

PoValley Operations Pty Ltd

Roma, Italia

**Concessione di Coltivazione di
Idrocarburi “d40A.C-.PY”
Sviluppo Giacimento Gas
“Teodorico”
Off-Shore Ravenna**

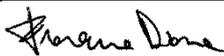
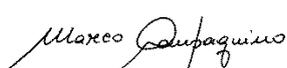
**Studio d’Impatto
Ambientale
Quadro di Riferimento
Programmatico**

PoValley Operations Pty Ltd

Roma, Italia

**Concessione di Coltivazione di
Idrocarburi “d40A.C-.PY”
Sviluppo Giacimento Gas
“Teodorico”
Off-Shore Ravenna**

**Studio d’Impatto
Ambientale
Quadro di Riferimento
Programmatico**

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
0	Prima Emissione (Testo)		 M. Compagnino	 P. Rentocchini	Gennaio 2017
	Figure Allegate	  F. Diana M. Donato M. La Regina			Dicembre 2016

INDICE

	<u>Pagina</u>
LISTA DELLE TABELLE	III
LISTA DELLE FIGURE	III
FIGURE ALLEGATE	III
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	IV
1 INTRODUZIONE	1
2 PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGETICO	3
2.1 IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE (PEN) E LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN)	3
2.1.1 Contenuti e Obiettivi	3
2.1.2 Relazioni con il Progetto	4
2.2 PIANO ENERGETICO REGIONALE DELL'EMILIA ROMAGNA	4
2.2.1 Contenuti ed Obiettivi	5
2.2.2 Relazioni con il Progetto	5
3 INQUADRAMENTO NORMATIVO	6
3.1 NORMATIVA INTERNAZIONALE DI SETTORE E RECEPIMENTO NELLA NORMATIVA ITALIANA	6
3.1.1 Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare	6
3.1.2 Convenzione di Espoo	9
3.1.3 Convenzione di Barcellona	10
3.1.4 Convenzione di Londra "MARPOL 73/78"	14
3.1.5 Direttiva 2008/56/ce (Strategia per l'Ambiente Marino) e Decreto attuativo D.Lgs No. 190/2010	17
3.1.6 Direttiva 2013/30/UE e decreto attuativo D.Lgs 145/2015 "Direttiva off-shore"	19
3.2 NORMATIVA NAZIONALE DI SETTORE	22
3.2.1 Regolamentazione delle Attività di Ricerca e Coltivazione degli Idrocarburi	23
3.2.2 Relazioni con il Progetto	34
4 AREE MARINE PROTETTE E REGIME VINCOLISTICO (ZONE MARINE DI TUTELA)	36
4.1 AREE PROTETTE	36
4.1.1 Riferimenti Normativi	36
4.1.2 Aree Marine Protette	37
4.1.3 Aree Naturali Protette Terrestri	40
4.1.4 Relazioni con il Progetto	42
4.2 SITI NATURA 2000 E IBA	43
4.2.1 Rete Natura 2000	43
4.2.2 Important Bird Areas (IBA)	45
4.2.3 Aree Umide di Importanza Internazionale (RAMSAR)	46
4.3 AREE MARINE DI TUTELA O VINCOLO	48
4.3.1 Zone di Tutela Biologica Marina	48
4.3.2 Zone Interdette alla Pesca e alla Navigazione ed Ancoraggio	51
4.4 AREE SOTTOPOSTE A RESTRIZIONI DI NATURA MILITARE	52

4.4.1	Inquadramento	52
4.4.2	Relazioni con il Progetto	53
4.5	SITI UNESCO	53

RIFERIMENTI

LISTA DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 4.1: Zona di Tutela Biologica di Chioggia	48

LISTA DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Pagina</u>
Figura 3.a: Stralcio della Mappa delle ASPIM (RAC-SPA, 2016 – sito web)	13
Figura 4.a: Aree Marine Protette Istituite	38
Figura 4.b: Aree Marine Protette di Prossima Istituzione	39
Figura 4.c: Aree Marine di Reperimento	40
Figura 4.d Aree Naturali Protette (EUAP)	41
Figura 4.e: IBA (IBA LIPU sito web)	46
Figura 4.f: Aree Umide di Importanza Internazionale (RAMSAR)	47
Figura 4.g: Zone di Tutela Biologica (WMS Progetto SHAPE Atlas, IPA Adriatic)	50
Figura 4.h: Siti UNESCO (MiBACT – Open Data)	54

FIGURE ALLEGATE

<u>Figura No.</u>
Figura 1.1 Inquadramento Territoriale
Figura 1.2 Titoli Minerari
Figura 3.1 Zone Marine Aperte alla Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi (Zona A)
Figura 4.1 Rete Natura 2000
Figura 4.2 Carta della Pesca
Figura 4.3 Aree Sottoposte a Restrizione di Natura Militare

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

ASPIM	Aree Speciali Protette di Importanza Mediterranea
BUIG	Bollettino Ufficiale degli Idrocarburi e delle Georisorse
CIPE	Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica
CIRM	Commissione per gli Idrocarburi e le Risorse Minerarie
DPCM	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
DPR	Decreto del Presidente della Repubblica
EUAP	Elenco Ufficiale delle Aree Protette
GNL	Gas Naturale Liquefatto
IBA	Important Birds Areas
LIPU	Lega Italiana Protezione Uccelli
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
MiSE	Ministero per lo Sviluppo Economico
MARPOL	International Convention for the Prevention of Pollution from Ships
MATTM	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
PEN	Piano Energetico Nazionale
PER	Piano Energetico Regionale
SEN	Strategia Energetica Nazionale
SIC	Siti di Importanza Comunitaria
UNCLOS	United Nations Convention on the Law of the Sea
UNEP-MAP	United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan
ZEE	Zona Economica Esclusiva
ZPS	Zone di Protezione Speciale
ZSC	Zone Speciali di Conservazione
ZTB	Zona di Tutela Biologica

Si noti che nel presente documento i valori numerici sono riportati utilizzando la formulazione seguente:

separatore delle migliaia = virgola (,)

separatore decimale = punto (.)

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO SVILUPPO GIACIMENTO GAS METANO TEODORICO OFF-SHORE RAVENNA

1 INTRODUZIONE

Il giacimento di gas metano Teodorico è ubicato nella zona A del mar Adriatico, prospiciente i lidi nord di Ravenna, a oltre 12 miglia dalla costa e a una profondità d'acqua di circa 32 m (si veda la Figura 1.1 allegata).

La società PoValley Operations Pty Ltd (di seguito Po Valley) è titolare del Permesso di Ricerca A.R 94.PY nell'ambito del quale intende procedere allo sviluppo del giacimento "Teodorico" attraverso la realizzazione di una piattaforma, di pozzi di sviluppo, impianti di trattamento e relative sea lines di collegamento alla esistente piattaforma Naomi Pandora (Figura 1.2 allegata).

A tale scopo Po Valley ha presentato, in data 6 Agosto 2015, Istanza di Concessione di Coltivazione in Mare "d 40 A.C-.PY" che è stata pubblicata il 31 Agosto 2015 nel BUIG No. LIX-8.

L'area della concessione di coltivazione originariamente prevista dall'istanza, in ottemperanza con i divieti previsti dalla vigente normativa ambientale ("limite delle 12 miglia"), è stata ripermetrata al fine di escludere la porzione di area entro le 12 miglia nautiche dalla costa; tale istanza ha ricevuto parere positivo da parte del CIRM in data 6 Novembre 2016.

Il MiSE ne ha pertanto notificato a PoValley in data 17 Novembre 2016 l'esito positivo e stabilito in 90 giorni il termine per l'avvio della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale presso il Ministero dell'Ambiente.

Il progetto prevede:

- la realizzazione di una piattaforma offshore;
- la perforazione di 2 pozzi di sviluppo certi, con la possibilità eventuale di perforare ulteriori 2 pozzi, con completamenti in sand control;
- l'installazione di facilities di trattamento dei fluidi da localizzarsi sulla piattaforma;
- la posa di 2 sea-line di collegamento tra la nuova piattaforma e le piattaforme esistenti per il trasporto del gas dalla piattaforma Teodorico alla piattaforma Naomi-Pandora (ENI) e per il trasferimento, in verso opposto al gas, del glicole dietilenico (DEG);
- per il raggiungimento dell'obiettivo minerario esplorativo relativo al play pliocenico (livello PL-3C), analogo a quello attualmente in produzione nella limitrofa Concessione di Naomi-Pandora si prevede un eventuale approfondimento di uno dei pozzi di sviluppo.

L'attività di perforazione sarà effettuata con impianto jack-up posizionato accanto alla piattaforma. In fase di coltivazione, la stessa non sarà presidiata (saranno previsti solamente alloggi di emergenza) e non disporrà di helideck. Infine sarà inoltre installato un riser e previsto lo spazio per la futura installazione di un secondo riser.

Il presente documento costituisce il Quadro di Riferimento Programmatico dello Studio di Impatto Ambientale (predisposto ai sensi dell'Articolo 4 del DPCM 27 Dicembre 1988 e s.m.i. e Art. 22 e Allegato VII del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.) con riferimento al progetto di sviluppo e coltivazione del giacimento a gas metano Teodorico sopra descritto.

Il documento, che fornisce gli elementi conoscitivi necessari all'individuazione delle possibili relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale, è così strutturato:

- nel Capitolo 2 sono descritti gli strumenti di pianificazione nazionale e regionale in tema di energia e le relazioni con il progetto;
- nel Capitolo 3 è riportata una sintesi della normativa internazionale e nazionale;
- nel Capitolo 4 sono descritte le aree marine protette ed il regime vincolistico (zone marine di tutela) dell'area di interesse, con particolare riferimento a:
 - aree marine protette,
 - Siti Natura 2000, Important Bird Areas (IBA) e Aree RAMSAR,
 - aree marine di tutela o vincolo (zone di tutela biologica marina, zone interdette alla pesca e alla navigazione ed ancoraggio, zone e siti di interesse storico e archeologico),
 - aree sottoposte a restrizioni di natura militare,
 - siti UNESCO.

2 PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGETICO

2.1 IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE (PEN) E LA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN)

2.1.1 Contenuti e Obiettivi

In Italia la valorizzazione delle risorse interne di idrocarburi è stata, e continua a rappresentare, un obiettivo centrale nell'ambito della politica energetica per contrastare la "storica" dipendenza del Paese dalle importazioni di petrolio e di gas naturale.

In particolare, da un punto di vista programmatico, l'importanza strategica del contributo delle fonti energetiche nazionali alla copertura dei consumi è stata ribadita nel Documento conclusivo della Conferenza Nazionale Energia e Ambiente (Roma, Novembre 1998) che ha implicitamente riproposto una delle principali linee programmatiche indicate dal PEN (Piano Energetico Nazionale) del 1988.

Il Piano Energetico Nazionale (PEN), approvato il 10 Agosto 1988, ha fissato gli obiettivi energetici di lungo periodo per l'Italia, promuovendo l'uso razionale dell'energia, il risparmio energetico e lo sviluppo progressivo di fonti di energia rinnovabile. Gli obiettivi strategici del PEN sono rappresentati principalmente dal risparmio energetico e dalla riduzione della dipendenza energetica dall'estero. L'ultimo aggiornamento del PEN, approvato dal Consiglio dei Ministri nell'Agosto del 1988, pur essendo un documento ormai datato, anche perché si riferisce ad un quadro istituzionale e di mercato che nel frattempo ha subito notevoli mutamenti, anche per effetto della crescente importanza e influenza di una comune politica energetica a livello europeo, rimane valido nell'individuazione di obiettivi prioritari (competitività del sistema produttivo, **diversificazione delle fonti e delle provenienze geopolitiche, sviluppo delle risorse nazionali**, protezione dell'ambiente e della salute dell'uomo e risparmio energetico).

Recentemente il PEN è stato sostituito da un nuovo strumento di pianificazione energetica nazionale, denominato Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvato con Decreto dell'8 Marzo 2013 emanato dai Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) definisce gli obiettivi strategici, le priorità di azione e i risultati attesi in materia di energia. La strategia energetica nel suo complesso è improntata su obiettivi quali (MATTM e MiSE, 2013):

- energia più competitiva in termini di costi a vantaggio di famiglie e imprese;
- raggiungimento degli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (cosiddetto "20-20-20");
- maggiore sicurezza e indipendenza di approvvigionamento;
- crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico.

Il perseguimento di tali obiettivi, fissati nel medio-lungo periodo, ossia per il 2020 (principale orizzonte di riferimento del SEN), si basa sulla considerazione delle seguenti priorità:

- efficienza energetica;
- promozione di un mercato del gas più competitivo;

- sviluppo del settore elettrico;
- sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili;
- ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti;
- rilancio della produzione nazionale degli idrocarburi;
- modernizzazione del sistema di governance.

In particolare, riguardo al **rilancio della produzione nazionale degli idrocarburi**, il SEN considera la possibilità di incrementare la produzione di idrocarburi dall'attuale 10% al 20% dei consumi, determinando:

- l'incremento di investimenti ed occupazione;
- la riduzione della bolletta elettrica;
- l'incremento di entrate fiscali.

Tra i principali interventi in merito sono considerati prioritari quegli interventi volti alla semplificazione degli iter autorizzativi, la rimodulazione dei limiti di tutela offshore, il rafforzamento di poli tecnologici/industriali in varie regioni italiane (tra le quali anche l'Emilia Romagna) e il miglioramento delle attività di supporto del MiSE.

Inoltre, relativamente alla **promozione di un mercato del gas più competitivo**, la SEN identifica tra le sfide del panorama nazionale l'incremento dei margini di sicurezza di copertura giornaliera (ad oggi ancora inadeguati a causa della limitata flessibilità del sistema del gas italiano) promuovendo:

- il pieno utilizzo dell'esistente capacità di trasporto tra l'Italia e il resto dell'Europa;
- la realizzazione di nuove infrastrutture strategiche (stoccaggi e terminali GNL);
- l'aumento della diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

2.1.2 Relazioni con il Progetto

Il progetto in esame prevede la realizzazione di due pozzi certi di sviluppo. È prevista inoltre un'eventuale fase di ricerca, da effettuarsi nell'area Est della concessione Teodorico, al fine di valutarne le potenzialità e verificarne eventuali mineralizzazioni a gas.

Il progetto, localizzato nella Zona A dell'offshore Adriatico identificata dal SEN tra quelle ad elevato potenziale di sviluppo, potrà quindi contribuire al rilancio della produzione nazionale degli idrocarburi e contemporaneamente contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sicurezza nell'approvvigionamento di gas.

Nel contesto del settore energetico nazionale, **la coltivazione della concessione d 40 A.C.-PY (Teodorico) risulta dunque coerente con le indicazioni della pianificazione e della strategia energetica nazionale.**

2.2 PIANO ENERGETICO REGIONALE DELL'EMILIA ROMAGNA

Nel seguito del presente paragrafo vengono analizzate le indicazioni della pianificazione energetica regionale dell'Emilia Romagna, dove verrà inviato il gas estratto dalla piattaforma Teodorico attraverso la piattaforma Naomi-Pandora di proprietà di eni come meglio dettagliato nel Quadro di Riferimento Progettuale.

2.2.1 Contenuti ed Obiettivi

Il Piano Energetico dell'Emilia Romagna (PER) è stato approvato con Deliberazione di Giunta Regionale No. 141 del 14 Novembre 2007.

Per raggiungere gli obiettivi fissati dal Piano, la Regione ha a disposizione i Piani triennali attuativi. Il secondo Piano triennale di attuazione 2011-2013, dopo un primo Piano in vigore dal 2008 al 2010, è stato approvato con Delibera dell'Assemblea Legislativa No. 50 del 26 Luglio 2011.

Il primo passo per la redazione del prossimo Piano Energetico Regionale è stato l'insediamento del comitato paritetico Confservizi ER/Regione Emilia-Romagna, nel corso dell'incontro del 12 Novembre 2015, così come previsto dal protocollo d'intesa stipulato tra i due enti sui temi dell'energia.

Nel Piano Energetico Regionale, al Paragrafo 3.1 "Obiettivi Generali del PER", è indicato quanto segue: "nel perseguire le finalità di sviluppo sostenibile del sistema energetico regionale, la Regione e gli Enti locali pongono a fondamento della programmazione degli interventi di rispettiva competenza i seguenti obiettivi generali: ...c) favorire lo sviluppo e la valorizzazione delle risorse endogene". Il secondo Piano triennale di attuazione 2011-2013 include le coltivazioni di idrocarburi tra le risorse endogene (Paragrafo 3.4.1 del PER).

Tra gli obiettivi prestazionali del sistema energetico territoriale vi è inoltre quello di "**elevare la sicurezza, la continuità e l'economicità degli approvvigionamenti interni, contribuendo [...] allo sviluppo degli investimenti in ricerca e valorizzazione delle risorse endogene, anche marginali**" (Paragrafo 7.3 "Ulteriori Obiettivi Prestazionali al 2015", Tabella 7.7, Lettera B del PER).

2.2.2 Relazioni con il Progetto

Come sopra evidenziato il PER favorisce lo sviluppo e la valorizzazione delle risorse endogene e pertanto la coltivazione del giacimento Teodorico nella concessione in istanza d 40 A.C.-PY, volta alla valorizzazione delle risorse energetiche interne, risulta pienamente coerente con le indicazioni del piano.

In considerazione di quanto sopra riportato, **il progetto risulta in linea con la pianificazione energetica regionale.**

3 INQUADRAMENTO NORMATIVO

3.1 NORMATIVA INTERNAZIONALE DI SETTORE E RECEPIMENTO NELLA NORMATIVA ITALIANA

Come si può vedere in Figura 3.1 allegata, la prevista collocazione della piattaforma Teodorico (all'interno dell'omonima Concessione di Coltivazione "d 40 A.C.-PY") e il tracciato delle sealine sono localizzati al di fuori delle acque territoriali italiane (linea delle 12 miglia) e interni al perimetro in un'area identificata come "zona marina aperta alla ricerca e coltivazione di idrocarburi" (Zona A) come definite dal Decreto del MISE del 9 Agosto 2013.

Nei paragrafi seguenti si riporta una disamina dei principali riferimenti normativi internazionali al fine di fornire un quadro del panorama economico ed ambientale internazionale e, in particolare:

- Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare, che definisce il regime giuridico del tratto di mare interessato dal progetto (Paragrafo 3.1.1);
- Convenzione di Espoo, sulla valutazione dell'influenza ambientale in un contesto transfrontaliero (Paragrafo 3.1.2);
- Convenzione di Barcellona, a cui aderiscono tutti gli stati del Mediterraneo, che contiene il quadro normativo in materia di lotta all'inquinamento e protezione dell'ambiente marino per quanto in vigore (Paragrafo 3.1.3);
- Convenzione di Londra (MARPOL), che costituisce il documento internazionale di riferimento per la prevenzione dell'inquinamento da navi (Paragrafo 3.1.4);
- Direttiva 2008/56/CE - Strategia per l'Ambiente Marino che istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino (Paragrafo 3.1.5);
- Direttiva 2013/30/UE "Direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/Cee" (cd Direttiva Off-Shore) e decreto attuativo D.Lgs 145/2015 (Paragrafo 3.1.6).

3.1.1 Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare

3.1.1.1 Inquadramento

Il diritto internazionale marittimo è delineato dalla Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS – United Nations Convention on the Law of the Sea) firmata a Montego Bay il 10 Dicembre 1982 e ratificata dall'Italia con Legge 2 Dicembre 1994, No. 689 (in vigore dal 20 Dicembre 1994).

La Convenzione di UNCLOS ha, tra gli altri, lo scopo di proteggere e preservare l'ambiente marino oltre che conservare e gestire le risorse marine viventi e, in particolare all'art. 194, comma 5, inserisce tra le misure di tutela la protezione degli ecosistemi rari o dedicati e gli habitat di specie in diminuzione o in via di estinzione.

In particolare, gli aspetti trattati dalla convenzione riguardano la definizione delle responsabilità degli Stati costieri, degli arcipelaghi, degli stati continentali e la definizione del regime giuridico per le seguenti zone marine:

- Mare Territoriale e Zona Contigua (Parte II):

- Mare Territoriale: i cui limiti (Art. 4) sono misurati a partire dalle linee di Base (determinate in conformità con gli Articoli 5 e 7) e si estendono in larghezza (art. 3) fino ad un limite non superiore alle 12 miglia nautiche. Lo stato costiero ha diritti sovrani nel mare territoriale, nello spazio aereo sovrastante e nel relativo fondo marino e al suo sottosuolo (Art. 2),
- Zona Contigua (Art. 33), definita come la zona fino a 24 miglia nautiche dalla linea di Base (12 miglia nautiche dal limite esterno delle acque territoriali). In tale zona lo stato costiero esercita il controllo necessario per prevenire e punire violazioni delle proprie leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari e di immigrazione;
- Zona Economica Esclusiva - ZEE (Parte V): la ZEE è la zona al di là del mare territoriale e ad esso adiacente (art. 55) e si estende sino le 200 miglia marine dalle linee di base (art. 57). All'interno della ZEE lo Stato costiero gode (art. 56) di diritti sovrani nelle masse d'acque sovrastanti il fondo marino, sul fondo marino e nel relativo sottosuolo ai fini dell'esplorazione, sfruttamento, conservazione e gestione delle risorse naturali, biologiche o non biologiche, compresa la produzione di energia dalle acque, dalle correnti o dai venti, la giurisdizione in materia di installazione ed uso di isole artificiali o strutture fisse, la ricerca scientifica in mare e la protezione e conservazione dell'ambiente marino;
- Piattaforma Continentale (Parte VI): la Piattaforma Continentale (art. 76) di uno Stato costiero comprende il fondo ed il sottosuolo marini che si estendono al di là del suo mare territoriale attraverso il prolungamento naturale del suo territorio terrestre fino all'orlo esterno del margine continentale, o fino alle 200 miglia nautiche dalle linee di base (dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale), nel caso in cui l'orlo esterno del margine continentale si trovi ad una distanza inferiore.

Come stabilito all'Art. 83, la delimitazione della piattaforma continentale tra Stati a coste opposte o adiacenti, viene effettuata per accordo tra le parti interessate, come previsto all'art. 38 dello Statuto della Corte Internazionale di Giustizia. In Figura 1.1 allegata viene riportato il limite della piattaforma continentale italiana per la porzione di Mare Adriatico di interesse per il progetto. In origine l'accordo con la Jugoslavia dell'8 Gennaio 1968 (ratificato con DPR del 22 Maggio 1969, No. 830, in vigore dal 21 Gennaio 1970) *“segue il criterio della mediana tra le coste dei due Paesi, attribuendo un effetto nullo o minimo, nel tracciamento della delimitazione, all'isola iugoslava di Pelagosa e agli isolotti (disabitati) di Pomo e S. Andrea; scostamenti dal principio di equidistanza sono stati attuati in favore dell'Italia, nel quadro di una compensazione di aree tra le due Parti, tenendo conto dell'effetto delle Isole di Jabuka e Galiola”*.

Successivamente Italia e Croazia hanno stipulato nel 2005 un'Intesa Tecnica (Comunicato Ministeriale 30 Settembre 2005) che, *“lasciando inalterato il contenuto dell'Accordo del 1968, per ovviare all'incertezza dei dati cartografici non univoci, ha trasformato in datum WGS 84 le coordinate dei punti da 1 a 42 della linea di delimitazione della piattaforma continentale tracciati sulle carte nautiche italiane ed ex iugoslave allegata all'Accordo del 1968”*;(UNMIG, sito web).

- Alto Mare (Parte VII): comprende tutte le aree marine non incluse nella zona economica esclusiva, nel mare territoriale o nelle acque interne di uno Stato, o nelle acque arcipelagiche di uno Stato-arcipelago (art. 86);

- Area Internazionale dei Fondi Marini (Parte I – Introduzione e Parte XI – L'Area): è rappresentata dal fondo del mare, degli oceani e relativo sottosuolo, all'esterno dei limiti della giurisdizione nazionale (art. 1) ed è insieme alle sue risorse patrimonio comune dell'Umanità (art. 136).

3.1.1.2 Relazioni con il Progetto

Il tratto di mare ed il relativo fondale interessato dal progetto di sviluppo del giacimento a gas metano Teodorico, oggetto dell'istanza di Concessione di Coltivazione presentata al MiSE dal proponente (Istanza di Concessione "d 40 A.C.-PY"), ricade al di fuori del Mare Territoriale italiano (linea delle 12 miglia dalla costa), come mostra la Figura 1.1 allegata, ma all'interno del limite delle 24 miglia nautiche (Zona Contigua).

In particolare l'area di interesse per il progetto è compresa nella Zona Economica Esclusiva – ZEE così come precedentemente definita (UNCLOS Art. 57). Ai sensi del citato Art. 56, all'interno della ZEE lo Stato Costiero gode di:

- diritti sovrani sia ai fini dell'esplorazione, dello sfruttamento, della conservazione e della gestione delle risorse naturali, biologiche o non biologiche, che si trovano nelle acque soprastanti il fondo del mare, sul fondo del mare e nel relativo sottosuolo, sia ai fini di altre attività connesse con l'esplorazione e lo sfruttamento economico della zona, quali la produzione di energia derivata dall'acqua, dalle correnti e dai venti;
- giurisdizione conformemente alle pertinenti disposizioni della presente Convenzione, in materia di:
 - installazione e utilizzazione di isole artificiali, impianti e strutture,
 - ricerca scientifica marina,
 - protezione e preservazione dell'ambiente marino,
 - altri diritti e doveri previsti dalla presente Convenzione.

L'Art. 60 specifica inoltre che:

- nella zona economica esclusiva lo Stato costiero gode del diritto esclusivo di costruire e di autorizzare e disciplinare la costruzione, la conduzione e l'utilizzo di:
 - isole artificiali,
 - installazioni e strutture realizzate per gli scopi previsti dall'articolo 56 e per altri fini economici,
 - installazioni e strutture che possano interferire con l'esercizio dei diritti dello Stato costiero nella zona;
- lo Stato costiero ha giurisdizione esclusiva su tali isole artificiali, installazioni e strutture, anche in materia di leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari, di sicurezza e di immigrazione.

Le opere previste dal progetto di sviluppo del giacimento a gas metano Teodorico risultano quindi coerenti con i diritti stabiliti dalla UNCLOS per ciò che concerne la ZEE. Nel realizzare tali opere sarà inoltre rispettato quanto previsto dalla stessa convenzione in merito a doveri dello Stato costiero nell'operare all'interno della propria ZEE.

3.1.2 Convenzione di Espoo

3.1.2.1 Inquadramento

La **convenzione sulla valutazione dell'influenza ambientale in un contesto transfrontaliero**, firmata ad Espoo il 25 Febbraio 1991 e ratificata dall'Italia con Legge No. 640 del 3 Novembre 1994, è entrata in vigore il 10 Settembre 1997. Tale documento si prefigge di rispondere alla necessità di limitare gli impatti ambientali di alcuni settori di attività con particolare riferimento ai contesti transfrontalieri, ovvero per quei progetti i cui effetti in un'area sotto la giurisdizione di una Parte o Stato siano riconducibili ad attività localizzate interamente o parzialmente in una area sotto la giurisdizione di un'altra Parte o Stato.

La Convenzione, considerata come il riferimento normativo principale per la valutazione dell'impatto ambientale per progetti i cui effetti coinvolgano più Stati, ha permesso di regolamentare i compiti e le competenze delle diverse Parti contraenti della Convenzione stessa e coinvolte o interessate dal progetto e, in particolare:

- la Parte di origine, indica la Parte (o le Parti) contraente (i) alla presente Convenzione sotto la cui giurisdizione dovrebbe svolgersi l'attività prevista (Art.1 comma II);
- la Parte colpita, indica la Parte (o le Parti) contraente (i) alla presente Convenzione nella quale (o nelle quali) l'attività prevista potrebbe avere un impatto transfrontaliero (Art.1 comma III);
- le Parti interessate, indica la Parte di origine e la Parte colpita che procedono ad una valutazione dell'impatto ambientale in attuazione della presente Convenzione (Art.1 comma IV).

La lista della tipologia di attività da sottoporre all'iter previsto dalla Convenzione (nel caso in cui l'attività sia giudicata suscettibile di avere un impatto transfrontaliero significativo) è riportata nell'Appendice I della Convenzione. In particolare, il progetto di sviluppo risulta incluso al Punto 15 dell'Appendice I "*Produzione di Idrocarburi in Mare*".

L'Art. 3 della Convenzione stabilisce che "se un'attività prevista iscritta sulla lista che figura nell'Appendice I è suscettibile di avere un impatto transfrontaliero pregiudizievole importante, la Parte di origine, in vista di procedere a consultazioni sufficienti ed efficaci come previsto dall'art. 5, ne da notifica ad ogni Parte che potrebbe a suo avviso essere colpita, non appena possibile e al più tardi quanto detta Parte da avviso pubblico di tale attività".

Dove per "attività prevista" s'intende "ogni attività o ogni progetto mirante a modificare sensibilmente un'attività, e per la cui esecuzione è richiesta una decisione di un'Autorità competente secondo ogni procedura nazionale applicabile (Art.1, comma v). Autorità competente è definita "l'autorità (o le Autorità Nazionali) designate da una Parte per compiere le funzioni di cui nella presente Convenzione e/o l'autorità (o le Autorità) abilitata (e) da una Parte ad esercitare poteri decisionali concernenti un'attività prevista" (Art.1, comma IX).

In accordo a quanto riportato nell'Art. 4 e nell'Appendice II della Convenzione, l'elenco della documentazione sulla valutazione dell'impatto ambientale da sottoporre all'autorità competente della Parte di origine deve comprendere come minimo:

- una descrizione dell'attività prevista e delle sue finalità;

- una descrizione di eventuali alternative ragionevoli (ubicazione dell'opera, scelte progettuali, ecc.) in sostituzione delle attività previste, compresa l'opzione di non-azione o opzione "zero";
- una descrizione dell'ambiente in cui verrà inserita l'opera proposta e le eventuali alternative;
- una descrizione del potenziale impatto ambientale ed una descrizione degli accorgimenti progettuali per minimizzare gli impatti stessi;
- una descrizione dei modelli previsionali utilizzati per la stima degli impatti, delle ipotesi di base selezionate, dei dati ambientali di fondo adottati e l'individuazione di eventuali lacune esistenti;
- un eventuale programma di monitoraggio e di gestione a medio - lungo termine dell'opera, nonché eventuali piani per un'analisi successiva del progetto;
- una sintesi non tecnica dell'intero progetto integrata da eventuali presentazioni visive, carte, layout, grafici, ecc..

Una volta predisposta la documentazione per la valutazione di impatto ambientale, la parte di origine avvia le consultazioni con la parte colpita (Art. 5) individuando le effettive interferenze a carattere transfrontaliero indotte dall'attività proposta e gli accorgimenti progettuali adottati per ridurre gli impatti. Le Parti interessate concorderanno quindi un periodo di tempo ragionevole per lo svolgimento delle consultazioni che, nel caso, potranno essere effettuate nel quadro di un organo comune appropriato, qualora esistente.

Una volta valutati i risultati e visionata la documentazione predisposta, le eventuali osservazioni ricevute e l'esito delle diverse consultazioni, la Parte di origine comunica alla Parte colpita la decisione definitiva adottata in merito all'attività prevista nonché i motivi e le considerazioni sulle quali essa è fondata (Art. 6).

Nel caso una delle Parti contraenti venga a conoscenza di un significativo impatto transfrontaliero dell'attività proposta, inizialmente non noto ma che avrebbe potuto influire sensibilmente sulla decisione adottata, la Parte in questione ne informa immediatamente l'altra (o le altre) Parte (i) interessata (e) e, qualora una di esse lo richieda, verranno avviate ulteriori consultazioni per valutare l'eventuale riesame della decisione.

3.1.2.2 Relazioni con il Progetto

La convenzione di Espoo è stata ratificata dalla Croazia in data 8 Luglio 1996 ed è entrata in vigore in data 10 Settembre 1997. In ogni caso, il perimetro della Concessione d 40 A.C-.PY, all'interno del quale sono previste le opere di sviluppo del giacimento, è situato ad una distanza minima di circa 26 mn dalle acque territoriali croate e a circa 38 mn dalla costa. In considerazione della significativa distanza e considerato quanto emerge dalle valutazioni condotte nell'ambito del Quadro di Riferimento Ambientale (al quale si rimanda) **può essere ragionevolmente esclusa la presenza di impatti di tipo transfrontaliero associato alla realizzazione e all'esercizio delle opere a progetto.**

3.1.3 **Convenzione di Barcellona**

3.1.3.1 Inquadramento

La protezione del Mare Mediterraneo contro l'inquinamento è sancita dalla Convenzione di Barcellona, adottata il 16 Febbraio 1976 ed entrata in vigore il 12 Febbraio del 1978 il cui

scopo è stato quello di formalizzare il quadro legislativo del Piano di Azione per il Mediterraneo (MAP - Fase I) stipulato a Barcellona nel 1975 e che divenne il primo piano riconosciuto come Programma dei Mari regionali sotto l'egida dell'UNEP (Programma per l'Ambiente delle Nazioni Unite). Tale Piano aveva inizialmente come obiettivi principali l'assistenza agli Stati del Mediterraneo limitatamente alle attività di controllo dell'inquinamento marino, all'attuazione di politiche ambientali, al miglioramento della capacità dei governi, nell'identificare modelli di sviluppo alternativi e ottimizzare le scelte per lo stanziamento delle risorse.

Successivamente la Convenzione, a cui attualmente hanno aderito tutti i 21 Stati del Mediterraneo e l'Unione Europea, è stata modificata durante la conferenza intergovernativa tenutasi a Barcellona il 10 Giugno 1995 e resa pubblica come “*Convenzione per la protezione dell'ambiente marino e della regione costiera del Mediterraneo*”, MAP - Fase II (entrata in vigore il 9 Luglio 2004). L'obiettivo di tale ratifica è stato quello di adeguare la Convenzione all'evoluzione della disciplina internazionale in materia di protezione ambientale, impegnando le parti contraenti a promuovere programmi di sviluppo sostenibile.

L'Italia ha ratificato la Convenzione con Legge 11 Gennaio 1979, No. 30 e, successivamente, con la Legge 27 Maggio 1999, No. 175 “*Ratifica ed esecuzione dell'Atto finale della Conferenza dei plenipotenziari sulla Convenzione per la protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento, con relativi protocolli, tenutasi a Barcellona il 9 e 10 Giugno 1995*”.

La “Convenzione di Barcellona” ha prodotto 7 protocolli indirizzati ad altrettanti specifici aspetti della protezione dell'ambiente mediterraneo (United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan, UNEP-MAP, Sito Web):

- Protocollo sugli scarichi in mare (Dumping Protocol): “Protocollo per la prevenzione dell'inquinamento nel Mediterraneo derivante dagli scarichi di mezzi navali ed aerei”, adottato il 16 Febbraio 1976 (Barcellona, Spagna) ed entrato in vigore il 12 Febbraio 1978. Il protocollo è stato successivamente emendato e registrato come “Protocollo per la prevenzione dell'inquinamento nel Mediterraneo derivante da scarichi di mezzi navali ed aerei o da incenerimento di rifiuti in mare”, adottato il 10 Giugno 1995 (Barcellona, Spagna) e non ancora non entrato in vigore;
- Protocollo sulla prevenzione e sulle emergenze (Prevention and Emergency Protocol): “Protocollo sulla cooperazione per la prevenzione dell'inquinamento derivante dal traffico marittimo e, in casi di emergenza, per combattere ogni altra forma di inquinamento nel Mar Mediterraneo”. È stato adottato il 25 Gennaio 2002 (Malta) ed è entrato in vigore 17 Marzo 2004;
- Protocollo sull'inquinamento derivante da sorgenti e attività sulla terraferma (LBS, Land-Based Sources Protocol): “Protocollo sull'inquinamento derivante da fonti presenti e attività umane svolte sulla terraferma che costeggia il Mediterraneo”, adottato il 7 Marzo 1996 (Siracusa, Italia) ed entrato in vigore l'11 Maggio 2008;
- Protocollo sulle Aree Protette di Particolare Interesse e sulla Biodiversità (SPA, Specially Protected Areas and Biodiversity Protocol): “Protocollo sulle Aree Protette di Particolare Interesse e sulla Diversità Biologica nel Mediterraneo”, adottato il 10 Giugno 1995 (Barcellona, Spagna) ed entrato in vigore il 12 Dicembre 1999. Gli Allegati Annessi (Annexes) allo “SPA and Biodiversity Protocol” sono stati approvati il 24 Novembre 1996 a Monaco;

- Protocollo sull'Alto Mare (Offshore Protocol): “Protocollo per la Protezione del Mediterraneo contro l'inquinamento derivante dall'esplorazione e dallo sfruttamento della Piattaforma Continentale e dei suoi fondali, nonché del relativo sottosuolo”, adottato il 14 Ottobre 1994 (Madrid, Spagna) ed entrato in vigore il 24 Marzo 2011;
- Protocollo sui rifiuti pericolosi (Hazardous Wastes Protocol): “Protocollo contro il pericolo di inquinamento del Mediterraneo derivante dal trasporto e dallo scarico in mare di sostanze pericolose”, adottato il 1 Ottobre 1996 (Izmir, Turchia) e entrato in vigore il 18 Gennaio 2008;
- Protocollo sul controllo per uno sviluppo ecosostenibile delle Zone Costiere nel Mediterraneo (Integrated Coastal Zone Management - ICZM Protocol), adottato il 21 Gennaio 2008 (Madrid, Spagna) e entrato in vigore il 24 Marzo 2011.

Dei sette protocolli attualmente risultano in vigore in Italia i seguenti (United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan, UNEP-MAP, sito web):

- Protocollo relativo alle Aree Specialmente Protette e la Biodiversità (SPA, and Biodiversity Protocol) dal 12 Dicembre 1999;
- Protocollo sull'Inquinamento derivante da Sorgenti e Attività sulla Terraferma dal 11 Maggio 2008;
- Protocollo sulla prevenzione e sulle emergenze (Prevention and Emergency Protocol) entrato in vigore dal 30 Luglio 2016.

Il protocollo relativo alle Aree Specialmente Protette e la Biodiversità in Mediterraneo (Protocollo SPA), prende in considerazione anche le specie protette e quelle sfruttate commercialmente; inoltre prevede l'istituzione di Aree Speciali Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM), con criteri che prendono in considerazione il grado di biodiversità vero e proprio, la peculiarità dell'habitat e la presenza di specie rare, minacciate o endemiche.

3.1.3.2 Relazioni con il Progetto

Non si evidenzia la presenza di ASPIM (Aree Speciali Protette di Importanza Mediterranea) istituite nella relativa area di interesse; la più vicina è rappresentata dall'area “Miramare”, classificata anche come area marina protetta istituita (si veda il Paragrafo 4.1.2) ubicata a circa 130 km di distanza in direzione Nord-Est (si veda anche la figura seguente).



Figura 3.a: Stralcio della Mappa delle ASPIM (RAC-SPA, 2016 – sito web)

Si rileva che in occasione della riunione straordinaria di esperti e rappresentanti del Centro regionale dell'UNEP/MAP tenutasi ad Istanbul in Turchia nei giorni 1-2 Giugno 2010, poco prima della celebrazione del World Environment Day del 5 Giugno 2010, sono state identificate 12 nuove ASPIM, di cui 5 localizzate in parte nelle acque territoriali italiane (United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan, sito web); tra esse si evidenzia la presenza di una vasta area che interessa il Mare Adriatico Centro-Settentrionale.

Non risultano, alla stesura del presente documento, aggiornamenti in merito allo stato di approvazione delle suddette proposte ASPIM (UNEP-MAP, RAC/SPA, 2016).

Per quanto concerne le interazioni tra l'ambiente e il progetto, i principali impatti attesi in fase di coltivazione sono connessi a:

- scarichi a mare delle acque di processo (acque di raffreddamento e di strato);
- emissioni in atmosfera generate dal sistema di vent e dall'impianto di generazione elettrica;
- presenza fisica delle strutture (piattaforma Teodorico, pozzi, sealines);
- traffico marino indotto dal progetto (smaltimento reflui oleosi e trasporto glicole esausto per rigenerazione).

Nella gestione/trattamento delle acque di processo e dei sistemi di vent saranno rispettate le normative nazionali e internazionali in materia; a tal proposito si sottolinea che l'installazione della piattaforma Teodorico sarà soggetta a Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) secondo la vigente normativa italiana in materia ambientale (D.Lgs. 152/2006) che costituirà atto autorizzativo per tutto ciò che riguarda scarichi, emissioni e gestione/smaltimento rifiuti.

Si evidenzia inoltre che la Piattaforma Teodorico in fase di coltivazione del giacimento non sarà presidiata (saranno presenti solamente alloggi di emergenza), riducendo così i trattamenti necessari alle sole acque di processo.

3.1.4 Convenzione di Londra “MARPOL 73/78”

3.1.4.1 Inquadramento

La Convenzione di Londra del 2 Novembre 1973, successivamente modificata ed emendata dal Protocollo del 1978, può essere considerata il documento internazionale di riferimento per la prevenzione dell'inquinamento da navi (MARPOL 73/78).

La convenzione definisce norme per la progettazione delle navi e delle loro apparecchiature, stabilisce il sistema dei certificati e dei controlli e richiede agli stati di provvedere per le aree di raccolta e per l'eliminazione dei rifiuti oleosi e dei prodotti chimici. Il trattato riguarda tutti gli aspetti tecnici dell'inquinamento ad eccezione dello scarico dei rifiuti nel mare. Si applica a tutte le categorie di navi, incluse le piattaforme fisse e galleggianti.

Tale convenzione è stata, nel tempo, oggetto di continue modifiche e integrazioni attraverso l'introduzione di numerosi emendamenti volti al miglioramento del testo normativo e finalizzati ad una maggiore tutela e conservazione dell'ambiente. Attualmente vige l'edizione consolidata del 2011 che racchiude tutti gli emendamenti emessi dal Marine Environment Protection Committee (MEPC) prima del 1 Agosto 2011. Tale ultima edizione comprende i seguenti sei allegati:

- l'Allegato I, Prevenzione dall'inquinamento da idrocarburi, è entrato in vigore il 2 Ottobre 1983. Tale documento riguarda la prevenzione dell'inquinamento da sostanze oleose causato durante le fasi operative nonché dagli scarichi accidentali; in particolare, le modifiche apportate nel 1992 hanno reso obbligatorio il doppio scafo per le nuove petroliere e l'adattamento degli scafi delle petroliere esistenti. Il documento è stato successivamente rivisto con l'introduzione di diversi emendamenti (tra gli ultimi emendamenti, si segnalano quelli del 2009, entrati in vigore dal 1 Gennaio 2011, e del 2010, entrati in vigore dal 1 Agosto 2011, che hanno rispettivamente introdotto i nuovi capitoli 8 e 9);
- l'Allegato II, Controllo dell'inquinamento da sostanze liquide nocive trasportate alla rinfusa, è entrato in vigore dal 6 Aprile 1987. Il documento definisce i criteri di scarico e le misure per il controllo dell'inquinamento causato dalle sostanze liquide nocive trasportate alla rinfusa; circa 250 sostanze sono state valutate ed incluse nell'elenco allegato. In particolare, lo scarico dei loro residui è consentito solo negli impianti di raccolta fino a determinate concentrazioni e solo se le condizioni stabilite sono rispettate. In nessun caso è consentito lo scarico di dette sostanze entro le 12 miglia dalla terra più vicina. L'emendamento del 2004 a tale allegato è in vigore dal 1 Gennaio 2007;
- l'Allegato III, Prevenzione dell'inquinamento da sostanze nocive trasportate per mare in colli o in contenitori, cisterne mobili, camion-cisterna, vagoni-cisterna, in vigore dal 1 Luglio 1992, contiene i requisiti generali per il rilascio di norme dettagliate sull'imballaggio, la marcatura, l'etichettatura, la documentazione, lo stivaggio, le limitazioni sulla quantità, le eccezioni e le notifiche. Ai fini del presente allegato, le “sostanze nocive” sono quelle sostanze che sono identificate come inquinanti marini nel Codice Marittimo Internazionale delle Merci Pericolose (IMDG Code) o che soddisfano i criteri di cui all'appendice. Le più recenti modifiche sono caratterizzate dagli

emendamenti del 2006, entrati in vigore a Gennaio 2010, a cui sono seguiti ulteriori emendamenti nel 2010;

- l'Allegato IV, Prevenzione dell'inquinamento da acque di scarico delle navi, è in vigore dal 27 Settembre 2003 e contiene i requisiti per il controllo dell'inquinamento del mare da acque reflue; in particolare, nel documento è stabilito il divieto di scarico di acque reflue in mare ad eccezione dei casi in cui la nave sia provvista di un sistema di trattamento dei reflui approvato e certificato oppure quando la nave sta scaricando liquami sminuzzati e disinfettati con un sistema approvato e certificato ad una distanza superiore a tre miglia marine dalla terra più vicina (le acque reflue non triturate o disinfettate possono essere scaricate ad una distanza maggiore di 12 miglia marine dalla terra più vicina). Nel 2011, gli emendamenti all'Allegato IV hanno introdotto il Mar Baltico come Zona speciale ed hanno aggiunto nuovi requisiti di scarico per le navi passeggeri in navigazione nelle Zone speciali;
- l'Allegato V, Prevenzione dell'inquinamento da rifiuti delle navi, in vigore dal 31 Dicembre 1988, tratta diversi tipi di rifiuti e specifica le distanze da terra e il modo in cui essi possono essere smaltiti. La caratteristica più importante dell'Allegato V è nel divieto assoluto dello scarico in mare di tutti i tipi di plastiche. I recenti emendamenti del 2011 hanno portato a sostanziali modifiche. La nuova versione dell'Allegato V vieta lo scarico in mare di tutti i rifiuti, salvo alcuni casi e circostanze specifiche;
- l'Allegato VI, Prevenzione dell'inquinamento atmosferico prodotto da navi è entrato in vigore dal 19 Maggio 2005 (ratificato dall'Italia con Legge 6 Febbraio 2006 No. 57: "Adesione al Protocollo del 1997 di emendamento della Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi del 1973, come modificata dal Protocollo del 1978, con Allegato VI ed Appendici, fatto a Londra il 26 settembre 1997"). Il documento fissa i limiti per le emissioni degli ossidi di zolfo e degli ossidi di azoto causate dagli scarichi delle navi e vieta le emissioni deliberate di sostanze dannose per l'ozono. Nel documento sono, inoltre, individuate le aree per le quali stabilire norme più rigorose per l'emissione di SO_x, NO_x e particolato. Gli emendamenti apportati hanno riguardato misure di efficienza energetica che riducono sensibilmente la quantità di emissioni di gas serra prodotte dalle navi.

3.1.4.2 Ratifica della MARPOL in Italia

L'Italia ha ratificato e dato esecuzione alla convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi con la Legge 29 Settembre 1980, No. 662 (MARPOL 73). Successivamente, con Legge 4 Giugno 1982, No. 438 ha aderito e dato esecuzione ai protocolli relativi alle convenzioni internazionali, e ai rispettivi allegati (MARPOL 78).

L'attuazione del regime di prevenzione stabilito dalla convenzione di MARPOL è avvenuto con la Legge 31 Dicembre 1982, No. 979 sulla Difesa del Mare che vieta "a tutte le navi" di versare idrocarburi o altre sostanze nocive nelle acque territoriali o interne del nostro Paese. La stessa legge impone anche alle navi italiane di non scaricare in mare tali sostanze anche al di fuori delle acque territoriali italiane.

Nell'Annesso V, Allegato I, Norma 21 della L. 662/80 (Requisiti speciali per piattaforme di perforazione ed altre piattaforme), si riporta che le piattaforme di perforazione fisse e galleggianti impegnate nella perforazione e coltivazione delle risorse minerarie presenti al di sotto dei fondali marini e altre tipologie di piattaforme devono rispettare le prescrizioni previste per navi non petroliere con tonnellaggio maggiore o uguale a 400 tonnellate. Per tali tipi di navi, l'Annesso V, Allegato I, Norma 21 – lettera c) ammette lo scarico a mare di

idrocarburi o di miscele di idrocarburi all'interno delle aree speciali e per un contenuto di idrocarburi, senza diluizioni, non superiore a 15 ppm.

Nel 2007 l'Italia ha emanato il D.Lgs. No. 202/2007 “Attuazione della direttiva 2005/35/CE relativa all'inquinamento provocato dalle navi e conseguenti sanzioni” (G.U. No. 261 del 9 Novembre 2007). Tale Decreto Legislativo, che attua la Direttiva 2005/35/CE relativa all'inquinamento provocato dalle navi, recepisce e attua di fatto la Convenzione MARPOL (Edizione consolidata 2006) tenendo in considerazione quanto già recepito dalla Legge 662/80 e dalla Legge 979/1982 (di cui abolisce gli Articoli 16, 17, primo comma, e 20).

Il D. Lgs. 202/2007 introduce una nuova definizione di “nave” diversamente da quanto contenuto nella Direttiva 2005/35/CE; essa, infatti, inserisce nella definizione di “nave” anche i termini “galleggianti” e “piattaforme fisse e galleggianti” (Articolo 2, comma 1, punto d).

In termini generali il D.Lgs. 202/2007 impone, nelle “acque territoriali” (Art. 3, comma 1 punto “b”) e in ogni caso anche in “alto mare” (Art. 3, comma 1 punto “e”), “il divieto di scarico delle sostanze inquinanti di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b)”.

Nell'Articolo 5, comma 1, relativo alle “Deroghe” riporta per le acque territoriali, quanto segue “1. Lo scarico di sostanze inquinanti di cui all'Articolo 2, comma 1, lettera b), in una delle aree di cui all'Articolo 3, comma 1, è consentito se effettuato nel rispetto delle condizioni di cui all'allegato I, norme 15, 34, 4.1 o 4.3 o all'Allegato II, norme 13, 3.1 o 3.3 della Convenzione Marpol 73/78”.

3.1.4.3 Relazioni con il Progetto

Nell'ambito dell'Allegato I della Convenzione MARPOL 73/78, per “idrocarburi” s'intende il petrolio in tutte le sue forme, e in particolare il petrolio greggio, l'olio combustibile, le morchie, i residui d'idrocarburi e i prodotti raffinati (diversi dai prodotti petrolchimici che sono soggetti alle disposizioni dell'Allegato II alla MARPOL 73/78) e per “miscela di idrocarburi” s'intende ogni miscela contenente idrocarburi.

Sono, inoltre, individuate una serie di aree speciali, incluso il Mediterraneo, soggette a particolari prescrizioni e a limitazioni degli scarichi a causa delle loro condizioni ecologiche ed oceanografiche.

L'Allegato I contiene, tra l'altro, il Capitolo 7 intitolato “Special Requirments for Fixed or Floating Platforms” e relativo alle piattaforme fisse o galleggianti inclusi le piattaforme di perforazione (quali ad esempio il Jack-Up), galleggianti di produzione, stoccaggio e scarico (Floating Production Storage and Offloading, FPSO) e ai galleggianti di stoccaggio (FSU o FSO, Floating Storage Units e Floating Storage and Offloading), utilizzati nell'industria petrolifera offshore.

Nello specifico, la Norma 39, inclusa nel Capitolo 7, indica al Paragrafo 2 che le piattaforme fisse o galleggianti impegnate nella ricerca e coltivazione di idrocarburi debbano essere in linea con i requisiti dell'Allegato I della stessa MARPOL relativi alle navi (diverse dalle petroliere) di stazza maggiore di 400 tonnellate, e inoltre con quanto segue:

- devono essere equipaggiate, nel limite della praticabilità tecnica, come indicato nelle Norme 12 e 14 dello stesso Allegato (relative rispettivamente ai serbatoi per gli oli residui e ai sistemi di trattamento delle acque oleose);
- devono mantenere un registro di tutte le operazioni che coinvolgono scarichi di idrocarburi o miscele di idrocarburi in accordo con le Autorità;

- in accordo alla Norma 4 dello stesso Allegato, lo scarico in mare di idrocarburi o miscele di idrocarburi è proibito eccetto quando venga rispettato il limite di emissione, senza diluizioni, di 15 ppm.

La piattaforma Teodorico sarà gestita in conformità con le indicazioni della Convenzione MARPOL applicabili.

L'installazione della piattaforma Teodorico sarà inoltre soggetta a Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) secondo la vigente normativa italiana in materia ambientale (D.Lgs. 152/2006) che costituirà atto autorizzativo per tutto ciò che riguarda scarichi, emissioni e gestione/smaltimento rifiuti.

3.1.5 Direttiva 2008/56/ce (Strategia per l'Ambiente Marino) e Decreto attuativo D.Lgs No. 190/2010

3.1.5.1 Inquadramento Normativo

La Direttiva 2008/56/CE istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino. Essa contiene gli indirizzi affinché tutti gli Stati membri possano adottare le misure necessarie per conseguire o mantenere un buono stato ecologico dell'ambiente marino entro il 2020, ossia "uno stato delle acque marine tale per cui queste preservano la diversità ecologica e la vitalità di mari ed oceani che siano puliti, sani e produttivi nelle proprie condizioni intrinseche e l'utilizzo dell'ambiente marino resta ad un livello sostenibile, salvaguardando in tal modo il potenziale per gli usi e le attività delle generazioni presenti e future".

Al fine di tener conto delle specificità delle singole aree marine, l'ambiente marino europeo è suddiviso, all'Articolo 4 della Direttiva, in regioni e sub regioni. In particolare, la regione del Mar Mediterraneo è suddivisa nelle seguenti 4 sub regioni:

- Mar Mediterraneo occidentale;
- Mare Adriatico;
- Mar Ionio e Mar Mediterraneo centrale;
- Mar Egeo orientale.

Per la singola regione o sub regione, lo Stato membro interessato deve elaborare una strategia per la tutela dell'ambiente marino in base al piano d'azione introdotto nell'Articolo 5 che prevede:

- una fase di preparazione, ossia di valutazione e definizione dello stato attuale delle acque con individuazione dei traguardi da raggiungere e del programma di monitoraggio da attuare;
- una fase di programmazione, ossia di elaborazione di un programma di misure finalizzate al conseguimento o al mantenimento del buono stato ecologico delle acque.

Nel caso in cui più Stati membri abbiano in comune una regione o una sub regione, essi devono cooperare secondo quanto indicato nell'Articolo 6. All'Articolo 7 sono, invece, stabilite le tempistiche entro le quali ciascuno Stato membro deve designare le Autorità Competenti per l'attuazione della Direttiva e fornire alla Commissione le indicazioni incluse nell'Allegato II.

Il Capo II della Direttiva definisce i criteri della fase iniziale di preparazione. La valutazione dello stato delle acque (Articolo 8) deve essere eseguita sulla base delle analisi delle

caratteristiche delle acque, delle pressioni antropiche e degli impatti principali, considerando gli elenchi indicativi di caratteristiche, pressioni e impatti inseriti nell'Allegato III. A seguito della valutazione iniziale, il buono stato ecologico è attribuito tenendo in considerazione i descrittori qualitativi indicati nell'Allegato I (Articolo 9). Al fine di conseguire o mantenere un buono stato ecologico, nell'Articolo 10 sono definiti i criteri per fissare i traguardi ambientali considerando l'elenco dell'Allegato IV. Nell'Articolo 11 sono disciplinati i programmi di monitoraggio che gli Stati membri devono elaborare ed attuare sulla scorta di quanto riportato nell'Allegato V.

Il Capo III della norma definisce i criteri relativi alla fase di programmazione ed, in particolare, all'Articolo 13 sono definiti gli indirizzi per l'identificazione delle misure necessarie al fine di conseguire o mantenere il buono stato ecologico delle acque. Nell'Allegato VI sono elencate alcune tipologie di misure da considerare.

Con la Decisione 477/2010/EU sono stabiliti i criteri e gli standard metodologici per la valutazione del grado di conseguimento del buono stato ecologico delle acque.

3.1.5.2 Recepimento della Direttiva in Italia

La Direttiva 2008/56/CE è stata integralmente recepita in Italia tramite il Decreto Legislativo No. 190 del 13 Ottobre 2010 recante "Ambiente marino – Quadro per l'azione comunitaria". Il testo normativo riprende, punto per punto, quanto stabilito nella Direttiva europea con la differenza che il campo di applicazione si restringe alla regione del Mar Mediterraneo ed, in particolare, alle sub regioni che interessano la fascia costiera italiana (Mare Mediterraneo occidentale, Mare Adriatico, Mar Ionio e Mare Mediterraneo centrale). Il Decreto, inoltre, individua nel Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) l'Autorità Competente ed introduce le funzioni di un Comitato Tecnico, di cui si avvale il MATTM, per il coordinamento delle attività nazionali previste. Per il supporto scientifico-tecnico alle attività di coordinamento, il MATTM si avvale dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), con il quale ha sottoscritto un'apposita Convenzione.

Le attività, così come stabilito nel Decreto, consistono in:

- valutazione iniziale dello stato ambientale delle acque marine (Articolo 8);
- determinazione dei requisiti del buono stato ambientale (Articolo 9);
- definizione dei traguardi ambientali (Articolo 10);
- elaborazione dei programmi di monitoraggio (Articolo 11);
- elaborazione dei programmi di misure per il conseguimento del buono stato ambientale (Articolo 12).

In particolare, la determinazione del buono stato ambientale dell'ambiente marino tiene conto dei descrittori qualitativi inclusi nell'Allegato I del Decreto riguardanti i seguenti aspetti:

- mantenimento della biodiversità;
- presenza di specie non indigene;
- sfruttamento commerciale delle specie marine;
- tutela della rete trofica marina;
- riduzione dell'eutrofizzazione di origine umana;

- integrità dei fondali;
- effetti causati dalla modifica permanente delle condizioni idrografiche;
- concentrazione dei contaminanti;
- contaminanti presenti nel pescato destinato al consumo umano;
- proprietà e quantità dei rifiuti marini;
- introduzione di energia compresa l'emissione di rumore sottomarino.

Allo stato attuale è stata effettuata da parte di ISPRA l'analisi iniziale dello stato dell'ambiente marino e sono state elaborate alcune proposte per la determinazione del buono stato ambientale e la definizione dei target ambientali da monitorare in vista dell'elaborazione di un programma di monitoraggio per la valutazione continua e l'aggiornamento periodico dei traguardi.

3.1.5.3 Relazioni con il Progetto

Come meglio evidenziato nel Quadro di Riferimento Ambientale (al quale si rimanda) la realizzazione/installazione della piattaforma Teodorico, la perforazione dei pozzi, la coltivazione del giacimento saranno gestiti in maniera tale da garantire impatti contenuti e circoscritti sia sulle componenti chimico/fisiche sia sulle componenti biotiche.

Non si ravvisano pertanto elementi di contrasto con le indicazioni della direttiva in esame.

3.1.6 **Direttiva 2013/30/UE e decreto attuativo D.Lgs 145/2015 “Direttiva off-shore”**

3.1.6.1 Inquadramento Normativo

La Direttiva 2013/30/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla “Sicurezza delle Operazioni in Mare nel Settore degli Idrocarburi, che Modifica la Direttiva 2004/35/CE” sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, *“stabilisce i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e limitare le conseguenze di tali incidenti”*.

La Direttiva si basa sui principi di azione preventiva e correttiva, in risposta ai danni causati all'ambiente, nonché sul concetto “chi inquina paga”, e si prefigge lo scopo di ridurre il verificarsi di incidenti legati alle operazioni offshore e di limitarne le conseguenze.

La Direttiva, preso atto dei differenti approcci alla sicurezza delle operazioni in mare del settore idrocarburi da parte degli Stati membri, introduce i criteri comuni da recepire a livello nazionale. Tali criteri riguardano, tra l'altro:

- trasparenza nella selezione degli Operatori del settore idrocarburi e assicurazione dell'indipendenza e dell'obiettività dell'Autorità competente;
- comunicazione tra gli Stati membri in termini di condivisione di dati comparabili e tra gli Stati membri e gli Operatori in caso di incidente rilevante;
- predisposizione da parte degli Stati membri di piani esterni di emergenza che riguardano tutti gli impianti in mare nel settore degli idrocarburi e le infrastrutture connesse;

- responsabilizzazione degli Operatori che devono adottare adeguati piani interni di gestione della sicurezza e delle emergenze relativamente alle operazioni previste nello specifico sito e garantire la capacità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali danni ambientali;
- tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori nel settore degli idrocarburi;
- informazione del pubblico e possibilità di partecipare al processo decisionale relativo alle operazioni che possono avere effetti significativi sull'ambiente.

La Direttiva introduce, inoltre, una nuova definizione di “danno alle acque” che sostituisce la precedente versione della Direttiva 2004/35/CE.

Il testo normativo è strutturato come segue:

- disposizioni introduttive (Capo I, Articoli 1 e 2);
- prevenzione dei grandi incidenti legati alle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi (Capo II, Articoli da 3 a 10);
- preparazione e effettuazione delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi (Capo III, Articoli da 11 a 18);
- politica di prevenzione (Capo IV, Articoli da 19 a 22);
- trasparenza e condivisione delle informazioni (Capo V, Articoli da 23 a 26);
- cooperazione tra gli Stati membri (Capo VI, Articolo 27);
- preparazione e risposta alle emergenze (Capo VII, Articoli da 28 a 30);
- effetti transfrontalieri (Capo VIII, Articoli da 31 a 33);
- disposizioni finali (Capo IX, Articoli da 34 a 44).

Il testo è, inoltre, corredato di 9 Allegati:

- Allegato I - Informazioni da inserire nei documenti presentati per la sicurezza delle operazioni a mare a norma dell'articolo 11;
- Allegato II - Relazioni periodiche sulle operazioni di pozzo da presentare a norma dell'articolo 15, comma 5;
- Allegato III - Disposizioni riguardanti la designazione e il funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare conformemente agli articoli 8 e 9;
- Allegato IV - Disposizioni per gli operatori e i proprietari per la prevenzione degli incidenti gravi di cui all'articolo 19;
- Allegato V - Selezione del verificatore indipendente e del progetto di sistemi di messa a punto indipendente di cui all'articolo 17, comma 3;
- Allegato VI - Informazioni riguardanti le priorità in materia di cooperazione tra operatori e proprietari e il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare a norma dell'articolo 19, comma 7;
- Allegato VII - Informazioni da fornire nei piani esterni di risposta alle emergenze di cui Informazioni da fornire nei piani esterni di risposta alle emergenze di cui all'articolo 29;
- Allegato VIII - Dettagli da includere nella preparazione dei piani esterni di risposta alle emergenze di cui all'articolo 29;
- Allegato IX - Condivisione di informazioni e trasparenza.

Tra essi l'Allegato I "informazioni da inserire nei documenti presentati all'autorità competente a norma dell'Articolo 11" che al punto 10 elenca le informazioni da considerare nella definizione, da parte degli Operatori, del Piano interno di risposta alle emergenze.

3.1.6.2 Recepimento della Direttiva in Italia

Con la pubblicazione in GU (16 Settembre 2015) del D.Lgs 18 Agosto 2015, No. 145 (Attuazione della Direttiva 2013/30/UE sulla Sicurezza delle Operazioni in Mare nel Settore degli Idrocarburi e che modifica la Direttiva 2004/35/CE), è stata recepita nell'ordinamento nazionale la cosiddetta "Direttiva Offshore" 2013/30/UE, adottata dalla Commissione Europea nel 2013 in risposta alle criticità emerse in occasione dell'incidente della Deepwater Horizon, nel Golfo del Messico.

Il D.Lgs 145/2015 stabilisce alcuni principi fondamentali in tema di sicurezza nelle operazioni a mare, tra cui quello della piena responsabilità degli operatori circa la prevenzione dei grandi incidenti legati alle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, inclusa la responsabilità di mettere in atto adeguate misure preventive e mitigative per eventuali danni causati, a prescindere dal fatto che vi abbiano contribuito contraenti terzi. Il decreto stabilisce inoltre il principio per cui gli operatori devono garantire il mantenimento della capacità economica e finanziaria necessaria per soddisfare gli obblighi finanziari derivanti dalle proprie responsabilità potenzialmente derivanti dalle operazioni in mare.

Il decreto ha introdotto una serie di importanti novità rispetto alla normativa nazionale vigente che andranno a incidere sulle procedure organizzative di tutti gli operatori offshore, con lo scopo dichiarato di contenere entro limiti accettabili i rischi di incidente in occasione delle attività a mare.

Tra le innovazioni si segnala:

- l'integrazione della normativa italiana in materia di sicurezza per le attività offshore e della relativa salvaguardia ambientale;
- l'istituzione di un'autorità competente ("Comitato per la Sicurezza delle Operazioni a Mare") che individui le responsabilità dell'operatore per il controllo dei grandi incidenti e attivi procedure per la valutazione approfondita delle relazioni sui grandi rischi e di ogni altra specifica documentazione richiesta agli operatori del settore e provveda a far rispettare le norme della Direttiva stessa anche mediante ispezioni, indagini e azioni di esecuzione;
- l'introduzione di ulteriori sanzioni applicabili in caso di violazione delle disposizioni nazionali adottate conformemente alla Direttiva nonché tutte le misure necessarie per garantirne l'attuazione.

Si evidenzia infine che l'Articolo 34 "Disposizioni Transitorie e Finali evidenzia che:

- "1. In relazione ai proprietari, agli operatori di impianti di produzione pianificati e agli operatori che pianificano o realizzano operazioni di pozzo, l'applicazione delle disposizioni legislative, regolamentari e amministrative da adottare conformemente al presente decreto, avviene entro il 19 Luglio 2016.
- 2. In relazione agli impianti esistenti, l'applicazione delle disposizioni legislative, regolamentari e amministrative da adottare conformemente al presente decreto, avviene entro il 19 Luglio 2018".

Gli interventi e le opere previste dal progetto di coltivazione del giacimento Teodorico saranno realizzati in linea con quanto previsto dalla Direttiva Off- Shore. In particolare, per lo svolgimento di operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, ai sensi dell'Art. 11 del D.Lgs 145/2015, sarà presentata all'autorità competente da parte dell'operatore un'apposita "Relazione sui Grandi Rischi" redatta secondo quanto previsto dall'Allegato I del Decreto (paragrafi 2 e 5) e contenente:

- la politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi o una sua descrizione adeguata a norma dell'Articolo 19, Commi 1 e 6;
- il sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente applicabile agli impianti o una sua descrizione adeguata conformemente all'Articolo 19, Commi 3 e 6;
- una descrizione del sistema di verifica indipendente conformemente all'Articolo 17;
- il "Piano Interno di Risposta alle Emergenze" o una sua descrizione adeguata, a norma degli articoli 14 e 28.

3.2 NORMATIVA NAZIONALE DI SETTORE

L'esecuzione delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e la loro importanza dal punto di vista energetico è disciplinata, a livello nazionale, dalle seguenti normative principali, le cui indicazioni sono sintetizzate nel seguito:

- Legge No. 9 del 9 Gennaio 1991 "Norme per l'attuazione del nuovo piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzioni e disposizioni fiscali";
- Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 625 "Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi";
- Decreto Legislativo 31 Marzo 1998, No. 112 (Riforma Bassanini) e Riforma dell'Art. 117 della Costituzione;
- Legge 21 Dicembre 2001, No. 443 "Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici ed altri interventi per il rilancio delle attività produttive";
- Legge 23 Agosto 2004, No. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia";
- Decreto Ministeriale 25 Marzo 2015 "Aggiornamento del disciplinare tipo in attuazione dell'articolo 38 del Decreto Legge 12 Settembre 2014, No. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 Novembre 2014, No. 164.";
- Decreto Direttoriale 22 Marzo 2011 "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";
- Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152 "Norme in Materia Ambientale" e Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 "Misure urgenti per la crescita del paese";
- Decreto Ministeriale 9 Agosto 2013 "Rimodulazione della Zona E e ricognizione delle zone marine aperte alla presentazione di nuove istanze";

- Decreto Legge 12 Settembre 2014, No. 133 “Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive” (cd Sbocca Italia).

Il recepimento/attuazione delle direttive/convenzioni internazionali di rilievo per il progetto è riportato al precedente Paragrafo 3.1.

3.2.1 Regolamentazione delle Attività di Ricerca e Coltivazione degli Idrocarburi

3.2.1.1 Legge No. 9 del 9 Gennaio 1991

La Legge No. 9 del 9 Gennaio 1991 “*Norme per l'Attuazione del Nuovo Piano Energetico Nazionale: Aspetti Istituzionali, Centrali Idroelettriche ed Elettrodotti, Idrocarburi e Geotermia, Autoproduzione e Disposizioni Fiscali*” disciplina il settore idroelettrico, idrocarburi, geotermico, l'autoproduzione di energia elettrica e la realizzazione di elettrodotti. Nell'ottica di promuovere il risparmio energetico e la salvaguardia ambientale la legge introduce agevolazioni finanziarie per lo sviluppo di tecnologie, processi e prodotti innovativi a ridotto tenore inquinante ed a maggior sicurezza ed efficienza energetica nel settore della lavorazione, trasformazione, raffinazione, vettoriamento e stoccaggio delle materie prime energetiche. In particolare la legge riporta:

- norme per gli impianti idroelettrici e per gli elettrodotti (Titolo I, Articoli 1 e 2);
- norme relative al **settore degli idrocarburi** e della geotermia, con particolare riferimento a:
 - **ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e sulla piattaforma continentale** (Titolo II, Capo I, Articoli da 3 a 14),
 - ricerca e coltivazione geotermica (Titolo II, Capo II, Articolo 15),
 - nuove norme in materia di lavorazione di oli minerali e autorizzazione di opere minori (Titolo II, Capo III, Articoli da 16 a 19);
- norme per gli autoproduttori e per le imprese elettriche degli Enti Locali (Titolo III, Articoli da 20 a 24);
- disposizioni fiscali (Titolo IV, Articoli da 25 a 32);
- disposizioni finanziarie e finali (Titolo V, Articoli da 33 a 35).

In base all'art. 2, Comma 3 della Legge No. 9/91 **le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi sono sottoposte all'applicazione della procedura di VIA**, mentre negli articoli da 3 a 9 (in modifica alla L. 613/67 e come modificato dal D.Lgs 625/96) viene disciplinata la concessione dei relativi permessi, per opere in terraferma, nel mare territoriale e sulla piattaforma continentale.

L'Articolo 9, in particolare, riporta le disposizioni generali relative alla **concessione di coltivazione**. In particolare al comma 1 è stabilito che “*al titolare del permesso che, in seguito alla perforazione di uno o più pozzi, abbia rinvenuto idrocarburi liquidi o gassosi è accordata la concessione di coltivazione se la capacità produttiva dei pozzi e gli altri elementi di valutazione geo-mineraria disponibili giustificano tecnicamente ed economicamente lo sviluppo del giacimento scoperto*”.

La Legge stabilisce, inoltre, che l'area della concessione sia tale da consentire “*il razionale sviluppo del giacimento scoperto*” e che “*all'istanza di concessione venga allegato il programma di sviluppo del giacimento stesso*”.

3.2.1.2 Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 625

Il Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 625 “*Attuazione della Direttiva 94/22 CEE relativa alle Condizioni di Rilascio e di Esercizio delle Autorizzazioni alla Prospezione, Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi*” è stato pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale No. 239 del 14 Dicembre 1996. Tale decreto disciplina la prospezione, la ricerca, la coltivazione e lo stoccaggio di idrocarburi nell'intero territorio nazionale, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana e contiene, tra le altre, le seguenti indicazioni:

- disposizioni comuni alle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio di idrocarburi (Titolo I, Capo III);
- armonizzazione delle disposizioni in materia di canoni e di aliquote di prodotto della coltivazione (Titolo I, Capo IV);
- cessazione dei regimi di esclusiva (Titolo II, Capo I);
- apertura delle aree residue a terzi (Titolo II, Capo II).

Il D.Lgs 625/96, in attuazione della Direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e con riferimento agli aspetti di interesse, modifica ed integra la Legge 9 Gennaio 1991, No. 9 (si veda il Paragrafo 3.2.1); in particolare stabilisce che:

- la durata della concessione di coltivazione in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale è di 20 anni; dopo 15 anni dal conferimento l'operatore, quando è necessario al fine di completare le attività di coltivazione del giacimento, ha diritto ad una proroga di 10 anni se ha eseguito i programmi di coltivazione e di ricerca e se ha adempiuto a tutti gli obblighi derivanti dal decreto di concessione;
- per quanto riguarda l'armonizzazione della disciplina sulle aliquote di prodotto della coltivazione, all'art. 19 punto 1: “*per le produzioni ottenute a decorrere dal 1° Gennaio 1997, il titolare di ciascuna concessione di coltivazione è tenuto a corrispondere annualmente allo Stato il valore di un'aliquota del prodotto della coltivazione pari al 7% della quantità di idrocarburi liquidi e gassosi estratti in terraferma, e al 7% della quantità di idrocarburi gassosi e al 4% della quantità di idrocarburi liquidi estratti in mare*”;
- per quanto riguarda la destinazione delle aliquote relative a giacimenti nel mare territoriale, all'art. 22: “*Per le produzioni ottenute a decorrere dal 1° Gennaio 1997, l'aliquota in valore di cui all'articolo 19, quando è relativa a un giacimento situato in tutto o prevalentemente nel sottofondo del mare territoriale è per il 55% corrisposta alla regione adiacente*”.

Per quanto concerne l'istanza di concessione di coltivazione in mare denominata “d 40 A.C.-.PY” (derivante dal permesso di ricerca originario “A.R94.PY) presentata da Po Valley Operations e pubblicata nel BUIG LIX-8 del 31 Agosto 2015, a seguito della ripermetrazione d'ufficio dell'area residua all'interno delle acque territoriali (linea delle 12 miglia) conformemente a quanto previsto dalla normativa vigente, è stato espresso parere positivo da parte del CIRM in data 6 Novembre 2016.

3.2.1.3 Decreto Legislativo 112/98 (Riforma Bassanini) e Riforma dell'Art. 117 della Costituzione

In attuazione del processo di decentramento amministrativo, vanno ricordati il D.Lgs 112/98 “*Conferimento di Funzioni e Compiti Amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in Attuazione del Capo I della Legge 15 Marzo 1997, No. 59*”, successivamente modificato e integrato dal D.Lgs 29 Ottobre 1999, No. 443, che in base al principio di sussidiarietà ha trasferito molte funzioni dallo Stato alle Regioni e agli Enti locali e la Legge Costituzionale 3/01 che ha modificato il Titolo V della parte seconda della Costituzione.

Da tali riforme emerge la forte tendenza normativa ad attribuire nuove competenze alle Regioni anche nel campo dell'energia, per cui è necessario affrontare anche con logiche locali il problema della pianificazione energetica.

Con i Decreti legislativi “Bassanini” del 1998/1999 ed il decentramento amministrativo di compiti e funzioni alle Regioni le cose sono cambiate per i seguenti aspetti:

- la competenza amministrativa relativa alla materia dell'upstream è stata conservata allo Stato (e cioè al MAP, ora MiSE), ma per le attività sulla terraferma il MAP (ora MiSE) deve svolgere tali funzioni d'intesa con le Regioni interessate: l'intesa deve essere raggiunta secondo modalità procedurali che sono state emanate nell'Aprile 2001 attraverso uno specifico Accordo, raggiunto in seno alla Conferenza Permanente Stato/Regioni tra il Ministro dell'Industria ed i Presidenti delle Regioni;
- la competenza in merito alla pronuncia di compatibilità ambientale per le attività di upstream sulla terraferma è stata altresì delegata alle Regioni.

Infine con Legge Costituzionale 18 Ottobre 2001 è stato modificato il Titolo V della Costituzione e, in particolare, l'articolo 117 per cui, in atto, l'intera materia dell'energia (che ricomprende anche l'upstream degli idrocarburi) rientra tra le materie di legislazione concorrente, mentre, in precedenza, la stessa materia era soggetta alla legislazione esclusiva dello Stato.

3.2.1.4 Legge 21 Dicembre 2001, No. 443

Con Legge No. 443/2001 “*Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici ed altri interventi per il rilancio delle attività produttive*”, nota come “Legge Obiettivo” è stata data delega al Governo (art. 1, comma 2) di “*emanare entro 12 mesi dall'entrata in vigore della presente legge, uno o più decreti legislativi volti a definire un quadro normativo finalizzato alla celere realizzazione delle infrastrutture e degli insediamenti individuati ai sensi del comma 1, a tal fine riformando le procedure per la valutazione di impatto ambientale (VIA) e l'autorizzazione integrata ambientale, limitatamente alle opere di cui al comma 1 [... omissis...] introducendo un regime speciale in deroga a [... omissis...], nel rispetto di determinati principi e criteri direttivi (lettere da a) a o) [... omissis...]*”.

L'individuazione di tali infrastrutture e degli insediamenti strategici (art.1, comma 1, secondo periodo) avviene attraverso un programma predisposto dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (d'intesa con i Ministeri competenti, le Regioni o le Province autonome interessate, previo parere del CIPE e previa intesa della Conferenza Unificata) da inserire nel documento di programmazione economico-finanziaria, con l'indicazione dei relativi stanziamenti.

Per quanto riguarda il settore energetico, con la Delibera CIPE No. 121 del 21 Dicembre 2001 è stato approvato il “Primo programma delle Infrastrutture strategiche” che individua come strategici per il Paese lo sviluppo del settore upstream della ricerca e coltivazione di idrocarburi.

Per contrastare il calo della produzione nazionale, risulta quindi essere di particolare importanza la realizzazione di infrastrutture per la coltivazione di idrocarburi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana, per la messa in produzione di nuovi giacimenti, ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti e per ridurre la dipendenza energetica dall'estero (all. 4, delibera CIPE No. 121/01).

3.2.1.5 Legge 23 Agosto 2004, No. 239

La Legge 23 Agosto 2004, No. 239 “*Riordino del Sistema Energetico, nonché Delega al Governo delle Disposizioni Vigenti in Materia di Energia*” è costituita da un articolo unico di 121 commi ed è finalizzata alla riforma ed al complessivo riordino del settore dell'energia; in particolare la Legge, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione dallo Stato, dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, dalle Regioni e dagli Enti Locali, si propone il raggiungimento degli obiettivi seguenti (Comma 3):

- a) garantire sicurezza, flessibilità e continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto;
- b) promuovere il funzionamento unitario dei mercati dell'energia, la non discriminazione nell'accesso alle fonti energetiche e alle relative modalità di fruizione e il riequilibrio territoriale in relazione ai contenuti delle lettere da c) a l);
- c) assicurare l'economicità dell'energia offerta ai clienti finali e le condizioni di non discriminazione degli operatori nel territorio nazionale, anche al fine di promuovere la competitività del sistema economico del Paese nel contesto europeo e internazionale;
- d) assicurare lo sviluppo del sistema attraverso una crescente qualificazione dei servizi e delle imprese e una loro diffusione omogenea sul territorio nazionale;
- e) perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse;
- f) promuovere la valorizzazione delle importazioni per le finalità di sicurezza nazionale e di sviluppo della competitività del sistema economico del Paese;
- g) **valorizzare le risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente;**
- h) accrescere l'efficienza negli usi finali dell'energia;
- i) tutelare gli utenti-consumatori, con particolare riferimento alle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate;
- l) favorire e incentivare la ricerca e l'innovazione tecnologica in campo energetico, anche al fine di promuovere l'utilizzazione pulita di combustibili fossili;

- m) salvaguardare le attività produttive con caratteristiche di prelievo costanti e alto fattore di utilizzazione dell'energia elettrica, sensibili al costo dell'energia;
- n) favorire, anche prevedendo opportune incentivazioni, le aggregazioni nel settore energetico delle imprese partecipate dagli enti locali sia tra di loro che con le altre imprese che operano nella gestione dei servizi.

Nel seguito del paragrafo vengono integralmente riportati i commi che contengono indicazioni sulle **attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi, con specifico riferimento alle attività offshore**:

- comma 2: Le attività del settore energetico sono così disciplinate:
 - lettera c) le attività di distribuzione di energia elettrica e gas naturale a rete, di esplorazione, coltivazione, stoccaggio sotterraneo di idrocarburi, nonché di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica sono attribuite in concessione secondo le disposizioni di legge,
- comma 7: sono esercitati dallo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i seguenti compiti e funzioni amministrativi:
 - lettera l) l'utilizzazione del pubblico demanio marittimo e di zone del mare territoriale per finalità di approvvigionamento di fonti di energia,
 - lettera n) le determinazioni inerenti la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi comprese le funzioni di polizia mineraria, sono adottate, per la terraferma, di intesa con le regioni interessate;
- comma 79¹: il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui all'articolo 6 della Legge 9 Gennaio 1991, No. 9, e s.m.i., è rilasciato a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni statali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla Legge 7 Agosto 1990, No. 241. Esso consente lo svolgimento di attività di prospezione consistente in rilievi geologici, geofisici e geochimici, eseguiti con qualunque metodo o mezzo, e ogni altra operazione volta al rinvenimento di giacimenti, escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi;
- comma 80: l'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo, alla costruzione degli impianti e delle opere necessari, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'attività di perforazione è concessa, previa valutazione di impatto ambientale, su istanza del titolare del permesso di ricerca di cui al comma 79, da parte dell'ufficio territoriale minerario per gli idrocarburi e la geotermia competente;

¹ I commi da 77 a 82 dell'Articolo 1 della Legge 23 Agosto 2004, No. 239 sono stati sostituiti dai corrispondenti commi riportati all'Art. 34 della Legge 23 Luglio 2009, No. 99 “*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*”

- comma 82-ter: la concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, di cui all'Articolo 9 della Legge 9 Gennaio 1991, No. 9, e successive modificazioni, è rilasciata a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni competenti ai sensi del comma 7, lettera n), del presente articolo, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 Agosto 1990, No. 241. Con Decreto dei Ministri dello Sviluppo Economico, delle Infrastrutture e dei Trasporti e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sono individuate le attività preliminari che non comportano effetti significativi e permanenti sull'ambiente che, in attesa della determinazione conclusiva della conferenza di servizi, l'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia è competente ad autorizzare;
- comma 82-sexies: le attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione di idrocarburi, compresa la perforazione, se effettuate a partire da opere esistenti e nell'ambito dei limiti di produzione ed emissione dei programmi di lavoro già approvati, sono soggette ad autorizzazione rilasciata dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia;
- comma 112: rimangono a carico dello Stato le spese relative alle attività svolte dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia per la prevenzione e l'accertamento degli infortuni e la tutela dell'igiene del lavoro negli impianti e nelle lavorazioni soggette alle norme di polizia mineraria, nonché per i controlli di produzione e per la tutela dei giacimenti.

In sintesi è possibile riassumere i seguenti principali impatti della legge sulle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi:

- la valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente;
- la conferma del regime giuridico di concessione per le attività di esplorazione e produzione (E&P) di idrocarburi;
- la conferma della **competenza esclusiva dello Stato per le attività offshore**, mentre per la terraferma i compiti e le funzioni amministrative sono esercitati dallo Stato di intesa con le Regioni;
- l'introduzione della delega al Governo per l'adozione di Testi Unici in materia di energia, con il riordino della legislazione vigente in materia.

3.2.1.6 Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152 e Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83

Il Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 "Misure urgenti per la crescita del paese" convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134, modifica l'Articolo 6 comma 17 del Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152, già precedentemente modificato dal Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128. Tale decreto ha incrementato a 12 miglia il limite dalle linee di costa lungo tutto il perimetro costiero nazionale oltre il quale poter effettuare le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi ma, allo stesso tempo, consente agli operatori in possesso di titoli concessori ottenuti precedentemente all'entrata in vigore del Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128 di poter procedere con le attività previste fermo restando la sottoposizione delle stesse a valutazione di impatto ambientale.

Si riporta di seguito l'Articolo 6 comma 17 del D.Lgs 152/2006 come modificato dal DL 83/2012: *"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, No. 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, fatti salvi i procedimenti concessori di cui agli articoli 4, 6 e 9 della Legge No. 9 del 1991 in corso alla data di entrata in vigore del Decreto Legislativo 29 Giugno 2010 No. 128 ed i procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi, nonché l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla medesima data, anche ai fini della esecuzione delle attività di ricerca, sviluppo e coltivazione da autorizzare nell'ambito dei titoli stessi, delle eventuali relative proroghe e dei procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi. Le predette attività sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del presente decreto, sentito il parere degli enti locali posti in un raggio di dodici miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle attività di cui al primo periodo, fatte salve le attività di cui all'articolo 1, comma 82sexies, della Legge 23 Agosto 2004, No. 239, autorizzate, nel rispetto dei vincoli ambientali da esso stabiliti, dagli uffici territoriali di vigilanza dell'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse, che trasmettono copia delle relative autorizzazioni al Ministero dello sviluppo economico e al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Dall'entrata in vigore delle disposizioni di cui al presente comma è abrogato il comma 81 dell'articolo 1 della Legge 23 Agosto 2004, No. 239.”

Con Decreto Ministeriale del 9 Agosto 2013, il MiSE ha provveduto alla ricognizione e alla rimodulazione delle Zone Marine, ossia quelle aree della Piattaforma Continentale italiana aperte alla prospezione, alla ricerca e alla coltivazione di idrocarburi (si vedano i dettagli nel successivo paragrafo).

Gli interventi previsti dal progetto di sviluppo e ricerca del giacimento Teodorico sono localizzati oltre il limite delle 12 miglia nautiche di distanza dalla costa. Nelle vicinanze **non è presente alcuna area naturale protetta appartenente all'EUAP e/o alla Rete Natura 2000** come meglio specificato nei successivi Paragrafi 4.1 e 4.2; la più prossima è il “Parco regionale del Delta del Po” (EUAP 1062) che si trova a circa 22.5 km di distanza in direzione Nord-Ovest dalla prevista localizzazione della piattaforma Teodorico.

In considerazione di quanto sopra le opere previste dal progetto ricadono infatti **all'interno di una “zona aperta alla ricerca e coltivazione di idrocarburi” secondo l'ultima zonizzazione effettuata dal MiSE-UNMIG e pubblicata con DM 9 Agosto 2013² e meglio specificato nel successivo Paragrafo..**

In merito alle possibili interazioni tra le opere previste dal progetto e le aree naturali, a vario titolo protette, presenti nell'area vasta di interesse si rimanda a quanto trattato in dettaglio nell'ambito del Quadro di Riferimento Ambientale e nello Studio di Incidenza.

3.2.1.7 Decreto Ministeriale 9 Agosto 2013

Preso atto di quanto stabilito nel Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83, e considerato quanto disposto nel documento di Strategia Energetica Nazionale, il MiSE ha provveduto,

² <http://unmig.mise.gov.it/unmig/cartografia/zone/za.asp>

con Decreto Ministeriale del 9 Agosto 2013, alla ricognizione e alla rimodulazione delle Zone Marine, ossia quelle aree della Piattaforma Continentale italiana aperte alla prospezione, alla ricerca e alla coltivazione di idrocarburi, precedentemente istituite con Legge del 21 Luglio 1967, No. 613, e successivi Decreti Ministeriali.

Il presente Decreto consta di 2 Articoli e 4 Allegati e mira, in particolare, a ridisegnare i confini delle aree a mare aperte alla presentazione di nuove istanze finalizzate all'ottenimento dei titoli minerari.

Il primo articolo è interamente dedicato alla rimodulazione della Zona Marina E interessante, secondo la configurazione originaria, le coste della Sardegna e la fascia costiera tirrenica. Tale Zona viene ridisegnata, sulla base di quanto riportato nell'Allegato A (Coordinate) e nell'Allegato B (Base Cartografica), ad Ovest della Sardegna, tra il Mar Tirreno e il Mar Balearico.

L'Articolo 2 è dedicato alla ricognizione delle altre Zone Marine (da A a G). Tale disposto, in particolare, ha determinato la chiusura alle nuove attività delle aree delle Zone Marine poste entro le 12 miglia nautiche da tutte le coste e le aree protette.

L'Allegato D (Zone Marine – situazione precedente) e l'Allegato C (Ricognizione Zone Marine aperte a nuove istanze) riportano le condizioni prima e dopo l'emanazione del presente Decreto.

L'Art. 2 precedentemente citato evidenzia che sul sito internet del Ministero dello sviluppo economico è pubblicata, e periodicamente aggiornata, la planimetria delle aree aperte alla presentazione di nuove istanze.

Come evidenziato nel paragrafo precedente e illustrato nella Figura 3.1 allegata, la realizzazione delle opere previste dal progetto di sviluppo del giacimento Teodorico avverrà all'interno di una zona aperta alla ricerca e alla coltivazione degli idrocarburi.

3.2.1.8 Decreto Legge 12 Settembre 2014, No. 133 (convertito in Legge No. 164 dell'11 Novembre 2014)

Il DL 133/2014 *“Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive”* detto *“Sblocca Italia”* è stato convertito con modificazioni in legge dalla Legge No. 164 dell'11 Novembre 2014.

In riferimento al tema dell'energia il capo IX del DL 133/2014 (Misure Urgenti in materia di Energia) agli articoli 36 e 36 bis prevede misure a favore degli interventi di sviluppo delle Regioni per la ricerca di idrocarburi e interventi in favore dei territori con insediamenti produttivi petroliferi.

Sempre relativamente alle Misure Urgenti in materia di Energia l'Art. 38, come modificato dalla Legge 28 Dicembre 2015, No. 208, *“Misure per la valorizzazione delle risorse energetiche nazionali”*, primo comma, indica che *“Le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e quelle di stoccaggio sotterraneo di gas naturale sono di pubblica utilità”*.

Lo stesso Articolo 38, al comma 5 indica che *“Le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi sono svolte con le modalità di cui alla legge 9 Gennaio 1991, No. 9, o a seguito del rilascio di un titolo concessorio unico, sulla base di un programma generale di lavori articolato in una prima fase di ricerca, per la durata di sei anni, a cui seguono, in caso di rinvenimento di un giacimento tecnicamente ed economicamente*

coltivabile, riconosciuto dal Ministero dello sviluppo economico, la fase di coltivazione della durata di trent'anni, salvo l'anticipato esaurimento del giacimento, nonché la fase di ripristino finale.

Al comma 6 bis dell'Art. 38 il DL 133/2014 coordinato con la legge di conversione riporta inoltre che *“i progetti di opere e di interventi relativi alle attività di ricerca e di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi relativi a un titolo concessorio unico di cui al comma 5 sono sottoposti a valutazione di impatto ambientale nel rispetto della normativa dell'Unione europea. La valutazione di impatto ambientale è effettuata secondo le modalità e le competenze previste dalla parte seconda del Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152, e successive modificazioni”*.

Al comma 6-ter dell'Art. 38 il DL 133/2014 coordinato con la legge di conversione riporta infine che *“il rilascio di nuove autorizzazioni per la ricerca e per la coltivazione di idrocarburi è vincolato a una verifica sull'esistenza di tutte le garanzie economiche da parte della società richiedente, per coprire i costi di un eventuale incidente durante le attività, commisurati a quelli derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in fase di studio ed analisi dei rischi”*.

3.2.1.9 Decreto Ministeriale 25 Marzo 2015 e Decreto Direttoriale 15 Luglio 2015

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 4 Marzo 2011 *“Disciplinare Tipo per i Permessi di Prospezione e di Ricerca e per le Concessioni di Coltivazione di Idrocarburi Liquidi e Gassosi in Terraferma, nel Mare e nella Piattaforma Continentale”* stabilisce, nell'ambito delle competenze del Ministero, le modalità di conferimento dei permessi di prospezione, di ricerca e delle concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi nella terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, nonché di esercizio delle attività nell'ambito degli stessi titoli minerari.

Con successivo Decreto Direttoriale 22 Marzo 2011 sono state stabilite le procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 4 Marzo 2011 e le modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli, ai sensi dell'articolo 15, comma 5, dello stesso Decreto Ministeriale.

Quest'ultimo decreto è stato quindi aggiornato con il 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”*.

Le modalità per il conferimento dei permessi di prospezione e ricerca e delle concessioni di coltivazione sono disciplinate dal Titolo II del Decreto. Il rilascio di tali titoli minerari è accordato dal Ministero dello Sviluppo Economico, fatte salve eventuali competenze e intese con le Regioni interessate.

L'Art. 3 evidenzia che le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e le relative opere e gli impianti previsti nei programmi lavori, incluse le opere strumentali alle infrastrutture energetiche strategiche ed allo sfruttamento dei titoli minerari, anche quando localizzate al di fuori del perimetro delle concessioni di coltivazione o dei titoli unici in fase di coltivazione, rivestono carattere di interesse strategico e sono di pubblica utilità, urgenti e indifferibili.

Il Titolo II riporta le *“Modalità per il Conferimento del Permesso di Prospezione, Permesso di Ricerca, Concessione di Coltivazione e Titolo Concessorio Unico”*

L'Art. 4 (Titolo II-Capo I) stabilisce che l'istanza di permesso al Ministero sia corredata di un "programma delle attività previste"; in particolare, nel caso di concessione devono essere allegati all'istanza:

- una relazione tecnica sui risultati dei lavori condotti nell'ambito del permesso di ricerca, in particolare dei pozzi attraverso i quali si è pervenuti al rinvenimento di idrocarburi;
- il programma dei lavori di sviluppo del giacimento con il prospetto di dettaglio delle opere da realizzare;
- il programma di coltivazione con relativo profilo produttivo corredata di relazione tecnico-economica e l'eventuale programma degli ulteriori lavori di ricerca.

L'Art 10 (Titolo II - Capo III) definisce le Procedure di Conferimento delle Concessioni di Coltivazione. L'art. 10 evidenzia che la concessione di coltivazione è accordata al titolare di permesso di ricerca che abbia rinvenuto idrocarburi. Il proponente presenta a tal fine apposita istanza di concessione di coltivazione nonché una richiesta di avvio della procedura di valutazione di impatto ambientale da presentare entro 90 giorni dalla data di avvenuta notifica del parere della Commissione ministeriale CIRM, pena il rigetto dell'istanza. Il decreto di autorizzazione, rilasciato al termine del procedimento unico di autorizzazione è pubblicato nel BUIG nonché sul sito internet del Ministero, riportando il programma dei lavori approvato ed i relativi tempi di realizzazione.

Al Titolo III sono indicate le modalità di "Esercizio dei Titoli" ed Capo IV, specifico per le "Attività di Coltivazione nella Concessione e nel Titolo Concessorio Unico" regola, tra gli altri interventi, l'ampliamento dell'area (art. 28) e la proroga della concessione (art. 31).

L'Art 32 (Titolo III – Capo IV) "Modalità di Esercizio della Concessione o del Titolo Unico in Fase di Coltivazione" prevede che:

- *"1. i lavori di ricerca, di sviluppo e coltivazione del campo iniziano entro il termine stabilito nel decreto di concessione e proseguono senza ingiustificate soste. La coltivazione può iniziare contemporaneamente ai lavori di sviluppo;*
- *2. L'inizio della produzione e l'esercizio dei relativi impianti è autorizzato dalla Sezione UNMIG competente, su istanza del titolare ai sensi degli articoli 84, 85 e 93 del Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 624;*
- *3. gli impianti di cui all' art. 3, relativi all'attività di coltivazione, rientrano nell'ambito di applicazione del decreto legislativo 17 Agosto 1999, No. 334 e s.m.i., secondo i criteri definiti dallo stesso decreto, nonché del decreto legislativo 30 Maggio 2008, No. 117 e s.m.i relativo alla gestione dei rifiuti delle industrie estrattive;*
- *4. lo sviluppo e la coltivazione del campo devono essere condotti secondo i criteri tecnico-economici più aggiornati, in particolare per quanto concerne l'ubicazione, la spaziatura e la deviazione dei pozzi, l'utilizzazione dell'energia del giacimento, l'estrazione, eventualmente anche con l'applicazione di metodi di recupero secondario;*
- *5. il Ministero, su segnalazione della Sezione UNMIG competente per territorio, può imporre particolari condizioni per la tutela del giacimento qualora dall'esercizio della concessione, nonostante l'osservanza di tutti gli obblighi imposti dal decreto e dal presente disciplinare, derivi pregiudizio al giacimento stesso;*

- 6. *il titolare deve fornire al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente i mezzi per effettuare ispezioni sui luoghi delle operazioni. Nei casi in cui sia richiesto il rilascio di autorizzazioni o certificazioni previste dal presente disciplinare, resta ferma la facoltà da parte del Ministero e della Sezione UNMIG competente di disporre, a carico del richiedente, l'effettuazione preliminare di sopralluoghi o visite di controllo e di verifica agli impianti;*
- 7. *il titolare deve fornire al Ministero le notizie richieste di carattere economico e tecnico relative all'attività”.*

L'Art. 34 (Titolo III – Capo IV) individua gli “Obblighi del Concessionario” ed comma 5 in particolare evidenzia che *“tutte le attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione di idrocarburi, compresa la perforazione [...], se effettuate a partire da opere esistenti e nell'ambito dei limiti di produzione ed emissione dei programmi di lavoro già approvati, ai sensi del comma 82-sexies della legge 20 Agosto 2004, No. 239, introdotto dall'art. 27, comma 34, della Legge 23 Luglio 2009, No. 99, come modificato dall'articolo 38, comma 11, del Decreto-Legge 12 Settembre 2014, No. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 Novembre 2014, No. 164, sono soggette ad autorizzazione rilasciata dalle Sezioni UNMIG competenti per territorio. L'autorizzazione è trasmessa per conoscenza, per le attività a mare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e per quelle in terraferma alla Regione interessata.”*

Il comma 9 dello stesso Articolo 34 evidenzia altresì che *“al termine dei lavori, entro 30 giorni dall'entrata a regime degli impianti di cui al comma 5, il titolare presenta alla Sezione UNMIG e ai Laboratori UNMIG una relazione sui valori emissivi misurati ed un confronto con quelli autorizzati. I Laboratori UNMIG procederanno al controllo del rispetto dei limiti di emissione di cui al comma 8 entro i successivi 60 giorni.”*

Il Capo V del Titolo III regola i “Lavori nel Permesso di Ricerca e nella Concessione di Coltivazione e nel Titolo Concessorio Unico” Art. 35 “ Garanzie” prevede, tra le sue indicazioni, che:

- 1. *Il titolare allega all'istanza relativa alle autorizzazioni per la realizzazione delle opere per le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi:*
 - a. *evidenza delle garanzie economiche di cui all'art. 38, comma 6-ter del decreto-legge 12 Settembre 2014, No.133,convertito con modificazioni dalla legge 11 Novembre 2014, No.164 per coprire i costi di un eventuale incidente, commisurati a quelli derivanti dal più grave incidente nei diversi scenari ipotizzati in fase di studio ed analisi dei rischi secondo le modalità di cui all'Allegato 1 al presente decreto,*
 - b. *fideiussioni bancarie o assicurative relative alle opere di recupero ambientale secondo quanto disposto all'art.6, commi 6, 7, 8 e secondo le modalità di cui all'Allegato 2 al presente decreto;*
- 2. *Il valore delle garanzie economiche di cui al comma a) dovrà essere aggiornato ogni 5 anni.*

Sempre al Capo V, all'Art. 37 sono riportati gli "Obblighi del Titolare nella perforazione":

- *"1. Ogni incidente rilevante di sondaggio o altro evento che possa provocare modifiche al previsto svolgimento dei lavori di perforazione è riportato sul giornale di sonda e immediatamente comunicato alla Sezione UNMIG competente. Il rapporto giornaliero di perforazione è reso disponibile per via elettronica alla Sezione UNMIG competente;*
- *2. il titolare è tenuto a conservare, a disposizione della Sezione UNMIG competente, i campioni rappresentativi delle rocce attraversate, salvo i casi in cui, per lo scarso recupero, i campioni siano stati completamente usati per le analisi degli idrocarburi rinvenuti e delle acque di strato, nonché i risultati di eventuali analisi effettuate;*
- *3. i campioni devono recare le indicazioni atte a precisare il pozzo dal quale sono stati prelevati, le profondità di prelievo e la loro orientazione, con l'individuazione delle estremità superiore e inferiore. Essi non possono essere distrutti o dispersi prima di diciotto mesi dall'ultimazione del sondaggio;*
- *4. entro novanta giorni dall'ultimazione del sondaggio, il titolare trasmette al Ministero ed alla Sezione UNMIG competente il profilo geologico del foro, corredato da una relazione, in formato digitale, dei risultati delle diagrafie effettuate in foro, da grafici e notizie relative a tutte le operazioni eseguite ed ai risultati ottenuti."*

Il Capo VI (Titolo III) riguarda la "Determinazione e Corresponsione delle Aliquote del Prodotto allo Stato". L' Art. 42 (Capo VI-Titolo III) "Rilevazione dell'Attività Giornaliera di Estrazione" prevede, tra le altre indicazioni, che:

- (comma 1) *"il titolare è tenuto ad installare nel centro di raccolta del titolo idonei dispositivi di misura, per permettere la rilevazione giornaliera delle quantità di idrocarburi prodotti, tali da assicurare la continuità e la fedeltà delle misurazioni, utilizzando le apparecchiature in commercio aventi le più aggiornate e precise tecniche di misurazione, anche elettroniche";*
- (comma 3) *"nei casi di produzione e/o di trasporto di idrocarburi liquidi con ausilio delle tecniche di flussaggio, dovranno essere installati idonei dispositivi di misura per consentire la determinazione giornaliera delle quantità di flussante utilizzato".*

Le modalità di realizzazione e gestione dei sistemi di misura della produzione di idrocarburi sono specificate al Capo VII del Titolo III.

3.2.2 Relazioni con il Progetto

Il progetto di sviluppo del giacimento a gas metano Teodorico, oggetto del presente studio e approvato dal CIRM (concessione di coltivazione in mare d 40 A.C.-PY), prevede la realizzazione di una piattaforma fissa di coltivazione, di 2 pozzi di sviluppo certi (è previsto l'eventuale approfondimento di uno di essi per il Programma di Ricerca) e la posa di 2 sea-line (rispettivamente da 10" e 3") per il trasporto del gas dalla piattaforma Teodorico alla piattaforma Naomi-Pandora (ENI) e per il trasferimento, in verso opposto al gas, del glicole dietilenico (DEG).

Il progetto nel suo complesso risulta coerente con i contenuti della normativa vigente e, in particolare, con i provvedimenti di carattere energetico, in quanto contribuisce a valorizzare le risorse nazionali di idrocarburi e a garantire pertanto sicurezza, flessibilità e continuità degli approvvigionamenti di energia, riducendo la dipendenza dell'Italia dagli approvvigionamenti provenienti dall'estero.

Le attività in esame non rientrano nei divieti individuati dal comma 17 del D.Lgs 152/2006 (come modificato dal D.Lgs 128/2010 e dal DL 83/2012), in quanto esterne al limite delle 12 miglia nautiche delle acque territoriali e localizzate a considerevole distanza dalle aree naturali protette istituite nell'area di interesse (si veda quanto riportato nei successivi Paragrafi 4.1 e 4.2).

Si evidenzia inoltre che tali attività sono previste all'interno di una zona aperta alla ricerca e coltivazione degli idrocarburi come mostrato nella Figura 3.1 allegata.

4 AREE MARINE PROTETTE E REGIME VINCOLISTICO (ZONE MARINE DI TUTELA)

Nel presente capitolo sono analizzati:

- aree protette marine e terrestri (Paragrafo 4.1);
- Siti Natura 2000, IBA e RAMSAR (Paragrafo 4.2);
- aree marine di tutela o vincolo, con particolare riferimento a:
 - Zone di Tutela Biologica Marina (Paragrafo 4.3.1),
 - Zone Interdette alla Pesca e alla Navigazione ed Ancoraggio (Paragrafo 4.3.2),
- aree sottoposte a restrizioni di natura militare (Paragrafo 4.4);
- siti UNESCO (Paragrafo 4.5).

4.1 AREE PROTETTE

4.1.1 Riferimenti Normativi

La Legge 394/91 “Legge quadro sulle aree protette” definisce la classificazione delle aree naturali protette e istituisce l’Elenco Ufficiale delle Aree Protette (EUAP), nel quale vengono iscritte tutte le aree che rispondono ai criteri stabiliti dal Comitato Nazionale per le Aree Protette. Attualmente è in vigore il 6° aggiornamento dell’EUAP, approvato con Delibera della Conferenza Stato-Regioni del 17 Dicembre 2009 e pubblicato nella Gazzetta Ufficiale No. 125 del 31 Maggio 2010.

Il sistema delle aree naturali protette è classificato come segue:

- Parchi Nazionali, costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono uno o più ecosistemi intatti o anche parzialmente alterati da interventi antropici, una o più formazioni fisiche, geologiche, geomorfologiche, biologiche, di rilievo internazionale o nazionale per valori naturalistici, scientifici, estetici, culturali, educativi e ricreativi tali da richiedere l’intervento dello Stato ai fini della loro conservazione per le generazioni presenti e future;
- Parchi Naturali Regionali e Interregionali, costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali ed eventualmente da tratti di mare prospicienti la costa, di valore naturalistico e ambientale, che costituiscono, nell’ambito di una o più regioni limitrofe, un sistema omogeneo, individuato dagli assetti naturalistici dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali;
- Riserve Naturali, costituite da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono una o più specie naturalisticamente rilevanti della flora e della fauna, ovvero presentino uno o più ecosistemi importanti per la diversità biologica o per la conservazione delle risorse genetiche. Le riserve naturali possono essere statali o regionali in base alla rilevanza degli elementi naturalistici in esse rappresentati;
- Zone Umide di Interesse Internazionale, costituite da aree acquitrinose, paludi, torbiere oppure zone naturali o artificiali d’acqua, permanenti o transitorie comprese zone di acqua marina la cui profondità, quando c’è bassa marea, non superi i sei metri che, per le loro caratteristiche, possono essere considerate di importanza internazionale ai sensi della convenzione di Ramsar;

- Altre Aree Naturali Protette, aree (oasi delle associazioni ambientaliste, parchi suburbani, ecc.) che non rientrano nelle precedenti classi. Si dividono in aree di gestione pubblica, istituite cioè con leggi regionali o provvedimenti equivalenti, e aree a gestione privata, istituite con provvedimenti formali pubblici o con atti contrattuali quali concessioni o forme equivalenti;
- Aree di Reperimento Terrestri e Marine, che costituiscono aree la cui conservazione attraverso l'istituzione di aree protette è considerata prioritaria. L'Art. 36 stabilisce che possono essere istituiti parchi marini o riserve marine, oltre che nelle aree di cui all'articolo 31 della Legge 31 Dicembre 1982, No. 979 e s.m.i., in altre 29 aree di reperimento marine.

4.1.2 Aree Marine Protette

Al fine dell'istituzione di un'area marina protetta, un tratto di mare deve innanzitutto essere individuato per legge quale "area marina di reperimento". Una volta avviato l'iter istruttorio all'area marina di reperimento, questa viene considerata come "area marina protetta di prossima istituzione".

Le aree marine protette sono istituite ai sensi delle Leggi No. 979/1982 e No. 394/1991, con un Decreto del Ministro dell'Ambiente che contiene la denominazione e la delimitazione dell'area, gli obiettivi e la disciplina di tutela a cui è finalizzata la protezione.

Le aree marine protette generalmente sono suddivise al loro interno in diverse tipologie di zone denominate A, B e C caratterizzate da decrescenti gradi di tutela. L'intento è quello di assicurare la massima protezione agli ambiti di maggior valore ambientale, che ricadono nelle zone di riserva integrale (Zona A). Con le Zone B e C si vuole assicurare una gradualità di protezione attuando, delle deroghe alla normativa al fine di coniugare la conservazione dei valori ambientali con la fruizione ed uso sostenibile dell'ambiente marino.

Ad oggi in Italia le aree marine protette sono 27 oltre a 2 parchi sommersi che tutelano complessivamente circa 228,000 ha di mare e circa 700 km di costa.

Vi è inoltre il Santuario Internazionale dei mammiferi marini, detto anche Santuario dei Cetacei (Sito web MATTM).

4.1.2.1 Aree Marine Protette Istituite

Nella Figura seguente sono individuate le Aree Marine Protette Istituite a scala nazionale (Sito web MATTM).



Figura 4.a: Aree Marine Protette Istituite

4.1.2.2 Aree Marine Protette di Prossima Istituzione

Nella Figura seguente sono riportate le Aree Marine Protette di Prossima Istituzione, ossia le Aree di Reperimento per le quali è in corso l'iter istruttorio. Tale iter è previsto per le aree comprese nell'elenco delle 49 "Aree di reperimento" indicate dalle Leggi No. 979/82 (Art. 31) e No. 394/91 (Art. 36). In Figura sono rappresentate le 17 aree marine protette di prossima istituzione, qualunque sia lo stato di avanzamento del previsto iter amministrativo (Sito web MATTM).



Figura 4.b: Aree Marine Protette di Prossima Istituzione

4.1.2.3 Aree Marine di Reperimento

Nella Figura seguente sono riportate le rimanenti Aree Marine di Reperimento, indicate dalla legge come meritevoli di tutela ma per le quali non è ancora iniziato alcun iter amministrativo per l'istituzione (Sito web MATTM).



Figura 4.c: Aree Marine di Reperimento

4.1.3 Aree Naturali Protette Terrestri

Le Aree Naturali Protette terrestri appartenenti all'Elenco Ufficiale delle Aree Protette più prossime all'area di progetto sono costituite dal "Parco Regionale Veneto del Delta del Po" (EUAP1062) e dal "Parco regionale Delta del Po dell'Emilia Romagna" (EUAP0181), localizzati ad una distanza minima di circa 25 km (figura seguente).

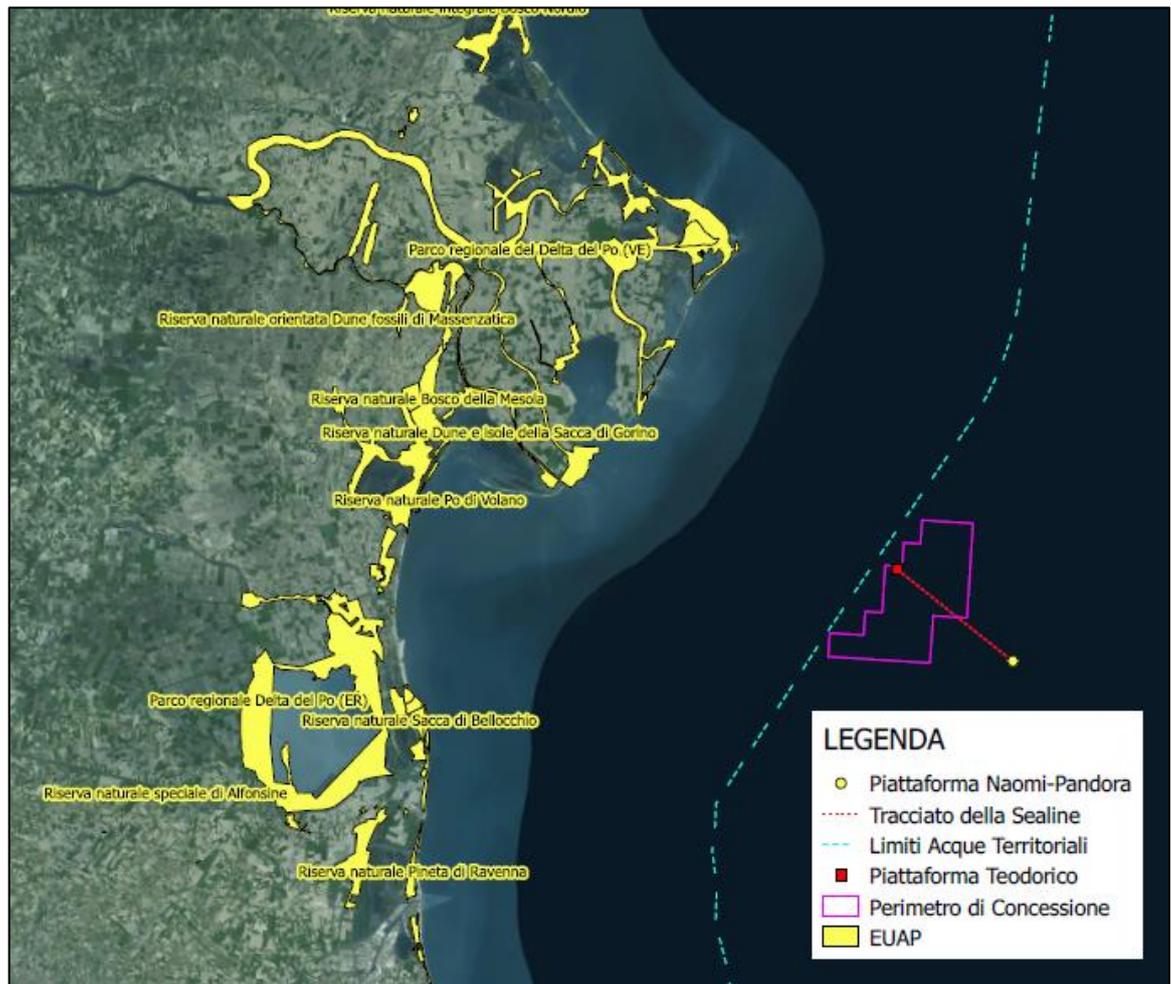


Figura 4.d Aree Naturali Protette (EUAP)

Il Parco Regionale del Delta del Po dell'Emilia-Romagna è stato istituito nel 1988 con apposita Legge Regionale (L.R. 27/88) e fa parte del sistema delle aree protette dell'Emilia-Romagna. Il Parco è articolato in sei "Stazioni" che si sviluppano intorno alla porzione meridionale del Delta del Po (la parte nord del quale appartiene alla Regione Veneto), lungo la costa ferrarese e ravennate e nei pressi di Argenta.

Nel 1999 la parte nord del territorio è stata inserita nel sito Unesco come Patrimonio dell'Umanità "Ferrara, città del Rinascimento e il suo Delta del Po" (si veda il successivo Paragrafo 4.5).

Sino al 2011 il Parco era gestito da un Consorzio composto dalle due Province di Ferrara e Ravenna e dai nove Comuni (Comacchio, Argenta, Ostellato, Goro, Mesola, Codigoro, Ravenna, Alfonsine, Cervia) i cui confini ricadono all'interno del Parco. Dal Gennaio 2012, in virtù della L.R. No. 24 del 23 Dicembre 2011, il Parco è gestito dall'Ente di Gestione per i Parchi e la Biodiversità - Delta del Po.

Ognuna delle sei stazioni del parco è dotata di uno specifico Piano come di seguito dettagliato:

- Stazione “Volano - Mesola – Goro”: approvato con Delibera G.R. No.1626 del 31 Luglio 2001 (Variante Autotutela Prov. di Ferrara No. 70/27684 del 13 Giugno 2007);
- Stazione “Centro Storico Comacchio”: approvato con delibera di Consiglio Provinciale No. 25 del 27 Marzo 2014 previa acquisizione dell'intesa con la Regione Emilia Romagna (la Regione Emilia Romagna ha espresso il parere motivato favorevole);
- Stazione “Valli di Comacchio”: approvato con Delibera G.R. 1816 del 17 Novembre 2003 (Piano di Intervento Particolareggiato “Valle Furlana e Fiume Reno”, approvato con Delibera di C.P. di Ferrara No. 99/79225 del 24 Settembre 2008 e Delibera di C.P. di Ravenna No. 86 del 30 Settembre 2008)³;
- Stazione “Campotto di Argenta”: approvato con Delibera G.R. 515/2009;
- Stazione “Pineta di San Vitale e Pialasse di Ravenna”: adottato dalla Provincia di Ravenna con D.C.P. No. 11/8406 del 7 Marzo 2006;
- Stazione “Pineta di Classe e Saline di Cervia”: approvato con D.G.R. No. 489/2012 del 23 Aprile 2012.

Il Parco Regionale Veneto del Delta del Po è stato istituito ai sensi della Legge Quadro sulle aree protette No. 394 del 6 Dicembre 1991 con LR 36 dell'8 Settembre 1997.

Il Piano del Parco Regionale Veneto del Delta del Po è stato adottato con Deliberazione del Consiglio Regionale No. 18 del 17 Dicembre 2012

Il Piano persegue le seguenti finalità proprie del Parco (Norme Tecniche di Attuazione del Piano, art.1):

- la salvaguardia dei valori naturali, ambientali, storici, culturali e antropologici dell'area del Delta del Po Veneto, in particolare degli habitat, delle specie animali e di quelle vegetali di interesse per l'incremento della biodiversità;
- la promozione ed il sostegno delle attività economiche e produttive tradizionali, nonché delle attività sociali, culturali e ricreative delle comunità locali del Delta del Po, quale condizione essenziale e irrinunciabile per la stessa tutela e valorizzazione delle risorse naturali, ambientali, storiche e culturali che caratterizzano l'area.

4.1.4 Relazioni con il Progetto

Come evidenziato nei precedenti Paragrafi **le aree naturali protette marine (istituite, in corso di istituzione e di reperimento) e terrestri sono tutte ubicate a considerevole distanza dalle aree interessate dal progetto.**

L'area protetta situata a minore distanza dall'area di progetto è costituita dal Parco Regionale Veneto del Delta del Po (EUAP1062) e dal Parco Regionale del Delta del Po dell'Emilia-Romagna (EUAP0181), localizzata sulla terraferma ad una distanza di circa 25 km ad Nord-Ovest.

³ Il Progetto di Intervento Particolareggiato deriva dall'applicazione dell'Art. 26 delle N.T.A. del Piano di Stazione “Valli di Comacchio” approvato con Delibera di G.R. No. 2282 del 17 Novembre 2003.

4.2 SITI NATURA 2000 E IBA

4.2.1 Rete Natura 2000

4.2.1.1 Normativa Comunitaria e Nazionale

La Direttiva 2009/147/CE (ex 79/409/CEE concernente la conservazione degli uccelli selvatici, anche denominata Direttiva “Uccelli”) ha designato le Zone di Protezione Speciale (ZPS), costituite da territori idonei per estensione e/o localizzazione geografica alla conservazione delle specie di uccelli di cui all’allegato I della direttiva citata.

La Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (anche denominata Direttiva “Habitat”) ha designato i Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e le Zone Speciali di Conservazione (ZSC), con le seguenti definizioni:

- il SIC è un sito che contribuisce in modo significativo a mantenere o a ripristinare un tipo di habitat naturale o una specie in uno stato di conservazione soddisfacente;
- la ZSC è un sito di importanza comunitaria designato dagli Stati membri mediante un atto amministrativo in cui sono applicate le misure di conservazione necessarie al mantenimento o al ripristino, in uno stato di conservazione soddisfacente, degli habitat naturali e/o delle popolazioni delle specie per cui il sito è designato.

Gli ambiti territoriali designati come SIC, che al termine dell’iter istitutivo diverranno ZSC, costituiscono insieme alle ZPS la rete ecologica Natura 2000, formata da aree in cui si trovano habitat, habitat di specie e specie di interesse comunitario.

L’articolo 4 della Direttiva Habitat prevede che lo stato membro provveda a designare come Zone speciali di conservazione (ZSC) i siti individuati come Siti di importanza comunitaria (SIC) dotati delle misure di conservazione o all’occorrenza dei piani di gestione. Ai sensi dell’art. 3 del DPR 357/1997, la designazione delle ZSC avviene con decreto del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del territorio e del mare, adottato d’intesa con ciascuna regione interessata.

La Direttiva prevede inoltre di dotare i siti della rete Natura 2000 di strumenti di gestione quali le Misure di Conservazione e pone la Regione in linea con gli obblighi comunitari di completamento della fase istitutiva della rete e consente di far fronte agli orientamenti comunitari, relativi al periodo 2014-2020, in materia di finanziamento di Natura 2000.

L’ultimo aggiornamento della Rete Natura 2000 italiana si è avuto con l’invio nel Gennaio 2016 alla Commissione Europea delle Schede e della Cartografia aggiornata.

4.2.1.2 Normativa Regionale

4.2.1.2.1 Regione Veneto

Nella Regione del Veneto, attualmente, ci sono complessivamente 128 siti di Rete Natura 2000, con 67 ZPS e 102 SIC variamente sovrapposti. La superficie complessiva è pari a 414,675 ettari (22.5% del territorio regionale) con l’estensione delle ZPS pari a 359,882 ettari e quella dei SIC a 369,882 ettari (Sito web Regione Veneto).

I principali riferimenti normativi Regionali in ambito di Siti Natura 2000 sono i seguenti:

- DGR No. 2299 del 19.12.2014 - Nuove disposizioni relative all'attuazione della direttiva comunitaria 92/43/Cee e DPR 357/1997 e ss.mm.ii. Guida metodologica per la valutazione di incidenza. Procedure e modalità operative;
- DGR No. 2200 del 27.09.2014 - Approvazione del database della cartografia distributiva delle specie della Regione del Veneto a supporto della valutazione di incidenza (DPR No. 357/97 e successive modificazioni, articoli 5 e 6);
- DGR No. 4241 del 30.12.2008. Rete Natura 2000. Indicazioni operative per la redazione dei Piani di gestione dei siti di rete Natura 2000. Procedure di formazione e approvazione dei Piani di gestione;
- DGR del 27 Luglio 2006, No. 2371 - Direttive 92/43/CEE e 79/409/CEE. DPR 8 Settembre 1997, No. 357. Approvazione del documento relativo alle misure di conservazione per le Zone di Protezione Speciale ai sensi delle direttive 79/409/CEE e 92/43/CEE e del DPR 357/1997.

4.2.1.2.2 Regione Emilia Romagna

La Rete Natura 2000 in Emilia Romagna è costituita da 139 SIC e 87 ZPS, per complessivi 270.049 ettari. Il più recente aggiornamento delle perimetrazioni e dell'elenco dei Siti è stato approvato con la Deliberazione della Giunta No. 893 del 2 Luglio 2012, che istituisce 5 nuovi siti e propone modifiche dei perimetri per 4,778 ettari in più immediatamente vigenti.

La DGR No. 1419/2013 del 7 Ottobre 2013 "Misure generali di conservazione dei Siti Natura 2000 (SIC e ZPS)" (B.U.R. No. 303 del 17 Ottobre 2013) rappresenta il recepimento dei "criteri minimi uniformi" indicati dal Ministero dell'Ambiente con i DM. del 17.10.07 e del 22 Gennaio 2009. Le "Misure di conservazione generali" stabilite dalla Regione si applicano su tutti i siti della Regione (o anche solo su gruppi di siti omogenei), per ogni singolo sito ad esse possono aggiungersi "Misure di conservazione specifiche" stabilite dagli Enti gestori (Sito Web Regione Emilia Romagna).

4.2.1.3 Relazioni con il Progetto

Il progetto non interessa direttamente Siti appartenenti alla Rete Natura 2000.

Nella Figura 4.1 allegata è riportato un inquadramento generale dei Siti della Rete Natura 2000 localizzati nel tratto di costa prospiciente l'area interessata dagli interventi nel raggio di 40 km di distanza dal progetto.

I Siti Natura 2000 più prossimi all'area di progetto sono:

- SIC IT3270017 Delta del Po: tratto terminale e delta veneto (circa 23.4 km a Nord . Ovest);
- ZPS IT3270023 Delta del Po (circa 23.4 km ad Nord- Ovest);
- SIC/ZPS IT4060005 Sacca di Goro, Po di Goro, Valle Dindona, Foce del Po di Volano (circa 26 km ad Ovest);
- SIC/ZPS IT4060015 Bosco della Mesola, Bosco Panfilia, Bosco di Santa Giustina, Valle Falce, La Goara (circa 36.5 km); SIC/ZPS IT4060007 Bosco di Volano (circa 37.2 km a Ovest);
- SIC/ZPS IT4060004 Valle Bertuzzi, Valle Porticino – Canneviè (circa 37.7 km);
- SIC/ZPS IT4060012 Dune di San Giuseppe (circa 38.2 km);

- SIC/ZPS IT4060003 Vene di Bellocchio, Sacca di Bellocchio, Foce del Fiume Reno, Pineta di Bellocchio (circa 38.3 km);
- SIC/ZPS Valli di Comacchio (circa 40 km).

I Siti Natura 2000 presenti nell'area si trovano tutti a distanza superiore a 20 km dall'area di progetto. Tuttavia si è ritenuto cautelativamente di predisporre uno studio per la valutazione di incidenza (al quale si rimanda) al fine di valutare se gli impatti derivanti dallo sviluppo del progetto in esame possano avere effetti sui siti della Rete Natura 2000 sopra elencati.

4.2.2 Important Bird Areas (IBA)

4.2.2.1 Inquadramento

Le Important Bird Areas (IBA, aree importanti per gli uccelli) sono state individuate come aree prioritarie per la conservazione, definite sulla base di criteri ornitologici quantitativi, da parte di associazioni non governative appartenenti a “BirdLife International”.

In Italia il progetto è curato da LIPU “Lega Italiana Protezione Uccelli” (rappresentante italiano di BirdLife International); la collaborazione tra LIPU e Direzione per la Conservazione della Natura del Ministero Ambiente ha portato alla redazione nel 2003 della Relazione Tecnica “Sviluppo di un sistema nazionale delle ZPS sulla base della rete delle IBA”.

4.2.2.2 Relazioni con il Progetto

Il progetto non interessa direttamente Siti classificati come IBA.

Le IBA più prossime all'area di intervento, individuati dalla figura seguente, sono:

- IBA70 “Delta del Po” a terra (circa 22.7 km di distanza) e IBA70M “Delta del Po” a mare con una fascia di circa 1 km dalla costa (circa 20.7 km di distanza): si evidenzia che il confine della corrispondente ZPS, la ZPS IT3270023 Delta del Po, è ubicato a circa (circa 23.4 km ad Ovest);
- IBA71 “Valle Bertuzzi e Sacca di Goro” (circa 26.3 km).

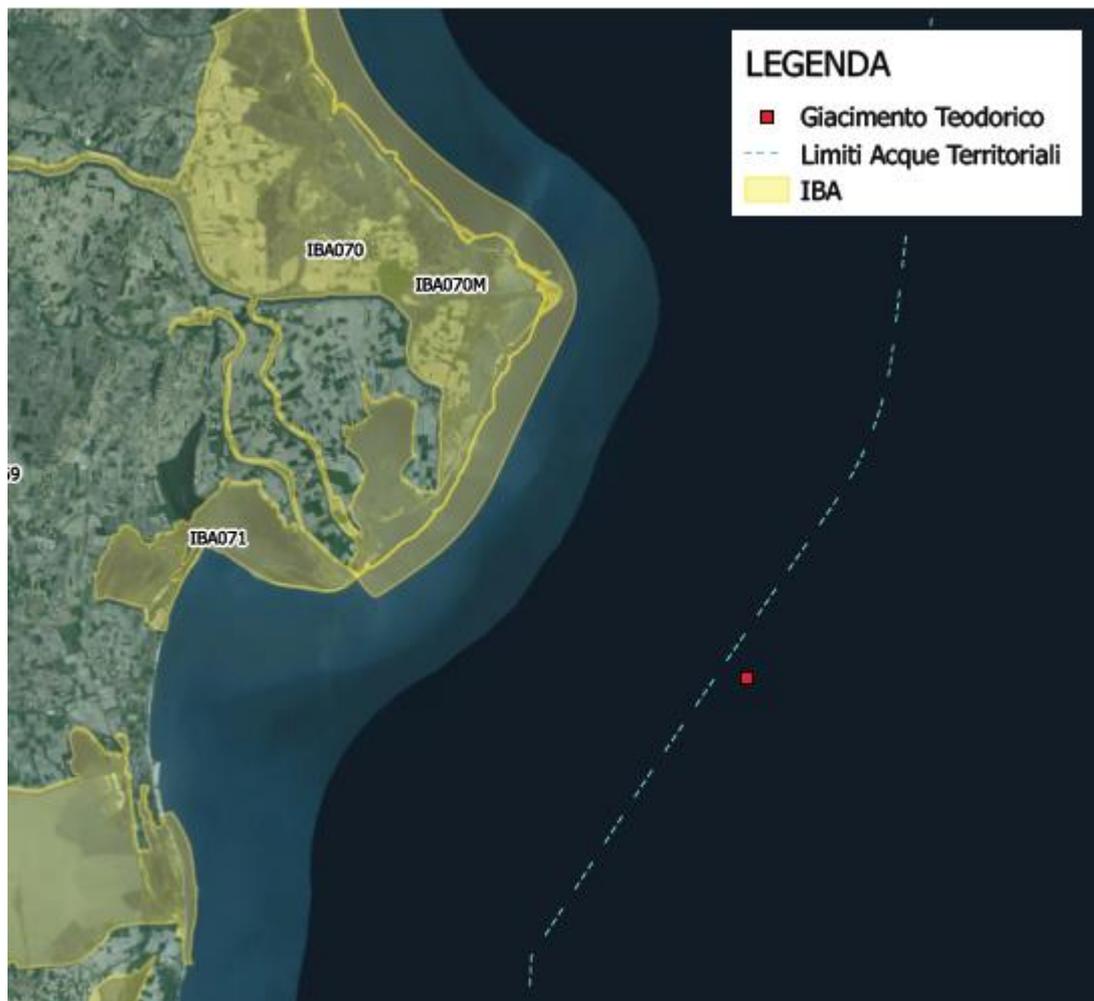


Figura 4.e: IBA (IBA LIPU sito web)

4.2.3 Aree Umide di Importanza Internazionale (RAMSAR)

4.2.3.1 Inquadramento

Le Aree Umide di Importanza Internazionale sono aree acquitrinose, paludi, torbiere oppure zone naturali o artificiali d'acqua, permanenti o transitorie (comprese zone di acqua marina la cui profondità, quando c'è bassa marea, non superi i sei metri), importanti sotto il profilo ecologico, botanico, zoologico, limnologico o idrologico, in particolare per gli uccelli acquatici.

Tali aree, in base alla Convenzione di Ramsar (ratificata dall'Italia con DPR 13 Marzo 1976, No.448 e con DPR 11 Febbraio 1987, No.184), vengono inserite in un elenco e tutelate così da garantire la conservazione dei più importanti ecosistemi "umidi" nazionali, le cui funzioni ecologiche sono fondamentali, sia come regolatori del regime delle acque, sia come habitat di una particolare flora e fauna. Viene pertanto riconosciuto il valore delle zone denominate "umide" in quanto ecosistemi con altissimo grado di biodiversità e habitat vitale per gli uccelli acquatici.

4.2.3.2 Relazioni con il Progetto

Il progetto non interessa direttamente Siti classificati come RAMSAR.

Le RAMSAR più prossime all'area di intervento, individuati dalla figura seguente, sono:

- Valle di Gorino (circa 26.5 km ad Ovest);
- Valli Bertuzzi (circa 37.5 km ad Ovest);
- Sacca di Bellocchio e Valli Residue del Comprensorio di Comacchio (circa 38.2 km ad Sud Ovest);
- Pialassa della Baiona (circa 44 km ad Sud Ovest).

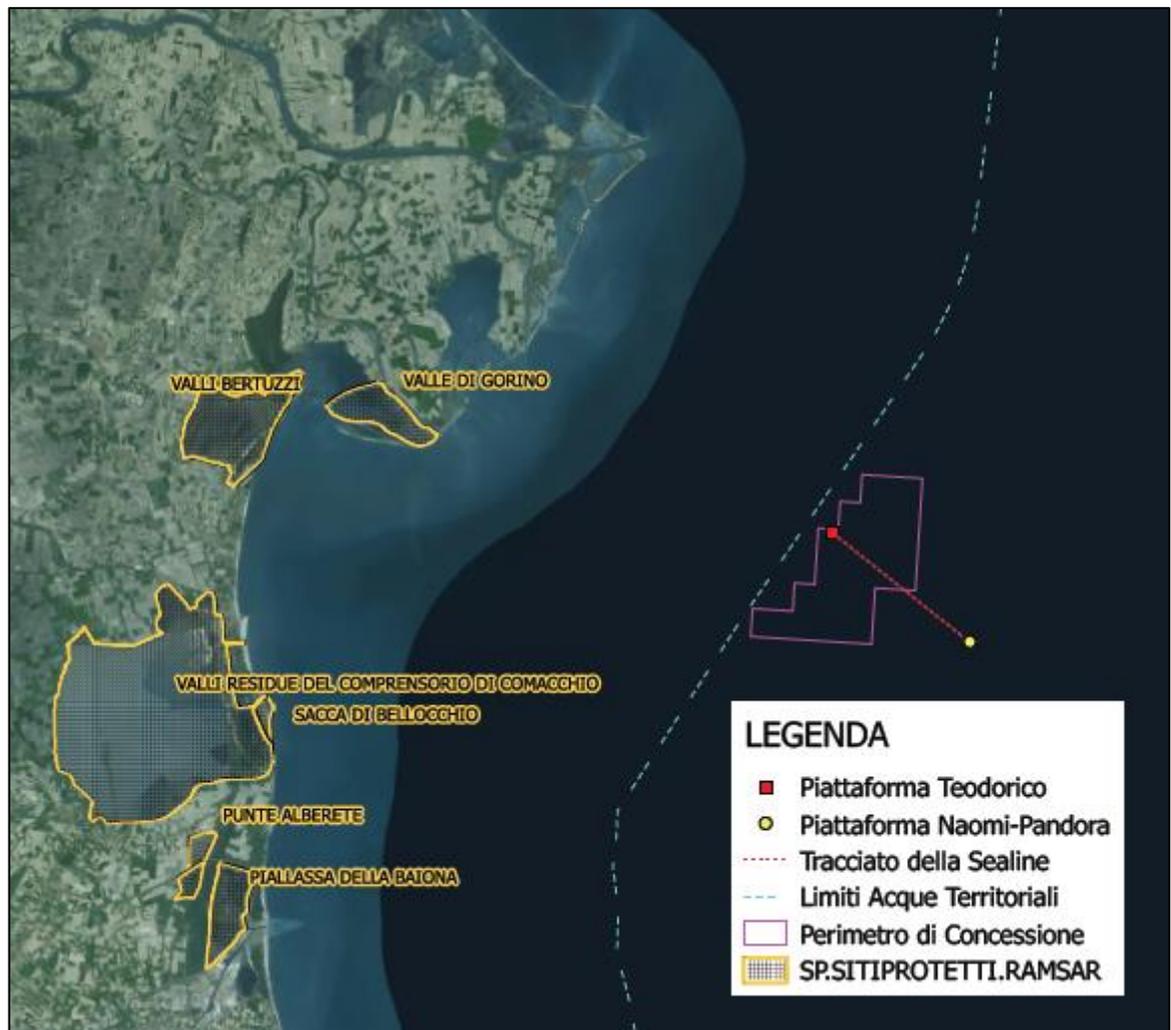


Figura 4.f: Aree Umide di Importanza Internazionale (RAMSAR)

4.3 AREE MARINE DI TUTELA O VINCOLO

4.3.1 Zone di Tutela Biologica Marina

4.3.1.1 Inquadramento

Le Zone di Tutela Biologica Marina sono istituite con la finalità di proteggere gli ambiti marino-costieri caratterizzati dalla presenza di zone di mare riconosciute come aree di riproduzione o di accrescimento di specie marine di importanza economica o che risultassero impoverite da un troppo intenso sfruttamento.

L'istituzione delle zone di tutela biologica è prevista dalla normativa in materia di pesca marittima e, in particolare, da:

- Legge del 14 Luglio 1965, No. 963 recante disciplina della pesca marittima, così come modificata dai Decreti Legislativi No. 153 e No. 154 del 26 Maggio 2004;
- Decreto del Presidente della Repubblica del 2 Ottobre 1968, No. 1639, recante il Regolamento per l'esecuzione della Legge del 14 Luglio 1965, No. 963 e, in particolare, dall'Art. 98 che stabilisce che l'istituzione di tali zone venga disposta sulla base di studi scientifici o tecnici;
- Decreto del Ministero delle Politiche Agricole e Forestali del 19 Giugno 2003 concernente il Piano di Protezione delle Risorse Acquatiche che, all'Art. 7, comma 1, statuisce l'istituzione di zone di tutela biologica da adottarsi ai sensi dell'Art. 98 sopra citato.

In Italia, con appositi Decreti del Ministero delle Politiche Agricole e Forestali, sono state istituite un totale di 12 Zone di Tutela Biologica Marina.

Le ZTB più prossime all'area di interesse del progetto (si veda la figura seguente) sono:

- ZTB – Area Fuori Ravenna, distante circa 28 km in direzione Sud-Ovest;
- ZTB - Tenue di Chioggia, distante circa 49 km in direzione Nord.

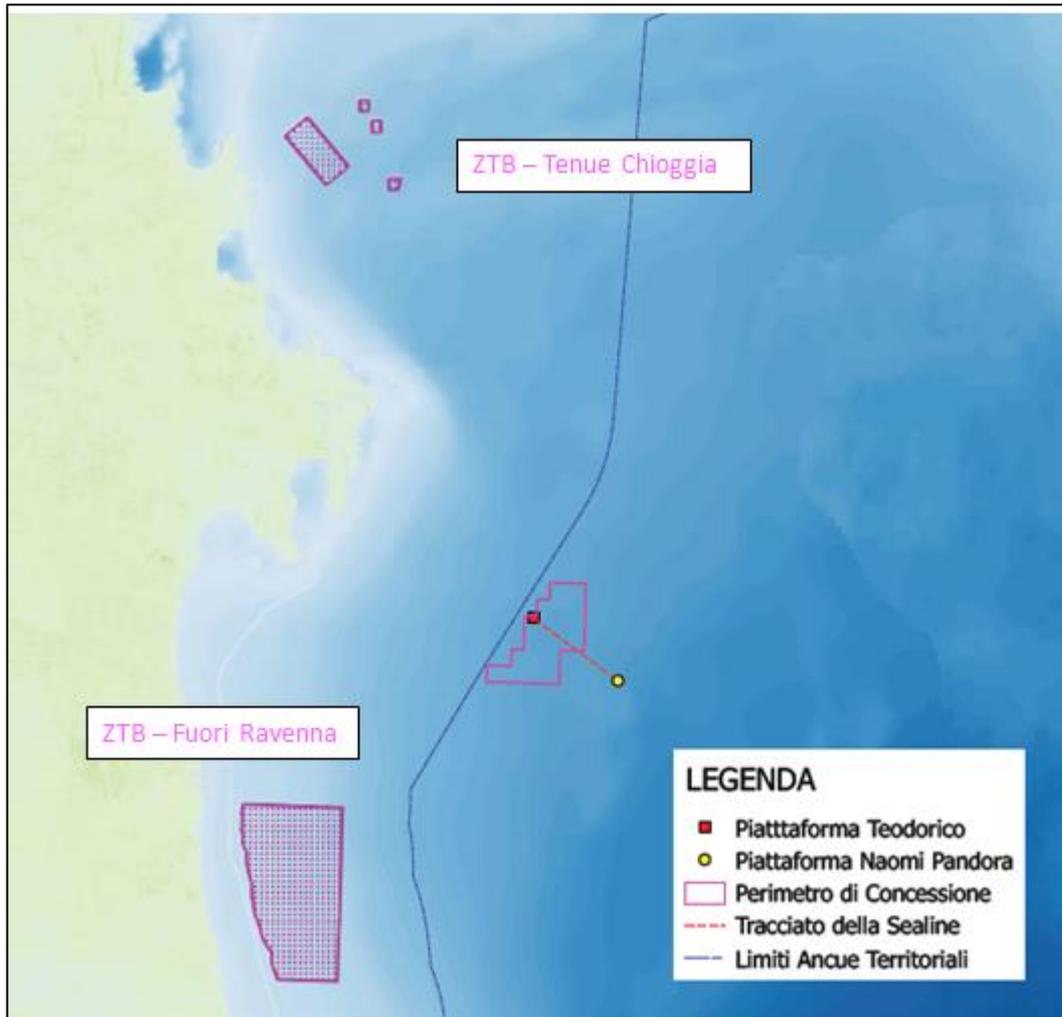
Con Decreto del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali del 5 Agosto 2002 viene istituita la Zona di Tutela Biologica delle acque marine situate al largo del porto di Chioggia, che comprende le quattro aree di mare delimitate dai punti indicati dalla tabella seguente.

Tabella 4.1: Zona di Tutela Biologica di Chioggia

AREA	Punti	LONG N	LAT E
1 ^a Area	A	45° 14' 10"	12° 23' 40"
	B	45° 11' 50"	12° 27' 40"
	C	45° 10' 30"	12° 25' 90"
	D	45° 12' 80"	12° 21' 80"
2 ^a Area	A	45° 15' 30"	12° 28' 80"
	B	45° 14' 60"	12° 28' 80"

AREA	Punti	LONG N	LAT E
	C	45° 14' 60"	12° 28' 00"
	D	45° 15' 30"	12° 28' 00"
3 ^a Area	A	45° 14' 10"	12° 29' 90"
	B	45° 13' 40"	12° 29' 90"
	C	45° 13' 40"	12° 29' 10"
	D	45° 14' 10"	12° 29' 10"
4 ^a Area	A	45° 10' 70"	12° 31' 70"
	B	45° 10' 00"	12° 31' 50"
	C	45° 10' 00"	12° 30' 70"
	D	45° 10' 70"	12° 30' 70"

La ZTB “Area Fuori Ravenna” è stata istituita con DM16 Marzo 2004 modificato poi successivamente dal DM 22 Gennaio 2009.



**Figura 4.g: Zone di Tutela Biologica
(WMS Progetto SHAPE Atlas, IPA Adriatic)**

Il citato Decreto 22 Gennaio 2009 evidenzia inoltre:

- per la ZTB Tenue Chioggia:
 - pesca professionale: viene consentito l'uso di reti da posta solo nei canali di collegamento tra le quattro zone rocciose oggetto del primo decreto di ZTB,
 - pesca sportiva: si consente la pesca con un massimo di 5 ami per pescatore solo nei canali di collegamento tra le quattro zone rocciose;
- per la ZTB Fuori Ravenna:
 - pesca professionale: viene consentito l'uso delle nasse, delle reti da posta e l'uso dei palangari.
 - pesca sportiva: si consente la pesca con un massimo di 5 ami per pescatore. E' autorizzata la pesca anche con natanti collettivi.

L'area di progetto non interessa alcuna ZTB; le zone tutelate più prossime, come sopra evidenziato, sono collocate a significativa distanza dalla prevista localizzazione della piattaforma Teodorico (distanza minima di 28 km per quanto riguarda la ZTB – Area Fuori Ravenna)

4.3.1.2 Relazioni con il Progetto

In considerazione delle distanze tra l'area di intervento e le ZTB segnalate nell'area, non si riscontra alcun elemento di contrasto tra progetto e Zona di Tutela Biologica.

4.3.2 **Zone Interdette alla Pesca e alla Navigazione ed Ancoraggio**

Per valutare la presenza di eventuali aree sottoposte a vincoli alla navigazione è stata analizzata la Carta Nautica No. 37 “Da Pesaro al Po di Goro” pubblicata dall'Istituto Idrografico della Marina aggiornata al 2016.

La Figura 1.2 allegata riporta un estratto della carta citata per l'area di interesse del progetto. Come si può notare da tale figura non sono presenti aree interdette alla navigazione nelle vicinanze delle opere previste per lo sviluppo del giacimento Teodorico (realizzazione della piattaforma e delle sealine).

Si evidenzia solamente la presenza di un ostacolo con profondità minima 30 m (“Obstn”) a circa 3.3 km di distanza in direzione Sud-Ovest.

La realizzazione delle opere previste dal progetto, sarà oggetto di specifica regolamentazione della navigazione; infatti secondo quanto previsto dall'Art. 6, Comma 5 del D.Lgs. 145/2015 di recepimento della Direttiva 2013/30/UE (Direttiva Offshore), “*ai sensi dell'Art. 28 del DPR 24 Maggio 1979, No. 886, è istituita una zona di sicurezza circostante l'impianto il cui raggio è individuato con ordinanza della Capitaneria di Porto [...]*” all'interno della quale è interdetta la navigazione ad esclusione dei casi previsti dallo stesso D.Lgs 145/2015.

A tale scopo la Capitaneria di Porto di Ravenna, con Ordinanza No. 11 del 2016, ha reso nota la presenza, nella zona di mare antistante il litorale di giurisdizione del Circondario Marittimo di Ravenna, di:

- A: installazioni fisse per estrazione di gas in concessione alla Società eni S.p.A. (tra le quali è compresa anche la piattaforma Naomi-Pandora);
- B: condotte sottomarine di proprietà della Società eni S.p.a.;
- C: terminali foranei di oleodotti per l'imbarco e lo sbarco di prodotti petroliferi di proprietà della Società eni S.p.a.;
- D: oleodotti (Sealines) di proprietà della Società eni S.p.a.;
- E: terminale marino per lo sbarco di prodotti petroliferi di proprietà della PIR Petroli S.p.a.;
- F: oleodotto (Sealine) di proprietà della PIR Petroli S.p.a. giacente sul fondo del mare;

disponendo, agli Articoli 2, 4 e 5 quanto segue:

- *Articolo 2: “La zona di sicurezza di cui all’Art. 28 del D.P.R. 886/79, in cui è vietato l’accesso a tutte le navi, imbarcazioni e galleggianti, è stabilita in 200 metri dalle installazioni elencate alla lettera A e comunque, da tutte quelle (ivi comprese le piattaforme mobili ed i mezzi intenti alla perforazione, alla installazione o alla manutenzione delle piattaforme dei pozzi o delle relative tubazioni) che si dovessero trovare ad operare in mare nelle acque di giurisdizione del Circondano Marittimo di Ravenna. La zona di sicurezza può essere estesa, a seconda delle necessità ed in via provvisoria tramite semplice avviso ai naviganti, che vale anche come segnalazione della presenza delle strutture non permanenti agli effetti dell’applicazione delle presenti norme. Per le unità da diporto il divieto di cui al presente articolo è esteso a 500 metri. È altresì vietato il transito e la sosta di navi e galleggianti, nonché qualsiasi tipo di pesca nel raggio di 1000 mt dalle installazioni indicate alla lettera C e lettera E”;*
- *Articolo 4: “Le navi e le imbarcazioni in transito nelle zone interessate dalle operazioni di prospezione e ricerca geofisica devono prestare la massima attenzione alle segnalazioni che potrebbero essere loro rivolte dalle unità intente ad effettuare dette operazioni o dalle imbarcazioni incaricate della vigilanza. Devono inoltre mantenersi ad una distanza di sicurezza non inferiore a 4000 (quattromila) metri dalla poppa, delle unità operanti con attrezzature al traino, per tutta l’ampiezza del settore di 180 a poppavia del traverso dell’unità stessa ed, in ogni caso, non ne devono intralciare la rotta. La predetta distanza di sicurezza potrà essere estesa con apposito avviso ai naviganti”*
- *Articolo 5: “Possono avvicinarsi alle predette installazioni le navi appoggio, le navi che devono compiere operazioni commerciali e le unità adibite alla manutenzione e le imbarcazioni addette al trasporto di persone e materiale per il servizio delle installazioni stesse, purché preventivamente autorizzate dal concessionario e/o proprietario delle installazioni, con l’obbligo degli stessi di avvisare l’Autorità Marittima, anche via radio. Sono altresì autorizzate le unità navali della corporazione Piloti, del gruppo Ormeggiatori ed i rimorchiatori addetti al servizio nella rada di Ravenna per il tempo necessario a prestare assistenza alle navi autorizzate di cui sopra, nonché le unità adibite ad altri servizi portuali, per il tempo strettamente necessario ad espletare la loro prestazione”.*

Per l’individuazione di aree soggette a ulteriori vincoli/restrizioni o pericoli per la navigazione di altra natura (come ad esempio le aree dedicate alla pesca) è stata consultata la Carta Nautica, Pesca, Ambiente Marino, Porti e Servizi, Informazioni No. NP 030 “Riccione – P.to Barricata” pubblicata da Sea Way aggiornata al 2013.

La Figura 4.2 allegata riporta un estratto di tale carta per l’area di interesse. Nelle vicinanze dell’area di progetto si evidenzia solamente la presenza di 2 teste pozzo abbandonate a circa 3.4 km in direzione Nord Ovest.

4.4 AREE SOTTOPOSTE A RESTRIZIONI DI NATURA MILITARE

4.4.1 Inquadramento

Lungo le coste italiane esistono alcune zone di mare nelle quali sono saltuariamente eseguite esercitazioni navali di Unità di superficie e di sommergibili, di tiro, di bombardamento, di dragaggio ed anfibie.

Dette zone sono pertanto soggette a particolari tipi di regolamentazioni dei quali viene data notizia a mezzo di apposito Avviso ai Naviganti.

I tipi di regolamentazione che possono essere istituiti sono:

- interdizione alla navigazione od avvisi di pericolosità all'interno delle acque territoriali;
- avvisi di pericolosità nelle acque extraterritoriali.

Ciascuna zona di esercitazione è indicata con una lettera alfabetica seguita da cifre, il cui significato è in sigle è il seguente:

- lettera distintiva (indica il tipo di attività che causa l'interdizione o la pericolosità della zona);
- i numeri (la prima delle cifre individua il tipo di zona ed è uguale per tutte le zone dello stesso tipo, la seconda cifra individua il Dipartimento M.M. o C.M.M.A. di giurisdizione);
- le ulteriori cifre identificano la zona specifica.

La lettera distintiva di zona e la corrispondente prima cifra sono:

- T: zone impiegate per esercitazioni di tiro (Mare - Terra);
- E: zone impiegate per esercitazioni di tiro (Terra - Mare);
- M: zone in cui sono presenti ostacoli subacquei (Esercitazioni di dragaggio);
- S: zone nelle quali vengono svolte esercitazioni con sommergibili.

Oltre a queste aree esistono altre zone soggette a restrizione dello spazio aereo la cui perimetrazione è ricavata da "Pubblicazione Informazioni Aeronautiche, edita dall'Ente Nazionale di Assistenza al Volo" e riportata nella cartografia dall'Istituto Idrografico della Marina, uno stralcio della quale è riportato nella Figura 4.3 allegata.

Anche queste zone sono identificate con una lettera, indicante il tipo di restrizione in atto, seguita da un numero che serve per individuare la zona specifica.

4.4.2 Relazioni con il Progetto

Come mostrato in figura allegata 4.3, la localizzazione degli interventi previsti dal progetto ricade all'interno della perimetrazione dell'area identificata come R21A – "Zone dello Spazio Aereo Soggette a Restrizioni". L'altra area soggetta a restrizione più prossima a quella interessata dalle opere a progetto è quella identificata come E346 – "Zone per Esercitazioni di Tiro" ubicata a circa 15 km di distanza in direzione Ovest.

Nello specifico l'area R21 – Settore A, Località "Sara", è uno "spazio aereo regolamentato per intensa attività aerea militare dal livello di volo (*flightlevel-FL*) 125 (circa 4,000 m) sino al livello di volo (*flight-level-FL*) 240 (circa 7,680 m)" (Istituto Idrografico della Marina, 2015).

In relazione alla restrizione di cui sopra si evidenzia che la piattaforma Teodorico non sarà provvista di helideck; **non sono quindi previste possibili interferenze con lo spazio aereo regolamentato.**

4.5 SITI UNESCO

Nella lista dei beni considerati patrimonio mondiale da parte dell'UNESCO sono presenti, per quanto riguarda il territorio italiano, 51 siti dei quali 47 sono classificati come "culturali" e 4 come "naturali" (World Heritage List – Sito Web UNESCO, 2016).

Come mostrato in Figura di seguito il Sito UNESCO più prossimo all'area di progetto è il sito IT_733bis "Ferrara città del Rinascimento e il suo delta del Po" che dista circa 35 km rispetto alla prevista localizzazione della piattaforma Teodorico.

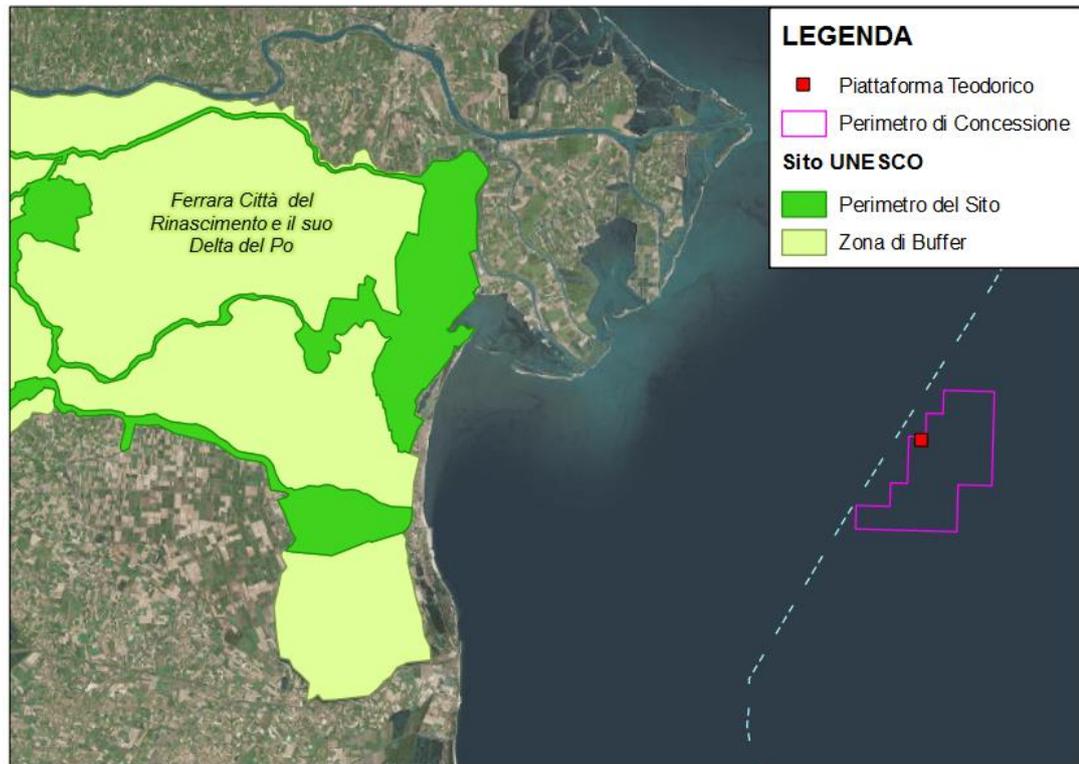


Figura 4.h: Siti UNESCO (MiBACT – Open Data)

FD/MALAR/MRD/MCO:ip

RIFERIMENTI

Istituto Idrografico della Marina, 2015 “Premessa agli Avvisi ai Naviganti 2015 e Avvisi ai Naviganti di Carattere Generale, Supplemento al Fascicolo Quindicinale Avvisi ai Naviganti N. 1/15 del 07/01/2015”, Genova 2015

Po Valley Operations Pty Ltd, 2015: “Relazione Tecnica – Rev 2”, Concessione di Coltivazione Idrocarburi “d 40 A.C.-PY”.

Po Valley Operations Pty Ltd, 2015: “Programma dei Lavori per lo Sviluppo del Campo – Rev 2”, Concessione di Coltivazione Idrocarburi “d 40 A.C.-PY”.

UNEP-MAP, RAC/SPA, 2016, SPAMI List, March 2016.

SITI WEB

LIPU (Lega Italiana Protezione Uccelli): <http://www.lipu.it/iba-e-rete-natura>

MATTM (Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare): www.minambiente.it

RAC-SPA, 2016 (Regional Activity Center for Specially Protected Areas): <http://www.rac-spa.org/spami>

Regione Emilia Romagna: <http://ambiente.regione.emilia-romagna.it/parchi-natura2000>

Regione Veneto: <http://www.regione.veneto.it/web/ambiente-e-territorio>

United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan: <http://www.unepmap.org/>

UNMIG (MISE - Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse): <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/>

World Heritage List – UNESCO: <http://whc.unesco.org/>