime, tra le altre cose, il principio DNSH,
- della soglia temporale del 2030 entro la quale occorrerà raggiungere una riduzione delle emissioni pari al 55%,
- dei tempi procedurali relativi alle successive fasi per poter arrivare alla coltivazione,

si ritiene coerente la prosecuzione dei soli procedimenti relativi al gas e non anche di quelli relativi a petrolio e gas e petrolio.

IN RELAZIONE ALLA DETERMINAZIONE DELLE AREE CHE SARANNO CONSIDERATE IDONEE ALLA PROSECUZIONE DEI PROCEDIMENTI AMMINISTRATIVI CONCESSIONI DI COLTIVAZIONE DI IDROCARBURIGIÀ PRESENTATE ALLA DATA DI ENTRATA IN VIGORE DELLA LEGGE N. 12/2019, ED ATTUALMENTE IN CORSO DI ISTRUTTORIA (CASO 2.A.II)

1. Chiarire se il concetto di “riperimetrazione” così come definito dal Proponente, prevista nel caso in cui l’istanza riguardi aree con vincoli assoluti o relativi, sia riferito alle aree con vincolo e, qualora non lo fosse, prevederlo escludendone così l’interessamento per la realizzazione di impianti;
2. nei casi in cui sia stato accertato un potenziale minerario esclusivamente di gas > 150 MSmc (quantitativo di riserva certa) si raccomanda che il procedimento sia dichiarato in ‘area non idonea nella situazione *post operam*’, e sia soggetto alle procedure previste dall’art. 11-ter della L. 12/19, e quindi rigettato.

IN RELAZIONE ALLA DETERMINAZIONE DELLE AREE INTERESSATE DA ATTIVITÀ DI RICERCA CON PERMESSI GIÀ IN ESSERE ALLA DATA DEL 13/02/2019 ED IN CORSO DI SOSPENSIONE SINO ALLA DATA DEL 30/09/2021 (CASO 2.B.I)

1. Solo i permessi di ricerca completamente esterni ad aree in vincolo sono dichiarati in ‘aree idonee nella situazione *post operam*’ e le attività di ricerca proseguono;
2. i permessi di ricerca completamente interni ad aree in vincolo sono dichiarati non compatibili ai sensi dell’art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19 nella situazione “*post operam*” e si seguiranno le procedure previste dall’art. 11-ter della L. 12/19;
3. per quanto riguarda i permessi parzialmente in vincolo si condivide la proposta di ripermetrazione dell’area di ricerca andando a escludere le aree rientranti in vincolo.

IN RELAZIONE ALLE CONCESSIONI A TERRA O A MARE, VIGENTI O IN FASE DI PROROGA, CON INFRASTRUTTURE FUORI DA VINCOLI ASSOLUTI E RELATIVI DI CUI AI CRITERI E, F IN STATO DI PRODUTTIVITÀ (2.B.II, CASO 1, PRODUTTIVE)

1. La concessione resta in vigore fino alla scadenza della stessa;
2. è ammessa la proroga della concessione dopo il 2030 per il solo gas;
3. la proroga/rinnovo delle concessioni con infrastrutture prive di VIA (poiché autorizzate prima dell'entrata in vigore del DPCM 377/1988) è condizionata alla presentazione di istanza di VIA Postuma;
4. non possono essere date nuove concessioni a partire dal 01.01.2030.

IN RELAZIONE ALLE CONCESSIONI A TERRA O A MARE, VIGENTI O IN FASE DI PROROGA, CON INFRASTRUTTURE FUORI DA VINCOLI ASSOLUTI E RELATIVI DI CUI AI CRITERI E, F IN STATO DI IMPRODUTTIVITÀ (2.B.II, CASO 1, IMPRODUTTIVE)

1. La concessione resta in vigore fino alla scadenza, ma non è prorogabile.
2. Si applica il principio di invarianza del numero complessivo di piattaforme/impianti.
3. Per la sola parte a **mare**, il Proponente nell'ambito delle proposte di semplificazione del DM del 15/02/2019, può prevedere premialità per la dismissione del maggior numero di piattaforme improduttive per i concessionari che intendano prevedere progetti finanziati, per esempio, nell'ambito del PNRR ovvero applicazione del canone senza deroga anche prevedendo l'intensificazione del regime delle garanzie finanziarie da utilizzare in caso di inadempimento.

IN RELAZIONE ALLE CONCESSIONI A TERRA O A MARE, VIGENTI O IN FASE DI PROROGA, CON INFRASTRUTTURE TUTTE O ALCUNE DI ESSE, IN AREE CON VINCOLI ASSOLUTI O RELATIVI DI CUI AI CRITERI E, F, IN STATO DI PRODUTTIVITÀ (2.B.II, CASO 2-3, PRODUTTIVE)

1. La concessione resta in vigore fino alla scadenza della stessa.
2. La concessione non è prorogabile.
3. Relativamente alla parte di concessione in vincolo prevedere la ripermimetrazione d'ufficio ai fini della esclusione per le attività di coltivazione in essere.
4. Per le concessioni con infrastrutture prive di VIA la vigenza è condizionata alla presentazione di istanza di VIA Postuma entro un anno dalla approvazione del PiTESAI.

IN RELAZIONE ALLE CONCESSIONI A TERRA O A MARE, VIGENTI O IN FASE DI PROROGA, CON INFRASTRUTTURE TUTTE O ALCUNE DI ESSE, IN AREE CON VINCOLI ASSOLUTI O RELATIVI DI CUI AI CRITERI E, F, IN STATO DI IMPRODUTTIVITÀ (2.B.II, CASO 2-3, IMPRODUTTIVE)

1. La concessione resta in vigore fino alla scadenza, comunque non oltre il 2030.
2. La concessione non è prorogabile e non è possibile effettuare un piano di riconversione se non già presentato entro il 31.12.2029.
3. Si applica il principio di invarianza o riduzione del numero complessivo di piattaforme/impianti.
4. Per la sola parte a mare, il Proponente nell'ambito delle proposte di semplificazione del DM del 15/02/2019, può prevedere premialità per la dismissione del maggior numero di

piattaforme improduttive per i concessionari che intendano prevedere progetti finanziati, per esempio, nell'ambito del PNRR ovvero applicazione del canone senza deroga anche prevedendo l'intensificazione del regime delle garanzie finanziarie da utilizzare in caso di inadempimento.

5. Per le concessioni con infrastrutture prive di VIA la vigenza è condizionata alla presentazione di istanza di VIA Postuma entro un anno dalla approvazione del PiTESAI.
- A beneficio della chiarezza di quanto valutato, si riporta in forma schematica e tabellare il quadro delle condizioni per i casi 2.b.ii:

CONDIZIONI AMBIENTALI DEL PARERE MOTIVATO		CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE	
		PRODUTTIVA	IMPRODUTTIVA
POSIZIONE DELLE INFRASTRUTTURE minerarie specifiche presenti per la coltivazione del giacimento (pozzi, centrali e altre facilities)	Fuori area vincolo (terra e mare) 2.b.ii (1) Infrastrutture "tutte all'interno di aree definite potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca ... (c.d. situazione "ante operam")"	<ol style="list-style-type: none"> 1. La concessione resta in vigore fino alla scadenza della stessa. 2. È ammessa la proroga della concessione dopo il 2030 per il solo gas; 3. La proroga/rinnovo delle concessioni con infrastrutture prive di VIA (poiché autorizzate prima dell'entrata in vigore del DPCM 377/1988) è condizionata alla presentazione di istanza di VIA Postuma. 4. Non possono essere date nuove concessioni a partire dal 01.01.2030. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. La concessione resta in vigore fino alla scadenza, ma non è prorogabile. 2. Si applica il principio di invarianza del numero complessivo di piattaforme/impianti; 3. Per la sola parte a mare, il Proponente nell'ambito delle proposte di semplificazione del DM del 15/02/2019, può prevedere premialità per la dismissione del maggior numero di piattaforme improduttive per i concessionari che intendano prevedere progetti finanziati, per esempio, nell'ambito del PNRR ovvero applicazione del canone senza deroga anche prevedendo l'intensificazione del regime delle garanzie finanziarie da utilizzare in caso di inadempimento;
	In area di vincolo (Criteri E, F) Mare (caso 2) e terra (caso 3) "all'interno di aree definite, nella c.d. situazione "ante operam", come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca"	<ol style="list-style-type: none"> 1. La concessione resta in vigore fino alla scadenza della stessa. 2. La concessione non è prorogabile. 3. Relativamente alla parte di concessione in vincolo prevedere la ripermimetrazione d'ufficio ai fini della esclusione per le attività di coltivazione in essere; 4. Per le concessioni con infrastrutture prive di VIA la vigenza è condizionata alla presentazione di istanza di 	<ol style="list-style-type: none"> 1. La concessione resta in vigore fino alla scadenza comunque non oltre il 2030. 2. La concessione non è prorogabile e non è possibile effettuare un piano di riconversione se non già presentato entro il 31.12.2029. 3. Si applica il principio di invarianza o riduzione del numero complessivo di piattaforme / impianti. 4. Per la sola parte a mare, il Proponente nell'ambito delle proposte di semplificazione del DM del 15/02/2019, può prevedere premialità per la dismissione del

CONDIZIONI AMBIENTALI DEL PARERE MOTIVATO		CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE vigenti (o in fase di proroga) alla data di adozione del PiTESAI	
		PRODUTTIVA	IMPRODUTTIVA
	2.b.ii (2 e 3)	VIA Postuma entro un anno dalla approvazione del PiTESAI.	<p>maggior numero di piattaforme improduttive per i concessionari che intendano prevedere progetti finanziati, per esempio, nell'ambito del PNRR ovvero applicazione del canone senza deroga anche prevedendo l'intensificazione del regime delle garanzie finanziarie da utilizzare in caso di inadempimento;</p> <p>5. Per le concessioni con infrastrutture prive di VIA la vigenza è condizionata alla presentazione di istanza di VIA Postuma entro un anno dalla approvazione del PiTESAI.</p>

- Tutti i casi diversi da quelli sopra richiamati¹⁴ resteranno **in vigore fino alla scadenza, senza alcuna possibilità di proroga**, saranno dichiarati non compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, e dovranno procedere alle operazioni di dismissione e ripristino.

3. ANALISI COSTI BENEFICI

1. Il ricorso all'utilizzo della CBA secondo la metodologia e nei casi previsti dal Proponente non appare sufficiente a giustificare la proroga di una concessione ove questa sia stata esercitata in aree soggette, anche solo parzialmente, a vincoli ambientali assoluti e/o che non siano state soggette a procedura di VIA; un eventuale esito favorevole al mantenimento della concessione e della sua prorogabilità fondato esclusivamente su detta analisi rischia di disattendere gli obiettivi prefissati dalla strategia di decarbonizzazione del Paese, oltre a presentare profili di incoerenza con gli impegni internazionali.
2. Pertanto, quanto raccomandato in relazione alle modalità di determinazione delle aree idonee e dei titoli vigenti, esclude la possibilità di ricorso alla CBA come metodo per giustificare la prevalenza di criteri economici su quelli ambientali per i quali, peraltro, il Proponente non identifica una parametrizzazione estesa in termini economici che, di fatto, esiste, se si tiene

¹⁴ Tali casi possono essere:

- Concessioni di coltivazione a terra o a mare e fuori da vincoli assoluti o relativi ma improduttive da più di 7 anni;
- Concessioni di coltivazione in mare, in tutto o in parte dentro a vincoli assoluti e relativi (criteri E ed F) ed improduttive da 5 anni o più;
- Concessioni di coltivazione a terra e in area di vincolo assoluto o relativo e improduttiva da più di 5 anni.

conto dei danni materiali determinati sul territorio, sull'ambiente e sulla salute umana indotti dai cambiamenti climatici di cui le fonti fossili sono una delle cause; così come l'analisi proposta non tiene in considerazione i valori intangibili del capitale naturale che verrebbe sottratto o i valori potenziali determinati da future attività di tipo non minerario.

3. Ciò detto, in relazione alle modalità di determinazione delle aree idonee e dei titoli vigenti, il principio guida da seguire è quello della prevalenza del criterio ambientale; ove il Proponente intenda in ogni caso procedere con la proposta di CBA, **disattendendo il presente parere**, e intenda applicarla ai titoli minerari relativi alla concessione di coltivazione a terra o a mare che non ricadono "in aree idonee *ante operam*", prescindendo quindi dall'applicazione dei criteri di definizione di idoneità o inidoneità, si raccomanda comunque che:

Nel RA, il Proponente chiarisca:

- a. relativamente alle concessioni a terra, le motivazioni che hanno portato a prevedere l'uso della CBA come strumento di supporto alle decisioni nei casi stabiliti; relativamente alle concessioni *onshore* la motivazione o le ragioni per le quali la CBA viene resa necessaria nella casistica 2.b.ii;
- b. venga stabilito che la CBA si arricchisca anche dei benefici ambientali ottenibili a seguito nella mancata estrazione e del ripristino in aree ove ricadono vincoli ambientali relativi di approfondimento;
- c. venga previsto un dettaglio che definisca tempi e modi nei quali un soggetto incaricato stabilisca preventivamente il profilo di produzione stimato per ogni singola concessione da sottoporre a CBA, considerato che detta analisi è fortemente influenzata da tale informazione;
- d. venga chiarito chi è il soggetto responsabile della realizzazione della CBA, prevedendo anche la possibilità di affidare tale compito a soggetto terzo qualificato, che abbia le necessarie competenze per la valutazione dei criteri ambientali presenti, e stabilisca anche tempi entro i quali debba essere realizzata.

4. INIEZIONE, ACQUE DI PRODUZIONE, RECUPERO FACILITATO E MIGLIORATO DEL PETROLIO

1. Il RA approfondisca la descrizione delle acque di produzione petrolifera, gli impatti ambientali da esse causati e le diverse modalità, come documentato e segnalato da una ampia letteratura scientifica;
2. il RA approfondisca le modalità di trattamento sulle piattaforme marine delle complesse acque di produzione petrolifera (acque di strato e acque di processo), al fine di smaltirle in mare come acque di strato. All'uopo, giova ricordare che dai controlli fatti talvolta è risultato che i sedimenti marini adiacenti le piattaforme petrolifere risultavano arricchiti in sostanze tipiche delle acque di produzione petrolifera;
3. il RA illustri le modalità del recupero assistito di idrocarburi in Italia, come da letteratura scientifica e segnalazioni dai territori;
4. il Piano preveda che il personale tecnico-scientifico terzo, coinvolto nei controlli/monitoraggi ambientali di acque sotterranee, comprenda anche e soprattutto geochimici e idrogeologi, ovvero esperti idonei a comprendere i comportamenti dei fluidi nel sottosuolo, i processi di mescolamento di masse d'acqua, le modifiche fisico-chimiche dei fluidi durante la loro

migrazione attraverso le rocce del sottosuolo, le interazioni acqua/roccia, ecc. Ciò per garantire la correttezza delle conclusioni circa la genesi di fluidi sotterranei anomali per colore e composizione che fuoriescono dal sottosuolo su terreni anche agricoli e in invasi e corsi d'acqua in aree petrolizzate, con gravi rischi per la salute umana;

5. il Proponente nel RA fornisca una più puntuale descrizione dei vari tipi di **sversamenti** di origine petrolifera responsabili di impatti ambientali, integrandoli con quelli già riportati nel parere di *Scoping*, peraltro citati e illustrati da una vasta letteratura scientifica;
6. per quanto riguarda la gestione dei rifiuti prodotti dalle attività estrattive, si ribadisce quanto già raccomandato con il parere di *Scoping* n. 14 del 14/05/2021:
 - a. attraverso la procedura di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), l'esercizio delle installazioni per l'estrazione/trattamento di idrocarburi è autorizzato dal MITE per le attività *offshore* e dalle Regioni per le attività *onshore*, secondo quanto richiamato alla parte seconda del D. Lgs. 152/2006;
 - b. la pianificazione dei controlli presso le succitate attività, ai sensi di quanto previsto dall'art 29-decies comma 11-ter, deve essere almeno annuale ovvero semestrale per installazioni *“per le quali la precedente ispezione ha evidenziato una grave inosservanza delle condizioni di autorizzazione”*;
 - c. attesa la complessità delle ispezioni e la carenza di personale ARPA, per agevolare i controlli del rispetto delle condizioni dell'autorizzazione integrata ambientale, art. 29-decies del D. Lgs. 152/2006, si auspica che il Proponente promuova protocolli d'intesa Regione/ISPRA/ARPA finalizzati alla realizzazione di una Collaborazione tecnico-scientifica dell'ISPRA a supporto della Regione e dell'ARPA, per il monitoraggio e la salvaguardia dell'ambiente e del territorio e l'impiego sostenibile delle risorse naturali; ciò per evitare gravi danni alla salute umana, alla risorsa idrica, all'integrità dei suoli, all'agricoltura e ad altre risorse e attività economiche;
 - d. la gestione dei rifiuti prodotti dall'attività estrattiva dovrà essere conforme a quanto disciplinato dalla parte quarta del D. Lgs. 152/2006 e anche alle migliori tecniche disponibili di cui all'art. 5 comma 1 lett. 1-ter;
 - e. relativamente alle acque di strato, esse sono definite ai sensi del par. 2 dell'Allegato I al D.M. 28 luglio 1994 (*“Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti idrocarburi liquidi e gassosi”*) *“acque fossili, presenti nelle formazioni geologiche associate agli idrocarburi, che si separano durante il processo di produzione degli stessi (acque di formazione) ovvero aggiunte durante il processo di produzione per mantenere in pressione il giacimento (acque di processo)”*; esse devono essere gestite secondo quanto previsto dalla disciplina dei rifiuti ovvero ex art. 104 del D. Lgs. 152/2006, nel rispetto dei criteri richiamati nella Delibera del 4 febbraio 1977 del Comitato dei Ministri, secondo le prescrizioni previste nell'autorizzazione integrata ambientale;
 - f. i residui o gli effluenti che contengono radionuclidi di origine naturale (es. acque di strato, acque di produzione, fanghi e fluidi di perforazione, incrostazioni in tubazioni e contenitori, ecc.) dovranno essere gestiti anche in coerenza con quanto previsto dal D.lgs. 101/2020.

5. TEMPI E MODI DI DISMISSIONE E RIMESSA IN PRISTINO DEI LUOGHI DA PARTE DELLE RELATIVE INSTALLAZIONI CHE ABBIANO CESSATO LA LORO ATTIVITÀ

1. Per i titoli esistenti e per le autorizzazioni già rilasciate l'obbligo delle fidejussioni e delle garanzie è stato introdotto dal MISE, con normazione di tipo secondario, e in quanto tale certamente più debole dal punto di vista giuridico e procedimentale. A tal proposito si auspica un possibile inserimento di tali previsioni in norma primaria.
2. Occorre procedere a una semplificazione della chiusura mineraria dei pozzi e allo smantellamento delle relative infrastrutture procedendo a valle con la fase di ripristino/bonifica dello stato dei luoghi; pertanto, si concorda sulla proposta elaborata dalla DGISSEG di una norma primaria che distingua le due fasi di chiusura mineraria e ripristino ambientale rimettendo la prima alla esclusiva competenza della sezione UNMIG e la seconda alla competenza della Regione.
3. Per la sola parte a mare, il Proponente nell'ambito delle proposte di semplificazione del DM del 15/02/2019, può prevedere forme di premialità per la dismissione del maggior numero di piattaforme improduttive per i concessionari che intendano prevedere progetti finanziati, per esempio, nell'ambito del PNRR ovvero l'applicazione del canone senza deroga anche prevedendo l'intensificazione del regime delle garanzie finanziarie da utilizzare in caso di inadempimento;
4. Occorre che le premialità vengano indirizzate prioritariamente:
 - a. a quei siti che, benché improduttivi, hanno concessioni ancora vigenti all'atto della dismissione;
 - b. alle piattaforme entro le 12 MN da costa o dalle AMP, non solo perché tale raccomandazione appare coerente con le normative vigenti, ma anche perché le piattaforme sono ubicate in aree che anche ai sensi del presente PiTESAI sono soggette a vincoli assoluti. Inoltre, da un punto di vista ecologico ambientale, la dismissione delle aree più prossima alla costa determina una maggiore probabilità di interferire con *habitat* di pregio. Infine, la bonifica delle aree interessate dalle estrazioni di idrocarburi fornisce maggiori garanzie circa l'eventuale dispersione di contaminanti associati alla piattaforma.
5. Si raccomanda che il Proponente vieti le autorizzazioni relative allo stoccaggio di gas naturale in sovrappressione in giacimenti minerari sotterranei dismessi.

6. EFFETTI AMBIENTALI DEL PiTESAI

1. Nel RA, gli effetti ambientali devono essere indagati, ovviamente a un livello coerente con la struttura e le finalità della VAS riferita a piani e programmi, in tutto l'Ambito territoriale di riferimento del PiTESAI e non solamente nelle aree interessate dai vincoli assoluti e relativi di esclusione; nelle aree già interessate da attività, con o senza la presenza di vincoli, l'individuazione degli effetti ambientali è certamente finalizzabile a una conseguente mitigazione che potrebbe anche essere definita nelle successive fasi progettuali ove previste, dal momento che il PiTESAI e la relativa VAS costituiscono quadro di riferimento per i progetti e le relative VIA di ricerca e coltivazione.
2. Si richiede di approfondire in merito a quanto osservato dal Proponente (p. 450 del RA) *“Occorre tuttavia tenere presente che l'area di un permesso o di una concessione è*

notevolmente più vasta rispetto a quella fisicamente occupata dalle infrastrutture di ricerca o di coltivazione, come riportato nella Tabella 3.3-11: “Area occupata da impianti distinta per Regione”, quindi le percentuali riportate nella Tabella 0-1: “Interferenze territoriali tra i titoli minerari/istanze aggiornati al 30/06/2021 e gli strati informativi afferenti ai vincoli assoluti e relativi di esclusione”, vanno considerate in relazione alle risultanze di cui alla tabella” si evince che le % relative alle concessioni di coltivazione e di permessi di ricerca sarebbero maggiori se invece di essere riferite alle aree “fisicamente occupate dalle infrastrutture di ricerca o di coltivazione” fossero riferite alle aree di ricerca o di coltivazione.

3. Nel RA approfondire gli effetti ambientali del PiTESAI (cap. 7), con riferimento a quanto indicato dal D.Lgs. n. 152/2006, Allegato VI alla Parte II, lettera f), e quindi rispetto ai seguenti fattori:

- Biodiversità
- Popolazione
- Salute umana
- Flora e fauna
- Suolo
- Acqua
- Aria
- Fattori climatici
- Beni materiali
- Patrimonio culturale, anche architettonico e archeologico
- Paesaggio
- Interrelazione tra i suddetti fattori.

Tale approfondimento, relativamente ai “fattori climatici”, potrebbe risultare particolarmente significativo qualora venissero stimati gli effetti positivi conseguenti alla progressiva riduzione delle aree idonee e delle attività *upstream*, in termini di riduzione delle emissioni dovuti al consumo energetico delle fonti fossili.

4. Tenendo conto della finalità del PiTESAI di individuare le aree idonee alle attività di ricerca e coltivazione, gli effetti ambientali attesi dal PiTESAI saranno quelli che deriveranno dalla “strategia d’intervento proposta” intesa come le azioni che scaturiranno dall’approvazione del PiTESAI ai sensi della L. 12/2019 art. 11-ter, comma 8, quali, ad esempio, i provvedimenti relativi a :

1. chiusura di aree,
2. ripermetrazione delle concessioni,
3. revoca delle istanze,
4. definizione di concessioni di coltivazioni in aree non più idonee e le conseguenze previste.

Oltre a ciò, nelle aree che risulteranno idonee al proseguimento delle istanze o delle attività, gli effetti del PiTESAI saranno quelli delineati nel par. 3.2 del RA (in cui vengono descritti i possibili impatti ambientali delle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e dismissione),

ma auspicabilmente ridotti per la contrazione dei territori che risulteranno idonei alla prosecuzione delle istanze e delle attività, in seguito all'approvazione del Piano.

In relazione a questi due ordini di aspetti, si raccomanda una conseguente integrazione delle analisi riportate nel cap. 7 del RA.

5. Inoltre, ai fini di un corretto monitoraggio ambientale, si ribadisce la necessità di una analisi del contesto attraverso i citati fattori ambientali, analisi che può essere espressa attraverso opportuni indicatori riferiti ai vari fattori ambientali e in grado di rappresentare gli effetti (positivi e negativi) determinati dal PiTESAI.

7. SALUTE UMANA

- Il RA approfondisca gli aspetti della salute umana connessi agli effetti ambientali determinati dal settore *upstream*; tale approfondimento può utilmente essere condotto in relazione alle regioni che rientrano in tutto l'ambito territoriale di riferimento per la VAS del PiTESAI, ed eventualmente a livello di Province, con particolare attenzione ai territori interessati dalla coltivazione del petrolio.
- Le analisi sull'impatto occupazionale, già presenti nel RA, dovranno essere ampliate tenendo conto degli effetti negativi che la presenza di attività *upstream* a terra può determinare sui prodotti agroalimentari e quindi, in termini di *marketing*, sull'immagine e sul valore degli stessi nonché sul valore delle proprietà.
- La caratterizzazione così condotta dovrebbe concorrere alla individuazione delle aree idonee allo svolgimento delle attività del PiTESAI (considerando tutti i determinanti di salute ovvero quei fattori che influenzano lo stato di salute di una popolazione) e potrebbe contribuire altresì a definire per le aree individuate come tali:
 - azioni che possono essere intraprese nell'ambito del Piano per promuovere e migliorare il benessere e minimizzare o evitare ogni effetto negativo sulla salute;
 - misure di prevenzione e di mitigazione degli impatti.
- I criteri ambientali utili per la definizione delle aree idonee dovrebbero includere, ove disponibili, aspetti ecotossicologici, tenendo conto anche della potenziale sinergia/addizione degli impatti derivanti da altre installazioni industriali, eventualmente presenti nelle aree ritenute idonee per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi sul territorio, tutti fattori indispensabili a tutela della salute della popolazione.
- In relazione all'indicazioni già fornita nel parere di *Scoping* di sviluppare il tema della salute umana anche attraverso il monitoraggio, al fine di una migliore comprensione dei fenomeni connessi alla salute umana ed eventuali azioni correttive sul PiTESAI, andrebbero create sinergie tra politiche sanitarie e ambientali, e metodi condivisi di comunicazione delle informazioni, definendo le modalità e gli strumenti di scambio dei dati tra le Pubbliche Amministrazioni competenti nel rilascio delle autorizzazioni VIA e AIA (Regioni e Ministero della Transizione Ecologica) e le Autorità di Controllo competenti in campo ambientale (ISPRA e ARPA) e sanitario (SSN).
- In relazione all'obiettivo ambientale relativo alla salute umana assunto nel RA, derivato dalla Strategia nazionale per lo Sviluppo Sostenibile, che è quello di "Diminuire l'esposizione della

popolazione ai fattori di rischio ambientale e antropico” (obiettivo OA26), è necessaria una maggiore focalizzazione dello stesso tenendo conto che i rischi ambientali diretti e indiretti per la popolazione sono riconducibili a contaminazione dell'acqua, dell'aria, del suolo, attività sismica, rumore, luce, odore, infrastruttura del sito e traffico, cambiamenti sociali.

- L'indicatore di contesto “Diminuire l'esposizione della popolazione ai fattori di rischio ambientale e antropico” (proposto ai fini del monitoraggio nel cap. 9 del RA) deve essere maggiormente articolato tenendo conto del fatto che una popolazione è definita attraverso informazioni quali distribuzione geografica, età, sesso, condizione sociale, istruzione, ambiente sociale, culturale e fisico ecc..
- Nel RA chiarire la metodologia e gli strumenti che il PiTESAI intende adottare ai fini della sensibilizzazione della popolazione e della comunicazione dei temi connessi alle attività di ricerca e coltivazione e alle conseguenti implicazioni; tali implicazioni possono essere espresse, in ultimo, in termini economici ma considerando l'intero ventaglio di aspetti che vanno da quelli (positivi) occupazionali a quelli (negativi) di possibile compromissione delle qualità ambientali del territorio e, soprattutto, della salute umana.
- Il RA definisca gli obiettivi e le azioni di miglioramento che si intende perseguire al fine di tutelare la salute pubblica dagli effetti negativi indotti dalle attività *upstream*, tentando di superare la carenza informativa di un chiaro quadro di rischi associati alle forme di inquinamento del settore *upstream*. Il rischio associato agli inquinanti una volta definito, dovrebbe anzitutto concorrere alla definizione delle aree idonee e comunque essere gestito attraverso politiche e misure aggiuntive rispetto a quelle già stabilite. In particolare:
 - deve essere posto l'accento sulla riduzione delle emissioni in luoghi in cui le persone sono maggiormente esposte alle forme di inquinamento del settore *upstream*;
 - nelle zone maggiormente antropizzate che risultassero idonee a seguito della approvazione del PiTESAI, prevedere interventi specifici per ridurre le concentrazioni di inquinanti dovuti al settore *upstream* al fine di garantire la minimizzazione dell'esposizione umana alle possibili forme di inquinamento;
- va ribadito che, anche per quanto riguarda il PiTESAI, l'individuazione e la rimozione delle sorgenti di contaminazione delle attività *upstream*, ove presenti, ai fini della tutela della salute umana, dovrebbe essere una priorità e pertanto sarebbe opportuno il contributo delle regioni nella identificazione delle aree a maggior rischio sanitario.

8. EVOLUZIONE PROBABILE DELLO STATO DELL'AMBIENTE SENZA L'ATTUAZIONE DEL PIANO

1. Nello studio svolto dal CRIET, lo scenario elaborato per la produzione 2020-2050 dovrebbe tenere in considerazione il fatto che la produzione prevista da alcune concessioni potrebbe non essere realistica, in quanto alcuni titoli potrebbero trovarsi in aree dichiarate dal PiTESAI non idonee e scadere durante tale periodo senza la possibilità di essere prorogate e quindi la produzione, presa in considerazione dallo studio, dovrebbe cessare prima dell'esaurimento delle risorse previste.
2. La descrizione dell'evoluzione probabile dello stato dell'ambiente deve essere integrata con la descrizione degli impatti determinati sulle matrici ambientali dovuti al proseguimento delle

attività di coltivazione secondo il quadro e le tendenze in atto prima dell'entrata in vigore della L. 12/2019.

9. SCENARI ALTERNATIVI

- Definire **scenari progressivi di riduzione delle aree idonee**, coerenti con le scadenze del 2030 e 2050 e con gli impegni assunti a livello unionale e nazionale per quelle date;
- tale definizione, combinata con l'integrazione dei luoghi in cui prevedere la dismissione e la rimessa in pristino delle installazioni, tiene conto:
 - del sistema di vincoli di esclusione, dinamici e adattivi;
 - dei risultati del monitoraggio soprattutto qualora venissero evidenziate criticità ambientali in particolare connesse con la salute umana, nelle aree interessate dalla presenza di attività *upstream*.

10. VALUTAZIONE DI INCIDENZA SUI SITI NATURA 2000

- Nelle eventuali successive procedure di valutazione di impatto ambientale sui singoli progetti dovrà essere valutato l'impatto anche sulle aree *buffer* rispetto ai siti di Rete Natura 2000, per tali intendendosi le aree prossime al perimetro dei siti, sulle quali è presumibile attendersi che i progetti o gli interventi possano, direttamente o indirettamente, arrecare potenziali impatti e dunque incidere sugli obiettivi di conservazione.
- Sulla base della letteratura scientifica e delle esperienze internazionali, si ritiene che debba essere individuata un'area *buffer* minima standard di raggio pari a **6 miglia nautiche per ogni impianto o struttura estrattiva a mare da ogni sito Rete Natura 2000**, fatte salve diverse e più puntuali conclusioni in ulteriore estensione, sulla base delle valutazioni effettuate in sede di VIA. In ogni caso sarà effettuata una procedura di VINCA quando l'opera, pur esterna al sito di Rete Natura 2000, sia collocata in prossimità del predetto *buffer*.
- Nelle eventuali successive procedure di VIA, sia individuata un'area *buffer* minima di raggio pari a **5 km da ogni SIC, ZSC, altri sito Natura 2000 o IBA per le strutture estrattive a terra**, fatte salve diverse e più puntuali conclusioni in estensione, sulla base delle valutazioni effettuate in sede di VIA. In ogni caso sarà effettuata una procedura di VINCA quando l'opera, pur esterna ad una delle aree in questione, sia collocata in prossimità del predetto *buffer*.
- Le aree della Rete Natura 2000, ai sensi della normativa eurounitaria, siano considerate sullo stesso piano di AMP e Parchi naturali per quanto riguarda la definizione dei criteri ambientali di riferimento del PiTESAI.
- Siano richieste misure mitigative degli impatti connessi agli impianti *ex ante* basate su uno studio LCA (*Life Cycle Assessment*) in accordo alle norme ISO 14040-44 realizzato lungo tutto il ciclo di vita dell'attività di estrazione, inclusa la fase di costruzione dell'impianto ed i materiali impiegati. Dovranno inoltre essere valutate le alternative di progettazione in ottica di *ecodesign* e le possibilità in termini di riuso, riciclo, smaltimento, spostamento delle piattaforme durante il loro ciclo di vita o al termine dello stesso, in ottica di economia circolare, oltre a un cauzionamento che garantisca l'adempimento di tali previsioni.

11. ULTERIORI RACCOMANDAZIONI DERIVANTI DALLA VERIFICA DI SCOPING

1. Punto 2. Criteri ambientali per la definizione delle aree idonee 2/4

- indicare le fonti degli strati informativi consultabili nel Sistema informativo (*Web GIS Sinacloud*).

2. Punto 7. Coerenza - Coerenza esterna 1/5

- Il Proponente dovrebbe escludere dalle aree idonee le aree a mare e a terra che vengono ritenute idonee per le energie rinnovabili (e.g., eolico *offshore* o energie da onde o solare *offshore*) onde evitare effetti cumulativi e rischio di interferenza tra le diverse attività di produzione energetica.

3. Punto 8. Stato attuale dell'ambiente

- **Pozzi petroliferi improduttivi e non più produttivi, integrità dei pozzi:**
 - o si auspica che il Proponente promuova protocolli d'intesa e accordi di collaborazione istituzionale volti a consentire la rapida messa in atto delle operazioni di caratterizzazione -ed eventuale successiva bonifica secondo quanto disciplinato al Titolo V parte IV del D. Lgs. 152/2006- e di ripristino dello stato dei luoghi, prevedendo una rapida informazione delle autorità competenti (Regioni) e di controllo (ARPA); ciò soprattutto per i pozzi ubicati in aree geologicamente instabili, come quelle con frane attive, per cui occorre anche prevedere monitoraggi di adeguata frequenza;
 - o il Proponente riporti una mappa dei pozzi improduttivi e non più produttivi.

12. OSSERVAZIONI PERVENUTE IN FASE DI CONSULTAZIONE PUBBLICA

- Si raccomanda al Proponente una puntuale attività di considerazione delle osservazioni trasmesse in fase di consultazione del Pubblico ai sensi dell'art. 13 commi 5-bis del D.Lgs. n. 152/2006, al fine della loro integrazione nel Piano e nel RA, ed eventualmente di controdeduzione, riscontrando chiaramente, attraverso la Dichiarazione di Sintesi, come i contributi forniti col processo di VAS hanno contribuito a migliorare il Piano e il relativo RA sotto il profilo della sostenibilità ambientale.

13. LA VAS DEL PITESAI COSTITUISCE QUADRO DI RIFERIMENTO PER LE VIA DEI PROGETTI RELATIVI A RICERCA E COLTIVAZIONE

- Il PiTESAI sarà quadro di riferimento per l'approvazione, l'autorizzazione, l'area di localizzazione e la realizzazione dei progetti di prospezione, ricerca e coltivazione e attraverso la VAS del PiTESAI possono essere fornite indicazioni di carattere generale di cui tenere conto nell'ambito delle valutazioni ambientali dei progetti stessi;
- in relazione alle concessioni di coltivazione prive di VIA in quanto rilasciate prima dell'entrata in vigore del DPCM 377/1988, nel "*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*"

costituito dal PiTESAI, i citati titoli minerari privi di VIA rientranti in aree che risulteranno compatibili con le previsioni del PiTESAI saranno sottoposti alla cosiddetta “**VIA postuma**” ai sensi dell’art. 29, comma 3; ciò al fine di considerare le eventuali mitigazioni da implementare per contenere gli impatti rilevanti, ciò in piena coerenza con la richiamata finalità del PiTESAI;

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

14. MONITORAGGIO VAS

1. Ribadendo quanto già raccomandato nel parere di *Scoping*, nel RA e, a seguire, nel Piano di Monitoraggio VAS che verrà predisposto, devono essere definiti i “meccanismi di collegamento” che attuino l’integrazione dei dati di monitoraggio delle attività previste nelle VIA e AIA con il monitoraggio VAS del PiTESAI; rimandarne la predisposizione a fasi successive non meglio definite significa privare il pubblico interessato di una informazione di grande importanza che, se affrontata già nella fase corrente, potrà essere comunicata attraverso la dichiarazione di sintesi;
2. il territorio interessato dal monitoraggio VAS deve essere tutto quello sul quale si possono produrre gli effetti del Piano in base a quanto stabilito dalla L. 12/2019, vale a dire l’intero Ambito Territoriale di Riferimento per la VAS del PiTESAI e non solamente le aree in vincolo; pertanto, il monitoraggio VAS del PiTESAI riguarderà sia le aree che risulteranno idonee (nelle quali si applicheranno i casi 1, 2.a.i, 2,a.ii, 2.b.i, 2,b.ii) sia quelle non idonee (nelle quali si procederà con il rigetto delle istanze, con la revoca dei permessi in essere e, per quanto riguarda le concessioni di coltivazione, con il mantenimento dell’efficacia sino alla scadenza senza possibilità di proroga); entrambe dovranno essere monitorate ai fini VAS tenendo presente le diverse peculiarità che le caratterizzano e che si possono così sommariamente descrivere:
 - nelle aree attualmente prive di attività di ricerca e coltivazione è fondamentale monitorare affinché le attività che, a valle della approvazione del PiTESAI saranno eventualmente avviate, non determinino effetti negativi e significativi sui fattori ambientali e, in generale, un peggioramento della qualità ambientale del contesto;
 - nelle aree attualmente interessate da attività di ricerca e coltivazione, nelle quali potrebbero essere stati prodotti effetti negativi sui fattori ambientali, il monitoraggio sarà occasione anche per approfondire il contributo fornito dalle attività già in essere sui fattori ambientali, nonché monitorare eventuali effetti determinati dalle nuove attività introdotte in quelle aree;
3. il RA deve definire una chiara struttura in cui gli obiettivi di sostenibilità ambientale sono correlati alle azioni di Piano e agli indicatori; per azioni di piano si intendono sia le azioni conseguenti l’individuazione delle aree idonee e degli impianti compatibili, sia le indicazioni fornite per la dismissione/riutilizzo delle installazioni che hanno cessato l’attività, e rimessa in pristino dei luoghi; più precisamente, le azioni di Piano che possono determinare effetti

ambientali sono quelle che sostanziano la “strategia d’intervento proposta” ai sensi della L. 12/2019 art. 11-ter, comma 8, quali, ad esempio, i provvedimenti relativi a :

- chiusura di aree;
 - ripermetrazione delle concessioni;
 - revoca delle istanze;
 - definizione di concessioni di coltivazioni in aree non più idonee e le conseguenze previste;
4. il monitoraggio assume particolare importanza in relazione al tema della salute umana; a questo proposito, andrebbero create sinergie tra politiche sanitarie e ambientali e metodi condivisi di comunicazione delle informazioni, andrebbero definite le modalità e gli strumenti di scambio dei dati tra le Pubbliche Amministrazioni competenti nel rilascio delle autorizzazioni VIA e AIA (Regioni e Ministero della Transizione Ecologica) e le Autorità di Controllo competenti in campo ambientale (ISPRA e ARPA) e sanitario (SSN).

15. CONSULTAZIONI TRANSFRONTALIERE

1. **Si raccomanda** di avviare la consultazione transfrontaliera per la possibilità di impatti transfrontalieri derivanti dall’adozione del PiTESAI.

APPENDICE A

Raccomandazione del parere di Scoping del 14 maggio 2021	Implementazione nella documentazione in consultazione pubblica
<p>a) 1. APERTURA DI NUOVE AREE A TERRA</p> <ul style="list-style-type: none"> rispetto alla Comunicazione della Commissione del 12 febbraio 2021 e alla prevista conformità delle misure di produzione di energia elettrica e/o di calore da combustibili fossili al principio DNSH ai fini dell'RRF, se ne accoglie l'eccezione che riguarda le "misure di produzione di energia elettrica e/o di calore a partire dal gas naturale..." e si concorda che il RA consideri ammissibili i seguenti due casi qualora i permessi di prospezione e di ricerca riguardino il gas: <ul style="list-style-type: none"> - Caso 1: Aree potenzialmente idonee per "la presentazione di nuove istanze (successive all'approvazione del PiTESAI) di permessi di prospezione e di permessi di ricerca"; - Caso 2.a.i: Aree potenzialmente idonee per la prosecuzione dei procedimenti per le istanze dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca già presentate; ritenuto che l'apertura di nuove aree di coltivazione sia difficilmente conciliabile con le strategie di decarbonizzazione del paese, è necessario che il RA, attraverso la disamina delle politiche energetiche comunitarie e nazionali compreso il principio DNSH, e una approfondita analisi di coerenza tra le stesse e le finalità del PiTESAI, valuti l'effettiva coerenza di uno scenario nel quale siano possibili aperture di nuove zone minerarie a terra finalizzate alla estrazione del petrolio. 	<p>RECEPITA</p> <p>Nel RA tale ammissibilità è stata mantenuta per la casistica n. 1, e altresì riportata nell'aproposta di Piano, in relazione ai contenuti della Comunicazione della Commissione n. C(2021) 1054 del 12/02/2021 "<i>Orientamenti tecnici sull'applicazione del principio "non arrecare un danno significativo" a norma del regolamento sul dispositivo per la ripresa e la resilienza</i>" secondo i quali dopo l'adozione del PiTESAI sarà considerata ammissibile nelle aree potenzialmente idonee la presentazione di nuove istanze di permesso di prospezione e di ricerca che riguarderanno solo la ricerca di gas e non anche di petrolio.</p> <p>Si veda:</p> <ul style="list-style-type: none"> - nella proposta di Piano: par. 3.1 pag. 167, par. 3.2 pag. 171/172 - Allegato 1 alla proposta di Piano: pag. 3/4 <ul style="list-style-type: none"> - nel RA: par. 2.3.1 pag. 71/72, par. 4.1 pag. 175/176, cap. 7 pag. 462/463 - Allegato 2 al RA pag. 12, Allegato 5 al RA pag. 60. Mentre per la casistica 2.a.i per quanto riguarda le istanze dei permessi di prospezione o dei permessi di ricerca già presentate alla data di entrata in vigore della Legge che prevede il PiTESAI, in considerazione dell'esiguo numero di pozzi perforati a terra a scopo esplorativo negli ultimi dieci anni (a mare è dal 2009 che non si perfora un pozzo esplorativo) – si veda par. 3.3.3 del RA -, potranno proseguire l'iter istruttorio solo i procedimenti relativi alle istanze che si troveranno insistere sulle aree che saranno definite come potenzialmente idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di ricerca (saranno dichiarati in 'aree idonee nella situazione post operam'). Gli altri eventuali procedimenti delle istanze di questo tipo per le aree che non saranno nella predetta posizione verranno dichiarati in 'area non idonea nella situazione post operam', e saranno oggetto delle procedure previste dall'art. 11-ter della L. 12/19, e quindi rigettate per la parte ricadente in area non idonea.
<p>b) 2. CRITERI AMBIENTALI PER LA DEFINIZIONE DELLE AREE IDONEE 1/4</p> <ul style="list-style-type: none"> Finalità principale del PiTESAI è quella di definire le aree idonee nell'ottica della transizione energetica sostenibile verso la neutralità carbonica prevista entro il 2050; a tale proposito, il RP propone una serie di 	<p>RECEPITA</p> <p>La proposta di Piano ed il RA considera imprescindibile la preventiva individuazione dei criteri ambientali, che sono stati ampliati rispetto al RP (con i relativi strati informativi disponibili ufficialmente), la cui individuazione e determinazione è specificatamente spiegata:</p>

<p>critéri ambientali per individuare le aree idonee; si tratta di criteri di assoluta rilevanza e che sono imprescindibili nella definizione delle aree idonee;</p> <ul style="list-style-type: none"> • per le ragioni espóste nel presente parere, si ritiene che i criteri ambientali (che definiscono l'esclusione da aree idonee) elencati nel RP debbano essere ampliati andando a considerare, attraverso i relativi strati informativi suggeriti, le ulteriori categorie ambientali rappresentate di seguito; • inoltre, in merito a quanto affermato nel RP (cap.7) circa il fatto che “il processo di definizione dei criteri sar� condotto considerando diverse opzioni che saranno oggetto di valutazione *...+ riguardo l'individuazione di ragionevoli alternative *...+”, si ritiene che i criteri ambientali non debbano essere considerati “opzionali” e che pertanto i territori interessati dalla loro presenza siano da intendersi certamente non idonei a nuove attivit� di prospezione e ricerca; • i criteri ambientali nel RA dovranno essere formulati in modo da essere dinamici e adattativi, considerando la possibilit� di esclusione di aree e relativo <i>buffer</i> (che, in via precauzionale, � individuato pari a 12 miglia per il mare e a 5 km per quelle a terra) ogni qualvolta vengano identificate nuove aree protette o vincolate a diverso titolo; 	<ul style="list-style-type: none"> - nella proposta di Piano: par. 1.3 da pag. 31 a pag. 72, par. 3.1 da pag. 167 a pag. 171 - Allegato 1 alla proposta di Piano: pag. 3/6 - Appendice A alla proposta di Piano - nel RA: par. 2.3 pag. 34, par. 2.3.1 da pag. 34 a pag. 75, par. 4.1 pag. 172, par. 7 pag.447-462/463 <p>È stato infatti previsto:</p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>“Si ritiene comunque opportuno ritenere che i criteri ambientali possano essere considerati, ove applicabile, dinamici e adattativi sulla base di aggiornamenti periodici, e che lo stesso PiTESAI possa essere sottoposto ad aggiornamento, per esempio ogni tre anni”.</i> - <i>“L'attivit� tipica di pianificazione vera e propria di cui al punto 1, tramite l'applicazione dei criteri ambientali individuati nella Tabella 1.3-1, � volta a definire le aree - gi� aperte alle ricerche ma oggi prive di titoli minerari - dove, dopo il PiTESAI, potrebbero essere presentate nuove istanze per lo svolgimento potenziale delle attivit� di prospezione e ricerca - c.d. 'aree idonee nella situazione ante operam'. In tali aree non insiste alcun tipo di attivit� di ricerca e di coltivazione di idrocarburi, n� sono presenti infrastrutture, e per tale motivo il criterio ambientale costituisce il criterio prevalente per la valutazione della loro potenziale attuazione.- Le istanze dei permessi di prospezione e dei permessi di ricerca di idrocarburi che potrebbero essere presentate in futuro in tali aree, seguiranno l'iter amministrativo (compreso quello di VIA) di conferimento del permesso previsto dalla normativa attuale di settore.”</i>
<p>c) 2. CRITERI AMBIENTALI PER LA DEFINIZIONE DELLE AREE IDONEE 2/4</p> <ul style="list-style-type: none"> • al fine di restituire elementi di certezza e coerenza con la pianificazione spaziale marittima (MSP) e terrestre, la VAS deve dotarsi di mappe multi-layer di elevato dettaglio che individuino con accuratezza le aree non idonee e permettano di identificare con precisione la sovrapposizione tra aree di coltivazione in attivit� con le nuove aree di non idoneit� per fornire indicazioni certe sulla possibilit� o meno di rinnovi al termine della concessione; 	<p>RECEPITA</p> <p>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 � stato acquisito e armonizzato all'interno di un GeoDataBase. Tali informazioni e strati informativi sono accessibili con un applicativo Web GIS, per il tramite di un GIS Service Layer, per la consultazione e interrogazione, al seguente link: https://sinacloud.isprambiente.it/portal/apps/webappviewer/index.html?id=44b6c75b5e994703b9bd6adf51561a7d</p> <p>La piattaforma mette a disposizione i dati forniti e</p>

	<p>quelli derivanti dalle elaborazioni finalizzate alla definizione e valutazione ambientale del presente Piano.</p> <p>Si veda nella proposta di Piano il par. 3 pag. 153 e nel RA il cap. 5 pag. 182/183 e cap. 7 pag. 462.</p>
<p>d) 2. CRITERI AMBIENTALI PER LA DEFINIZIONE DELLE AREE IDONEE ^{3/4}</p> <ul style="list-style-type: none"> • pur non prevedendo l'apertura di nuove aree a mare, all'interno delle aree potenzialmente idonee, dopo esclusione delle aree alla luce dei criteri ambientali potenziati e proposti nel presente parere, sottolinea la possibilità di non escludere le aree entro 5 miglia dal confine delle EEZ (e.g., ai confini con Spagna, Tunisia, Libia e Grecia) onde evitare che un giacimento che ricade in parte nella EEZ italiana e in parte nella EEZ dell'altro paese venga coltivato in acque non italiane pur rappresentando una risorsa mineraria italiana, così come a cavallo della piattaforma continentale italiana; 	<p>NON RECEPITA</p> <p>Le motivazioni del mancato recepimento sono argomentate in dettaglio nel:</p> <ul style="list-style-type: none"> - nella proposta di Piano: par. 1.1.3. pag. 20 - nel RA: par. 2.1.3. pag. 22/23 <p><i>“L'Italia ha attualmente istituito la propria ZEE con Legge 14 giugno 2021 n. 91 “Istituzione di una zona economica esclusiva oltre il limite esterno del mare territoriale”, approvata lo scorso 9 giugno dal Senato in via definitiva e pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale. Nella ZEE lo stato costiero gode di diritti sovrani ai fini dell'esplorazione, dello sfruttamento, della conservazione e della gestione delle risorse naturali, biologiche e/o non biologiche, che si trovano nelle acque soprastanti il fondo del mare, sul fondo del mare e nel relativo sottosuolo, sia ai fini di altre attività connesse con l'esplorazione e lo sfruttamento economico della zona, quali la produzione di energia derivata dall'acqua, dalle correnti e dai venti. In pratica, i diritti esclusivi di gestione e sfruttamento delle risorse economiche, ittiche e minerarie potranno essere estesi fino a 200 miglia dalla costa e si avrà la possibilità di migliorare anche il controllo e la gestione dei giacimenti delle concessioni di idrocarburi attualmente rinvenuti, che si trovano a cavallo della ZEE, e di valorizzare altresì la possibilità di sfruttamento di forme di energia rinnovabili, come l'eolico e il fotovoltaico offshore e la forza delle maree e delle correnti. Proprio in tale ottica non si ritiene percorribile lasciare aperte alle eventuali nuove attività di prospezione e di ricerca in acque italiane le aree lungo la istituenda linea ZEE che sono sinora prive di istanze di permesso e di titoli minerari, anche in considerazione del dato di fatto che:</i></p> <p><i>1) non costituirebbe condizione necessaria e sufficiente per salvaguardare la gestione degli eventuali giacimenti esistenti a cavallo di tale linea, dato che secondo il diritto internazionale e in base agli accordi bilaterali che l'Italia ha sottoscritto con gli stati frontisti è già previsto che in caso di rinvenimento di un giacimento di idrocarburi a cavallo della linea di delimitazione della piattaforma continentale, ciascuno Stato resta titolare della parte di riserve che ricadono nella sua area di competenza e qualora l'attività di coltivazione dovesse avvenire mediante</i></p>

	<p><i>pozzi situati nella zona di giurisdizione dello stato frontista, quest'ultimo deve comunque corrispondere allo Statoitaliano la quota parte delle risorse di sua spettanza. Si tratta di un caso già noto e verificatosi con i giacimenti di IVANA a cavallo della delimitazione tra Italia e Croazia in Adriatico;</i></p> <p><i>2) il PiTESAI non è un piano per lo sviluppo ed espansione del ricorso per l'Italia agli idrocarburi, con apertura di nuove aree marine molto lontane dalle coste in prossimità delle linee mediane, come già indicato dalla DGISSEG per motivare l'assenza di possibili impatti transfrontalieri derivanti dall'adozione del Piano stesso;</i></p> <p><i>3) come già detto, per quanto riguarda il mare, in considerazione degli obiettivi di decarbonizzazione al 2050, dell'obiettivo d'ampliare almeno al 30% della superficie a mare la rete delle aree marine protette (e almeno al 10% quelle protette in modo rigoroso) stabilito dalla nuova Strategia Europea sulla Biodiversità per il 2030 e dei traguardi ambientali previsti dalla Direttiva quadro 2008/56/CE sulla strategia per l'ambiente marino, non appare infatti attuabile lo scenario di apertura di nuove zone minerarie marine oltre alle attuali, e si ritiene invece percorribile la previsione nell'ambito del PITESAI sia di escludere per il futuro la apertura alle attività upstream dinuove zone marine che non sono state sinora aperte alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi, sia di giungere a chiudere alle ricerche le aree ricadenti nelle zone marine già aperte ove non è stata mai presentata alcuna istanza relativa alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi quale "riperimetrazione" delle attuali zone marine sulla base del criterio amministrativo."</i></p>
--	--

<p>e)</p> <p>2. CRITERI AMBIENTALI PER LA DEFINIZIONE DELLE AREE IDONEE 4/4</p> <ul style="list-style-type: none"> • nel territorio nazionale esistono anche tipologie di infrastrutture o specifiche tipologie di ecosistemi acquatici particolarmente sensibili alle attività estrattive. La presenza di invasi/ dighe/laghi rende non idonee le aree ubicate a breve distanza, sottovento e sottoflusso idrico. In termini di distanza minima, il problema va valutato caso per caso sulla base delle specifiche condizioni ambientali ed ecologiche; • al fine di potenziare la silvicoltura, utile allo sviluppo di infrastrutture verdi e promuovere il sequestro dell'anidride carbonica, le aree interessate da queste coltivazioni, unitamente a eventuali <i>buffer</i>, vengano ritenute non idonee alla coltivazione di idrocarburi. <p><u>Ulteriori categorie ambientali per la definizione delle aree idonee in ambito terrestre:</u></p> <p><u>Si rimanda alla tabella a pag. 92 del parere di Scoping.</u></p> <p>Ulteriori criteri ambientali per la definizione delle aree idonee in ambito marino:</p> <p>Nella definizione degli ambienti marini di potenziale interesse estrattivo, alla luce della presente VAS, vanno escluse oltre alle aree entro le 12 miglia nautiche (MN) marine dalla linea di costa: - le aree entro le 12 miglia dal confine delle aree marine protette (AMP); - le aree entro le 12 miglia dei siti SIC, ZSC, ZPS ZTB (in quanto accomunabili alle Other Effective Area-based Conservation Measures della UE); - le aree offshore che includono <i>Habitat</i> Natura 2000 di tipo 1170 “Scogliere” che includono le montagne sottomarine e le aree di canyon che vedono oltre alla presenza di ecosistemi estremamente vulnerabili anche la presenza di scogliere (banchi) corallini profondi (Deep-water corals e altre specie di particolare interesse naturalistico) per le quali si ritiene necessaria la definizione anche di un’area <i>buffer</i> minima di 3 MN; - le aree offshore che includono <i>Habitat</i> Natura 2000 di tipo 1180 “Strutture sottomarine causate da emissioni di gas” che includono le aree di oasi idrotermali (Hydrothermal vents), per le quali si ritiene necessaria la definizione anche di un’area <i>buffer</i> minima di 3 MN; - le aree che vedono la presenza di relitti di interesse archeologico o con carichi potenzialmente tossici o pericolosi (che possono determinare interferenze, impatti diretti e cumulativi con altre attività) per le quali si ritiene necessaria la definizione anche di un’area <i>buffer</i> minima di 3 MN; - nella definizione degli ambienti marini di potenziale interesse estrattivo,</p>	<p>RECEPITE IN GRAN PARTE secondo quanto dettagliatamente specificato per ogni categoria ambientale considerata e riportata nella tabella 1.3-1 “Elenco delle Categorie ambientali e dei vincoli individuati per l’elaborazione del PiTESAI” a pag. 34 dell’aproposta di Piano e nella medesima tabella 2.3-1 a pag. 37 del RA, in cui sono indicate per ogni categoria: la cartografabilità, il tipo di vincolo individuato per l’elaborazione del PiTESAI, il <i>buffer</i> già previsto o valutabile a priori, e la Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI</p> <p>“Sulla base delle analisi già effettuate per l’elaborazione del Rapporto Preliminare e dei nuovi elementi acquisiti dal parere di Scoping e dai successivi confronti effettuati anche con l’Amministrazione competente e la Commissione Vas, si riporta di seguito nella Tabella 1.3-1 l’elenco delle categorie ambientali e dei criteri ambientali (costituiti da vincoli assoluti, vincoli relativi di esclusione e vincoli relativi di approfondimento) individuati per l’elaborazione del PiTESAI. Tale elenco sarà oggetto di eventuali modifiche/integrazioni a seguito delle osservazioni e suggerimenti che perverranno nell’ambito della fase di consultazione pubblica. Si ritiene comunque opportuno ritenere che i criteri ambientali possano essere considerati, ove applicabile, dinamici e adattativi sulla base di aggiornamenti periodici, e che lo stesso PiTESAI possa essere sottoposto ad aggiornamento, per esempio ogni tre anni”.</p>
--	---

<p>alla luce della presente VAS, vanno determinate prioritariamente le assegnazioni di utilizzo a fonti di energia rinnovabile (e.g., eolico, moto ondoso, solare galleggiante et alia) e che per tali aree vanno considerate aree <i>buffer</i> minime di 3 MN; - nell'ottica di raggiungere l'obiettivo fissato dalla Agenda 2030 di estendere le aree protette marine e terrestri al 30% della superficie, il PiTESAI dovrà tenere conto di tali espansioni areali e di un <i>buffer</i> di almeno 12 MN dal bordo delle stesse per la ridefinizione delle aree idonee allo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione; - nell'ottica di attuare un processo virtuoso per i ripascimenti di arenili in aree costiere caratterizzate da fenomeni erosivi appare importante la previsione che le aree marine contenenti sabbie relitte vengano escluse dalle aree idonee, prevedendo un <i>buffer</i> di almeno 3 MN per preservare la loro integrità e la non contaminazione; - al fine di potenziare lo sviluppo di una acquacoltura eco-sostenibile le aree interessate dalla presenza di impianti di acquacoltura (maricoltura), unitamente a un <i>buffer</i> di almeno 12 miglia, vengano ritenute non idonee alla coltivazione di idrocarburi.</p> <p><u>Si rimanda alla tabella a pag. 95 del parere di Scoping.</u></p>	
<p>f)</p> <p>3. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PiTESAI: INIEZIONE</p> <p>È necessario che nel RA venga fornita una più puntuale descrizione delle attività che costituiscono oggetto del Piano, con particolare riferimento a quelle connesse alle varie fasi di lavorazione del petrolio, e in particolar modo alle attività di iniezione e di recupero secondario e terziario del petrolio. La rilevanza del tema dal punto di vista degli impatti ambientali implica la necessità di una sua adeguata trattazione nel RA, descrivendo dettagliatamente le acque di produzione petrolifera (acque di strato e acque di processo); a questo proposito si evidenzia che: - attraverso la procedura di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), l'esercizio delle installazioni per l'estrazione/trattamento di idrocarburi è autorizzato dal MITE per le attività offshore e dalle Regioni per le attività onshore, secondo quanto richiamato alla parte seconda del D. Lgs. 152/2006; - la pianificazione dei controlli presso le succitate attività, ai sensi di quanto previsto dall'art 29-decies comma 11-ter, deve essere almeno annuale ovvero semestrale per installazioni "per le quali la precedente ispezione ha evidenziato una grave inosservanza delle condizioni di autorizzazione"; - attesa la complessità delle ispezioni</p>	<p>RECEPITA per gli aspetti della reiniezione, delle AIA, dei protocolli d'intesa per agevolare i controlli ambientali, e della disciplina dei rifiuti e dei residui o effluenti che contengono radionuclidi di origine naturale, nelle parti di seguito riportate.</p> <p>Nella proposta di Piano e nel Rapporto Ambientale sono stati approfonditi e descritti gli aspetti richiesti sulla reiniezione di acqua di strato in unità geologiche profonde. Si veda:</p> <p>- nella proposta di Piano: tutto il par. 2.1.3., par. 2.1.4 da pag.98 a 100, il par. 2.2.3. in particolare nella parte delle piattaforme da pag. 139</p> <p>- nel RA: tutto il par. 3.1.3., par. 3.1.4. pag. 103/105, par. 3.3.3. pag. 156/157, par. 5.3.18 pag. 368/369</p> <p>Non sono invece descritte nella proposta di Piano e nel RA le fasi di lavorazione del petrolio in quanto tali attività (downstream) non rientrano nelle attività di coltivazione che si fermano al primo trattamento degli idrocarburi per renderli idonei al trasporto fino agli impianti di lavorazione e pertanto non sono oggetto di trattazione del Piano (come specificato nei predetti documenti).</p> <p>In particolare, si veda per quanto riguarda la contestualizzazione degli elementi recepiti in materia di:</p>

<p>e la carenza di personale ARPA, per agevolare i controlli del rispetto delle condizioni dell'autorizzazione integrata ambientale, art. 29-decies del D. Lgs. 152/2006, si auspica che il Proponente promuova protocolli d'intesa Regione/ISPRA/ARPA finalizzati alla realizzazione di una Collaborazione tecnicospicifica dell'ISPRA a supporto della Regione e dell'ARPA, per il monitoraggio e la salvaguardia dell'ambiente e del territorio e l'impiego sostenibile delle risorse naturali;</p> <ul style="list-style-type: none"> - la gestione dei rifiuti prodotti dall'attività estrattiva dovrà essere conforme a quanto disciplinato dalla parte quarta del D. Lgs. 152/2006 e anche alle migliori tecniche disponibili di cui all'art. 5 comma 1 lett. 1-ter; - relativamente alle acque di strato, esse sono definite ai sensi del par. 2 dell'Allegato I al D.M. 28 luglio 1994 ("Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti idrocarburi liquidi e gassosi") "acque fossili, presenti nelle formazioni geologiche associate agli idrocarburi, che si separano durante il processo di produzione degli stessi (acque di formazione) ovvero aggiunte durante il processo di produzione per mantenere in pressione il giacimento (acque di processo)"; esse devono essere gestite secondo quanto previsto dalla disciplina dei rifiuti ovvero ex art. 104 del D. Lgs.152/2006, nel rispetto dei criteri richiamati nella Delibera del 4 febbraio 1977 del Comitato dei Ministri, secondo le prescrizioni previste nell'autorizzazione integrata ambientale; - i residui o gli effluenti che contengono radionuclidi di origine naturale (es. acque di strato, acque di produzione, fanghi e fluidi di perforazione, incrostazioni in tubazioni e contenitori, ecc.) dovranno essere gestiti anche in coerenza con quanto previsto dal D.lgs. 101/2020 	<ul style="list-style-type: none"> - AIA: nella proposta di Piano: il par. 2.1.4. pag. 98, nel RA il par. 3.1.4. pag. 101 - di protocolli d'intesa per agevolare i controlli ambientali: nella proposta di Piano: il par. 2.1.4. pag. 100/101, nel RA il par. 3.1.4. pag. 103/104 - e della disciplina dei rifiuti dei residui o gli effluenti che contengono radionuclidi di origine naturale: nella proposta di Piano: par. 2.1.4. pag. 98/100, nel RA il par. 3.1.4. pag. 101/103
<p>g) 4. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PiTESAI: DECOMMISSIONING DELLE PIATTAFORME ½</p> <ul style="list-style-type: none"> • In merito a quanto disposto del comma 2 dell'art. 11-ter della L. n. 12/19, "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"; 	<p>RECEPITA</p> <p>Nella proposta di Piano è data attuazione della previsione di cui al comma 2 dell'art. 11-ter della L. n. 12/19 tramite l'elaborazione del capitolo 4 "DISMISSIONE E RIMESSA IN PRISTINO DEI LUOGHI DA PARTE DELLE RELATIVE INSTALLAZIONI CHE ABBIANO CESSATO LA LORO ATTIVITÀ: TEMPI E MODI"</p>

<p>h)</p> <p>4. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PiTESAI: <i>DECOMMISSIONING DELLE PIATTAFORME 2/2</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • il RA definirà l'insieme di attività che accompagneranno gli interventi di <i>decommissioning</i> e che costituiranno il quadro di riferimento per le relative valutazioni; • a tale fine, i tempi di dismissione di installazioni/piattaforme dal momento di notifica di tale atto da parte del Ministero, devono essere al massimo di 5 anni, fatto salvo l'eventuale bonifica/ripristino restauro dei fondali marini interessati, per i quali tale termine può essere esteso di ulteriori 5 anni; • si ricorda che, a oggi, a fronte delle circa 50 piattaforme non più operative/attive, solo per 5 di queste è stata richiesta formalmente la dismissione, poiché la normativa prevede la dismissione alla fine della concessione e non obbligatoriamente alla fine dell'utilità dell'infrastruttura mineraria. La permanenza, nell'ambiente marino, di infrastrutture inattive per periodi di tempo anche considerevoli, può avere implicazioni potenzialmente negative per l'ambiente; • per addivenire a una soluzione di questo problema si suggerisce l'aggiornamento e la semplificazione delle Linee Guida per la dismissione delle infrastrutture di coltivazione in mare (DM 15 febbraio 2019) prevedendo che il provvedimento autorizzativo di proroga della concessione di coltivazione consideri comunque l'obbligo di dismissione della piattaforma a giacimento esaurito, debitamente notificato dal concessionario; • resta inteso che il mantenimento di tali infrastrutture a giacimento esaurito può essere subordinato all'utilizzo delle piattaforme per usi alternativi che presentino un reale e significativo vantaggio dal punto di vista ambientale, a seguito di approvazione da parte del Ministero competente. 	<p>RECEPITA</p> <p>Nel cap. 4 della proposta di Piano e nel par. 3.1.5. del RA da pag. 108 a pag. 116 sono descritte le attività e gli interventi che riguardano la dismissione delle infrastrutture minerarie.</p> <p>In particolare nel RA è illustrato che “sono allo studio presso la DGISSEG proposte di modifica del D.M. 15 febbraio 2019, recante “Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse”, per semplificare e ridimensionare i tempi del processo di <i>decommissioning</i> a quanto strettamente necessario per la predisposizione delle relative istanze di dismissione e/o riutilizzo.</p> <p><i>In particolare si prevede che possa essere presentata dal concessionario istanza di dismissione:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) senza dover “costituire” l'elenco delle piattaforme da comunicare entro il 31 marzo di ogni anno, ma tutte le volte ove ne ricorrano le condizioni; 2) senza dover acquisire preventivamente l'autorizzazione alla chiusura mineraria dei pozzi per poter avviare il procedimento di dismissione, prevedendo piuttosto che la richiesta di tale autorizzazione sia presentata contestualmente alla istanza di dismissione in modo da attivare simultaneamente il relativo iter che consenta di effettuare valutazioni parallelamente tenendo presente anche le peculiarità di ogni specifico progetto di dismissione o di potenziale riutilizzo alternativo. 3) Inoltre, sarà da prevedere che dalla pubblicazione/comunicazione da parte del MISE (ora MITE) delle piattaforme e infrastrutture connesse da dismettere, segnalate come passibili di riutilizzo, decorreranno i 5 mesi (e non più 12 mesi) per la presentazione di eventuali istanze di riutilizzo, scaduti i quali la società titolare delle infrastrutture da dismettere dovrà presentare entro 5 mesi (e non più 10 mesi) istanza di rimozione <p><i>L'intento è quindi quello sostanzialmente di accelerare il <i>decommissioning</i> delle piattaforme tramite la razionalizzazione dei tempi di conclusione dell'iter amministrativo per la dismissione mineraria, riducendoli a quanto effettivamente necessario per la predisposizione delle relative istanze/progetti. Sarà in ogni caso consentito il termine finale di massimo 5 anni per la conclusione delle attività di dismissione e di massimo 10 anni per il completamento delle attività di ripristino dei luoghi.</i></p>
--	--

	<p><i>È stato altresì chiarito che l'art. 4 delle Linee Guida precisa che la "Chiusura mineraria dei pozzi" si applica ad un pozzo sterile, o esaurito o comunque non utilizzabile, o non suscettibile di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale, che deve essere chiuso secondo la procedura prevista dal decreto del Presidente della Repubblica²⁴ maggio 1979, n. 886, e dalle indicazioni del Ministero dello sviluppo economico (ora MiTE). Nell'ambito delle operazioni predette di chiusura mineraria, la colonna di rivestimento, le colonne intermedie e la colonna di produzione devono essere rimosse al di sotto del fondo marino mediante taglio e recupero. Quanto sopra evidenzia che la dismissione non è pertanto legata alla fine della concessione, ma deve essere realizzata a mano che le infrastrutture diventano inutilizzabili e l'attività mineraria si avvia all'cessazione; tuttavia i tempi di finalizzazione del decommissioning non sono mai celeri spesso a causa di lungaggini procedurali, problematiche tecniche varie o anche per inerzia del titolare. Si specifica a tal proposito che la normativa di settore prevede che già nel programma dei lavori legato al titolo minerario, e approvato in sede di conferimento del titolo medesimo, deve essere incluso il programma di ripristino dei luoghi, ponendo in capo alla Società che detiene il titolo minerario l'obbligo di dismissione/ripristino e restituzione dei siti, in qualità di titolare o, cessato il titolo minerario, come custode; è inoltre previsto un meccanismo di fidejussioni/garanzie che l'operatore deve rilasciare al fine di "garantire" appunto lo Stato in merito alla realizzazione di tali attività di dismissione e ripristino ambientale ed è infine prassi dell'Amministrazione prescrivere alle Società, nei decreti di conferimento dei titoli minerari e in quelli di proroga, soprattutto in quelli di più recente emanazione, di provvedere ad un'adeguata programmazione delle chiusure minerarie dei pozzi, da effettuarsi alla fine della vita produttiva degli stessi, e al ripristino delle aree, ad attività lavorativa cessata."</i></p>
--	---

<p>i)</p> <p>4. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PITESAI: DECOMMISSIONING DELLE PIATTAFORME E 5. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PITESAI: RICONVERSIONE DELLE PIATTAFORME ESISTENTI</p> <p>al fine di minimizzare le possibili interferenze derivanti dal <i>decommissioning</i>, definire come prioritarie, ove possibile, la dismissione delle piattaforme la cui ubicazione geografica risulti ameno di 12 MN dalla costa oppure includere nell'area vasta le seguenti aree:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Aree istituite a Parco Nazionale; - Aree Naturali Protette – Parchi e Riserve (secondo l'Elenco Ufficiale Aree Protette, EUAP) - Aree Marine Protette (AMP); - Aree marine-costiere interessate da Siti di Importanza Comunitaria (SIC), Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e Zone di Protezione Speciale (ZPS) della Rete Natura 2000; - Aree costiere interessate da Zone Umide di importanza internazionale (Convenzione di Ramsar 1971) e Important Bird Areas (IBA); - Zone di Tutela Biologica (ZTB); <ul style="list-style-type: none"> • inoltre, si dovrà tenere conto della presenza/vicinanza delle piattaforme a <i>habitat</i> di rilevanza ecologica e interesse conservazionistico (Essential Fish Habitats e Vulnerable Marine Ecosystems); • le attività di <i>decommissioning</i> possono quindi causare impatti ambientali significativi. Pertanto, appare necessario valutare attentamente il rapporto costi/benefici in termini di opzioni; <p>5. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PiTESAI: RICONVERSIONE DELLE PIATTAFORME ESISTENTI</p> <ul style="list-style-type: none"> • In linea generale possono essere valutate opzioni alternative al <i>decommissioning</i> nei seguenti casi: - Ri-conversione della piattaforma modello Rigs-to-Reefs per trasformarle in una zona di tutela biologica, o in un'area di interesse per il diving o per lo sviluppo di attività di acquacoltura integrata ecocompatibile; - Ri-conversione della piattaforma esistente nel caso in cui possa essere utile alla ricerca scientifica diventando un laboratorio per osservazioni di particolare interesse e/o unicità; - Ri-conversione della piattaforma esistente nel caso in cui possano essere utilizzate per la iniezione di anidride carbonica per essere funzionali a Carbon Storage Systems. <p>Alcune delle attività sopra descritte sono compatibili con <i>decommissioning</i> parziale (parte emersa e parte</p>	<p>RECEPITA PARZIALMENTE</p> <p>Nel cap. 4 della proposta di Piano e nel par. 3.1.5. del RA a pag. 113/114 è spiegato che “<i>non si ritiene opportuno applicare, o meglio risolutivo, il concetto generalizzato di considerare prioritaria la dismissione delle piattaforme la cui ubicazione geografica risulti interdotta alle attività upstream (ovvero strutture entro le 12 miglia marine, nelle aree protette, etc...) al fine di minimizzare possibili interferenze derivanti dal decommissioning, stante che il processo normato che conduce alla dismissione delle infrastrutture minerarie delle concessioni di coltivazione di idrocarburi in essere, non segue logiche di “assemblamenti” di piattaforme che si trovano in condizioni similari quali l’insistenza in aree con il medesimo vincolo ambientale, piuttosto si ritiene che sia da verificare, come specificatamente descritto nel documento di Piano, se le infrastrutture minerarie trovandosi tutte, o alcune di esse, all’interno di aree definite, nella c.d. situazione “ante operam”, come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, sono riferite a concessioni in stato di improduttività continuativa da più di 5 anni (quale soglia temporale di improduttività, definita in funzione anche delle risultanze dell’applicazione del criterio ambientale). In quanto le eventuali concessioni di coltivazione vigenti in mare che, alla data di adozione del PiTESAI, sono nella predetta situazione di improduttività continuativa, secondo i contenuti del Piano stesso, restano in vigore fino alla scadenza, senza alcuna possibilità di ottenere eventuali ulteriori proroghe, in quanto non rispettano i criteri ambientali, economici e sociali di cui al PiTESAI, e sono dichiarate non compatibili secondo l’art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, dovendo quindi procedere alle operazioni di dismissione e ripristino dei luoghi. Sisottolinea inoltre che le piattaforme attualmente in disamina di possibile dismissione secondo le linee guida DM febbraio 2019 sono ancora poche per attribuire alle stesse un criterio di priorità di dismissione, ma qualora praticabile all’interno dei previsti interventi di modifica al DM di febbraio 2019, si potrà comunque approfondire la possibilità di conferire prevalenza alla dismissione delle piattaforme insistenti o vicino alle aree protette, verificando attentamente l’introduzione di meccanismi valutativi riguardo il rapporto costi/benefici in termini di opzioni. Si evidenzia che le Linee Guida in parola costituiscono, a oggi, un primo passo concreto per il raggiungimento di uno degli obiettivi di politica energetica nel settore upstream, che è quello di</i>”</p>
--	--

<p>immersa per consentire la navigazione).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Il <i>decommissioning</i> delle piattaforme <i>offshore</i> più prossime alla linea di costa (e.g., entro 10 km di distanza dalla costa), dovrebbe essere considerato in termini prioritari. 	<p><i>identificare le migliori tecnologie disponibili per la dismissione mineraria, compatibili sotto i profili ambientali e sociali, oltre che tecnicamente ed economicamente sostenibili, e valutare anche eventuali usi alternativi innovativi, in un'ottica di economia circolare e crescita blu.</i>"</p> <p>Come visto, per la dismissione delle infrastrutture a mare ai giacimenti di idrocarburi esauriti o comunque non utilizzabili, si applica il D.M. 15 febbraio 2019 sulle Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme (che si intende da sottoporre a specifici aggiornamenti e modifiche come detto in precedenza).</p> <p>Allo stato attuale, secondo le vigenti Linee guida, ed in deroga alle ordinarie procedure contenute nelle stesse, <u>può già essere autorizzato da parte dell'amministrazione competente un riutilizzo alternativo delle piattaforme afferenti ai giacimenti di idrocarburi esauriti o comunque non utilizzabili, 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.</u></p> <p>Inoltre, nel <u>par. 3.1.6. del RA a pag. 116</u> sono riportati ulteriori chiarimenti sulle attuali procedure per l'eventuale riutilizzo delle piattaforme e delle infrastrutture connesse già utilizzate per la coltivazione da giacimenti di idrocarburi esauriti o comunque non utilizzabili, o non suscettibili di assicurare ulteriormente produzione in quantità commerciale nell'ambito delle concessioni minerarie.</p>
<p>j) 5. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PiTESAI: RICONVERSIONE DELLE PIATTAFORME ESISTENTI</p> <p>Il riutilizzo delle piattaforme <i>offshore</i>, altrimenti destinate al <i>decommissioning</i>, per trasformazione in siti di stoccaggio della CO₂ deve tenere in considerazione alcuni elementi imprescindibili: - Il deposito per lo stoccaggio dell'anidride carbonica deve essere individuato preferenzialmente in ambienti profondi, poiché basse temperature ed elevate pressioni idrostatiche favoriscono il contenimento della CO₂; - I depositi devono essere identificati in base alle condizioni geologiche ovvero alla stabilità strutturale e sicurezza e devono avere adeguata porosità, permeabilità e spessore con rocce di copertura impermeabili atte a impedire la fuoriuscita di CO₂; - I depositi non devono avere nelle immediate vicinanze <i>habitat</i> o biocenosi di pregio (ad es. coralli bianchi profondi); - Le tecnologie utilizzate devono essere tali da minimizzare ogni perdita durante le</p>	<p>RECEPITA</p> <p>Nel par. 3.1.6. del RA da pag. 114 a pag. 118 è specificatamente trattato il tema del possibile riutilizzo delle infrastrutture minerarie.</p> <p>Nel predetto paragrafo sono riportati i riferimenti normativi specifici per le relative attività di riutilizzo possibile. Viene descritto l'utilizzo del giacimento come sito di stoccaggio di gas naturale o per altri possibili utilizzi, come la produzione di energia geotermica o i sistemi di teleriscaldamento basati sulla geotermia, qualora sussistano i caratteri entalpici che ne giustificano l'economicità. Negli ultimi anni sono in sperimentazione all'estero anche sistemi di stoccaggio in sotterraneo di CO₂ o di idrogeno. In particolare viene approfondito il tema dello stoccaggio geologico dell'idrogeno, quale opzioni di riutilizzo delle infrastrutture minerarie attualmente studiate, alla luce del ruolo strategico che potrà ricoprire l'H₂ nell'ambito della transizione energetica e nel raggiungimento degli obiettivi del PNIEC, su cui tuttavia non sono ancora stati ultimati tutti gli studi</p>

operazioni di stoccaggio.	<p>necessari in Italia e all'estero per l'avvio di casi studio. Proprio a questo scopo è richiamato che <i>“il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza - PNRR pubblicato prevede futuri investimenti anche in ricerca e applicazione nell'ambito della Missione 2 relativa a “Rivoluzione verde e transizione ecologica”, che tramite la componente 2 su “energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile” prevede, al fine di raggiungere la progressiva decarbonizzazione di tutti i settori, investimenti e riforme per incrementare decisamente la penetrazione di rinnovabili, tramite soluzioni decentralizzate e utility scale (incluse quelle innovative ed offshore) e rafforzamento delle reti (più smart e resilienti) per accomodare e sincronizzare le nuove risorse rinnovabili e di flessibilità decentralizzate, e per decarbonizzare gli usi finali in tutti gli altri settori, con particolare focus su una mobilità più sostenibile e sulla decarbonizzazione di alcuni segmenti industriali, includendo l'avvio dell'adozione di soluzioni basate sull'idrogeno (in linea con la EU Hydrogen Strategy). Sempre nella Componente 2, particolare rilievo è dato alle filiere produttive. L'obiettivo è quello di sviluppare una leadership internazionale industriale e di conoscenza nelle principali filiere della transizione, promuovendo lo sviluppo in Italia di supply chain competitive nei settori a maggior crescita, che consentano di ridurre la dipendenza da importazioni di tecnologie e rafforzando la ricerca e lo sviluppo nelle aree più innovative (fotovoltaico, idrolizzatori, batterie per il settore dei trasporti e per il settore elettrico, mezzi di trasporto). In particolare, nell'ambito della componente 2 (C.2.3. PNRR) sono previste specifiche misure ed interventi di incentivazione per promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno incluso anche lo stoccaggio, utilizzando per la produzione aree/siti industriali dismessi, tra cui è possibile considerare i siti delle ex concessioni di coltivazione di idrocarburi a fine vita in dismissione.”</i></p> <p>Nel par. 3.1.6. del RA da pag. 116 sono illustrati gli “STUDI RELATIVI AD ATTIVITÀ DI RICONVERSIONE DELLE PIATTAFORME IN MARE PER USI DI ACQUACOLTURA, SCOPI TURISTICO RICREATIVI E ATTIVITÀ DI VALENZA SCIENTIFICA” e gli “STUDI RELATIVI ALLA RICONVERSIONE DELLE PIATTAFORME IN MARE PER LO STOCCAGGIO DELLA CO₂ E DELL'IDROGENO”.</p> <p>Nel chiarire che le proposte di riutilizzo riportate non sono oggetto specifico di mandato del Piano, che si limita a “fornire le indicazioni per un possibile riutilizzo”, considerato il carattere di frontiera di questi argomenti e non esistendo ancora analisi</p>
---------------------------	--

	<p>approfondite in campo economico, giuridico, ambientale, si fa presente che alcuni spunti informativi sugli studi in corso e sulle potenziali ricerche che potranno essere sviluppate nel prossimo futuro sul tema del riutilizzo delle infrastrutture a mare sono riportate nell'Appendice A.</p> <p>Infine al par. 1.3.2. pag. 72 della proposta di Piano si rappresenta che <i>“sono forniti elementi informativi utili riguardo alla valorizzazione delle strutture minerarie in chiave non estrattiva, considerando gli studi e le informazioni disponibili in materia di possibile riutilizzo delle piattaforme dismesse dalle attività di upstream petrolifero, quali ad esempio lo Studio per l'Ottimizzazione energetica degli impianti offshore realizzato su iniziativa della ex DGS-UNMIG del MiSE nell'ambito del progetto per il “Monitoraggio e innovazione tecnologica” e lo studio effettuato dalla Startup 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</i></p> <p><i>all'appendice A”.</i></p>
<p>k) 6. DESCRIZIONE DEI CONTENUTI DEL PiTESAI: TEMPI E MODI DI DISMISSIONE E RIMESSA IN PRISTINO DEI LUOGHI</p> <p>Per quanto riguarda i pozzi abbandonati a terra, considerando le criticità ambientali presenti nel territorio che possono incidere sulla stabilità dei pozzi, nel RA occorrerà prevedere, oltre ai tempi e ai modi di dismissione e messa in pristino, anche tempi e modi di controllo specifici sulla singola opera che dovranno essere rispettati dai soggetti tenuti a effettuare la dismissione i quali dovranno comunicare alle Autorità competenti i monitoraggi sullo stato di avanzamento.</p>	<p>NON RECEPITA</p> <p>Nel cap. 4 della proposta di Piano “DISMISSIONE E RIMESSA IN PRISTINO DEI LUOGHI DA PARTE DELLE RELATIVE INSTALLAZIONI CHE ABBIANO CESSATO LA LORO ATTIVITÀ: TEMPI E MODI” è data attuazione della previsione di cui al comma 2 dell'art. 11-ter della L. n. 12/19 che non concerne anche il mandato di disciplinare la materia dei controlli ambientali essendo in gran parte delegata alle competenze regionali.</p> <p>Viene data descrizione nel capitolo predetto delle specifiche procedure che si applicano per la dismissione delle infrastrutture e di come - per via di alcune criticità in essere - le stesse si intendono sottoporre a miglioramento anche per il tramite del Piano; è evidenziato comunque che <i>“per la dismissione delle infrastrutture a terra occorre invece precisare che da sempre, al termine delle attività upstream, i pozzi vengono chiusi minerariamente e i luoghi vengono riconsegnati ai proprietari superficiali o allo Stato, tale per cui non sussistono “pozzi abbandonati”, ma eventualmente pozzi non più produttivi o non più suscettibili di utilizzo per l'attività mineraria, da destinare alla chiusura; tali pozzi non possono comunque dirsi abbandonati in quanto posti sotto la responsabilità della Società avente il titolo minerario vigente o eventualmente nominata custode, alla cessazione del</i></p>

	<p><i>titolo, nelle more della chiusura dei pozzi e del ripristino delle aree, e sotto la sorveglianza dell'autorità mineraria (le sezioni UNMIG)."</i></p>
<p>D) 7. COERENZA 1/5</p> <ul style="list-style-type: none"> • Coerenza esterna <p>Considerato il carattere settoriale del PiTESAI, è necessario che il RA chiarisca l'inquadramento del Piano rispetto alla pianificazione integrata rappresentata dalla Direttiva 2008/56/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 giugno 2008, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino (Direttiva Quadro sulla Strategia per l'Ambiente Marino) e dalla Direttiva 2014/89/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 luglio 2014, che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo;</p> <p>in particolare, questa analisi dovrà essere svolta rispetto alle previsioni del Decreto legislativo n. 201 del 17 ottobre 2016, Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo e che recepisce la Direttiva 2014/89/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 luglio 2014 che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo. Di conseguenza, sulla base del DPCM 1° dicembre 2017, Approvazione delle Linee Guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo, che definisce le linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo, il RA dovrà chiarire come tenere conto dell'approccio ecosistemico nelle more dell'approvazione dei Piani di Gestione dello Spazio Marittimo;</p> <p>il PiTESAI, alla luce delle auspicabili politiche di incentivazione dello sfruttamento di risorse rinnovabili, dovrebbe tenere conto degli spazi marittimi destinati alla produzione di energia da fonti rinnovabili (e.g., eolico offshore o energie da onde o solare offshore) che dovrebbero costituire motivo di non idoneità ai fini delle future autorizzazioni onde</p>	<p>RECEPITA</p> <p>Nel RA al par. 2.1.4. e nella proposta di Piano al par. 1.1.4. è data specifica trattazione della "Coerenza del Piano con l'applicazione della Pianificazione dello Spazio Marittimo – MSP".</p> <p>Nella tabella 2.3-1 a pag. 37 del RA (in cui sono indicate per ogni categoria ambientale: la cartografabilità, il tipo di vincolo individuato per l'elaborazione del PiTESAI, il <i>buffer</i> già previsto o valutabile a priori, e la Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI) è considerata al punto 21 anche la categoria relativa "<i>alle aree presenti e future (se già approvate/autorizzate) per lo sviluppo di impianti di acquacoltura (maricoltura).</i>"</p> <p>Ulteriori approfondimenti sulla tematica della pianificazione dello spazio marittimo sono riportati al capitolo 4. del RA "OBIETTIVI AMBIENTALI DEL PITESAI E PIANIFICAZIONE / PROGRAMMAZIONE PERTINENTE" ed in particolare a pag. 174, da pag. 176 a pag. 178 e nel par. 5.3.22. sugli Usi del mare a pag. 410.</p>

<p>evitare effetti cumulativi e rischio di interferenza tra le diverse attività di produzione energetica; si sottolinea che l'Italia ancora non ha provveduto alla pianificazione degli spazi marittimi come richiesto dalla normativa unionale. Tale carenza può avere ripercussioni sul PiTESAI e i suoi futuri aggiornamenti;</p> <p>- si raccomanda, infine, ai fini della massima coerenza tra il PiTESAI e la Pianificazione dello Spazio Marittimo, di tener conto di quanto in corso di redazione da parte del Gruppo di Lavoro istituito all'interno del Comitato Tecnico per la Pianificazione dello Spazio Marittimo, in cui siedono rappresentanti del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (MIMS) e del MiTE.</p>	
<p>m) 7. COERENZA 2/5</p> <ul style="list-style-type: none"> • Coerenza esterna <p>il RA dovrà chiarire come, nella definizione delle aree idonee per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione, si tenga conto degli orientamenti espressi dai seguenti atti:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Regolamento (Ue) 2020/852 (Regolamento Tassonomia) tra i cui obiettivi vi è quello di orientare i flussi di capitali verso investimenti eco-sostenibili (la cosiddetta "Tassonomia UE delle attività economiche sostenibili") e, in particolare: o dei relativi obiettivi ambientali definiti all'art. 9 (a) la mitigazione dei cambiamenti climatici; b) l'adattamento ai cambiamenti climatici; c) l'uso sostenibile e la protezione delle acque e delle risorse marine; d) la transizione verso un'economia circolare; e) la prevenzione e la riduzione dell'inquinamento; f) la protezione e il ripristino della biodiversità e degli ecosistemi); o dell'art. 10 su "Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici"; o del principio "non arrecare un danno significativo" (DNSH, "Do No significant Harm") previsto dall'art. 17 del Regolamento; - Comunicazione della Commissione del 12 febbraio 2021, "Orientamenti tecnici sull'applicazione del principio "non arrecare un danno significativo" a norma del regolamento sul dispositivo per la ripresa e la resilienza" con particolare riferimento al seguente passaggio "Alla luce delle condizioni sopra enunciate, le misure di produzione di energia elettrica e/o di calore a partire da combustibili fossili, e le relative infrastrutture di trasmissione/trasporto e distribuzione, in generale non si dovrebbero considerare conformi al principio DNSH ai fini dell'RRF, data l'esistenza di alternative a basse emissioni di carbonio." 	<p>RECEPITA</p> <p>Il RA chiarisce che nella definizione delle aree idonee per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione si tiene conto ampiamente degli orientamenti espressi dal Regolamento (Ue) 2020/852 (Regolamento Tassonomia) e dalla Comunicazione della Commissione del 12 febbraio 2021, rimanendo in linea con le attuali previsioni del PNIEC. Al riguardo, si vedano le specifiche considerazioni e richiami riportate nel RA al par. 2.1.3. a pag. 16/17, al par. 2.3.1. sulla Individuazione/definizione dei criteri ambientali e socio-economici a pag. 72, al par. 4.1. sugli Obiettivi ambientali a pag. 175/176, al cap. 7 a pag. 462/463, all'Allegato 2 a pag. 12 e all'Allegato 5 a pag. 59/60.</p> <p>In sintesi si richiama che <i>"In relazione alle previsioni di piano e agli effetti ambientali positivi conseguenti, si evidenzia che, in linea con gli obiettivi comunitari in materia energetica e ambientale, dopo l'adozione del PiTESAI sarà considerata ammissibile la presentazione di nuove istanze di permesso di prospezione e di ricerca nelle aree potenzialmente idonee che riguarderanno solo la ricerca di gas e non anche di petrolio tenuto presente che nella Comunicazione della Commissione n. C(2021) 1054 del 12/02/2021"</i>.</p>

<p>- Si suggerisce di valutare i riflessi sul PiTESAI e sulla relativa determinazione dei criteri di sostenibilità dei due documenti citati (Regolamento Tassonomia e Comunicazione) per evitare macroscopici contrasti tra le politiche nazionali e quelle UE e suggerire un'analisi volta all'individuazione di un compromesso tra le stesse (con credibili misure simili suggerite dai documenti) dato l'affermato ruolo essenziale del gas per la transizione economica (vedi PNIEC);</p>	
<p>n) 7. COERENZA 3/5</p> <ul style="list-style-type: none"> • Coerenza esterna <p>- il RA dovrebbe escludere dalle aree idonee Parchi, Siti Unesco, Siti Natura 2000 e Zone Ramsar considerando un <i>buffer</i> che, in via precauzionale, si individua pari a 5 km a terra e a 12MN in mare dal confine di tali siti; il rispetto di tale indicazione rende superflua la verifica di coerenza esterna con i piani di gestione e i regolamenti di tali aree;</p>	<p>RECEPITE IN GRAN PARTE secondo quanto dettagliatamente specificato per ogni categoria ambientale considerata e riportata nella tabella 1.3-1 "Elenco delle Categorie ambientali e dei vincoli individuati per l'elaborazione del PiTESAI" a pag. 34 della proposta di Piano e nella medesima tabella 2.3-1 a pag. 37 del RA, in cui sono indicate per ogni categoria: la cartografabilità, il tipo di vincolo individuato per l'elaborazione del PiTESAI, il <i>buffer</i> già previsto o valutabile a priori, e la Motivazione o Sensibilità nei confronti del PiTESAI</p> <p><i>"Sulla base delle analisi già effettuate per l'elaborazione del Rapporto Preliminare e dei nuovi elementi acquisiti dal parere di Scoping e dai successivi confronti effettuati anche con l'Amministrazione competente e la Commissione Vas, si riporta di seguito nella Tabella 1.3-1 l'elenco delle categorie ambientali e dei criteri ambientali (costituiti da vincoli assoluti, vincoli relativi di esclusione e vincoli relativi di approfondimento) individuati per l'elaborazione del PiTESAI. Tale elenco sarà oggetto di eventuali modifiche/integrazioni a seguito delle osservazioni e suggerimenti che perverranno nell'ambito della fase di consultazione pubblica. Si ritiene comunque opportuno ritenere che i criteri ambientali possano essere considerati, ove applicabile, dinamici e adattativi sulla base di aggiornamenti periodici, e che lo stesso PiTESAI possa essere</i></p> <p><i>sottoposto ad aggiornamento, per esempio ogni tre anni"</i>.</p>
<p>o) 7. COERENZA 4/5</p> <ul style="list-style-type: none"> • Coerenza esterna <p>- il RA dovrà approfondire il rapporto con il Just Transition Fund (JTF) chiarendo come il PiTESAI concorrerà al raggiungimento degli obiettivi del JTF soprattutto riguardo agli impianti da dismettere prima della fine della vita del giacimento, verificando la fattibilità di possibili interventi di riconversione dei siti, anche ricorrendo all'installazione di impianti di</p>	<p>RECEPITA nel senso che sono stati forniti i chiarimenti sul rapporto tra il JTF ed il PiTESAI.</p> <p>Al par. 2.2.2. "Finalità, obiettivi e orizzonte temporale del PiTESAI" del RA viene infatti specificato a pag. 31 che <i>"Il PiTESAI si pone anche come possibile strumento di indirizzo per le Amministrazioni Centrali e per le Regioni per la programmazione dei fondi europei Strutturali e di innovazione (2021-2027), al fine di garantire anche un ulteriore sostegno alla migliore transizione nelle aree non idonee, qualora vi</i></p>

<p>produzione di energia da fonti rinnovabili.</p>	<p><i>fossero impianti da dismettere prima della fine della vita del giacimento. Risulta fondamentale per tutti i settori coinvolti in questo percorso globale di decarbonizzazione dell'economia verificare la fattibilità di possibili interventi di riconversione dei propri siti, anche ricorrendo all'installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Al riguardo, si evidenzia che lo strumento del Just Transition Fund (JTF)⁴ non risulta applicabile nello specifico per le attività upstream e secondo le finalità del Piano, poiché tra l'altro in Italia è destinato dalla Commissione europea in via praticamente esclusiva per l'area del Sulcis e di Taranto. Potrebbero in alternativa essere considerati percorsi di reskilling e di creazione di nuove attività lavorative, anche in settori non energetici, che reimpieghino la manodopera locale, anche per le aree che risulteranno idonee ma per le quali comunque verrà in prospettiva a mancare l'occupazione per l'esaurimento naturale dei giacimenti, promuovendo l'utilizzo delle royalties da parte delle regioni, in particolare quelle del Mezzogiorno per la realizzazione di progetti locali che nel corso del tempo riassorbano l'occupazione.”</i></p> <p>Inoltre nella proposta di Piano è illustrato nelle “conclusioni” da pag. 171 che “per le concessioni in terraferma, le cui infrastrutture minerarie in essere o già approvate per la coltivazione del/i giacimento/i si trovano tutte, o alcune di esse, all'interno di aree definite come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, si ritiene opportuno sostanziare la verifica del rispetto della compatibilità ai sensi dell'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19 intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, applicando una specifica analisi per la valutazione dei Costi e dei Benefici associati alla prosecuzione (CBA), o alla disattivazione - anche anticipata - delle stesse. Tale analisi riguarda la predisposizione di un approccio metodologico basato sull'analisi costi-benefici, quale strumento di supporto alle decisioni, al fine di individuare le concessioni che a scadenza del titolo minerario converrebbe prorogare in virtù del loro impatto ambientale e socio-economico sul territorio, oppure dichiarare conclusa l'attività estrattiva e procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale dei luoghi. <u>La metodologia consentirà altresì di stimare - se d'interesse - l'impatto economico di una ipotetica nuova attività di produzione fotovoltaica a sostituzione dell'attuale attività di coltivazione mineraria. E' stata considerata la tecnologia del fotovoltaico per tener conto del</u></p>
--	--

	<p><i>concetto di transizione energetica e perché quella con maggiore diffusione della risorsa sul territorio italiano, e del resto lo sviluppo di scenari alternativi all'oil&gas trascende dal mandato del Piano. La valutazione di scenari alternativi di sviluppo economico del territorio, che potrebbero anche discostarsi dal settore energetico, è infatti un obiettivo molto più ampio rispetto a quello perseguito per mandato di legge dal PiTESAI; infatti detta valutazione, richiederebbe di metter in campo attività valutative più complesse e dettagliate. Volendo delineare un percorso metodologico, in prima analisi andrebbero individuate le principali vocazioni economiche del territorio, quindi occorrerebbe individuare quali investimenti sia opportuno fare in questi settori e quali sono effettuabili in prossimità delle aree dismesse. Successivamente andrebbero quantificati tali investimenti e quindi valutato il loro effetto in termini di impatto ambientale e socioeconomico.”</i></p>
<p>p) 7. COERENZA 5/5</p> <ul style="list-style-type: none"> • Coerenza esterna <p>- Il PiTESAI dovrà tenere conto della Pianificazione paesaggistica considerando altresì la Convenzione Europea sul Paesaggio di Firenze del 20.10.2000 ratificata con L. 14/2006, la Convenzione per la protezione della diversità di espressioni culturali di Parigi del 20.10.2005 ratificata con L. 19/2007 e la Convenzione europea per la protezione del patrimonio archeologico di La Valletta del 16.01.1993, ratificata con l. 57/2015 e i loro strumenti normativi e di indirizzo. Inoltre, il PiTESAI dovrà fare riferimento alla Convenzione Unesco per la protezione del patrimonio subacqueo recepita con la L. 157/2009 e il Dlgs 50/2016, e dovrà analizzare le criticità specifiche dovute alle attività estrattive e ai relativi impianti;</p>	<p>RECEPITA</p> <p>Il PiTESAI tiene conto di tutte le menzionate pianificazioni e convenzioni all'interno del RA e degli Allegati allo stesso, e precisamente: nel par. 5.3.13. "Caratteristiche dei beni culturali e paesaggistici", nella Sez. "E. Beni culturali e paesaggistici" e nella Sez. "F. Ambiente marino e costiero" dell'All. 2 al RA e nella Sez. "M. Beni culturali e paesaggistici" dell'All. 5 al RA e nella tabella 2.3-1 a pag. 37 del RA "Elenco delle Categorie ambientali e dei vincoli individuati per l'elaborazione del PiTESAI" in cui tra le categorie è riportata anche quella "Siti Unesco inclusi i <i>buffer</i> delle zone e candidature presentate all'entrata in vigore del PiTESAI".</p>
<p>q) 7. COERENZA</p> <ul style="list-style-type: none"> • Coerenza interna <p>Nel RA particolare attenzione dovrà essere posta all'analisi della coerenza interna del Piano che darà evidenza del legame tra gli obiettivi fissati e la strategia d'intervento proposta. Tale verifica, dovrà avere a oggetto la coerenza delle scelte e del processo svolto.</p>	<p>RECEPITA</p> <p>Nel cap. 4. OBIETTIVI AMBIENTALI DEL PITESAI E PIANIFICAZIONE / PROGRAMMAZIONE PERTINENTE a pag. 172 del RA è data evidenza del legame tra gli obiettivi fissati e la strategia d'intervento proposta.</p>

<p>r) 8. STATO ATTUALE DELL'AMBIENTE</p> <ul style="list-style-type: none"> • il RA dovrà descrivere lo stato attuale dell'ambiente affrontando e approfondendo i temi che nel RP sono risultati carenti e, in particolare: SUOLO E SOTTOSUOLO il RA dovrà integrare e approfondire la descrizione della componente Suolo e Sottosuolo in base alle seguenti indicazioni: - nella caratterizzazione della componente, oltre alle acque di strato, il Proponente dovrà fare riferimento anche alle acque di produzione (costituite da acque di strato e acque di processo), in considerazione del fatto che le acque di processo sono spesso associate alle acque di strato. - Sversamenti A quelli citati nel RP, si aggiungono i seguenti: 1) perdite e rotture di condotte a causa di frane e terremoti, 2) incidenti durante la perforazione, 3) esplosione di pozzi, gasdotti e oleodotti, 4) blowout, 5) perdite da pozzi abbandonati, 6) perdite da pozzi fuori controllo, 7) perdite di acque di produzione da vasche non ben impermeabilizzate, 8) emissioni di acque di produzione dal sottosuolo in prossimità di pozzi di iniezione, con contaminazione dei terreni, 9) sversamenti di fanghi tossici su terreni agricoli, 10) incidenti e perdite durante il trasporto, 11) difetti e rotture di attrezzature, 12) cattive modalità di lavoro, 13) errori umani, 14) incidenti di raffinerie, 15) furti, 16) emissioni naturali. - Pozzi petroliferi abbandonati Questi pozzi possono presentare perdite di petrolio, gas, acque di strato sul suolo, nel sottosuolo, nelle falde acquifere, in aria, per mancata chiusura, per chiusure improprie, per frane e faglie, per mancati controlli periodici o per altro. Le perdite sotterranee possono rimanere ignote per anni. - Tettonica attiva e faglie Il RA dovrà evidenziare che il territorio italiano è sismico. In quanto tale il RA dovrà rilevare che la iniezione petrolifera può causare sismicità indotta o innescata, e che l'integrità dei pozzi petroliferi può essere compromessa da terremoti, faglie che li attraversano, deformazioni (breakout) e rotture dei pozzi generate dalla tettonica crostale lenta, che possono consentire la fuoriuscita di petrolio, gas o reflui che possono contaminare acque sotterranee, causare emissione di gas serra e degrado della qualità dell'aria. Se si considera che i pozzi petroliferi sono strutture permanenti, diventa di grande rilevanza questa problematica, perché anche in breve tempo i pozzi possono essere soggetti a deformazioni e rotture con conseguente fuoriuscita di idrocarburi o di reflui, con contaminazione delle falde acquifere. <p>AMBIENTE IDRICO Si ritiene opportuno che: 1. le parti relative all'ambiente idrico superficiale e sotterraneo siano</p>	<p>RECEPITA</p> <p>Specificatamente nel paragrafo 5.3. "contesto ambientale" a pag. 195 del RA è data ampia trattazione dell'inquadramento ambientale che è stato 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.</p> <p>Al riguardo, si evidenzia che nel par. 5.3 predetto, sono stati integrati non solo tutti gli aspetti ambientali ritenuti carenti, ma anche altri elementi già presenti nel RP, unitamente all'introduzione specifica di nuovi temi d'interesse. Si rimanda in dettaglio ai paragrafi da 5.3.1 a 5.3.24 del RA.</p>
---	---

trattate separatamente con il dovuto approfondimento;

2. gli impatti ambientali citati nel RP siano integrati con quelli di seguito elencati; 3. sia adeguatamente approfondita la tematica della iniezione delle acque di produzione petrolifera, a causa dei numerosi e importanti impatti ambientali che può produrre sulla qualità delle acque destinate al consumo umano; 4. per i reflui petroliferi si usi il termine “acque di produzione”, in quanto essi sono spesso costituiti da acque di strato e da acque di processo, a meno dei casi in cui non ci siano le evidenze che si tratti esclusivamente di acque di strato.

- Superficiale in generale, il RA dovrà approfondire quanto di seguito riportato:

- o Sfruttamento dell’acqua Dovrà essere citato anche lo sfruttamento dell’acqua per il recupero secondario e terziario del petrolio, tenendo comunque conto che in gran parte vengono utilizzate le acque di produzione petrolifera.
- o Contaminazione dell’acqua Nella caratterizzazione della componente si dovrà far riferimento ai numerosi processi che possono causare la contaminazione dell’acqua e si dovrà tenere conto delle sostanze generalmente presenti nelle acque di produzione al fine di evidenziare eventuali correlazioni tra attività estrattive e contaminazione della componente;
- o Alterazione degli ecosistemi acquatici Dovrà essere considerato il potenziale effetto di scadimento della qualità delle acque ed eutrofizzazione degli invasi determinato da un rilascio di nutrienti organici e inorganici associati alle attività estrattive. Acque grigie e nere Dovrà essere spiegato il loro significato.

- Sotterraneo Nella caratterizzazione dello stato attuale dell’ambiente idrico sotterraneo, il RA dovrà descrivere gli effetti prodotti sulle falde acquifere dall’eventuale verificarsi di situazioni connesse all’esercizio degli impianti estrattivi, quali sversamenti, problemi di integrità dei pozzi, presenza di faglie, di breakout dovuti a tettonica lenta, secondo i casi già richiamati, tenendo conto anche della persistenza degli inquinanti nel tempo;

- o Contaminazione delle falde acquifere per iniezione di acque di produzione Nella caratterizzazione dello stato attuale, il RA dovrà descrivere gli effetti prodotti sulle falde acquifere dalla iniezione di acque di produzione in quei contesti territoriali in cui ciò è avvenuto, risultanti dai dati di monitoraggio ufficiali relativi come minimo a suolo e acque;

Nella descrizione dello stato attuale, con riferimento alla caratterizzazione delle falde sotterranee impattate a seguito delle attività di iniezione, il RA dovrà mettere in evidenza i contesti più critici, relativamente ai rischi connessi al consumo umano di tali acque. In quest’ottica, il RA dovrà trattare con particolare attenzione gli acquiferi più vulnerabili

<p>quali quelli carsici, in quanto caratterizzati da grandi cavità e canali in cui le acque non sono sottoposte a filtrazione e la velocità di trasporto e diffusione degli inquinanti può essere molto alta, fino a diversi chilometri al giorno.</p> <p>ARIA</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si ritiene necessario che nel RA si approfondiscano anche gli impatti delle attività estrattive sulla componente ARIA, molto importante per la salute soprattutto delle persone che vivono in prossimità di siti di esplorazione o di produzione. <p>SALUTE UMANA</p> <ul style="list-style-type: none"> • Oltre agli impatti socio-economici e altri aspetti occupazionali, il RA dovrà illustrare in termini generali gli impatti sulla salute dovuti ai contaminanti emessi dalle attività di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi a terra nonché gli impatti per esposizione al rumore e ai materiali radioattivi presenti in natura; a fronte di una complessiva carenza di informazioni quantitative, evidenziata da numerose ricerche, sia sui percorsi diretti (aria e acqua) che indiretti (alimentazione) che determinano impatti sulla salute umana, si auspica che il monitoraggio VAS del PiTESAI sia alimentato anche dai monitoraggi relativi agli impianti; la definizione di una base dati integrata, in cui convergano i dati di monitoraggio VAS e quelli di monitoraggio dei singoli impianti, può consentire una migliore comprensione dei fenomeni connessi alla salute umana e, coerentemente con gli obiettivi del monitoraggio VAS, eventuali azioni correttive sul PiTESAI. <p>AGRICOLTURA</p> <ul style="list-style-type: none"> • Il RP dovrà illustrare i possibili danni all'agricoltura, derivanti dall'impatto su acqua e suolo dovuto alle attività connesse all'estrazione petrolifera, che si traducono in problemi alla produzione e qualità di cibo e quindi in impatti sulla salute umana, in problemi di marketing, consistenti nel calo della richiesta dei prodotti agricoli e nella riduzione del valore delle proprietà. 	
<p>s) 9. ALTERNATIVE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Evoluzione probabile dello stato dell'ambiente senza l'attuazione del piano Oltre alla descrizione del quadro estrattivo in assenza del piano, il RA dovrà descrivere la cosiddetta Opzione Zero con riferimento allo stato dell'ambiente, da caratterizzare attraverso i fattori ambientali, allo scenario di piano e in assenza del PiTESAI; dovrà pertanto essere delineato lo scenario tendenziale degli impatti su tutti i fattori ambientali e, 	<p>RECEPITA</p> <p>Il cap. 6 a pag. 425 del RA sviluppa i contenuti richiesti. E' infatti data trattazione nel par. 6.1 a pag.425 dell'“Opzione zero” e nel par. 6.2. a pag. 427 dello “Scenario previsionale delle attività <i>upstream</i> in Italia in assenza del PiTESAI”</p> <p>Si evidenzia che nel par. 3.2 della proposta di Piano è data specifica trattazione delle impostazioni decisionali che consentono di determinazione le aree</p>

<p>in particolare, acque, suolo, biodiversità e salute umana, che si verificheranno senza l’attuazione del Piano.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Altre alternative Il RA dovrà generare e valutare scenari alternativi che diano conto del processo di individuazione della strategia di intervento in funzione della sostenibilità ambientale del Piano. La costruzione degli scenari alternativi potrà tenere conto: <ul style="list-style-type: none"> - dei criteri di sostenibilità ambientali, sociali ed economici assunti per l’individuazione delle aree non idonee alle attività estrattive; - dei criteri utili a definire le priorità e le modalità di dismissione e messa in pristino delle installazioni e dei luoghi che abbiano cessato la loro attività o che risultino comunque in aree non più idonee; - dei criteri per la definizione della sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività nelle aree idonee. 	<p>che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi (c.d. ‘aree idonee nella situazione <i>post operam</i>’) e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili secondo l’art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere.</p>
<p>t) 10. EFFETTI AMBIENTALI DEL PiTESAI</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dall’attuazione del PiTESAI ci si può ragionevolmente attendere una riduzione complessiva degli impatti riconducibili alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione, ciò essenzialmente per la riduzione delle aree idonee allo svolgimento di tali attività, rispetto allo stato attuale; • l’auspicata integrazione dei dati di monitoraggio della VAS del PiTESAI con quelli dei monitoraggi dei progetti (a seguito di VIA eAIA), e la definizione di una base dati comune, potrà contribuire a una migliore comprensione degli effetti ambientali che si producono consentendo di mettere in atto azioni correttive sul PiTESAI utili alla risoluzione di eventuali effetti negativi riscontrati. 	<p>RECEPITA</p> <p><u>Nel cap. 7, da pag. 447 a pag. 463 del RA sono analizzati gli effetti ambientali del PiTESAI.</u></p> <p>In particolare, la restrizione delle zone che potranno essere interessate dalle nuove attività derivante dalla applicazione dei vincoli individuati genera impatti ambientali positivi riconducibili alla preservazione delle caratteristiche ambientali delle aree considerate con conseguenti effetti sui diversi aspetti ambientali così come richiamati all’allegato VI del dlgs 152-06 come da tabella 7-1 sulla “corrispondenza tra obiettivi ambientali, aspetti ambientali (All. VI del Dlgs 152/06), vincoli e impatti ambientali delle attività” a pag. 448.</p> <p>Una stima quantitativa di tali impatti positivi è correlata all’estensione delle superfici delle aree ricomprese nei vincoli di esclusione (assoluti e relativi) all’interno dell’ambito di riferimento del PiTESAI. Tale stima riportata nel cap. 7 predetto è effettuata rispetto alle informazioni per cui sono disponibili layer cartografici all’intero ambito di riferimento ed è affiancata da un quadro di analisi, già anticipato in parte nel rapporto preliminare, delle interferenze territoriali tra i titoli minerari/istanze aggiornati al 30/06/2021 e gli strati informativi afferenti ai vincoli assoluti e relativi di esclusione. Occorre tuttavia tenere presente che l’area di un permesso o di una concessione è notevolmente più vasta rispetto a quella fisicamente occupata dalle infrastrutture di ricerca o di coltivazione, come riportato nella Tabella 3.3-11 “Area occupata da impianti distinta per Regione”, quindi le percentuali riportate nella Tabella 7-2 “interferenze territoriali tra i</p>

	<p>titoli minerari/istanze aggiornati al 30/06/2021 e gli strati informativi afferenti ai vincoli assoluti e relativi di esclusione”, vanno considerate in relazione alle risultanze di cui alla tabella 7-3 “interferenze di centrali e pozzi tra i titoli minerari/istanze aggiornati al 30/06/2021 e gli strati informativi afferenti ai vincoli assoluti e relativi di esclusione”.</p> <p>Si rimanda al Sistema informativo appositamente implementato per la consultazione e interrogazione degli strati informativi considerati e quelli derivanti dalle elaborazioni finalizzate alla definizione e valutazione ambientale del Piano.</p> <p>https://sinacloud.isprambiente.it/portal/apps/webappviewer/index.html?id=44b6c75b5e994703b9bd6adf51561a7d</p>
<p>u) 11. OBIETTIVI DI SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE DEL PiTESAI <input type="checkbox"/> Gli obiettivi di sostenibilità ambientale del PiTESAI si inquadrano e derivano da tutti gli obiettivi di protezione ambientale pertinenti al Piano; una prima elencazione degli obiettivi di sostenibilità ambientale è riportata RP e nel RA dovrà essere integrata come segue: Obiettivi ambientali di sintesi da integrare: - Energia ed emissioni o Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 (Consiglio Europeo 10-11.12.2020) - Suolo, sottosuolo e acque - Uso e consumo di suolo o Recuperare il suolo e il territorio occupato da attività industriali, a partire dal recupero di poli industriali e aree dismesse (Green Paper on the Urban Environment: Communication from the Commission to the Council and Parliament) con specifico riferimento alla dismissione e rimessa in pristino dei pozzi abbandonati; - Ambiente marino e costiero o Proteggere e preservare l’ambiente marino, prevenirne il degrado e ripristinare gli ecosistemi marini nelle zone in cui abbiano subito danni (Direttiva quadro sulla strategia per l’ambiente marino; Marine Strategy Framework Directive - 2008/56/CE) o Estendere le aree protette marine e terrestri al 30% della superficie e conservarne in modo efficace almeno il 10%. o Sviluppare altre misure di conservazione effettiva (Other Effective Area-based Conservation Measures, OECM) a mare (ad esempio all’interno delle aree di eolico offshore) e a terra (14th Conference of Parties of the Convention on Biological Diversity – 2018). o 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 per i lavoratori del</p>	<p>RECEPITA Gli obiettivi di sostenibilità ambientale del PiTESAI sono stati integrati nel RA rispetto a quanto proposto. Precisamente si evidenzia che nel paragrafo 4.1. a pag. 172 del RA sono esplicitati in dettaglio gli obiettivi ambientali del PiTESAI. Per quanto riguarda l’analisi normativa relativa alla tematica Sviluppo Sostenibile, è stato precisato che gli obiettivi ambientali specifici sono stati integrati nelle diverse tematiche ambientali trattate. Il par. 4.2. del RA a pag. 178 riporta l’analisi di coerenza con i piani e programmi pertinenti. Mentre nel paragrafo 5.3. “contesto ambientale” a pag. 195 del RA è data ampia trattazione dell’inquadramento ambientale che è stato 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.</p>

<p>settore marino/marittimo (vedi sotto-sezione “Salute umana”) e che non vi siano usi illegittimi del mare (Direttiva quadro sulla strategia per l’ambiente marino)</p> <p>o Sostenere uno sviluppo e una crescita sostenibili nel settore marittimo, applicando un approccio ecosistemico (Ecosystem-based approach), e promuovere la coesistenza delle pertinenti attività e dei pertinenti usi (Direttiva quadro per la pianificazione dello spazio marittimo).</p> <p>o Mettere in essere le misure previste dalla Strategia Nazionale Adattamento Cambiamenti Climatici (SNAC-MITE) e del Piano Nazionale di Adattamento (PNACC) per mitigare gli impatti dei cambiamenti climatici sugli ecosistemi marini e terrestri.</p> <p>o Promuovere misure di contrasto ai cambiamenti climatici con una transizione energetica che punti al potenziamento di energie rinnovabili e a sistemi di cattura e sequestro della CO₂.</p> <p>o Inoltre, si ritiene utile che nella definizione degli obiettivi ambientali del PiTESAI, si considerino, laddove presenti, le Strategie Regionali per lo Sviluppo Sostenibile.</p> <p>- Aria:</p> <p>o Abbattere le emissioni da gas flaring e gas venting associate a impianti estrattivi per ridurre l’impatto sulla qualità dell’aria, sulle piogge acide e sulle polveri sottili.</p>	
<p>v)</p> <p>12. ASPETTI SOCIO-ECONOMICI</p> <p><input type="checkbox"/> Il PiTESAI può contribuire alla definizione della strategia di transizione energetica ed ecologica in ambito estrattivo contribuendo a definire le tempistiche del percorso verso la decarbonizzazione e i contesti territoriali per lo sviluppo nei settori delle energie rinnovabili; a questo proposito risulta centrale il ruolo dei monitoraggi (oggetto della successiva raccomandazione).</p> <p><input type="checkbox"/> Le analisi economiche (CBA, MCA et. al.), dovrebbero considerare le opportunità e costi/benefici in termini di sviluppo socio-economico con riferimento alle specificità territoriali, così da poter usufruire di misure relative alla sostenibilità economica, sociale ed ecologica del PiTESAI; in questo senso, risulta centrale l’importanza di sviluppare, nel RA, scenari alternativi delle strategie di intervento in funzione della sostenibilità ambientale sociale ed economica del Piano.</p>	<p>RECEPITA PARZIALMENTE</p> <p>La proposta di Piano sviluppa tutti criteri, compresi anche quelli economici-sociali, necessari in particolare questi ultimi per determinare tramite l’analisi integrata con i criteri ambientali, le aree che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere. Detta analisi è volta pertanto a determinare la compatibilità delle attività di cui all’art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19 intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività di ricerca o di coltivazione già in essere, dei titoli minerari esistenti e delle istanze già presentate alla data di entrata in vigore della L. n. 12/19.</p> <p>L’individuazione dei criteri economici-sociali è descritta ai paragrafi: 1.3.1. “Individuazione/definizione dei criteri ambientali e socio-economici” e 1.3.2. “Ulteriori criteri ambientali e socio-economici”.</p> <p>In particolare, è evidenziato che per le concessioni in terraferma, le cui infrastrutture minerarie in essere o già approvate per la coltivazione del/i giacimento/i si trovano tutte, o alcune di esse, all’interno di aree definite come potenzialmente non idonee alla presentazione di nuove istanze di permessi di prospezione e di permessi di ricerca, si ritiene opportuno sostanziale la verifica del rispetto della compatibilità ai sensi dell’art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19 intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, applicando una specifica analisi per la valutazione dei Costi e dei</p>

	<p>Benefici associati alla prosecuzione (CBA), o alla disattivazione - anche anticipata - delle stesse. Tale analisi 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 prorogare in virtù del loro impatto ambientale e socio-economico sul territorio oppure dichiarare conclusa l'attività estrattiva e procedere con la dismissione degli impianti ed il ripristino ambientale dei luoghi. Gli impatti negativi considerati dalla metodologia sono quelli dovuti all'eventuale mancata estrazione di idrocarburi, mentre per gli impatti positivi si valutano quelli generati dall'esecuzione delle attività di <i>decommissioning</i>, dalla mancata emissione in atmosfera di sostanze inquinanti, dal ripristino dei servizi ecosistemici e dalla variazione del valore del paesaggio. Gli impatti vengono valorizzati in euro ed attualizzati.</p> <p>La spiegazione del funzionamento di tale metodologia è riportato al paragrafo 1.3.2. della proposta di Piano, a cui si rimanda.</p> <p>L'approccio adottato, basato sull'analisi CBA, sviluppa una metodologia applicabile a tutte le Regioni italiane interessate dall'attività estrattiva di idrocarburi. Gli impatti economici generati dalla mancata proroga di un titolo minerario sono quantificati come perdita di Valore Aggiunto nazionale. L'elemento considerato dalla CBA non è quindi il mancato ricavo della vendita di idrocarburo non estratto, ma l'impatto economico che la mancata attività di produzione di idrocarburi nelle Regioni di estrazione ha sull'economia italiana nel suo complesso. La metodologia consentirà altresì di stimare - d'interesse - l'impatto economico di una ipotetica nuova attività di produzione fotovoltaica a sostituzione dell'attuale attività di coltivazione mineraria. È stata considerata la tecnologia del fotovoltaico per tener conto del concetto di transizione energetica e perché quella con maggiore diffusione della risorsa sul territorio italiano, e del resto lo sviluppo di scenari alternativi all'oil&gas trascende dal mandato del Piano.</p> <p>La valutazione di scenari alternativi di sviluppo economico del territorio, che potrebbero anche discostarsi dal settore energetico, è infatti un obiettivo molto più ampio rispetto a quello perseguito per mandato di legge dal PiTESAI; infatti detta valutazione, richiederebbe di metter in campo attività valutative più complesse e dettagliate. Volendo delineare un percorso metodologico, in prima analisi andrebbero individuate le principali vocazioni economiche del territorio, quindi occorrerebbe individuare quali investimenti sia opportuno fare in questi settori e quali sono effettuabili in prossimità delle aree dismesse. Successivamente andrebbero quantificati tali investimenti e quindi valutato il loro effetto in termini di impatto ambientale e socioeconomico.</p>
--	---

	<p>Nella parte delle “conclusioni” di cui al par. 3.2 della proposta di Piano a pag. 171/173 è esposto quanto sopra rappresentato.</p>
<p>w) 13. IL SISTEMA DI MONITORAGGIO E GLI INDICATORI</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Le finalità del monitoraggio VAS consistono nella individuazione degli effetti ambientali derivanti dall’attuazione del Piano, soprattutto per intervenire con azioni correttive qualora tali effetti non previsti fossero negativi, e nella verifica del conseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale che il Piano ha assunto in coerenza con il quadro di sostenibilità ambientale di riferimento; ● il RA deve definire una chiara struttura in cui gli obiettivi di sostenibilità ambientale sono correlati alle azioni di Piano e agli indicatori; per azioni di piano si intendono sia i criteri adottati per individuare le aree non idonee, sia le indicazioni fornite per la dismissione/riutilizzo delle installazioni che hanno cessato l’attività, e rimessa in pristino dei luoghi; ● è inoltre opportuno coniugare il monitoraggio della attuazione delle previsioni del Piano e il monitoraggio della sua sostenibilità ambientale; ● gli indicatori per il monitoraggio VAS saranno individuati in stretta correlazione con gli obiettivi di sostenibilità ambientale e in base alla pertinenza con le attività oggetto del PiTESAI; ● a questo proposito, dovranno essere utilizzati indicatori capaci di esprimere gli effetti sullo stato dell’ambiente e i contributi forniti dal PiTESAI su tutti i fattori individuati in particolare dal D.lgs. 152/2006 e smi, Allegato VI, lett. f) con particolare attenzione a quelli relativi al fattore acque rispetto al quale le attività oggetto del PiTESAI determinano i più significativi impatti potenziali diretti proprio per le implicite caratteristiche di diffusione e correlazione con altri fattori (come ad esempio, suolo, uso del suolo agricolo, <i>habitat</i>, paesaggio e salute umana); ● le aree da considerare ai fini del monitoraggio saranno quelle che risulteranno idonee a valle dell’approvazione del PiTESAI; ● sarebbe auspicabile un’integrazione dei dati di monitoraggio VAS del PiTESAI con quelli di monitoraggio dei singoli impianti di cui il PiTESAI costituisce quadro di riferimento; ● l’implementazione di un database condiviso andrebbe a beneficio anzitutto dell’attività di controllo dell’attuazione del Piano che si realizza attraverso il 	<p>RECEPITA in gran parte secondo le specifiche impostazioni illustrate al capitolo 9 del RA sugli “ELEMENTI PER LA DEFINIZIONE DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE DEL PiTESAI”.</p> <p>In generale nel capitolo predetto sono riportate le: Finalità del monitoraggio ambientale, la Metodologia per l’impostazione del monitoraggio ambientale e gli elementi considerati per il monitoraggio ambientale del PiTESAI.</p> <p>Nello specifico nel capitolo 9 del RA vengono descritti i primi elementi del sistema di monitoraggio ambientale del PiTESAI relativi alla individuazione degli indicatori. Elementi che prendono avvio dagli Obiettivi Ambientali individuati nel capitolo 4 e dall’analisi dei possibili effetti dell’attuazione del Piano sull’ambiente riportata nel capitolo 7. Gli elementi riportati e le analisi che li supportano non hanno la pretesa di essere esaustivi ma potranno essere modificati e integrati nel corso della definizione del piano di monitoraggio anche sulla base dei contributi della consultazione.</p> <p>Il sistema di monitoraggio è articolato in obiettivi ambientali, indicatori di contesto, indicatori di processo e indicatori di contributo. Al fine di seguire l’attuazione del Piano, opportuni indicatori di processo riguardano:</p> <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> provvedimenti di chiusura di aree marine <input type="checkbox"/> provvedimenti per la ripermetrazione delle aree in concessione e oggetto di permessi <input type="checkbox"/> provvedimenti di rilascio di nuovi titoli <input type="checkbox"/> provvedimenti di <i>decommissioning</i>. <p>L’evoluzione di tali indicatori è accompagnata dal monitoraggio della variazione delle interferenze, in termini di superfici, tra aree interessate da titoli e aree ricomprese nelle categorie dei vincoli individuati dal PiTESAI.</p> <p>Specificatamente, gli elementi a supporto della definizione degli indicatori per monitorare l’evoluzione del contesto ambientale sono riportati in dettaglio nella tabella da pag. 468 “Tabella 9-1: sistema obiettivi ambientali – indicatori di contesto” rispetto agli obiettivi ambientali e alle categorie di vincoli definite dal PiTESAI.</p> <p>Gli indicatori di contributo applicati all’attuazione del PiTESAI sono riconducibili al monitoraggio della qualità ambientale, e quindi degli impatti come riportati in tabella precedente, negli ambiti territoriali in cui le previsioni di piano trovano attuazione ovvero nelle aree</p>

<p>monitoraggio VAS consentendo di intervenire sul Piano con azioni correttive qualora i risultati del monitoraggio evidenziassero il non raggiungimento degli obiettivi ambientali o, peggio ancora, il verificarsi di impatti negativi non attesi. In considerazione della finalità del PiTESAI di una transizione energetica sostenibile, qualora i risultati del monitoraggio evidenziassero impatti negativi sulla salute umana, le azioni “correttive” del Piano saranno prontamente indirizzate verso la “transizione energetica”;</p> <ul style="list-style-type: none"> • affinché la VAS del PiTESAI possa più efficacemente contribuire ad una transizione ecologica tramite strategie di conversione energetica sostenibile nel senso più ampio del termine, il monitoraggio VAS dovrebbe includere indicatori dei quantitativi disponibili nei giacimenti presenti sul territorio nazionale, con valori aggregati almeno a livello regionale. Queste informazioni permetterebbero un monitoraggio puntuale delle potenziali riserve strategiche oltre a fornire indicazioni sulla pianificazione delle attività di cessazione delle attività estrattive o di dismissione delle infrastrutture esistenti; • il PiTESAI dovrà tener conto, oltre che degli aspetti ambientali, anche delle ripercussioni che la VAS avrà in termini di sviluppo equo e solidale in termini sociali oltre che economici, a partire dagli effetti su occupazione e benessere della popolazione interessata. 	<p>in cui intervengono chiusura di aree marine, ripermimetrazione delle aree in concessione e oggetto di permessi, rilascio di nuovi titoli e interventi di <i>decommissioning</i>. Pertanto, tali indicatori ricalcano gli indicatori di monitoraggio del contesto con riferimento a contesti territoriali specifici e a livelli di acquisizione e calcolo di dettaglio maggiore. Tale impostazione sarà oggetto di integrazione e approfondimento nell’ambito della definizione puntuale del piano di monitoraggio anche sulla base dei contributi della consultazione. I dati sui giacimenti esistenti sono già disponibili e monitorati dalla DGISSEG del MITE.</p>
<p>x) 14. CONSULTAZIONI TRANSFRONTALIERE</p> <p>Il RA dovrà chiarire se vi siano possibili effetti negativi e significativi sull’ambiente di altri Stati e attivare, se necessario, le consultazioni transfrontaliere ai sensi dell’art. 32 del Dlgs 152/2006 e smi.</p>	<p>RECEPITA</p> <p>Nel paragrafo 5.2. “Esclusione di impatti transfrontalieri” a pag. 194 del RA è trattato tale aspetto, rappresentando che <i>“in relazione alla verifica effettuata in merito ad una possibile VAS transfrontaliera, si conferma di ritenere, in qualità di Autorità Proponente (come già chiarito nella nota prot. 10121 del 01.04.2021), che per l’adozione del Piano in parola si possa escludere la presenza di impatti/effetti transfrontalieri, stante le finalità del PiTESAI deducibili dalla ratio della norma (art. 11-ter della L. 12/2019) che ha previsto la redazione dello stesso, quale misura preordinata al perseguimento di una efficace “transizione energetica”, con l’intento di contribuire al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall’Unione Europea, mediante prevalentemente la razionalizzazione delle attività minerarie in essere (pertanto, si ritiene di poter asserire che il PiTESAI non è un Piano per l’ulteriore sviluppo delle attività upstream).”</i></p>

<p>y)</p> <p>15. SOSTENIBILITÀ DELLE AREE IDONEE</p> <p>Tenendo conto che la L 12/2019 stabilisce di individuare un quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività estrattive oggetto del PiTESAI (aree idonee), volto a valorizzare la sostenibilità ambientale sociale ed economica delle attività stesse, si raccomanda che nella elaborazione del Piano siano formulate indicazioni volte a dare attuazione a tale obiettivo.</p> <p>A valle di un processo di selezione delle aree effettuato a seguito della applicazione dei criteri, il PiTESAI dovrà sostanziare il concetto di sostenibilità ambientale, sociale ed economica per le attività nelle aree idonee così come stabilito dai commi 1 e 2 dell'art. 11-ter della citata legge.</p>	<p>RECEPITA</p> <p>Nella proposta di Piano nel richiamare come <i>“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. Per l'individuazione delle categorie ambientali e dei relativi vincoli da considerare applicabili per le stesse, si richiama che il PiTESAI è un atto di pianificazione la cui finalità consiste nell'individuare un “quadro definito di riferimento delle aree ove è consentito lo svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, volto a valorizzare la sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle stesse”, ovvero fornire un quadro territoriale condiviso con le Regioni tramite la Conferenza unificata, rispetto al quale pianificare lo svolgimento di tali attività, valorizzando la sostenibilità ambientale, sociale ed economica, e con l'obiettivo di accompagnare la transizione del sistema energetico nazionale alla decarbonizzazione; deve tener conto di tutte le caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche e morfologiche, con particolare riferimento all'assetto idrogeologico e alle vigenti pianificazioni (anche interregionali e regionali) e, per quanto riguarda le aree marine, deve principalmente considerare i possibili effetti sull'ecosistema, nonché tenere conto dell'analisi delle rotte marittime, della pescosità delle aree e della possibile interferenza sulle coste”</i> è data illustrazione al par. 1.3.1. <i>“Individuazione/definizione dei criteri ambientali e socio-economici”</i>, al paragrafo 1.3.2. <i>“Ulteriori criteri ambientali e socio-economici”</i> e al cap. 3. <i>“DETERMINAZIONE DELLE AREE IDONEE E DEI TITOLI VIGENTI COMPATIBILI AI SENSI DELL'ART. 11-TER COMMA 8 LEGGE 12/19”</i> di come l'elaborazione stessa del PiTESAI determina l'individuazione di due livelli di analisi differenti delle aree idonee per la valorizzazione della sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività di ricerca o coltivazione ancora da avviare e di quelle già in essere, chiamate per mere finalità esplicative rispettivamente c.d. situazione <i>“ante operam”</i> e c.d. situazione <i>“post operam”</i>.</p> <p>Nei predetti paragrafi sono riportate infatti le indicazioni che sono state considerate per determinare i criteri ambientali e quelli economici-sociali che consentono di definire il Piano stesso. Si evidenzia infatti che il Piano riporta specifica evidenza dell'analisi integrata dei criteri ambientali e socio-economici, volti a determinare la compatibilità delle attività di cui all'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19 intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica delle attività di ricerca o di coltivazione già in essere, dei titoli minerari</p>
---	---

	<p>esistenti e delle istanze già presentate alla data di entrata in vigore della L. n. 12/19. Al riguardo, si veda l'intero par. 3.2. "Determinazione delle aree che saranno indicate idonee alla prosecuzione dei procedimenti amministrativi (c.d. 'aree idonee nella situazione post operam') e di quelle, già oggi occupate da titoli minerari, che saranno dichiarate compatibili secondo l'art. 11-ter, comma 8, della L. 12/19, intesa come sostenibilità ambientale, sociale ed economica, alla prosecuzione delle attività di ricerca o di coltivazione che sono già in essere" da pag. 168 della proposta di Piano e lo specifico Allegato 1 allo stesso riportante lo "Schema riassuntivo delle determinazioni di cui al capitolo 3.2 del Piano."</p> <p>Nella parte delle "conclusioni" di cui al par. 3.2 della proposta di Piano a pag. 171/173 è sintetizzato come il piano sostanzia il concetto di sostenibilità ambientale, sociale ed economica per le attività nelle aree idonee così come stabilito dai commi 1 e 2 dell'art. 11-ter della citata legge. Spiegazioni più approfondite sono riportate al par. 1.3.2. "Ulteriori criteri ambientali e socio-economici" e all'Appendice A della proposta di Piano. In aggiunta, come indicato al paragrafo 2.2.2. potrebbero essere considerati percorsi di reskilling e di creazione di nuove attività lavorative, anche in settori non energetici, che reimpieghino la manodopera locale, anche per le aree che risulteranno idonee ma per le quali comunque verrà in prospettiva a mancare l'occupazione per l'esaurimento naturale dei giacimenti, promuovendo l'utilizzo delle royalties da parte delle regioni, in particolare quelle del Mezzogiorno per la realizzazione di progetti locali che nel corso del tempo riassorbano l'occupazione.</p>
--	--

Bibliografia

- Aleksandrowski, P., Inderhaug, O.H. & Knapstad, B. (1992). Tectonic structures and wellbore breakout orientation. Paper presented at the The 33rd U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), Santa Fe, New Mexico.
- Bishop, R.E. (2013). Historical Analysis of Oil and Gas Well Plugging in New York: Is the Regulatory System Working? *New Solutions*, 23(1), 103-116.
- BJ Services Company (2009). BJ Services Bags Well Services Contract in Italy. https://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/82710/bj_services_bags_well_services_contract_in_italy/
- Chierici, G.L. (1978). Processi di recupero secondario e terziario nei giacimenti petroliferi, esame critico dello stato attuale della tecnica. <http://www.pionierieni.it/wp/wp-content/uploads/GIAC-153-Recupero-secondario-e-terziario.-G.-L.-Chierici-1978-prima-parte.pdf>
- Chillingar, G. & Endres, B. (2005). Environmental hazards posed by the Los Angeles Basin urban oilfields: an historical perspective of lessons learned. *Environmental Geology*, 47, 302-317.
- Civita M., De Maio M. & Vigna, B. (2003). Studio delle risorse sorgive degli acquiferi carbonatici dell'Alta Val d'Agri, 221-356. In: *Le Risorse idriche sotterranee dell'Alta Val d'Agri*, Colella A., Ed., 399 pp., Collana Editoriale di Studi e Ricerche n. 3, Autorità di Bacino della Basilicata.
- Clark, C.E. & Veil, J.A. (2009). Produced Water Volumes and Management Practices in the United States. Argonne National Laboratory, 62 pp. <https://publications.anl.gov/anlpubs/2009/07/64622.pdf>
- Colella, A. (2014). Anomalous deep waters gurgling to the surface and impacting soils in the Val d'Agri oil field, southern Italy. *International Journal of Ecosystems and Ecology Science*, 4/4, 533-542.
- Colella A. & Ortolani F. (2017). The anomalous La Rossa groundwater of the Val d'Agri oil field, southern Italy. *International Journal of ecosystems and Ecology Science (IJEES)*, col.7, n. 1. <https://www.basilicata24.it/wp-content/uploads/2020/01/lavoro-Colella-Ortolani-Montemurro-2017-inglese.pdf>
- Considine, T.J., Watson, R.W., & Martin, J.P. (2013). Environmental regulation and compliance of Marcellus shale gas drilling. *Environ. Geo sci.* 20, 1-16.
- Davies, R.J., Almond, S., Ward, R.S, et al. (2014). Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. *Marine and Petroleum Geology*, 56, 239-254.
- Diantini, A. (2016). PETROLIO E BIODIVERSITÀ IN VAL D'AGRI. Linee guida per la valutazione di impatto ambientale di attività petrolifere *onshore*.
- Di Gregorio, A., Bosisio, J., Da Riz, W. & Campana, R. (2019). Produzione e valore del comparto oil & gas in Italia nel periodo 2020-2050. *Esperienze D'Impresa*, 5 1/2 2019, DOI 10.53136/97912804140211.
- Dusseault, M.B., Gray, M.N. & Nawrocki, P.A. (2000). Why Oil wells Leak: Cement Behaviour and Long-Term Consequences. SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China.
- Egwu, S.A. (2012). Oil Spill Control and Management. *Petroleum Technology Development Journal*, 1, 1595-9104.

- ENI (2012 a). Studio di Impatto Ambientale, Progetto di Sviluppo “Caldarosa”, Concessione di Coltivazione Val d’Agri. Eni SpA, Divisione Exploration&Production Distretto Meridionale.
- Environmental Protection Agency U.S. (2020). Final Report: Oil and Gas Extraction Wastewater Management. <https://www.epa.gov/eg/final-report-oil-and-gas-extraction-wastewater-management>
- E&P FORUM, UNEP (1997). Oil Industry International Exploration and Production Forum, UNEP, United Nations Environment Programme Industry. Environmental management in oil and gas exploration and production. An overview of issues and management approaches. Joint E&P FORUM Technical Publication, London.
- GAO (1989). Drinking Water. Safeguards Are Not Preventing Contamination From Injected Oil and Gas Wastes. RCED-89-97, 47 pp. <https://www.gao.gov/assets/rced-89-97.pdf>
- Granado, L. E., Garritano, R., Perfetto, R., Loreface, R. & Ceccarelli, R.L. (2013). Revitalizing mature gas field using energized fracturing technology in South Italy. Society of Petroleum Engineers, SPE-164649-MS, <https://doi.org/10.2118/164649-MS>
- Haimson, B. C. (1997). Borehole breakouts and core diskings as tools for estimating in situ stress in deep holes. *Rock Stress*, edited by K. Sugawara and Y. Obara, 35-42, Balkema, Rotterdam, 1997.
- Herrera. G. Mateos, R.M., Garcia-Davalillo, J.C. *et al.* (2017). Landslide databases in the Geological Surveys of Europe. *Landslides* 15, 359-379.
- Improta, L., Valoroso, L., Piccinini, D. & Chiarabba, V. (2015). A detailed analysis of wastewater-induced seismicity in the Val d'Agri oil field (Italy). *Geophys. Res. Lett.*, 42.
- 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.
- Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia, INGV (<https://ingvterremoti.com/2019/01/16/diss-ovvero-il-database-delle-sorgenti-sismogenetiche-italiane/>)
- ISPRA ADA (2018). Annuario dei Dati Ambientali 2018. <https://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/stato-dellambiente/annuario-dei-dati-ambientali-edizione-2018>
- ISPRA (2019). Annuario dei Dati Ambientali. <https://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/stato-dellambiente/annuario-dei-dati-ambientali-edizione-2019>
- ISPRA. Catalogo ITHACA (<https://www.isprambiente.gov.it/it/progetti/cartella-progetti-in-corso/suolo-e-territorio-1/ithaca-catalogo-delle-faglie-capaci/default>).
- Jackson, R.B., Vengosh, A., Darrah, T.H., Warner, N.R. *et al.* (2013). Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction. *Proc. Natl. Acad. Sci.*, USA, 110(28), 11250-11255.
- Kazlauskiene, N. & Taujanskis, E. (2011). Effects of Crude Oil and Oil Cleaner Mixture on Rainbow Trout in Early Ontogenesis. *Polish Journal of Environmental Studies*. 20, p. 509-511.
- Kharaka, K.J. & Otton, J.K. (2003). Environmental Impacts of Petroleum Production: Initial Results from the Osage-Skiatook Petroleum Environmental Research Sites, Osage County, Oklahoma. *Report 03-4260* (K.Y. Kharaka & J.K. Otton, Eds.). <https://pubs.usgs.gov/wri/wri03-4260/pdf/WRIR03-4260.pdf>

- King, G.E. & King, D.E. (2013). Environmental Risk Arising from Well-construction Failure - differences between Barried and Well Failure and Estimates of Failure Frequency across Common Well Types, Locations and Well Age. SPE 16142.
- Littlefield, C. E., Krosby, M. Michalak, J.L. & Lawler, J.J. (2019.) Connectivity for species on the move: supporting climate-driven range shifts. *Frontiers in Ecology and the Environment*, <https://doi.org/10.1002/fee.2043>.
- Littlefield, J., Roman-White, S., Augustine, D., Pegallapati, A., Zaimes, G. G., Rai, S., Cooney, G., & Skone, T. J. (2019). Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation. United States: N. p., 2019. Web. doi:10.2172/1529553
- Lustgarten, A. (2012). Injection Wells: The Poison Beneath Us. *Propublica*. <http://www.propublica.org/article/injection-wells-the-poison-beneath-us>.
- 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.
- Mariucci, M.T., Amato A. & Montone, P. (1999). Recent tectonic evolution and present stress in the northern Apennines (Italy). *Tectonics*, 18, 108-118.
- Marshall, M. & Strahan, D. (2012). Total foresaw the North Sea gas leak. *New. Sci.*, 214 (2012), 6 -7.
- Mascarà, S., D'Ambrosio, A., Zambelli, A., Gili, V., Loving, S. & Dossena, M. (1999). Acidizing Deep Open-Hole Horizontal Wells: A case History on Selective Stimulation and Coil Tubing Deployed Jetting System. *Society of Petroleum Engineers, SPE 54738* <https://it.scribd.com/document/407730732/Acidizing-Deep-Open-Hole-Horizontal-Wells-a-Case-History-on-Selective-Stimulation-SPE-54738-1999>
- MiPAAFT (2019) <https://www.politicheagricole.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/13927>
- Montone, P., Mariucci, M. T., Pondrelli, S. & Amato A. (2004). An improved stress map for Italy and surrounding regions (central Mediterranean). *Journal of Geophysical Research*, vol. 109, B10410, doi:10.1029/2003JB002703.
- Mucciarelli, M. (2013). Sismicità indotta da attività antropiche e rischio derivante. Ingegneria Sismica, Patron Editore, Bologna.
- McGarr, A., Simpson, D., & Seeber, L. (2002). Case histories of induced and triggered seismicity. *International Handbook of Earthquake and Engineering Seismology*, Part A, W.H.K. Lee *et al.*, eds., Academic Press, 647-661.
- National Research Council (2013). Induced Seismicity Potential in Energy Technologies. 262 pp. Washington, DC: The National Academies Press.
- Osborn, S.G., Vengosh, A., Warner, N.R. & Jackson, R.B. (2011). Methane contamination of drinking water act accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *PNAS*, 108, 20, 8172–8176.
- Otton, J.K., Zielinski, R.A., Owen, D.E. *et al.* (1997). Environmental effects of produced waters at oilfield production sites in the Big Sinking Creek and Schumaker Ridge areas, Lee County, Kentucky. *US Geological Survey Open-File Report 97-511*, 41 pp. <https://pubs.usgs.gov/of/1997/0511/report.pdf>
- RaF (2019). <https://www.reterurale.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/19231>
- Ruff, L. J. (2002). State of stress within the earth. In H. K. Willian H.K. Lee, *Earthquake and Engineering Seismology part A* (p. 33, 539-556). San Diego, California: Elsevier Science.

SINACLOUD

<https://sinacloud.isprambiente.it/portal/apps/webappviewer/index.html?id=411c7e80668c4eee92cb278fc94c3f98>

SNPA (2020). Report di Sistema 15/2020 - Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi eco sistemici.

Stabile, T. A., Giocoli, A., Perrone, A., Piscitelli, S. & Lapenna, V. (2014). Fluid injection induced seismicity reveals a NE-dipping fault in the southeastern sector of the High Agri Valley (southern Italy). *Geophys. Res. Lett.*, 41, 5847–5854.

Zoback, M.D. & Zoback, M.L. (2002). State of stress in the Earth's lithosphere. International Handbook of Earthquake and Engineering Seismology, Part A, W.H.K. Lee *et al.*, eds., Academic Press, 559-567.

Water Environment Federation (2018). https://www.wef.org/globalassets/assets-wef/direct-download-library/public/03---resources/wsec-2017-fs-013-iwwc-og-glossary---final---5.21.18.pdf?fbclid=IwAR2QgnNCmmwrLNiwOKl_9r1bcutSNSMMknuc5xcPkdgw0XvQUV7_3TXfKYo