



CENTRALE EOLICA OFFSHORE "RIMINI" (330 MW) ANTISTANTE LA COSTA TRA RIMINI E CATTOLICA

proponente:

EnergiaWind 2020 srl _ Riccardo Ducoli amministratore unico



RELAZIONE DEL PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE GENERALE

Daniela Moderini | Giovanni Selano
ARCHITETTURA ENERGIA PAESAGGIO

Progetto generale, concept e redazione elaborato:

Arch. Daniela Moderini

Ordine degli Architetti PPC Provincia di Bolzano n. 492

Arch. Giovanni Alessandro Selano

Ordine degli Architetti PPC Provincia Barletta Andria Trani n.444



Progettazione opere civili

Tecnoconsult Engineering Construction srl

Ing. Paolo Pierangeli _ Albo Ingegneri di Pesaro e Urbino A2162



Progettazione opere elettriche

3E Ingegneria srl

Ing. Giovanni Saraceno _ Albo Ingegneri di Reggio Calabria 1629

Febbraio 2022

INDICE DELLA RELAZIONE

1	INTRODUZIONE	7
1.1	ARTICOLAZIONE E ELENCO ELABORATI DEL PROGETTO PRESENTATO PER LA FASE DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	9
1.2	UBICAZIONE DEL PROGETTO	16
1.3	SOGGETTO PROPONENTE	18
1.4	GENESI DEL PROGETTO E MISURAZIONE IN MARE DEI DATI DEL VENTO.	18
1.5	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	21
1.6	CONFRONTO CON ALTRE TIPOLOGIE IMPIANTISTICHE	25
1.7	CONTESTO TEMATICO E PROGRAMMATICO	27
1.8	COERENZA DEL PROGETTO CON I PRINCIPI DEL "DO NO SIGNIFICANT HARM" (DNSH)	34
2	STATO DELL'ITER AUTORIZZATIVO	37
2.1	CONSULTAZIONE, FASE ISTRUTTORIA CONCLUSA E PARERI OTTENUTI	38
2.1.1	EVIDENZA PUBBLICA, FASI DI CONSULTAZIONE E DI PARTECIPAZIONE SVOLTE	39
2.1.2	PARERI INTERVENUTI E CONCLUSIONE DELLA PRIMA FASE DELL'ITER	42
3	OTTIMIZZAZIONE DEL PROGETTO PRELIMINARE IN ACCOGLIMENTO DI OSSERVAZIONI/PARERI E ALTERNATIVE CONSIDERATE	45
3.1	LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO E DELLE ALTERNATIVE CONSIDERATE	46
3.1.1	LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO PRELIMINARE _ LAYOUT A	54
3.1.2	LOCALIZZAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO	55
3.2	OTTIMIZZAZIONE DELLE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN	57
3.3	DATI DI SINTESI DEL PROGETTO E DELLE OPERE PREVISTE	61
4	CRITERI DI SCELTA DELL'AREA PROGETTO	64
5	DESCRIZIONE DELL'AREA DI PROGETTO	74
6	AREE DI VALENZA NATURALISTICA E PAESAGGISTICA E RELATIVI STRUMENTI DI TUTELA E VINCOLI OPERANTI	78
6.1	TUTELA AMBIENTALE IN AMBIENTE MARINO	79
6.2	AREE PROTETTE _ PARCHI E RISERVE NAZIONALI E REGIONALI	80
6.2.1	PARCO DEL DELTA DEL PO – REGIONE EMILIA ROMAGNA	81
6.2.2	IL PARCO NATURALE REGIONALE MONTE SAN BARTOLO.	83
6.2.3	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO	85
6.3	RETE NATURA 2000	86

6.3.1	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO	88
6.4	AREE IBA (IMPORTANT BIRD AREAS)	89
6.5	AREE RAMSAR	92
6.5.1	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO AREE IBA E RAMSAR	93
6.6	BENI CULTURALI E DEL PAESAGGIO D.LGS. 42/2004	94
6.6.1	DICHIARAZIONI DI NOTEVOLE INTERESSE PUBBLICO NELL'AREA VASTA	95
6.6.2	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO	98
7	PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE	102
7.1	PIANO TERRITORIALE REGIONALE (PTR)	104
7.2	PIANO TERRITORIALE PAESAGGISTICO REGIONALE (PTPR)	105
7.2.1	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO	109
7.3	PIANO TERRITORIALE DI COORDINAMENTO PROVINCIALE (PTCP)	111
7.3.1	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO	114
7.4	PIANIFICAZIONE URBANISTICA DEL COMUNE DI RIMINI	117
7.4.1	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO	119
7.5	PIANO STRALCIO DI ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI)	126
7.5.1	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO	126
7.6	PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE (PTA)	129
7.6.1	VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO	129

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1 – Foto inserimenti della centrale eolica offshore "Rimini"	15
Figura 1.2 – ubicazione dell'area di studio che include il progetto presentato in fase preliminare e le sue alternative	16
Figura 1.3 – Inquadramento dell'area di progetto e dei LAYOUT A e B alternativi; in evidenza i vincoli d'uso e le tutele	17
Figura 1.4 – Piattaforma Azalea B su cui è stato installato l'anemometro LIDAR	19
Figura 1.5 – Immagini della centrale offshore, manifesto della transizione energetica.	24
Figura 1.6 – Unità di Pianificazione dello Spazio Marittimo area marina Adriatico, con identificazione dell'area progetto.....	31
Figura 1.7 – Unità di Pianificazione dello Spazio Marittimo Emilia-Romagna entro le ACQUE TERRITORIALI_ con identificazione dell'area progetto Layout A (nero) e Layout B (rosso) alternativo.....	32

Figura 1.8 – Aerale ricade il LAYOUT A e le alternative, su aree di “Portodimare” confermate dalla DGR 277/2021	33
Figura 1.9 – Aerale in cui ricadono i LAYOUT e buffer di 2 Mn da piattaforme in disuso (D.lgs 199/2021)	33
Figura 3.1 – Carta nautica e “involucro progettuale” (in grigio) che include i layout alternativi proposti).....	48
Figura 3.2 – Area in cui ricadono le alternative (in bianco) con LAYOUT A (in nero) e B, e opere di connessione	49
Figura 3.3 – Layout alternativi proposti su carta nautica.....	51
Figura 3.4 – Layout A, oggetto della fase istruttoria conclusa e “involucro progettuale” che include le alternative progettuali richieste per la VIA	52
Figura 3.5 – Layout B, rappresentativo delle alternative proposte per la comparazione con il Layout A.....	53
Figura 3.6 – Opere terrestri di connessione alla RTN; in evidenza, l’approdo del cavo marino con HDD (ellisse grigia).....	59
Figura 3.7 – L’ingombro della stazione utente si è ridotto rispetto a quello del progetto preliminare (tratteggio bianco)	60
Figura 3.8 – Sezione trasversale della Stazione Utente, con quinte morfologiche alberate di schermo	60
Figura 4.1 – – Ubicazione della Centrale eolica offshore “Rimini” LAYOUT A.....	69
Figura 4.2 – – Ubicazione della Centrale eolica offshore “Rimini” LAYOUT B.....	70
Figura 4.3 – Linea di Base e Limiti delle competenze marittime (in rosso, l’area che include i layout alternativi proposti)	70
Figura 4.4 – Area in cui ricadono le alternative (in bianco) con LAYOUT A (in nero) e B, e opere di connessione	73
Figura 4.5 – Opere terrestri di connessione alla RTN; in evidenza, l’approdo del cavo marino con HDD (ellisse grigia).....	73
Figura 5.1 – Vista da Gabicce Monte del paraggio e del litorale “riminese” interessati dal progetto	74
Figura 6.1 – Inquadramento dell’area progetto in relazione alla sommatoria di vincoli e tutele in mare e sulla costa	80
Figura 6.2 - Parco Regionale del delta del Po - Emilia Romagna	82
Figura 6.3 – Parco Regionale Monte San Bortolo. Vista del litorale	84
Figura 6.4 – Parco Regionale Monte San Bortolo. Vista del litorale	84
Figura 6.5 – Parco Regionale Monte San Bartolo, vista verso la costiera romagnola	85
Figura 6.6 – Parco Regionale Monte san Bartolo, vista verso il mare	85
Figura 6.7 – SITI NATURA 2000_ LAYOUT A-B.....	87
Figura 6.8 – Area progetto nel contesto dei nuovi SIC e IBA marini in Adriatico	90
Figura 6.9 – Area progetto e IBA nel contesto di area vasta. A sud il nuovo IBA marino “Medio Adriatico” ..	91

Figura 6.10 – Area progetto _ Layout A e B e aree e IBA nel contesto regionale.	91
Figura 6.11 – Area progetto _ Layout A e B e aree RAMSAR nel contesto regionale.....	93
Figura 6.12 – Zone dichiarate di notevole interesse ai sensi dell’Art. 136 del D.lgs 42/2004_ Regione Emilia-Romagna e Marche.....	96
Figura 6.13 – Opere terrestri di connessione alla RTN e interferenze con Immobili e Aree oggetto di tutela paesaggistica.....	99
Figura 6.14 – Mappa di intervisibilità. LAYOUT A; i colori indicano distanze dagli aerogeneratori pari a 5,5, 11 e 20 Km.....	101
Figura 6.15 – Mappa di intervisibilità. LAYOUT B>; i colori indicano distanze dagli aerogeneratori pari a 5,5, 11 e 20 Km.....	101
Figura 7.1 –Unità di Paesaggio individuate dal PTPR.....	107
Figura 7.2 – Carta delle Tutele del PTPR (stralcio elaborato di progetto OWFRMN_V2-SC1-15_PTPR)	108
Figura 7.3 – PTCP : valorizzazione paesaggistica e storico culturale (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-17-2_PTCP).....	114
Figura 7.4 – PTCP : rischi ambientali (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-17-2_PTCP).....	115
Figura 7.5 – PTCP : tutela del patrimonio paesaggistico (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-17-1_PTCP)	116
Figura 7.6 – Viste della Stazione TERNA San Martino in Venti e delle aree limitrofe in parte interessate dalle opere.	119
Figura 7.7 – Sezioni della Stazione di Transizione, con indicazione delle quinte morfologiche alberate e di schermo.	120
Figura 7.8 – Stralcio tavola del PSC VIN 4.2.10 _ Vincoli infrastrutturali, attrezzature, impianti tecnologici, servizi militari e civili, con indicazione delle opere in progetto e i rinverdimenti di bordo (in blu, la linea aerea e lo stallo).	121
Figura 7.9 – PSC : tutele storico culturali (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-18-1_PSC-RIMINI	122
Figura 7.10 – PSC : carta archeologica (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-18-2_PSC-RIMINI).....	123
Figura 7.11 – PSC : tutele paesaggio e ambiente (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-18-3_PSC-RIMINI).....	124
Figura 7.12 – PSC : sicurezza e vulnerabilità (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-18-4_PSC-RIMINI)	125
Figura 7.13 – Cartografia del PAI (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-16_PAI)	127
Figura 7.14 – Cartografia del PTA (nell’ellisse rossa l’ambito in cui ricadono le opere di connessione alla RTN).	129
Figura 7.15 _ Postazione di recupero con palancole per il contenimento il recupero dei fanghi di perforazione	131

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1.1 – Riepilogo del contributo del progetto in termini di emissioni evitate	21
Tabella 1.2 – Dati 2018/2020 della Regione Emilia Romagna e Provincia di Rimini e contributo del progetto.	22
Tabella 1.3 – Creazione di nuovi posti di lavoro grazie alla realizzazione della Centrale eolica offshore "Rimini"	23
Tabella 1.4 – Principi e criteri del Reg. UE 2020/852 (DNSH) e verifica di coerenza del progetto	36
Tabella 3.1 – Tabella riassuntiva dei dati relativi alle configurazioni dei Layout alternativi elaborati per il progetto.....	56
Tabella 4.1 – Panoramica dei conflitti potenziali e criteri da adottare	66
Tabella 6.1 – Tabella dei SIC e ZPS con distanza dal sito di impianto	87
Tabella 6.2 – Aree IBA	90
Tabella 6.3 – Aree RAMSAR.....	93
Tabella 6.4 – Zone dichiarate di notevole interesse ai sensi dell'Art. 136 del D.lgs 42/2004. Layout A e B....	97

RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO



1 INTRODUZIONE



Oggetto della Relazione Generale è il progetto della Centrale eolica offshore "Rimini" ubicata nel mare antistante la costa tra Rimini e Cattolica, composta da 51 aerogeneratori della potenza di 6,45 MW (per 330 MW complessivi) e opere di collegamento alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale), con punto di connessione alla Stazione TERNA "San Martino in Venti" ubicata in comune di Rimini.

Prima di entrare nel merito dalla presente relazione, si specifica che l'autorizzazione degli impianti eolici offshore è regolata dal procedimento di Autorizzazione Unica di cui all'art. 12 comma 3 del D.lgs 387/2003, così come dettagliato nello specifico dalla Circolare n. 40/2012 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT), ora Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (MIMS) di coordinamento interministeriale; in tale Procedimento Unico, organizzato per fasi rispetto a cui si gradua il livello di approfondimento progettuale e documentale, si inseriscono sia i procedimenti di Valutazione di Impatto Ambientale che quello di rilascio della Concessione Demaniale.

Il progetto della Centrale Eolica "Rimini", è stato presentato il 30 marzo 2020, allegato all'istanza di Autorizzazione Unica ai sensi dell'art. 12 del D.lgs 387/2003 (secondo quanto stabilito dalla Circolare n. 40 del 05/01/2012 del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili, che stabilisce l'articolazione del procedimento in 3 fasi) e **ha concluso la prima fase del procedimento**, coordinato dalla Capitaneria di Porto di Rimini e relativo all'istruttoria tecnico amministrativa finalizzata al rilascio della Concessione Demaniale.

La prima fase istruttoria conclusa, prevista dalla Circolare 40/2012, ha avuto specifico riguardo alla verifica della sussistenza di vincoli ostativi rispetto a diritti concorrenti legittimati da atti, di servitù demaniali o militari, di vincoli tecnici legati alla sicurezza e alla navigazione marittima e aerea, di strumenti di pianificazione vigenti in mare, di altri aspetti oggettivi che avrebbero potuto pregiudicare l'ammissibilità dell'area e di conseguenza la localizzazione della centrale eolica offshore.

Nella prima fase, **già conclusa**, si prevede che l'istanza di Autorizzazione Unica sia corredata da un Progetto Preliminare e relativi allegati; **nella Seconda fase delle tre previste dalla Circolare n. 40/2012, esperita l'istruttoria per il rilascio della Concessione Demaniale, il proponente è invitato a presentare il SIA, predisporre il progetto con un livello di approfondimento di Progetto Definitivo e gli elaborati richiesti dal D.lgs 152/2006 e quindi avviare la procedura di VIA.**

Il livello di progettazione definitiva e i relativi contenuti sono disciplinati dal D.lgs D.lgs 50/2016 – Nuovo Codice Appalti; ai sensi dell'art. 216 del Codice degli Appalti "Disposizioni transitorie e di Coordinamento", fino alla data di entrata in vigore del decreto di cui all'articolo 23, comma 3, continuano ad applicarsi le disposizioni di cui alla parte II, titolo II, capo I (articoli da 14 a 43: contenuti della progettazione), nonché gli allegati o le parti di allegati ivi richiamate del decreto del Presidente della Repubblica 5 ottobre 2010, n. 207.

In conformità con le disposizioni normative vigenti richiamate, la presente relazione sviluppa i contenuti previsti dall'art. 25 del DPR 207/2010 relativi alla Relazione Generale del Progetto Definitivo.

La Relazione Generale riferisce in merito ai seguenti argomenti:

- indagini e studi integrativi di quanto sviluppato in sede di progetto preliminare;
- Aspetti generali, con informazioni in merito all'ubicazione delle opere, al soggetto proponente, alla genesi e motivazioni del progetto, alle attività di misurazione anemometrica effettuate in mare, al confronto con altre tipologie impiantistiche, al contesto programmatico;
- Stato dell'Iter autorizzativo e fasi istruttorie già svolte e concluse;
- Ottimizzazioni del progetto preliminare in relazione alle osservazioni e pareri ottenuti;
- Caratteristiche precipue del contesto e dalla verifica di congruenza con gli studi sulla Pianificazione dello Spazio Marittimo e le normative vigenti;
- Criteri di progettazione adottati in base alle condizioni anemologiche del sito e a considerazioni di natura tecnica e paesaggistica che hanno orientato le scelte progettuali delle opere;
- Criteri utilizzati per le scelte progettuali, gli aspetti dell'inserimento dell'intervento sul territorio i criteri di progettazione delle strutture e degli impianti
- Principali soluzioni progettuali e le ragionevoli alternative considerate e comparate tra loro, esplicitando i benefici ambientali derivanti dalla realizzazione o meno della centrale eolica offshore.

Si rimanda alla RELAZIONE TECNICA (§ elaborato OWFRMN_V2-SC2-01-2_Relazione Tecnica) per quanto riguarda la descrizione dei seguenti argomenti:

- Natura, forma, dimensioni e caratteristiche tecniche delle opere marine e terrestri previste;
- Articolazione operativa delle fasi di cantiere, di esercizio e dismissione, che fornisce indicazioni utili per la definizione dei potenziali fattori di impatto e le pressioni generate dalla realizzazione delle opere sulle componenti biotiche e abiotiche del contesto, la cui specifica disamina è argomento diffusamente trattato nella PARTE QUINTA dello Studio di Impatto Ambientale;
- Distanze di sicurezza adottate per limitare il conflitto spaziale con altre attività e usi del mare.

Il progetto, come previsto dalle norme in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, prevede delle alternative, che nel caso specifico si riferiscono in particolare alla localizzazione e disposizione degli aerogeneratori e al tracciato delle opere terrestri di connessione (cavo AAT interrato terrestre).

Le alternative localizzative proposte interessano un involucro progettuale che include l'area ritenuta ammissibile nella prima fase istruttoria conclusa e si estende in un'area contigua ad essa, ponendosi in tal modo a cavallo delle 12 Mn e risultando complessivamente compreso tra le 6 Mn e le 18 Mn.

L'involucro progettuale complessivo che racchiude tutte le alternative di disposizione degli aerogeneratori considerate, salvaguarda le aree oggetto di vincoli e limiti operativi o di interesse ambientale, tra cui in particolare i giacimenti di depositi di sabbie relitte che costituiscono il limite verso il largo della localizzazione dell'involucro progettuale.

Per l'espletamento della procedura di VIA, il progetto (approfondito a livello di Definitivo) recepisce le prescrizioni e le osservazioni degli enti che hanno espresso parere nell'ambito della procedura autorizzativa sino a qui svolta e conclusa nonché alcune considerazioni espresse dai portatori di interesse.

Tenendo conto di quanto emerso in fase istruttoria, Il progetto è stato approfondito e ottimizzato con particolare riguardo alle opere elettriche di connessione alla RTN, ferma restando l'interfaccia con la Stazione elettrica San Martino in Venti della parte a valle della stazione utente, per le quali **TERNA ha rilasciato il Benestare al Progetto**, considerandolo rispondente ai requisiti tecnici di connessione di cui al Codice di Rete.

1.1 ARTICOLAZIONE E ELENCO ELABORATI DEL PROGETTO PRESENTATO PER LA FASE DI VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Prima di entrare nel merito degli argomenti oggetto della Relazione Generale, si riporta l'organizzazione del Progetto definitivo e in particolare alle relazioni tecniche e specialistiche che ne fanno parte.

Il D.lgs 152/2006 all'art.5, lett. g), D.Lgs.152 del 3 aprile 2006 dispone che:

"... Ai fini del rilascio del provvedimento di VIA il proponente presenta il progetto di fattibilità come definito dall'articolo 23, commi 5 e 6, del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50, o, ove disponibile, il progetto definitivo come definito dall'articolo 23, comma 7, del decreto legislativo n. 50 del 2016, ed in ogni caso tale da consentire la compiuta valutazione dei contenuti dello studio di impatto ambientale ai sensi dell'allegato IV della direttiva 2011/92/UE..."

In ottemperanza al D.lgs 152/2006 e alla citata Circolare 40/2012, a valle della Fase Istruttoria conclusa, per l'avvio della Procedura di Valutazione Ambientale e per la successiva fase istruttoria di Autorizzazione Unica, **il progetto è stato approfondito a livello di Progetto Definitivo.**

Il progetto è accompagnato da una serie di elaborati grafici e descrittivi e dallo Studio di Impatto Ambientale, a sua volta corredato da Studi Specialistici, secondo quanto previsto dal D.lgs 152/2006 e dalla stessa Circolare 40/2012 relativamente alla fase di Valutazione di Impatto Ambientale e sono stati redatti in conformità delle norme vigenti e in particolare secondo quanto disposto dal citato D.lgs 50/2016 e ss.mm.ii. e dal DPR 207/2010 a cui si richiama, per la parte ancora vigente.

Si riporta di seguito l'elenco degli elaborati grafici e delle Relazioni Tecniche e specialistiche che accompagnano il Progetto Definitivo e lo Studio di Impatto Ambientale (raggruppati seco).

VIA 2 _ ELABORATI DI PROGETTO

VIA 2 _ SOTTOCARTELLA SC1 _ INQUADRAMENTO, TUTELE E PIANI

OWFRMN_V2-SC1-01-1_D-CARTA-NAUTICA_A	Inquadramento su Carta Nautica Layout A	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-01-2_D-CARTA-NAUTICA_B	Inquadramento su Carta Nautica Layout B	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-01-3_D-ALTERNATIVE-LAYOUT	Alternative di layout	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-02-1_D-GEOGRAFICO_A	Inquadramento geografico Layout A	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-02-2_D-GEOGRAFICO_B	Inquadramento geografico Layout B	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-03-1_D-VINCOLI SERVITU'_A	Tutele, servitù, concessioni Layout A	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-03-2_D-VINCOLI SERVITU'_B	Tutele, servitù, concessioni Layout B	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-04-1_D-GEO-SUP_A-B	Carta Geologica Mari Italiani _ Superficiale Layout A-B	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-04-1_D-GEO-PROF_A-B	Carta Geologica Mari Italiani _ di Profondità Layout A-B	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-04-3_D-HABITATS_A-B	Inquadramento Mappa habitat fondali Layout A-B	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-05-1_D-TERRA-MARE-ANALISI_A-B	Carte tematiche di Analisi "Tra la terra e il Mare" Layout A-B	scala 1:200000
OWFRMN_V2-SC1-05-2_D-TERRA-MARE-MISURE_A-B	Carte Tematiche Misure "Tra la terra e il Mare" Layout A- B	scala 1:200000
OWFRMN_V2-SC1-05-2_D-TERRA-MARE-SINTESI_A-B	Sintesi PSM "Tra la terra e il Mare" Layout A-B	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-06-1_D-PSM-TARTARUGHE-DELFINI_A-B	PSM_Tartarughe e delfini da Geoportale GAIR "Portodimare" _ Ritmare	scala 1:200000
OWFRMN_V2-SC1-06-2_D-PSM-USI-DEL-MARE_A-B	PSM_Usi del Mare da Geoportale GAIR "Portodimare" _ Ritmare	scala 1:200000
OWFRMN_V2-SC1-06-3_D-PSM-PESCA_A-B	PSM_Tipologie di pesca da Geoportale GAIR "Portodimare" _ Ritmare	scala 1:200000
OWFRMN_V2-SC1-06-4_D-PSM-PORTODIMARE_A-B	PSM_Unità di Piano e Usi del Mare "Portodimare"	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-07-1-D-INTERVISIBILITA_A	Aree di intervisibilità della centrale eolica offshore _ Layout A	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-07-2-D-INTERVISIBILITA_B	Aree di intervisibilità della centrale eolica offshore _ Layout B	scala 1:100000

OWFRMN_V2-SC1-08-1-D-DISTANZE_A	Distanze dai punti notevoli della costa Layout A	scala 1:50000
OWFRMN_V2-SC1-08-2-D-DISTANZE_B	Distanze dai punti notevoli della costa Layout B	scala 1:50000
OWFRMN_V2-SC1-09-1_D-50000-A	Layout A _ cavi di collegamento e aree di sicurezza	scala 1:50000
OWFRMN_V2-SC1-09-2_D-50000-B	Layout B _ cavi di collegamento e aree di sicurezza	scala 1:50000
OWFRMN_V2-SC1-09-3_D-STAZIONE-MARINA	Stazione Elettrica di trasformazione 66/400 kV su piattaforma marina	scala: varie
OWFRMN_V2-SC1-10-1_D-CONNESSIONE-RTN	Inquadramento su CTR opere terrestri di connessione alla SE TERNA (S. Martino in Venti)	scala 1:10000
OWFRMN_V2-SC1-10-2_D-CONNESSIONE-RTN	Inquadramento su Ortofoto opere terrestri di connessione alla SE TERNA (S. Martino in Venti)	scala 1:10000
OWFRMN_V2-SC1-10-3_D-STAZIONE-E-STALLO-380kV	Stazione utente di transizione aereo-cavo e Stallo 380 kV di connessione alla RTN	scala 1:1000

VIA 2 _ SOTTOCARTELLA SC1 _ TUTELE

OWFRMN_V2-SC1-11-1_D-PARCHI_LAYOUT-A	Parchi e riserve nazionali e regionali Layout A	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-11-1_D-PARCHI_LAYOUT-B	Parchi e riserve nazionali e regionali Layout B	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-12-1_D-NATURA2000_LAYOUT-A	Aree e Siti "Rete Natura 2000" Layout A	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-12-2_D-NATURA2000_LAYOUT-B	Aree e Siti "Rete Natura 2000" Layout B	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-13-1_D-IBA-RAMSAR_LAYOUT A	Important Birds Areas (IBA) e Aree RAMSAR Lay A	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-13-2_D-IBA-RAMSAR_LAYOUT B	Important Birds Areas (IBA) e Aree RAMSAR Lay B	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-14-1_D-BBPP-ART136_LAYOUT-A	Zone di notevole interesse (art 136 D.lgs 42/2004) A	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-14-2_D-BBPP-ART136_LAYOUT-B	Zone di notevole interesse (art 136 D.lgs 42/2004) B	scala 1:100000
OWFRMN_V2-SC1-14-3-1_D-BBPP-OPERE-TERRA	Beni Paesaggistici (artt. 136 e 142 D.lgs 42/2004) Opere terrestri di connessione alla SE TERNA	scala 1:10000
OWFRMN_V2-SC1-14-3-2_D-BBPP-OPERE-TERRA	Beni Paesaggistici (artt. 136 e 142 D.lgs 42/2004) Opere terrestri di connessione alla SE TERNA	scala 1:10000

VIA 2 _ SOTTOCARTELLA SC1 _ PIANI

OWFRMN_V2-SC1-15_D-PTPR	Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR)	scala 1:25000
OWFRMN_V2-SC1-16_D-PAI	Piano Assetto Idrogeologico (PAI) Marecchia-Conca	scala 1:25000
OWFRMN_V2-SC1-17-1_D-PTCP	PTCP Rimini _ Tutela del Patrimonio Paesaggistico	scala 1:25000
OWFRMN_V2-SC1-17-2_D-PTCP	PTCP Rimini _ Valorizzazione risorse paesaggistiche	scala 1:25000
OWFRMN_V2-SC1-17-3_D-PTCP	PTCP Rimini _ Rischi Ambientali	scala 1:25000

OWFRMN_V2-SC1-18-1_D-PSC-RIMINI	PSC Rimini_ Tutele storico culturali	scala 1:10000
OWFRMN_V2-SC1-18-2_D-PSC-RIMINI	PSC Rimini_ Carta Archeologica	scala 1:10000
OWFRMN_V2-SC1-18-3_D-PSC-RIMINI	PSC Rimini_ Sicurezza e vulnerabilità	scala 1:10000
OWFRMN_V2-SC1-18-4_D-PSC-RIMINI	PSC Rimini_ tavole di piano	scala 1:10000
OWFRMN_V2-SC1-18-5_D-PSC-RIMINI	PSC Rimini_ Strategie di qualificazione del territorio	scala 1:10000
OWFRMN_V2-SC1-18-6_D-PSC-RIMINI	PSC Rimini_ Schemi di assetto mobilità e ambiti normativi	scala 1:10000
OWFRMN_V2-SC1-18-7_D-PSC-RIMINI	PSC Rimini_ Classificazione aree di trasformazione	scala 1:10000
OWFRMN_V2-SC1-19_D-RUE-RIMINI	RUE Rimini _ Ambiti urbani e rurali - dotazioni territoriali	scala 1:10000

VIA 2 _SOTTOCARTELLA SC2 _ RELAZIONI DEL PROGETTO DEFINITIVO

OWFRMN_V2-SC2-01-1_R-GENERALE	Relazione Generale
OWFRMN_V2-SC2-01-2_R-TECNICA	Relazione tecnica
OWFRMN_V2-SC2-02-1_R-OPERE-ELETTRICHE	Opere elettriche (Marine e terrestri) di connessione alla RTN
OWFRMN_V2-SC2-02-2_R-TRACCIATO-CAVO-380kV	Descrizione tracciato Elettrodotta interrato 380 kV (parte terrestre)
OWFRMN_V2-SC2-02-3_R-ELETTROMAGNETISMO	Campi elettrici e elettromagnetici e Distanze di Prima Approssimazione (DPA)
OWFRMN_V2-SC2-03_R-GEOLOGICA	Relazione geologica
OWFRMN_V2-SC2-04_R-GEOTECNICA	Relazione geotecnica
OWFRMN_V2-SC2-05_R-ONDA-PROGETTO	Relazione sul moto ondoso e calcolo onda di progetto
OWFRMN_V2-SC2-06-1_R-SISMICA- STRUTTURE-MARE	Relazione sismica e sulle strutture delle opere in mare
OWFRMN_V2-SC2-06-2_R-SISMICA- STRUTTURE-TERRA	Relazione sismica e sulle strutture delle opere a terra
OWFRMN_V2-SC2-07_R-IDROLOGICA	Relazione Idrologica e idraulica
OWFRMN_V2-SC2-08_R-LOGISTICA-E-CANTIERE	Relazione sugli aspetti logistici e l'organizzazione del cantiere
OWFRMN_V2-SC2-09_R-GITTATA	Studio sulla gittata massima degli organi rotanti degli aerogeneratori
OWFRMN_V2-SC2-10_R- PSC	Prime indicazioni e prescrizioni per la stesura dei Piani di Sicurezza
OWFRMN_V2-SC2-11-R-PPE-ELENCO-DITTE	Piano Particellare di esproprio (elenco ditte)
OWFRMN_V2-SC2-12_R-COMPUTO-METRICO	Computo Metrico Estimativo

VIA 2 _SOTTOCARTELLA SC3 _ PDU (PIANO DI UTILIZZO TERRE E ROCCE)

OWFRMN_V2-SC3-01_R-PRELIMINARE-PDU	Piano preliminare di utilizzo in sito del materiale di scavo delle opere terrestri (art. 24 DPR 120/2017)
OWFRMN_V2-SC3-02_R-ART-109-C5-DL-152-2006	Relazione Preliminare attività di posa in mare di cavi e condotte e immersione materiali inerti_art.109 (c. 5-1b) D.lgs 152/2006)

VIA 2 _SOTTOCARTELLA SC4 _ OPERE CIVILI ED ELETTRICHE		
OWFRMN_V2-SC4-01-1_D-WTG-PROFILO	Aerogeneratore _ profilo e segnalazioni aeronautiche	Scala 1:500
OWFRMN_V2-SC4-01-2_D-WTG-PARTICOLARI	Aerogeneratore _ particolari costruttivi	scala: varie
OWFRMN_V2-SC4-02-1_D-SET-MARINA	Piattaforma marina Stazione Elettrica 66/400 kV	scala 1:150
OWFRMN_V2-SC4-02-2_D-SET-MARINA-PARTICOLARI	Piattaforma marina _ particolari costruttivi	scala: varie
OWFRMN_V2-SC4-02-3_D-SET-MARINA-PARTICOLARI	Piattaforma marina _ particolari costruttivi	scala: varie
OWFRMN_V2-SC4-02-4_D-SET-MARINA-PARTICOLARI	Piattaforma marina _ distribuzione e 3D	scala varie
OWFRMN_V2-SC4-03-1_D-UNIFILARE_LAY-A	Schema Elettrico Unifilare Layout A	scala: varie
OWFRMN_V2-SC4-03-1_D-UNIFILARE_LAY-A	Schema Elettrico Unifilare Layout B	scala: varie
OWFRMN_V2-SC4-04-2_D-CAVI-LAY-A	Corografia collegamento cavi Layout A/stazione	Scala: varie
OWFRMN_V2-SC4-04-2_D-CAVI-LAY-B	Corografia collegamento cavi Layout B/stazione	Scala: varie
OWFRMN_V2-SC4-05_D-CAVI-MARINI-OPERE	Particolari opere di posa cavi marini	Scala: varie
OWFRMN_V2-SC4-06_D-HDD-APPRODO	Particolari HDD approdo _ Vasca Giunti	Scala: varie
OWFRMN_V2-SC4-07-1-3_D-OPERE-TERRESTRI-SU-BASE-CTR	Opere terrestri di connessione su CTR quadri 1-2-3	scala 1:5000
OWFRMN_V2-SC4-08-1-3_D-OPERE-CONNESSIONE-DPA	Opere terrestri di connessione e DPA su fotopiano quadri 1-2-3	scala 1:5000
OWFRMN_V2-SC4-09-1_D-CAVO-380KV-E-SOTTOSERVIZI	Cavo 380 kV su ortofoto e attraversamenti sottoservizi e infrastrutture esistenti	scala 1:5000
OWFRMN_V2-SC4-09-4-5_D-SEZIONI-ATTRAVERSAMENTI	Cavo 380 kV _ particolari costruttivi attraversamenti sottoservizi e infrastrutture esistenti	scala: varie
OWFRMN_V2-SC4-10-1-7_D-OPERE-ELETTRICHE-SU-CATASTALE	Opere terrestri di connessione su base catastale e aree potenzialmente impegnate _ quadri da 1 a 7	scala 1:2000
OWFRMN_V2-SC4-11-1_D-STAZIONE-E-STALLO-380KV	Stazione Utente di Transizione Aereo-Cavo e Stallo 380 kV _ Inquadramento su ortofoto	scala: Varie
OWFRMN_V2-SC4-11-2_D-STAZIONE-E-STALLO-380KV	Stazione Utente di Transizione Aereo-Cavo_ Planimetria e sezioni	scala: Varie
OWFRMN_V2-SC4-11-3_D-STAZIONE-E-STALLO-380KV	Stallo 380 kV _ Planimetria e sezioni	scala: Varie
OWFRMN_V2-SC4-12_D-STAZIONE-COROGRAFIA	Stazione utente _ Corografia su piano quotato	scala 1:400
OWFRMN_V2-SC4-12-1_D-STAZIONE-SEZIONI	Stazione utente _ Sezioni notevoli	scala 1:250
OWFRMN_V2-SC4-13_D-D-STALLO-COROGRAFIA	Area Stallo 380 kV _ Corografia su piano quotato	scala 1:400
OWFRMN_V2-SC4-13-1-D-STALLO-SEZIONI	Area Stallo 380 kV _ Sezioni notevoli	scala 1:250
OWFRMN_V2-SC4-14_D-LINEA-AEREA	Profilo altimetrico e particolari elettrodotto aereo 380 kV	scala: varie
OWFRMN_V2-SC4-15_D-STAZIONE-PLANIMETRIA	Stazione utente _ planimetria di dettaglio opere	scala 1:200
OWFRMN_V2-SC4-16-1-3_D-STAZIONE-OPERE-CIVILI	Stazione utente _ particolari costruttivi opere civili _Quadri 1-3	scala 1:250
OWFRMN_V2-SC4-17_D-STAZIONE-OPERE-ELETTRICHE	Stazione utente _ particolari costruttivi opere elettriche	Scala: varie
OWFRMN_V2-SC4-18_D-STAZIONE-OPERE-ELETTRICHE	Stazione utente sezioni opere elettromeccaniche	Scala: varie

VIA 3 _ STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

VIA 3 _ STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	
OWFRMN_V3-01-1_R-SIA-PARTE-PRIMA	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE_PARTE PRIMA INFORMAZIONI GENERALI, MOTIVAZIONI E DATI DEL PROGETTO – ARTICOLAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
OWFRMN_V3-01-2_R-SIA-PARTE-SECONDA	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE_PARTE SECONDA AMBITO TEMATICO, CONTESTO PROGRAMMATICO E PIANIFICATORIO
OWFRMN_V3-01-3_R-SIA-PARTE-TERZA	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE_PARTE TERZA DESCRIZIONE DELL'AREA DI INTERVENTO IN RELAZIONE ALLA PIANIFICAZIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO, ALLE TUTELE E VINCOLI
OWFRMN_V3-01-4_R-SIA-PARTE-QUARTA	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE_PARTE QUARTA DESCRIZIONE DEL PROGETTO, DELLE ALTERNATIVE E DELLE FASI DI COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE
OWFRMN_V3-01-5_R-SIA-PARTE-QUINTA	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE_PARTE QUINTA SCENARIO DI BASE E VALUTAZIONE DELLA COMPATIBILITA' AMBIENTALE DELL'OPERA
OWFRMN_V3-01-6_R-SIA-PARTE-SESTA	STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE_PARTE SESTA COMPENSAZIONI E AZIONI DI VALORIZZAZIONE
OWFRMN_V3-01-7_R-GRUPPO-LAVORO	COMPOSIZIONE DEL GRUPPO DI LAVORO
OWFRMN_V3-01-8_R-ELENCO-ELABORATI	ELENCO ELABORATI

VIA 3 _ SOTTOCARTELLA SC1 _ STUDI SPECIALISTI ALLEGATI AL SIA	
OWFRMN_V3-SC1-01_R-ANEMOLOGIA	Studio anemologico e di producibilità dell'impianto
OWFRMN_V3-SC1-02_MOTO-ONDOSO-IDRODINAMICA	Studio degli impatti del campo eolico su moto ondoso, vento e idrodinamica
OWFRMN_V3-SC1-03_R-BIOCENOSI-SEDIMENTI	Qualità delle acque, biocenosi e sedimenti
OWFRMN_V3.SC1.04_R-TARTARUGHE-CETACEI	Tartarughe marine e cetacei
OWFRMN_V3-SC1-05_R-AVIFAUNA-CHIROTTERI	Aspetti naturalistici, Avifauna e Chiroterri
OWFRMN_V3-SC1-06_R-PESCA	Parco eolico e pesca: impatti, sinergie e ipotesi di multi-uso
OWFRMN_V3-SC1-07_R-RISCHI-NAVIGAZIONE	Studio sui potenziali rischi e interferenze con la navigazione marittima
OWFRMN_V3-SC1-08_R-TURISMO	L'impatto del parco eolico sul turismo della riviera di Rimini
OWFRMN_V3-SC1-09_R-INDAGINE-TURISMO	Indagine sul parco eolico off-shore "Rimini", luglio-settembre 2021 _ Valutazione degli effetti del Parco Eolico sugli atteggiamenti e comportamenti di fruizione turistica del territorio
OWFRMN_V3-SC1-10_R-COSTI-BENEFICI	Analisi dei Costi e Benefici Sociali della realizzazione ed esercizio della Centrale eolica offshore "Rimini"
OWFRMN_V3SC1-11_R-RUMORE-SUBACQUEO	Valutazione dell'impatto acustico subacqueo del parco eolico offshore al largo di Rimini"

OWFRMN_V3-SC1-12_R-ACUSTICA	Valutazione di impatto acustico
OWFRMN_V3-SC1-13_R-VISIBILITA'	Paesaggio e Studio di visibilità dell'impianto

VIA 3 _SOTTOCARTELLA SC2_PAESAGGIO E ARCHEOLOGIA	
OWFRMN_V3-SC2-01_R-PAESAGGIO	Relazione Paesaggistica
OWFRMN_V3-SC2-02_R-ARCHEOLOGICA	Studio Valutazione rischio archeologico
OWFRMN_V3-SC2-02_ALL-1-2-3-4_R-ARCHEOLOGICA	Studio Verifica preventiva del rischio archeologico Allegati da 1 a 4

VIA 3 _SOTTOCARTELLA SC3_PMA - PROGETTO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE	
OWFRMN_V3-SC3-01_R-PMA	Progetto di Monitoraggio Ambientale

VIA 4 _ SINTESI NON TECNICA

VIA 4 _SINTESI NON TECNICA DELLO STUDIO D AMBIENTALE	
OWFRMN_V4- 01_R-SINTESI-NON-TECNICA	Sintesi non tecnica dello Studio di Impatto Ambientale

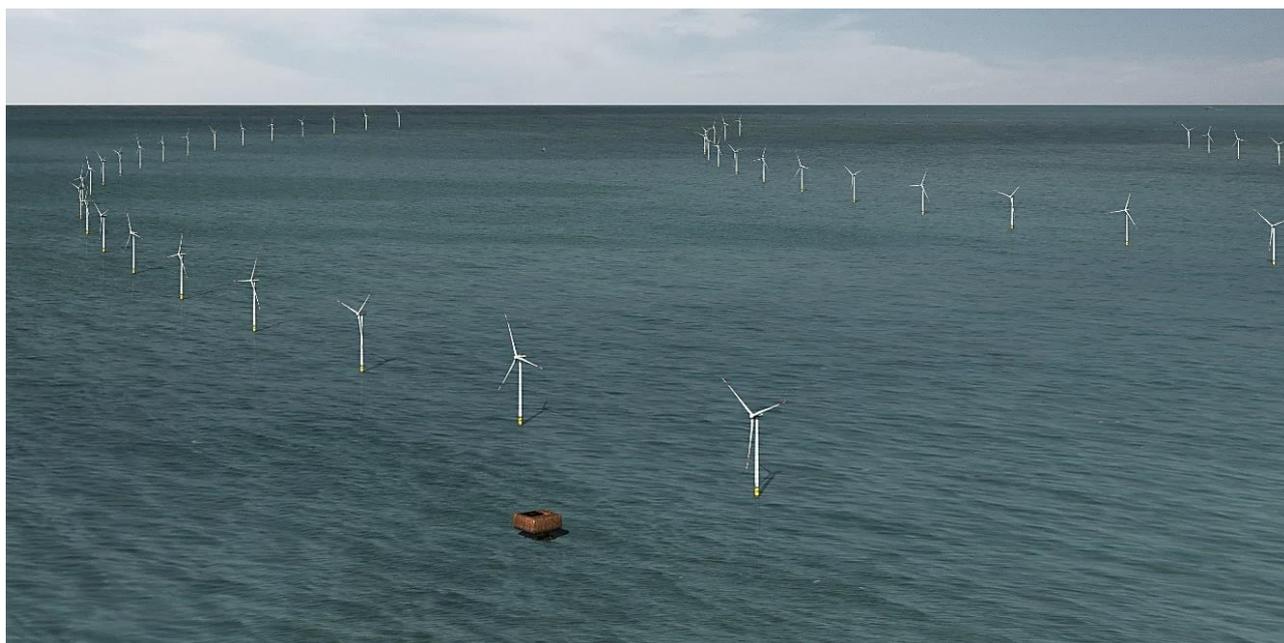


Figura 1.1 – Foto inserimenti della centrale eolica eolica Offshore “Rimini”

1.2 UBICAZIONE DEL PROGETTO

Su larga scala l'area di progetto si inserisce nel bacino del mare Adriatico Settentrionale e per ubicazione geografica e implicazioni dirette e indirette, la centrale eolica offshore impegna il braccio di mare antistante la costa compresa tra Rimini e Cattolica e parte del litorale marchigiano pesarese, che dal confine della Regione Emilia Romagna prosegue sino a Gabicce e al Colle San Bartolo.

Il braccio di mare è caratterizzato dalla presenza di molteplici attività e usi del mare, navigazione, portualità, pesca, impianti di estrazione Oil&Gas e opere connesse, giacimenti di sabbia, aree protette esistenti e di futura istituzione e regolato da norme generali e da vincoli e servitù militari.

A valle di un'accurata disamina di tutti questi aspetti e dei caratteri ambientali, paesaggistici, geografici e percettivi del contesto, è stata individuata un'area di riferimento, un "involucro progettuale" in cui è stato localizzato il progetto preliminare presentato e oggetto della prima fase istruttoria conclusa e all'interno della quale ricadono anche le alternative predisposte per la Fase di Valutazione Ambientale, delle quali si dirà nel paragrafo 3.1 e di cui si è diffusamente argomentato nella PARTE TERZA dello Studio di Impatto Ambientale.

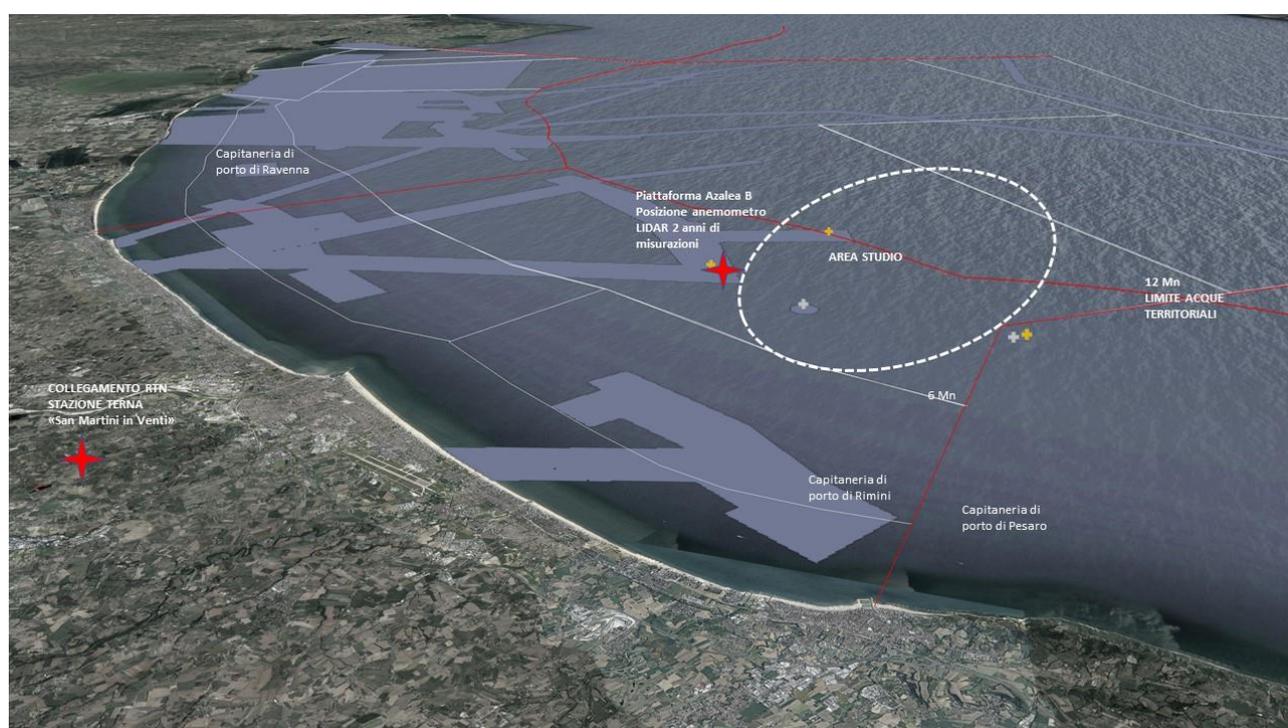


Figura 1.2 – ubicazione dell'area di studio che include il progetto presentato in fase preliminare e le sue alternative

Nello specifico, lo specchio d'acqua complessivo in cui ricadono gli aerogeneratori nelle diverse alternative di configurazione e localizzazione proposte, è compreso nei seguenti limiti:

- a nord ovest da aree concesse a ENI e occupate dalle piattaforme metanifere del gruppo Azalea e da attraversamenti di condotte;
- a nord est dal limite delle acque territoriali (12 MN) per il Layout "A", già oggetto di valutazione nella prima fase istruttoria, e dal limite delle 18 MN per le configurazioni di layout alternative proposte;

- a sud est dalle piattaforme del gruppo "Regina" e dal limite delle competenze amministrative delle Capitanerie di Porto di Rimini e Pesaro;
- a sud ovest da una linea teorica parallela alla costa e coincidente con il limite delle 6 MN per il layout "A" e con il limite delle 9 MN per i layout alternativi, entrambe identificate sia per attenuare la visibilità degli aerogeneratori dalla terra ferma e sia per rispettare le limitazioni relative agli ostacoli e ai pericoli per la navigazione aerea stabilite per l'aeroporto internazionale di Rimini _ San Marino; in tutti i layout proposti gli aerogeneratori mantengono una distanza minima dal ARP (Airport Reference Point) maggiore di 15 km e risultano esterni alla OHS (Other Horizontal Surface).

Il limite verso il largo a nord est è definito dai giacimenti di sabbie relitte, aree particolarmente sensibili per aspetti ambientali, e dalle relative aree di concessione della Regione Emilia, che utilizza tali paleo sedimenti per i ripascimenti e per gli interventi contro l'erosione costiera.

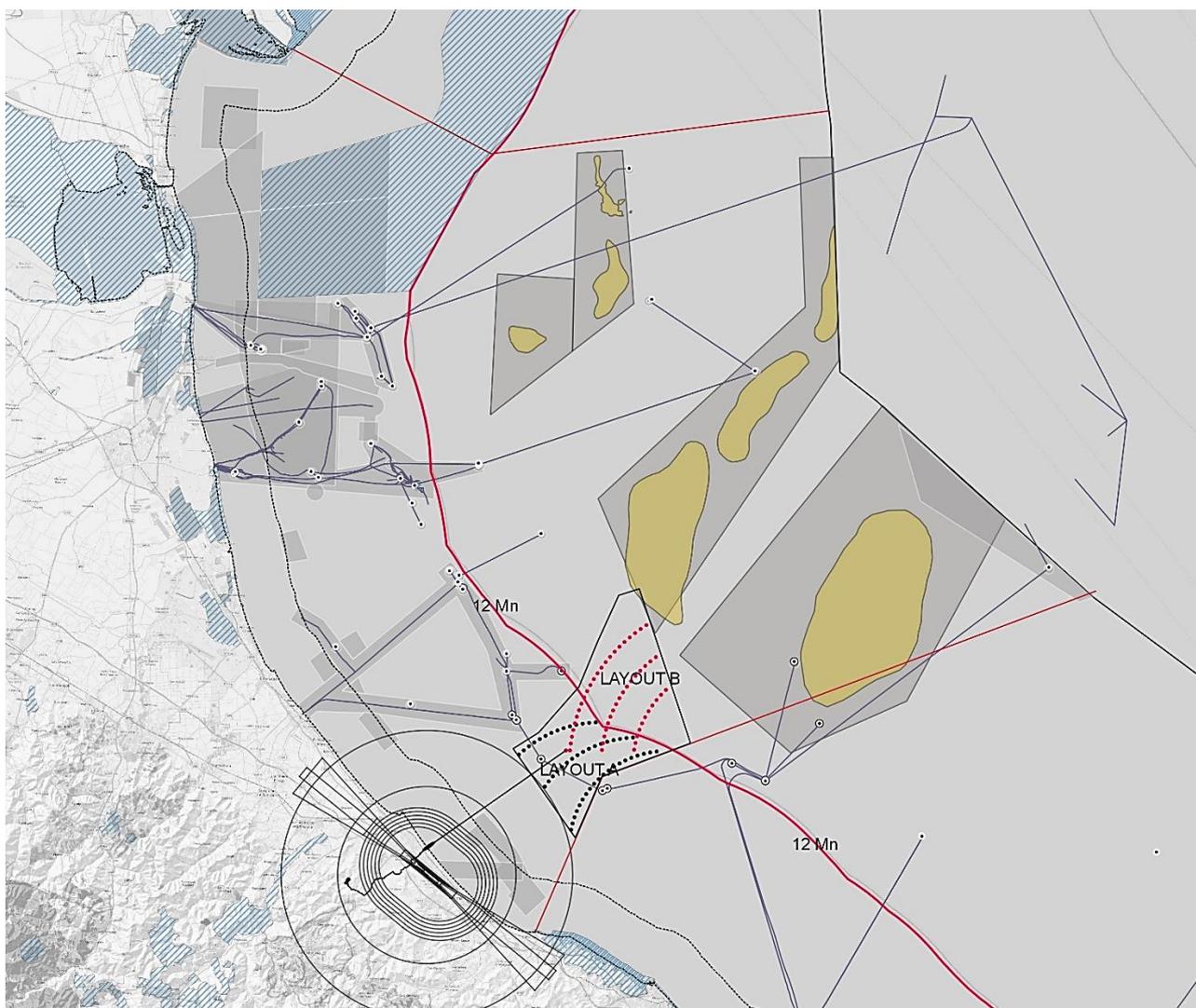


Figura 1.3 – Inquadramento dell'area di progetto e dei LAYOUT A e B alternativi; in evidenza i vincoli d'uso e le tutele

1.3 SOGGETTO PROPONENTE

Il soggetto proponente è Energia Wind 2020 srl, con sede legale in via Aldo Moro 28 - 25043 Breno (BS) C.F. P. IVA e Iscrizione al Registro delle Imprese di Brescia n. 03466270984.

ENERGIA Wind 2020 Srl è una Società di Scopo (Special Purpose Vehicle - SPV) costituita per sviluppare progetti eolici offshore nel Mare Mediterraneo.

La principale *mission* aziendale è attualmente rivolta verso lo sviluppo e la realizzazione di centrali eoliche offshore progettate con criteri innovativi e di massima compatibilità ambientale, con particolare riguardo alle interazioni con il contesto terracqueo di riferimento.

I soci fondatori di ENERGIA Wind 2020 Srl hanno sviluppato e realizzato in venti anni di attività numerosi progetti nel mercato dell'energia rinnovabile e nel settore dei servizi energetici, attraverso partecipazioni in diverse società del settore.

I progetti sviluppati e realizzati interessano diverse tipologie impiantistiche tra cui:

- impianti eolici onshore, per una potenza complessiva installata pari a 400 MW;
- impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva installata pari a 100 MW;
- impianti a biomassa, per una potenza complessiva installata pari a 10 MW.

1.4 GENESI DEL PROGETTO E MISURAZIONE IN MARE DEI DATI DEL VENTO.

L'iniziativa imprenditoriale ha avuto inizio già nel 2010 attraverso una serie di contatti istituzionali ed è passata ad una fase operativa con la sottoscrizione di una convenzione (rep. 9/14.01.2011) stipulata tra Energia Wind 2020 srl e la Provincia di Rimini.

La Provincia di Rimini sin dal 2006 ha coordinato studi specifici per la verifica della risorsa eolica offshore in Adriatico (in partenariato con la Regione Emilia-Romagna, la Provincia di Ravenna, la Provincia di Forlì-Cesena e l'Università di Bologna e in collaborazione con ENI SpA); gli studi in una prima fase hanno preso come riferimento i dati di monitoraggio registrati dalle piattaforme ENI presenti nell'Alto Adriatico e dal 2008 quelli rilevati da un anemometro analogico (posto ad una quota di 27 m dal medio mare e alto 48 m) installato sulla piattaforma ENI "Azalea B", ubicata a circa 8,4 miglia nautiche a nord-est della costa riminese e prossima all'area della centrale eolica in progetto.

Energia Wind 2020 in qualità di partner ha implementato l'attività con strumenti più idonei per la misurazione del vento in mare, installando un anemometro laser LIDAR con finalità di rilevazione velocità e direzione del vento sulla piattaforma «AZALEA B» (proprietà ENI SpA), ubicata a circa 15 km dalla costa riminese.

La rilevazione è stata effettuata a diverse quote, comprese tra 37 m s.l.m. e 127 m s.l.m., e i dati disponibili e continuativi utili per la caratterizzazione anemologica del sito sono relativi agli anni 2012/2015 e sono stati correlati con altre misurazioni effettuate negli anni successivi e con i dati della stazione ERAS (utilizzati per la correlazione statistica a lungo termine) che rende disponibile un database molto esteso desunto da rilevazioni di più di 20 anni (2000-2021) effettuate con altezze di monitoraggio di 2, 10 e 100 m.

L'attività effettuata rappresenta il primo e unico caso in Italia di misurazione anemometrica in mare aperto finalizzata allo sviluppo di un parco eolico offshore.



Figura 1.4 – Piattaforma Azalea B su cui è stato installato l’anemometro LIDAR

Le condizioni anemologiche rilevate per l’intero paraggio e tutte le elaborazioni effettuate sulla base di dati di vento misurati rendono l’area di intervento idonea per la realizzazione di un parco eolico offshore

A seguito delle attività di misurazione, Energia Wind 2020 srl a partire dal 2015 ha finanziato lo studio di fattibilità, richiesto ed ottenuto da TERNA la soluzione di connessione alla rete elettrica, ha costituito il gruppo tecnico per la redazione del progetto preliminare e avviato l’iter di autorizzazione il 30 marzo 2020, concludendo positivamente a febbraio 2021 la prima fase istruttoria finalizzata al rilascio della Concessione Demaniale Marittima, come precedentemente accennato.

Si riporta la cronologia delle fasi salienti delle attività pubbliche e private sin qui svolte attinenti al progetto.

CRONOLOGIA

Attività promosse dagli enti

2007

- Condivisione finalità di ricerca tra gli Enti Pubblici coinvolti nella promozione di studi finalizzati alla verifica della valorizzazione dell’energia eolica nelle aree marine prospicienti la costa romagnola;
- Convenzione Regione - Provincie interessate;
- Inizio monitoraggio con anemometro tradizionale fornito dalla Provincia di Rimini, posizionato sulla piattaforma «AZALEA B» di ENI.

Attività svolte in partenariato tra gli enti e Energia Wind 2020

2011

- Stipula della Convenzione tra la Provincia di Rimini e la società ENERGIA Wind 2020 Srl per realizzare una campagna di rilevazione anemometrica con strumentazione laser LIDAR.

2012/2014

- Installazione da parte di Energia Wind 2020 di un anemometro laser LIDAR sulla piattaforma ENI «AZALEA B», e acquisizione della velocità e direzione del vento a diverse quote.

Attività di iniziativa esclusiva promosse da Energia Wind 2020

2014/2016

- Elaborazione dei dati anemometrici misurati;
- Costituzione del gruppo di lavoro per la redazione dello studio di fattibilità e del progetto;
- Avvio iter con TERNA per l'ottenimento della connessione alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale;
- Ottenimento e accettazione Preventivo di Connessione di TERNA alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale;
- Predisposizione studio di fattibilità del progetto e individuazione ambito di intervento;

2017

- Avvio iter per richiesta del benestare del progetto elettrico a TERNA;

2018

- Consultazione con TERNA per verificare eventuali interferenze con altri usi della rete e possibili problematiche;
- Consultazione con il Ministero dello Sviluppo Economico e presentazione preliminare del progetto.

2019

- Richiesta e ottenimento da TERNA dell'incremento della connessione da 200 MW a 330 MW;
- Promozione e organizzazione (in collaborazione con la Provincia di Rimini) di un convegno di presentazione del progetto preliminare con relatori tecnici del settore ed esponenti politici e amministrativi della Provincia di Rimini, Comune di Rimini, Regione Emilia-Romagna;

2020

- Inoltro al Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT) di contestuale richiesta di Autorizzazione Unica art. 12 del D. Lgs. 387/2003 e s.m.i. e di Concessione Demaniale Marittima
- Deposito progetto preliminare presso Ministeri MIT, MISE, MATTM;
- Formale avvio dell'iter autorizzativo;
- Conferenza di Servizi conclusiva della prima fase istruttoria e ottenimento pareri;

2021

- Conclusione positiva della prima fase istruttoria relativa alla Concessione Demaniale Marittima;
- Ottenimento del Benestare Tecnico alla Connessione (parere di rispondenza al Codice di Rete);
- Predisposizione indagini, progetto definitivo e Studio di Impatto Ambientale;
- Incontri tematici con il MITE e il MIMS propedeutici all'avvio della procedura di VIA;

1.5 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

La scelta di presentare il progetto della centrale eolica offshore nel braccio di mare antistante la costa romagnola, deriva dai seguenti aspetti positivi che riguardano il paraggio compreso tra Ravenna e Cattolica:

- **Caratteristiche anemologiche, desunte da misurazioni dirette effettuate in mare, idonee per l'installazione di una centrale eolica offshore; la stima cautelativa della producibilità attesa supera i 710 GWh/annui, al netto delle perdite di scia, elettriche e dovute a manutenzioni;**
- **Presenza di attività altamente energivore nell'ambito costiero;**
- **Presenza lungo la costa di idonee infrastrutture elettriche per la connessione alla rete nazionale in alta/altissima tensione;**
- **Presenza di area logistica idonea (porto industriale di Ravenna), di specifiche competenze tecniche maturate in ambiente offshore e di aziende dotate di mezzi marini idonei per le operazioni di realizzazione di strutture e impianti in mare;**
- **Forte antropizzazione del braccio di mare per la presenza di piattaforme per estrazione di olio e gas (tra cui alcune, prossime all'area di progetto, sono dismesse, in fase di dismissione o in disuso);**
- **Fondali marini regolari, privi di bioconcrezioni e poseidonieti, e andamento batimetrico della fascia inclusa tra le 6 le 12 Miglia Nautiche (limite delle acque territoriali dello Stato italiano) e tra le 12 e le 18 MN, che raggiunge profondità comprese tra i 15 e i 45 metri;**
- **Possibilità di favorire usi del mare compatibili (pesca, pesca sportiva, diporto) e di intraprendere azioni di valorizzazione in sinergia col settore del turismo, della pesca e della ricerca scientifica in materia ambientale, in stretta connessione con operatori e imprenditori dei comuni costieri.**

In generale, l'installazione di una centrale eolica offshore ha effetti positivi sull'ambiente e sulla qualità della vita in quanto, attraverso lo sfruttamento di una fonte rinnovabile, garantisce una produzione di energia elettrica senza l'introduzione in atmosfera di sostanze climalteranti o dannose per l'uomo e per l'ambiente, che viceversa sono rilasciate a seguito dell'utilizzo di combustibili convenzionali e fossili.

La centrale eolica consentirebbe di evitare ogni anno l'immissione in atmosfera di sostanze nocive e climalteranti prodotte da impianti alimentati da fonte fossile per generare gli stessi kWh/a (i valori per cautela sono elaborati rispetto a una centrale termoelettrica a ciclo combinato alimentata a gas naturale).

TABELLA A Emissioni CO ₂ evitate	Emissioni CO₂
Risultato	Layout A/Alternative
Emissioni annue di CO ₂ eq evitate (tonnellate)	311.300
Emissioni totali di CO ₂ eq evitate (milioni di tonnellate)	9.340.000
TABELLA B Emissioni inquinanti evitate	
Risultato	
Emissioni annue di NO _x evitate (tonnellate)	92,3
Emissioni totali di NO _x evitate (tonnellate)	2.769
Emissioni annue di SO ₂ evitate (tonnellate)	45,15
Emissioni totali di SO ₂ evitate (tonnellate)	1.354

Tabella 1.1 – Riepilogo del contributo del progetto in termini di emissioni evitate

Il parco eolico offshore in esame potrebbe garantire un concreto contributo al passaggio al 100% di energie rinnovabili entro il 2035 del fabbisogno energetico della Regione Emilia-Romagna, obiettivo ambizioso che la Regione si è data con la sottoscrizione del Patto per il Lavoro e il Clima (dicembre 2020).

Poiché i dati relativi a tutto il 2020 sono fortemente condizionati dalla crisi pandemica, da una comparazione con i dati del biennio 2018/2020 emergono i seguenti risultati.

FABBISOGNO E PRODUZIONE REGIONALE E PROVINCIALE (DATI ANNI 2018/2020):			
Indicatori considerati	Dati 2018	Dati 2019	Dati 2020
REGIONE			
RICHIESTA DI ENERGIA	28.415 GWh	28.293,8 GWh	28.010,1 GWh
PRODUZIONE REGIONALE NETTA DI ENERGIA	20.203 GWh	20.117 GWh	22.751,4 GWh
PRODUZIONE DA FER	6.058,5 GWh (29,9%)	6.271,9 GWh	6.363,8 GWh
DEFICIT RICHIESTA/PRODUZIONE	-8212 GWh (-28,90%)	-8176 (-28,9%)	-5311,3 GWh (-19,0%)
CONTRIBUTO IMPIANTO AL FABBISOGNO REGIONALE	Incremento del 11,7% di produzione da FER; riduzione del deficit del 2,5%	Incremento del 11,3% di produzione da FER; riduzione del deficit del 2,5%	Incremento del 11,1% di produzione da FER; riduzione del deficit del 2,5%
PROVINCIA			
CONSUMI PROVINCIA DI RIMINI	1.654 GWh	1.653,7 GWh	1.503,2 GWh
CONTRIBUTO DELL'IMPIANTO AL FABBISOGNO PROVINCIALE	Copertura del 43% dei consumi	Copertura del 43% dei consumi	Copertura del 47,3% dei consumi

Tabella 1.2 – Dati 2018/2020 della Regione Emilia Romagna e Provincia di Rimini e contributo del progetto.

Con la realizzazione della centrale eolica offshore, considerando la produzione annua di 710 GWh:

- **Il deficit energetico regionale sarebbe ridotto del 2,56% mentre la produzione di energia rinnovabile in Regione Emilia-Romagna avrebbe un incremento superiore all'11%;**
- **Il fabbisogno energetico della Provincia di Rimini sarebbe soddisfatto per il 43% se rapportato ai dati del 2018 e 2019 e addirittura del 47,3% se rapportato al 2020;**
- **Sarebbe soddisfatto il fabbisogno di elettricità complessivo di un territorio urbanizzato corrispondente a circa 120.000 abitanti, considerando un consumo statistico e omnicomprensivo pro capite per abitante pari 6000,2 kWh/anno;**

Il contributo positivo del progetto conferma quanto riportato ufficialmente dalla Regione Emilia-Romagna nel 3° Rapporto di monitoraggio annuale del Piano Energetico Regionale (pubbl. 2021).

Da quanto riportato nel paragrafo 6.1.2 del rapporto si evince che:

*La crescita dell'eolico in Emilia-Romagna si scontra storicamente con le limitazioni fisiche e ambientali del territorio regionale. ... nel 2020 si sono iniziati ad affacciare all'orizzonte **alcuni progetti offshore di taglia significativa davanti a Rimini (330 mw per oltre 700 gwh) e Ravenna (circa 450 MW per oltre 1 TWh di producibilità): già oggi risulta pertanto alla portata l'obiettivo dello scenario tendenziale (51 MW), e poco distante quello obiettivo (77 MW).***

Se l'attuale disciplina regionale in materia di localizzazione di impianti eolici on-shore non favorisce la realizzazione di nuovi impianti, visti i limiti così stringenti legati alla producibilità minima richiesta per le nuove installazioni, i progetti offshore possono contribuire enormemente al raggiungimento degli obiettivi complessivi del PER in materia di fonti rinnovabili".

Altrettanto significativo è il contributo del progetto in termini occupazionali.

In applicazione degli studi eseguiti da UIL – ANEV e dalla Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile, i posti di lavoro (diretti, indiretti, indotto) che si possono creare con la realizzazione del parco eolico offshore, sono riportati nella seguente tabella (per approfondimenti, si rimanda alla PARTE SESTA del SIA).

ATTIVITÀ	Risorse Dirette	Risorse Indirette	TOTALE
Fase di Sviluppo-Ingegneristica e Fase Propedeutica alla Cantierizzazione	84	100	184
Fase di Realizzazione	34	38	72
Fase di Esercizio e Manutenzione	74	88	162
Indotto - Attività complementari alla realizzazione e all'esercizio e manutenzione			192
Fase di Dismissione	34	38	72
TOTALE	226	264	682

Tabella 1.3 – Creazione di nuovi posti di lavoro grazie alla realizzazione della Centrale eolica offshore "Rimini"

Come riportato nella PARTE SESTA dello Studio di Impatto Ambientale, preso atto della natura e entità degli impatti attesi, nessuno dei quali sembra determinare la necessità di azioni compensative per riequilibrare perdite di habitat o significativi effetti residui non mitigabili, sono proposte una serie azioni di valorizzazione del progetto che tendono a potenziare il progetto nell'ottica di sostenere e rafforzare le interazioni positive dello stesso con il contesto terracqueo di riferimento.

L'obiettivo dichiarato è di avviare processi qualificanti e condivisi in cui le ricadute possano coinvolgere il più possibile non solo gli aspetti fisici ma soprattutto quelli socio-economici che caratterizzano l'ambito marino e costiero.

Come esplicitato direttamente nella fase istruttoria svolta e conclusa e ribadito in diverse parti dello Studio di Impatto Ambientale, il progetto della Centrale Eolica offshore "Rimini" deve essere considerato come una proposta aperta al confronto con le autorità e le comunità locali; nell'ambito del confronto che potrà avvenire in tutte le fasi del procedimento, nel corso delle Conferenze di Servizi o attraverso tavoli di concertazione e negoziazione tra le parti interessate, potranno emergere forme di valorizzazione/compensazioni alternative rispetto a quelle proposte.

In conclusione, il progetto della Centrale eolica offshore "Rimini", proposto in un contesto marino utilizzato per decenni per le attività di estrazione di fonti fossili, può considerarsi un MANIFESTO DEL CONTRASTO AI CAMBIAMENTI CLIMATICI E DELLA TRANSIZIONE ENERGETICA in atto, processo inderogabile e fortemente sostenuto a livello internazionale e nazionale, e al tempo stesso un'opportunità per il contesto terracqueo di riferimento in termini di positive sinergie che si possono attivare e sviluppare.

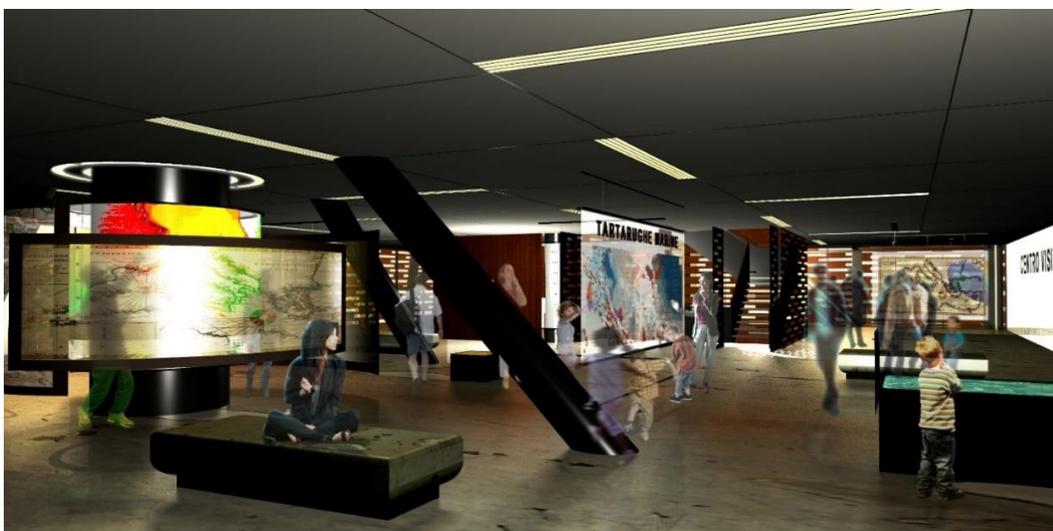


Figura 1.5 – Immagini della centrale offshore, manifesto della transizione energetica.
La Stazione marina è anche presidio in mare per le attività di monitoraggio ambientale, di ricerca scientifica e didattiche.

1.6 CONFRONTO CON ALTRE TIPOLOGIE IMPIANTISTICHE

E' importante sottolineare che si volesse produrre la stessa potenza con un unico impianto in ambiente onshore, i potenziali impatti attesi sarebbero ben diversi.

Innanzitutto non vi sono al momento aerogeneratori di potenza simile a quelli considerati per l'impianto offshore; i modelli più potenti e tecnologicamente maturi arrivano al momento a 5,5/6 MW di potenza e quindi sarebbe necessario impiegare un numero di turbine che passerebbe da 51 a 55/60, caratterizzate comunque da dimensioni imponenti con diametri del rotore compresi tra 150 e 200 m e con altezze complessive che raggiungono i 250 m.

A parte questo, considerando sempre di voler installare l'impianto per contribuire al fabbisogno energetico elettrico di un territorio particolarmente energivoro come quello della provincia di Rimini e in generale della regione Emilia-Romagna, le caratteristiche del vento delle aree interne porterebbero a considerare esclusivamente i rilievi appenninici, particolarmente delicati per conformazione orografica e interessati da vincoli e tutele di natura ambientale e paesaggistica.

La maggior parte delle aree risulterebbero di fatto inidonee ai sensi delle Linee Guida nazionali e regionali.

Non è un caso che in tutta la regione sono stati installati solo 70 MW di eolico.

Un unico impianto su terraferma di 50/60 aerogeneratori, con altrettante piazzole e relativa fitta rete di viabilità di servizio determinerebbe evidenti problemi di accettazione da parte dei territori interessati, poco favorevoli all'eolico in generale, e impatti piuttosto rilevanti in termini di consumo di suolo diretto e indiretto.

Tale ipotesi, visto il contesto regionale, appare difficilmente praticabile.

Se si volesse considerare di installare una pari potenza attraverso un impianto fotovoltaico, le cose sarebbero ancora più complesse.

Date le caratteristiche di radiazione solare media della zona di circa 1420 kW/m² e la resa energetica netta di circa 1300 kWh/kw installato, bisognerebbe installare circa 550 MW per ottenere la stessa produzione netta di 710 GWh/a garantita dai 330 MW dell'impianto eolico offshore.

Pur volendo considerare moduli estremamente performanti da 450 Wp, servirebbero oltre 1.220.000 moduli fotovoltaici, di superficie complessiva pari a circa 3.000.000 di mq.

Sempre considerando le caratteristiche di radiazione solare media e di resa energetica netta sopra richiamate, l'installazione di un impianto di 1.220.000 moduli comporterebbe un'occupazione minima di circa 800 ettari di terreno se **installati al suolo**, tra superficie delle stringhe, distanze, viabilità di servizio e opere accessorie (la superficie è maggiore ovviamente della somma di quella necessaria per piccoli impianti su copertura di edifici).

Risulta improponibile il confronto con moduli installati su tetti di immobili esistenti; per installare un numero simile di moduli, ipotizzando per eccesso una media di 20 kW installati su ciascun edificio (tra utenze domestiche e capannoni) servirebbero almeno 30.000 edifici con almeno una superficie di copertura disponibile di circa 150 mq (4,5 milioni di mq, considerando la superficie dei moduli e gli spazi di servizio).

Il fotovoltaico su copertura ha grande rilevanza per generazione elettrica distribuita e per la copertura del fabbisogno domestico o industriale diretto, ma non è praticabile per sistemi di grande generazione concentrati, anche per l'evidente impossibilità di collegamento, programmazione e controllo del sistema.

A parte il consumo di suolo, parametro di confronto non utilizzabile con una centrale eolica offshore, per una comparazione in termini ambientali si può considerare quanto segue:

- la sottrazione di suolo determinata dall'impianto fotovoltaico è totale (anche perché tale tipologia d'impianto prevede una recinzione perimetrale) e le pratiche agricole non possono continuare indisturbate su tutte le aree contigue a quelle di installazione; gli impianti cosiddetti agri-voltaici sono ancora in fase di sperimentazione e certamente non applicabili per impianti di tale estensione;
- L'impatto determinato dall'impianto eolico sulle componenti naturalistiche, come argomentato nella PARTE QUINTA dello Studio, è di magnitudo di grado complessivamente basso;
- L'impatto che determinerebbe un impianto fotovoltaico da 800 ettari risulterebbe sicuramente non trascurabile soprattutto in termini di sottrazione di habitat; l'occupazione di una superficie così ampia per una durata di almeno 30 anni potrebbe determinare impatti non reversibili o reversibili in un periodo molto lungo;
- Dal punto di vista acustico l'impatto determinato da un impianto eolico sicuramente è maggiore anche se nel caso in esame la distanza dalla costa e da recettori sensibili è talmente elevata da risultare assolutamente nullo;
- Dal punto di vista dell'elettromagnetismo, per entrambe le tipologie di installazione gli impatti sono trascurabili anche se nel caso dell'impianto fotovoltaico in prossimità dei punti di installazione le emissioni sono di maggiore entità;
- In fase di dismissione ormai la tecnologia disponibile garantisce il riciclo di circa il 90% dei componenti utilizzati per un impianto eolico; viceversa, ancora grandi incertezze ci sono sullo smaltimento dei moduli fotovoltaici;
- Per quanto riguarda l'impatto visivo, certamente gli impianti eolici risultano più visibili dalla lunga distanza, anche se in mare le condizioni sono assai differenti rispetto a terra; tuttavia non risulterebbe affatto trascurabile l'impatto visivo determinato da un impianto fotovoltaico di 800 ettari soprattutto dalla breve e media distanza a quelle d'installazione o da punti di vista elevati.

In definitiva, la tipologia di impianto di generazione da FER prescelta, a parità di potenza installata garantisce sicuramente le migliori performance in termini di produzione, ambientali ed economiche.

1.7 CONTESTO TEMATICO E PROGRAMMATICO

Il progetto si inquadra nell'ambito della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e in relazione alla tipologia di generazione risulta coerente con gli obiettivi enunciati all'interno di quadri programmatici e provvedimenti normativi comunitari, nazionali e regionali.

In particolare il progetto è coerente con le scelte strategiche energetiche internazionali e gli accordi globali per la riduzione delle emissioni in atmosfera di gas climalteranti e per il contrasto ai cambiamenti climatici nonché con tutti gli atti programmatici e normativi conseguenti stabiliti a livello nazionale

In relazione alla tipologia impiantistica, da circa 15 anni le politiche energetiche e climatiche europee a lungo termine sono ampiamente favorevoli all'eolico offshore.

A livello europeo il primo documento fondamentale per l'energia eolica offshore è stato la Comunicazione [COM (2008) 768 def.] del 13 novembre 2008, «Energia eolica offshore: interventi necessari per il conseguimento degli obiettivi della politica energetica per il 2020 e oltre», secondo cui:

"... L'energia eolica offshore può contribuire in maniera significativa al raggiungimento dei tre principali obiettivi della nuova politica energetica, ovvero: riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra, sicurezza dell'approvvigionamento energetico, miglioramento della competitività dell'UE..."

Da allora la strategia e gli obiettivi si sono continuamente aggiornati attraverso strumenti programmatici che hanno portato gli obiettivi su livelli sempre più alti.

Promuovendo a dicembre 2019 il Green Deal UE [COM(2019) 640] la strategia economica per soddisfare sia la neutralità climatica che la ripresa economica, l'Unione Europea ha sancito la sua ambizione di diventare climaticamente neutra entro il 2050.

I capi di Stato dell'UE si sono impegnati ad aumentare l'obiettivo climatico dell'UE per il 2030 ad almeno il 55%, rispetto all'attuale 40%.

Gli obiettivi sono diventati vincolanti con l'emanazione della **Legge Europea sul Clima** (REGOLAMENTO (UE) 2021/1119 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 30 giugno 2021, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale il 9 luglio 2021 ed entrata in vigore il 29 luglio 2021).

In riferimento all'eolico offshore, L'UE, nell'ambito del Green New Deal UE ha adottato l'11 novembre 2020 una *"Strategia per sfruttare il potenziale delle energie rinnovabili offshore per un futuro climaticamente neutro"* [COM(2020) 741 final].

Gli obiettivi sono ambiziosi: dai 25 GW di capacità eolica offshore installata al 2020, il target è di disporre entro il 2030 di una capacità installata di 60 GW e di 1 GW di energia oceanica; entro il 2050, l'obiettivo è di arrivare a 300 GW di capacità eolica offshore installata e 40 GW di energia oceanica.

Per raggiungere tali obiettivi è necessario un cambiamento di portata rivoluzionaria in termini di investimenti e progresso tecnologico.

Il 14 luglio 2021 la Commissione europea ha adottato il pacchetto climatico *"Fit for 55"* [COM(2021) 550 final], un insieme di proposte legislative per raggiungere entro il 2030 gli obiettivi del Green Deal; tra i vari capisaldi vi è la decisione di portare al 40% nel 2030 l'obiettivo vincolante delle energie rinnovabili nel mix energetico dell'UE, aumentandolo di 8 punti percentuale rispetto al precedente limite fissato al 32%.

In recepimento delle Direttive Comunitarie, i principali impegni strategici dello Stato italiano tesi al raggiungimento degli obiettivi internazionali sono definiti:

- **dalla Strategia Energetica Nazionale del 2017 (SEN);**
- **dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima 2019 (PNIEC).**
- **dal Programma Next Generation Italia _ Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), cosiddetto Recovery Plan, la cui ultima revisione risale ad aprile 2021.**

Secondo la SEN 2017 e il PNIEC 2019, l'eolico offshore rientra tra le nuove tecnologie innovative insieme al solare termodinamico, alla geotermia ad emissioni zero e al moto ondoso.

Secondo il PNIEC, l'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile delle fonti rinnovabili con la loro piena integrazione nel sistema.

In particolare, l'obiettivo per il 2030 prevede un consumo finale lordo di energia di 111 Mtep, di cui circa 33 Mtep da fonti rinnovabili; nello specifico, la quota di energie rinnovabili nel settore elettrico dovrà essere del 55,4%, quella nel settore termico del 33% e per i trasporti pone come obiettivi minimi di crescita l'installazione di 15,7 GW nel 2025 e 18,4 GW nel 2030.

Da un recente studio del Politecnico di Milano (§ <https://www.qualenergia.it/articoli/litalia-e-un-mix-elettrico-pulito-al-2050-quali-strade-per-arrivarci/>), emerge che per arrivare all'obiettivo del 2050 di un mix elettrico 100% rinnovabile, nello scenario di costo ottimale **si parla di aggiungere 144 GW di fotovoltaico**, di cui la maggior parte in impianti distribuiti su tetti/coperture; poi 59 GW di eolico a terra, **17 GW di eolico offshore**, oltre a 7 GW di potenza installata in elettrolizzatori per produrre idrogeno da fonti rinnovabili.

Al momento, **il PNIEC** (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) ha assegnato un fattore di crescita per l'eolico offshore e fissa un **obiettivo minimo di realizzazione di 300 MW al 2025 e di 900 MW al 2030.**

Tuttavia l'implementazione del contingente di MW prodotti da impianti eolici offshore rientra tra gli obiettivi del Ministero della Transizione Ecologica (istituito con Legge 22 aprile 2021, n. 55) e sono diversi gli atti e le iniziative volte a favorire investimenti su tale tecnologia e a pervenire ad una semplificazione dei procedimenti autorizzativi.

Il MITE ha pubblicato un Avviso pubblico - Produzione di energia elettrica mediante impianti eolici offshore galleggianti (MITE 25 giugno 2021), finalizzato istituire tavoli di lavoro e organizzare il relativo funzionamento, avendo quali parametri principali di riferimento la minimizzazione degli impatti ambientali, la celerità della realizzazione e il dimensionamento ottimale di ciascun progetto sotto il profilo della produzione energetica.

Sono seguiti degli incontri a distanza a partire dal 23 settembre 2021 e uno specifico (il 25 ottobre 2021) è stato dedicato al progetto della Centrale Eolica "Rimini", dato lo stato di avanzamento e dell'iter autorizzativo.

Ancora, a fine ottobre 2021, il Ministero della Transizione ecologica ha definito la roadmap per programmare la nuova capacità rinnovabile e centrare i target «Fit for 55»; secondo la tabella di marcia definita dal ministero guidato da Roberto Cingolani, l'Italia dovrà dotarsi, entro il 2030, di 60 gigawatt di nuova potenza installata (di cui almeno 43 GW da fotovoltaico e 12 GW dall'eolico) e per farlo sarà necessario, suggerisce lo schema, puntare su stabilità ed efficienza nella programmazione con calendari su base quinquennale, come

detto, e su misure di semplificazione e innovazione per sostenere l'accelerazione indispensabile per centrare gli obiettivi dettati dall'Europa.

Per l'eolico offshore si prevede un incremento progressivo di potenza da installare, per superare di gran lunga i 900 MW al 2030 previsti nel PNIEC.

Al tempo stesso, sono diversi gli strumenti normativi messi in atto per agevolare anche questa tipologia impiantistica.

Particolare importanza in tal senso riveste il D.lgs 31 maggio 2021, n. 77, "*recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure*" convertito in legge con L. 29 luglio 2021 n. 108;

Secondo le disposizioni del D.lgs 77/2021, gli impianti di generazione di energia elettrica da fonte eolica offshore sono compresi nell'ALLEGATO I-bis – "**Opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**, predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999" (ALLEGATO inserito alla Parte II del D.lgs 152/2006).

"Allegato I _ Bis punto 1.2 Nuovi impianti per la produzione di energia e vettori energetici da fonti rinnovabili, residui e rifiuti, nonché ammodernamento, integrali ricostruzioni, riconversione e incremento della capacità esistente, relativamente a:

*1.2.1 Generazione di energia elettrica: impianti idroelettrici, geotermici, **eolici** e fotovoltaici (in terraferma e in mare), solari a concentrazione, produzione di energia dal mare e produzione di bioenergia da biomasse solide, bioliquidi, biogas, residui e rifiuti..."*

Si applicano pertanto tutte le disposizioni stabilite dal DL 77/2021 (artt. da 17 a 32) contenute nella "Parte II _ Disposizioni di accelerazione e snellimento delle procedure e di rafforzamento della capacità amministrativa" e del "Titolo I _ Transizione ecologica e velocizzazione del procedimento ambientale e paesaggistico".

Tali **strumenti di semplificazione delle procedure amministrative applicabili alle energie da fonti rinnovabili**, incidono particolarmente in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, di Autorizzazione Unica ex art 12 del D.lgs 387/2003 e sulle modalità di espressione delle competenze del MIC _ Ministero della Cultura (Con DL n. 22 del 01/03/2021 del Governo Draghi, la competenza sul turismo è stata affidata ad un nuovo Ministero del Turismo: di conseguenza, la denominazione del dicastero è passata da "Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo" a "Ministero della Cultura").

Ancora una volta il legislatore ha sentito l'obbligo di ribadire la pubblica utilità delle opere finalizzate all'utilizzo delle FER, per quanto altri strumenti normativi precedenti lo avessero già stabilito,

L'art. 18, comma 1, lettera a), del decreto-legge n. 77 del 2021 sostituisce il comma 2 bis dell'art. 7 bis del D.lgs 152 2006 che a seguito della modifica dispone che:

*" 2-bis. Le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, come individuati nell'Allegato I-bis, e le opere ad essi connesse **costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti**".*

Grande rilevanza, come premesso, assume il D.lgs 8 novembre 2021, n. 199, cosiddetto RED II, "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili", di cui si cita in particolare l'art. 23, che introduce significative modifiche a norme specifiche per l'offshore, stabilisce i criteri di individuazione delle Aree Idonee e, in relazione a queste, introduce importanti semplificazioni del procedimento autorizzativo.

i principali elementi di interesse introdotti dal Decreto e relativo agli impianti offshore sono i seguenti:

- **Per gli impianti off-shore l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero della Transizione Ecologica** di concerto il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e sentito, per gli aspetti legati all'attività di pesca marittima, il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali, nell'ambito del provvedimento adottato a seguito del procedimento unico comprensivo del rilascio della concessione d'uso del demanio marittimo;
- **Le aree idonee per gli impianti FER in ambiente offshore** saranno quelle individuate per la produzione di energie rinnovabili dal Piano di gestione dello spazio marittimo, da adottarsi entro giugno 2022;
- Nelle more dell'adozione del Piano di Gestione dello Spazio Marittimo **sono comunque considerate idonee le piattaforme petrolifere in disuso e l'area distante 2 miglia nautiche da ciascuna piattaforma** nonché i porti per impianti eolici fino a 100 MW di potenza installata;
- **Nelle aree idonee l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio non vincolante** individuando, ove necessario, prescrizioni specifiche finalizzate al migliore inserimento nel paesaggio e alla tutela di beni di interesse archeologico;
- I termini procedurali per il rilascio dell'autorizzazione sono ridotti di un terzo;
- Nelle more dell'individuazione delle aree idonee, **non possono essere disposte moratorie ovvero sospensioni dei termini dei procedimenti di autorizzazione per le domande già presentate.**

Il progetto in esame è stato presentato precedentemente all'entrata in vigore del decreto 199/2021 ed è già stato ritenuto ammissibile per aspetti legati alla concessione del demanio marittimo, ma tuttavia occorre sottolineare come lo stesso, oltre che con gli studi promossi e le proposte avanzate da parte della Regione Emilia Romagna in merito ai piani di gestione dello spazio marittimo, sia perfettamente coerente anche in merito alle aree idonee in termini di localizzazione, come già richiamato e specificato nel precedente paragrafo introduttivo.

In particolare, tutte le configurazioni proposte risultano coerenti, in termini localizzativi, con lo Studio "Tra la Terra e il Mare _ Analisi e proposte per la pianificazione dello Spazio Marittimo in Emilia-Romagna _ 2018" e con il recente studio "Portodimare _ 2021"; quest'ultimo è alla base della proposta regionale di Piano.

Secondo la DGR n. 277 del 01/03/2021 della proposta regionale di Piano di Gestione dello Spazio Marittimo Il progetto ricade in un'area vocata (in parte nell'unità A3_07, il cui uso prioritario è ENERGIA con specifica indicazione all'eolico offshore, e per la parte extra acque territoriali nell'unità A7_01, vocata ad usi generici tra cui le energie rinnovabili).

Il Ministero della Transizione Ecologica, nel Rapporto di Scoping elaborato per la Valutazione Ambientale Strategica e per la Valutazione di Incidenza del PIANO DI GESTIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO ITALIANO - AREA MARITTIMA ADRIATICO, nel recepimento ha rinominato l'area A7_01 con A7_04 per Uso Generico.

Con riferimento all'intero PIANO DI GESTIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO ITALIANO - AREA MARITTIMA ADRIATICO, proposto al Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (MIMS) in collaborazione con le Regioni Costiere, **il progetto ricade nelle uniche due aree identificate nell'intero bacino con uso prioritario specifico per l'ENERGIA, che comprende anche quella prodotta impianti eolici offshore.**

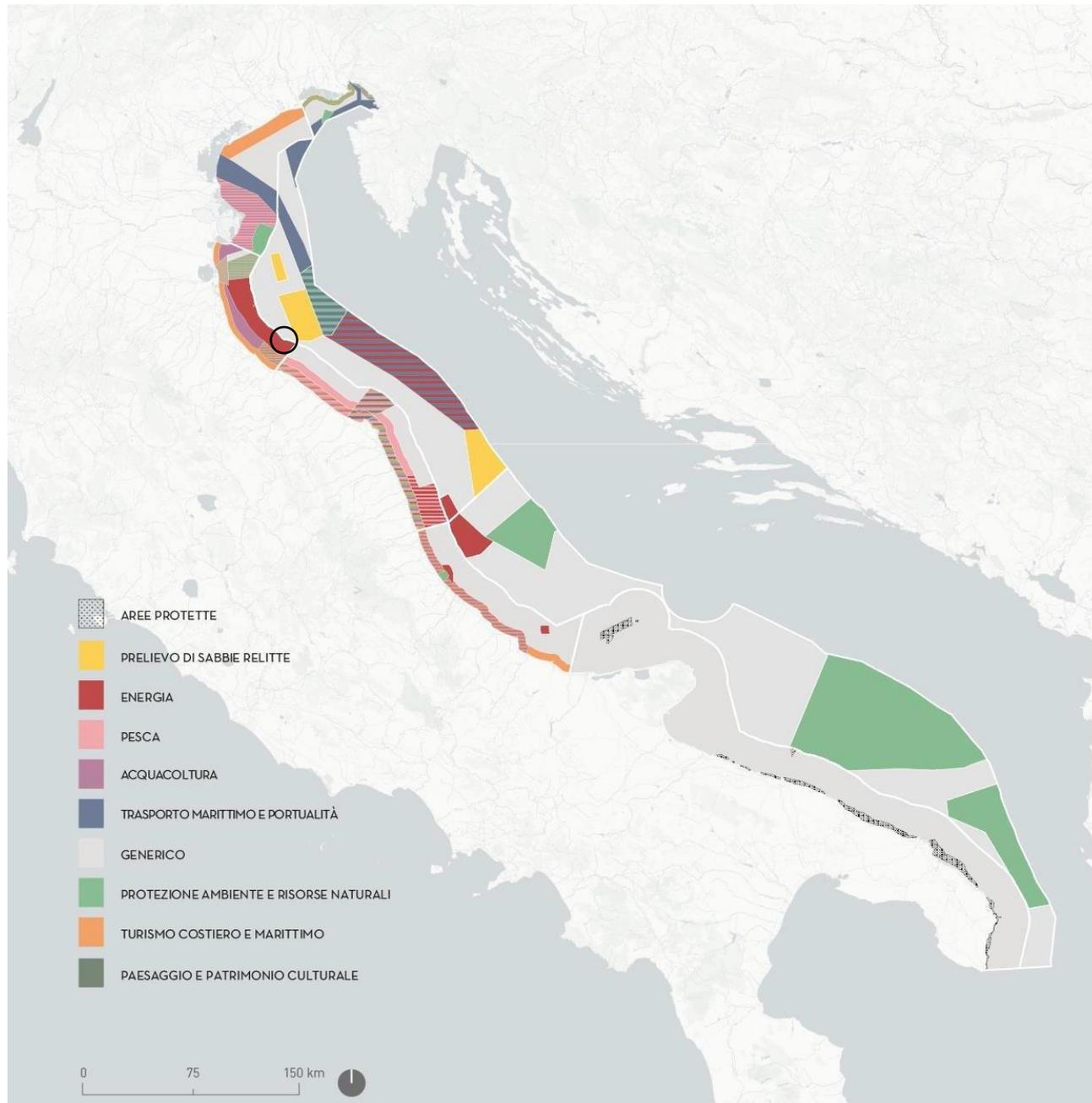


Figura 1.6 – Unità di Pianificazione dello Spazio Marittimo area marina Adriatico, con identificazione dell'area progetto

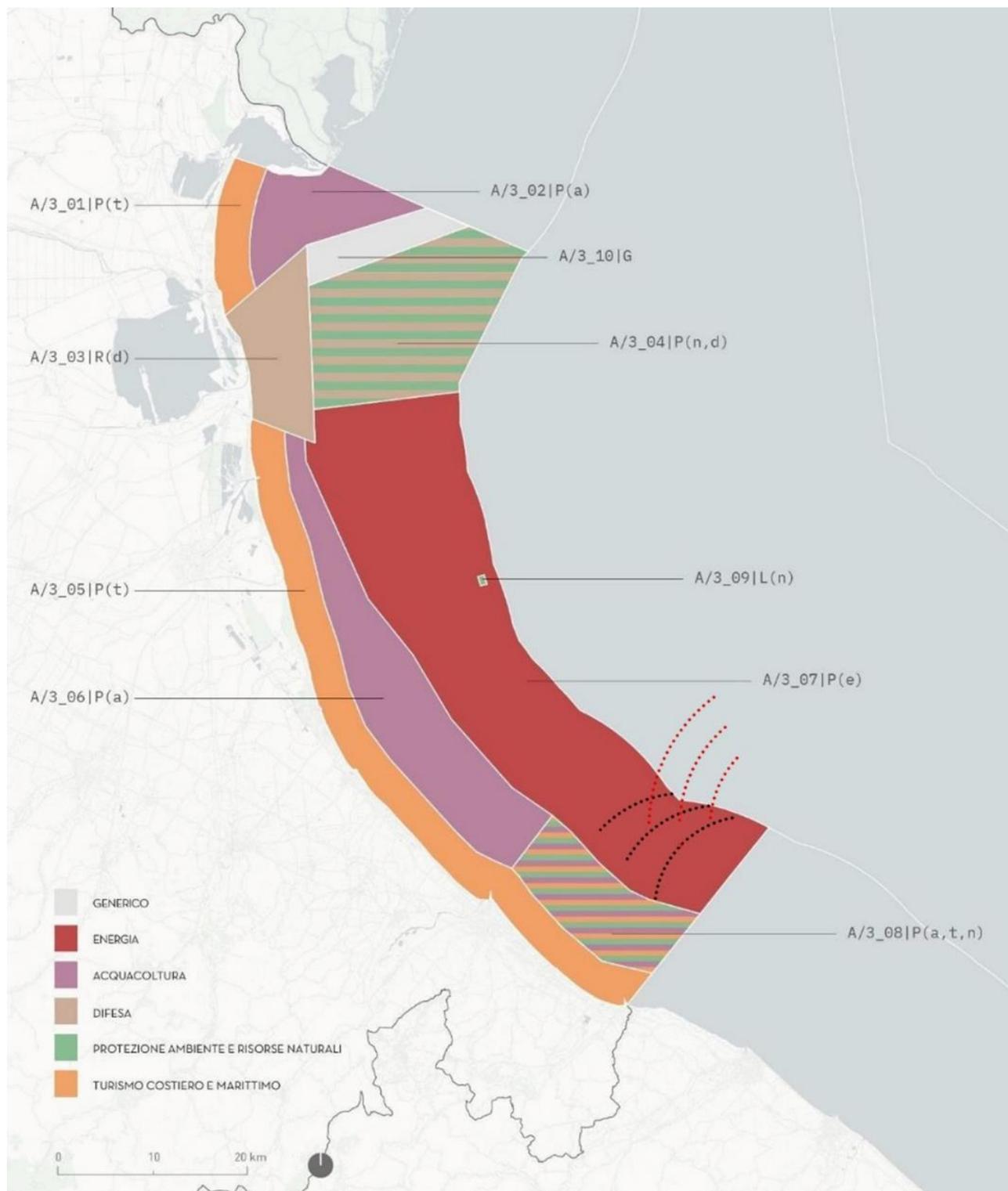


Figura 1.7 – Unità di Pianificazione dello Spazio Marittimo Emilia-Romagna entro le ACQUE TERRITORIALI_ con identificazione dell'area progetto Layout A (nero) e Layout B (rosso) alternativo.

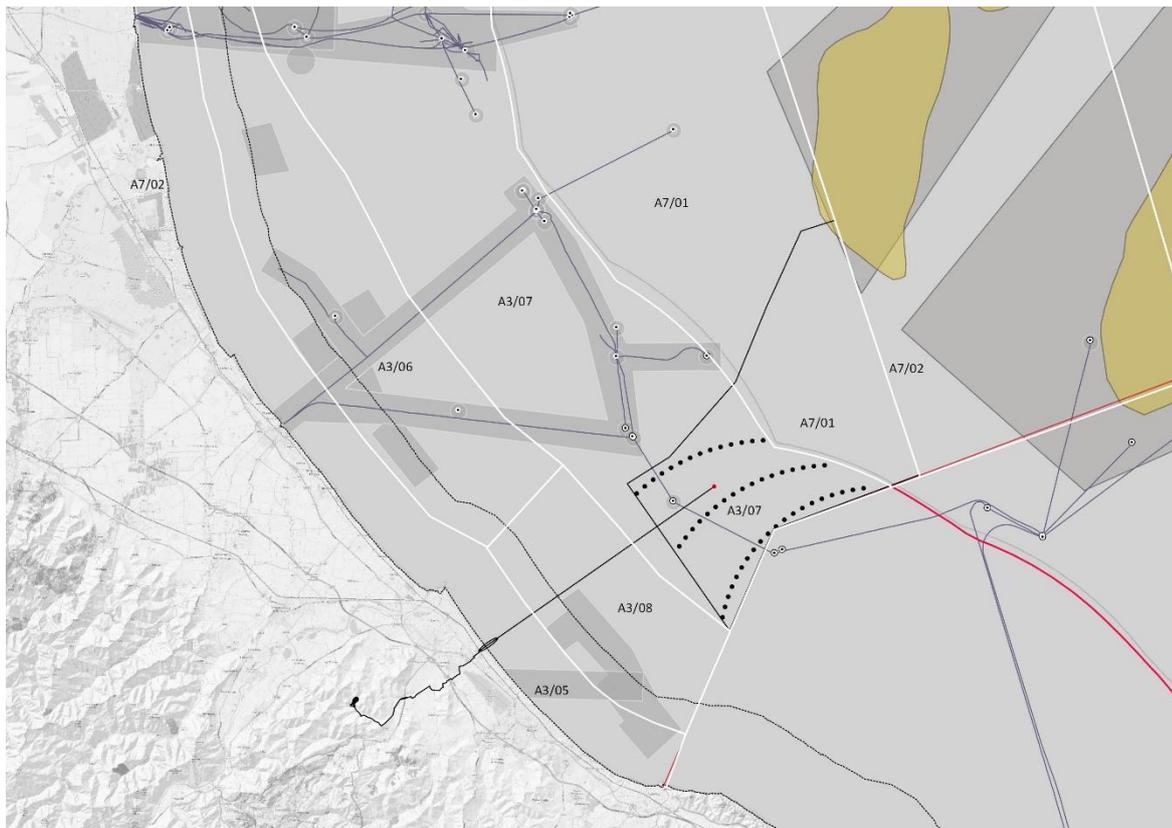


Figura 1.8 – Aerale ricade il LAYOUT A e le alternative, su aree di "Portodimare" confermate dalla DGR 277/2021

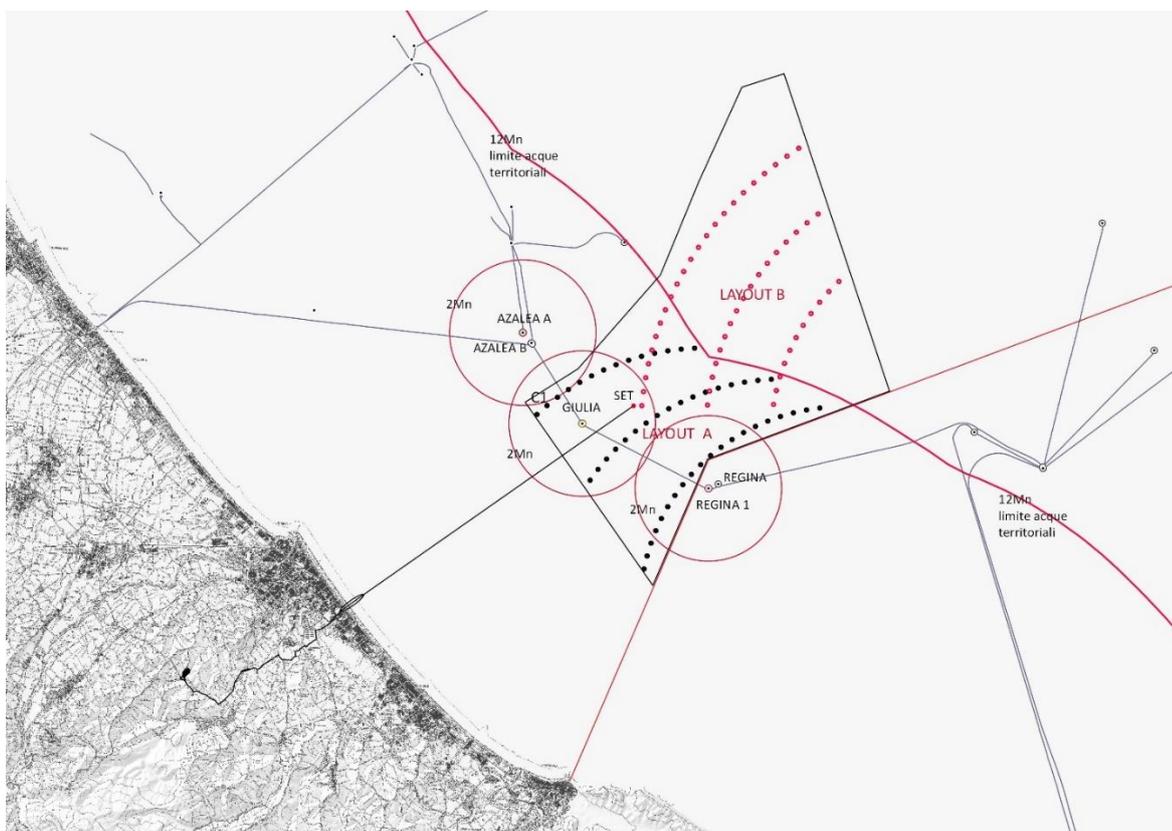


Figura 1.9 – Aerale in cui ricadono i LAYOUT e buffer di 2 Mn da piattaforme in disuso (D.lgs 199/2021)

1.8 COERENZA DEL PROGETTO CON I PRINCIPI DEL "DO NO SIGNIFICANT HARM" (DNSH)

Il Dispositivo per la ripresa e la resilienza (Regolamento UE 241/2021) stabilisce che tutte le misure dei Piani nazionali per la ripresa e resilienza (PNRR) debbano soddisfare il principio di "non arrecare danno significativo agli obiettivi ambientali".

Tale vincolo si traduce in una valutazione di conformità degli interventi al principio del "Do No Significant Harm" (DNSH), con riferimento al sistema di tassonomia delle attività ecosostenibili indicato all'articolo 17 del Regolamento (UE) 2020/852.

Il principio di "non arrecare un danno significativo" (Do No Significant Harm – DNSH) si basa su quanto specificato nella "Tassonomia per la finanza sostenibile" (Regolamento UE 2020/852) adottata per promuovere gli investimenti del settore privato in progetti verdi e sostenibili nonché contribuire a realizzare gli obiettivi del Green Deal.

Il principio DNSH è declinato su sei obiettivi ambientali di seguito elencati e il Regolamento individua i criteri per determinare come ogni attività economica contribuisca in modo sostanziale alla tutela dell'ecosistema.

In particolare, un'attività economica arreca un danno significativo:

- Alla **mitigazione dei cambiamenti climatici**, se porta a significative emissioni di gas serra (GHG);
- All'**adattamento ai cambiamenti climatici** se determina un maggiore impatto negativo del clima attuale e futuro, sull'attività stessa o sulle persone, sulla natura o sui beni;
- All'**uso sostenibile o alla protezione delle risorse idriche e marine** se è dannosa per il buono stato dei corpi idrici (superficiali, sotterranei o marini) determinandone il loro deterioramento qualitativo o la riduzione del potenziale ecologico;
- All'**economia circolare, inclusa la prevenzione, il riutilizzo ed il riciclaggio dei rifiuti**, se porta a significative inefficienze nell'utilizzo di materiali recuperati o riciclati, ad incrementi nell'uso diretto o indiretto di risorse naturali, all'incremento significativo di rifiuti, al loro incenerimento o smaltimento, causando danni ambientali significativi a lungo termine;
- Alla **prevenzione e riduzione dell'inquinamento**, se determina un aumento delle emissioni di inquinanti nell'aria, nell'acqua o nel suolo;
- Alla **protezione e al ripristino di biodiversità e degli ecosistemi** se è dannosa per le buone condizioni e resilienza degli ecosistemi o per lo stato di conservazione degli habitat e delle specie.

Lo Studio di Impatto Ambientale e il Progetto Definitivo del parco eolico offshore in esame sono stati elaborati in conformità a quanto previsto dalla "Guida operativa per il rispetto del principio di non arrecare danno significativo all'ambiente (cd. DNSH)" elaborata dagli organi preposti dalla Comunità Europea in maniera tale di poter sostenere l'obiettivo DNSH con un coefficiente del 100%.

Le schede di riferimento delle Linee Guida prese in considerazione per l'elaborazione del progetto sono la **Scheda 05 "Interventi edili e cantieristica generica"** (non compresa nella Tassonomia delle attività eco-compatibili (Regolamento UE 2020/852).) e la specifica **Scheda 13 "Produzione elettricità da eolico"**.

Dalla verifica rispetto alla Scheda 13, emerge la totale coerenza del progetto rispetto ai principi e criteri.

CRITERI "DO NO SIGNIFICANT HARM (DNSH) _ NON ARRECARE UN DANNO SIGNIFICATIVO_ REG. UE 2020/852 COERENZA CON LE LINEE GUIDA OPERATIVE _ SCHEDA 13 "PRODUZIONE ELETTRICITÀ DA EOLICO"						
Obiettivi ambientali	Principi guida	Coerenza del progetto	Elementi di Verifica ex ante	Coerenza del Progetto	Elementi di Verifica ex post	Coerenza del Progetto
Mitigazione dei cambiamenti climatici	Al fine di garantire il rispetto del contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici, per la costruzione degli impianti dovranno essere adottate tutte le strategie disponibili perché la produzione di elettricità da eolico sia efficiente.	Criteri rispettati sin dalla fase preliminare in base a specifiche attività di misurazione del vento. I dati garantiscono l'efficienza energetica del progetto	Dovranno essere rispettate le norme CEI 61400, "Turbine eoliche" o il rispetto della regola dell'arte (marcatura CE)	Entrambe le condizioni sono state verificate preliminarmente nella scelta degli aerogeneratori di riferimento, che saranno confrontati con altri disponibili in fase di progettazione esecutiva	Conformità degli aerogeneratori installati in impianto alla regola dell'arte o alla normativa CEI 61400.	Criterio di verifica già previsto per la fase di progettazione esecutiva
Adattamento ai cambiamenti climatici	Gli impianti dovranno essere sottoposti ad una analisi dei rischi climatici fisici che pesano su di essi. Se l'analisi dovesse identificare dei rischi, procedere alla definizione delle soluzioni di adattamento che possano ridurre il rischio fisico climatico individuato.	Criteri rispettati. Gli studi specialistici condotti, per le varie componenti ambientali verificano le condizioni estreme derivanti dagli effetti dei cambiamenti climatici.	Conduzione analisi dei rischi climatici fisici, in funzione dei luoghi di ubicazione.	Effettuata. Le condizioni estreme sono state inserite nei parametri di calcolo strutturale delle opere in mare. Le strutture sono dimensionate per assicurare resistenza e resilienza agli eventi estremi e a fenomeni da questi attivati.	Verifica attuazione delle soluzioni di adattamento climatico eventualmente individuate.	Attività prevista nel Piano di Monitoraggio anche se sembrano nulli i rischi previsti a seguito delle verifiche ex ante eseguite.
Uso sostenibile e protezione risorse idriche e marine	L'attività non deve pregiudicare il conseguimento di un buon stato ecologico dell'ambiente marino. Gli impianti non devono introdurre fonti sonore sottomarine con effetti negativi sull'ambiente marino. Vanno monitorati: i suoni intermittenti di origine antropica nell'acqua; i suoni continui a bassa frequenza di origine antropica nell'acqua. I livelli non devono superare limiti che hanno effetti negativi sugli animali marini.	Criteri rispettati. Gli studi specialistici condotti, per le varie componenti ambientali verificano gli effetti del rumore nelle diverse fasi di costruzione, esercizio e dismissione.	Il progetto sottoposto a una verifica di assoggettabilità a VIA e/o a VIA deve contenere una valutazione dell'impatto acustico sottomarino.	Valutazione di impatto acustico subacqueo effettuata e allegata al SIA (elaborato OWFRMN_V3-SC1-11_STUDIO-ACUSTICO-MARE). Dalla verifica non sembrano esserci rischi su mammiferi, cetacei e tartarughe per scarsa presenza. Gli effetti di disturbo sui pesci in generale sono incerti da letteratura e vanno monitorati.		Attività prevista nel Piano di Monitoraggio

Transizione VS economia circolare; riduzione e riciclo dei rifiuti	Apparecchiature, impianti e materiali impiegati nella produzione di elettricità tramite energia eolica dovranno essere progettate in modo da garantire i massimi livelli di durabilità, riciclabilità e sostituibilità delle componenti. Il progetto dovrà includere un piano di recupero per tutti i rifiuti, che ne massimizzi il riuso, recupero, riciclo o adeguata gestione.	Criteri rispettati. I materiali impiegati relativi agli aerogeneratori e strutture in mare hanno un livello di riciclabilità di circa il 90%	Predisposizione di un piano di gestione dei rifiuti relativi agli impianti eolici e delle apparecchiature necessarie alla produzione di elettricità che permetta di garantire il maggior livello possibile di riciclo, riutilizzo e/o adeguata gestione dei componenti.	Il tema della dismissione è stato diffusamente trattato nella PARTE QUARTA del SIA. Le caratteristiche dei materiali e le modalità di dismissione garantiscono il raggiungimento dell'obiettivo.		
Prevenzione e riduzione dell'inquinamento (acustico in particolare per l'offshore)	Sia per gli impianti onshore che per gli impianti offshore, l'attività deve includere le misure necessarie per limitare l'inquinamento acustico. Dovrà essere sviluppata una modellizzazione dell'impatto acustico prodotto così da identificare eventuali interventi di mitigazione.	Criteri rispettati. Gli studi specialistici condotti, per le varie componenti ambientali verificano gli effetti del rumore nelle diverse fasi di costruzione, esercizio e dismissione.	Sviluppo di un modello acustico previsionale.	Valutazione di impatto acustico effettuata e allegata al SIA (elaborato OWFRMN_V3-SC1-12_STUDIO-ACUSTICO).	Verifica conduzione del monitoraggio acustico prescritto.	Attività prevista nel Piano di Monitoraggio
Protezione e ripristino della Biodiversità e della salute degli Eco-sistemi.	Per le attività situate in aree sensibili o in prossimità di esse (rete Natura 2000, aree protette, siti UNESCO etc), valutazione di conformità ai regolamenti. L'attività non deve pregiudicare il conseguimento di un buon stato ecologico dell'ambiente marino; per l'energia eolica, il buono stato è determinato dagli effetti su biodiversità e integrità del fondo marino	Criteri rispettati ex ante. Il progetto non ricade in aree sensibili né in prossimità (min. distanza 11 km). In generale gli effetti su biodiversità ed ecosistemi sembrano trascurabili se non positivi per l'effetto di scogliere sommerse previste, che favoriscono la rigenerazione di flora e fauna marina.	Nel caso di interesse di aree sensibili sarà necessario sottoporre l'intervento a Valutazione di Incidenza (DPR 357/97).	Data la distanza da aree sensibili, la Valutazione di Incidenza non è prevista per il progetto in esame. Tuttavia su alcune specie avifaunistiche (migratori, svernanti, grandi veleggiatori) è stata valutata l'incidenza potenziale del progetto attraverso uno studio naturalistico specifico. (elaborato OWFRMN_V3-SC1-05_STUDIO-AVIFANISTICO)	Monitoraggio della regolarità di tutte le licenze ambientali, incluse la presentazione della VIA. Conduzione del monitoraggio ambientale prescritto dagli Enti. Dare evidenza che durante il procedimento di VIA sia stato verificato il rispetto dei criteri di non interferenza negativa sul buono stato ecologico dell'ambiente marino.	Attività prevista nel Piano di Monitoraggio. E' stata condotta un'opportuna valutazione che preveda tutte le necessarie misure di mitigazione nonché di valorizzazione che hanno specifico riguardo all'Obiettivo ambientale di protezione e ripristino della Biodiversità e degli Ecosistemi.

Tabella 1.4 – Principi e criteri del Reg. UE 2020/852 (DNSH) e verifica di coerenza del progetto

2 STATO DELL'ITER AUTORIZZATIVO

Il progetto è stato presentato in forma preliminare il 30 marzo 2020 e allegato all'istanza di Autorizzazione Unica ai sensi dell'art. 12 del D.lgs 387/2003 di Concessione Demaniale marittima (art. 36 del Codice della Navigazione).

All'atto dell'avvio del procedimento vigeva l'Art.12 del D. Lgs. 387/2003 nella versione precedente alle modifiche introdotte dal recentissimo D.lgs 8 novembre 2021, n. 199; secondo l'art. 12 vigente a marzo 2020:

«Per gli impianti offshore l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero dei Trasporti, sentito il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, con le modalità di cui al comma 4 e previa concessione d'uso del demanio marittimo da parte della competente autorità marittima».

Nell'ottica di raggiungere gli obiettivi di "Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative delle fonti energetiche rinnovabili di cui all'art. 12 del D.lgs 387/2003" è stata emanata dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Direzione Generale dei Porti, la Circolare n. 40 del 05/01/2012, che per gli impianti offshore disciplina uno specifico procedimento autorizzativo interministeriale.

Secondo la Circolare n. 40/2012, nel Procedimento Unico di Autorizzazione si inseriscono quello legato al previo rilascio della Concessione Demaniale, ex Art. 36 del Codice della Navigazione, e quello di Valutazione di Impatto Ambientale (di competenza statale ai sensi dell'art 7-bis comma 2 del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii.).

La Circolare 40/2012 dispone dunque lo svolgimento del procedimento autorizzativo per fasi.

Il progetto della Centrale Eolica "Rimini" **ha concluso la prima fase del procedimento**, coordinato dalla Capitaneria di Porto di Rimini e relativo all'istruttoria tecnico amministrativa finalizzata al rilascio della Concessione Demaniale.

Alla prima fase dell'iter procedimentale hanno preso parte decine di Enti per l'espressione dei pareri di competenza, nonché soggetti portatori di interessi diffusi che hanno osservato nel merito.

La fase istruttoria di competenza della Capitaneria di Porto di Rimini è preliminare e non si è conclusa con il rilascio di alcun atto formale di Concessione Demaniale; lo stesso, come riportato nei Capitoli 6 e 7 della Circolare 40/2012, sarà predisposto in bozza solo all'esito positivo della Valutazione di Impatto Ambientale e sarà perfezionato in forma di Atto Concessorio solo all'esito dei lavori della Conferenza di Servizi prevista nella terza fase del procedimento e prima del rilascio del provvedimento di Autorizzazione Unica.

A seguito dell'istruttoria **il progetto è stata ritenuto in via generale e preliminare ammissibile** per gli aspetti sopra richiamati e per aspetti giuridici relativi a diritti attinenti gli usi pubblici del mare (traffico, navigazione, pesca, diporto, ecc.) legittimati da appositi atti; l'istruttoria si è conclusa con l'invito al proponente di recepire eventuali prescrizioni, redigere il progetto definitivo, lo SIA (Studio di Impatto Ambientale) e ad avviare il procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA).

Il progetto, oltre ad essere risultato ammissibile per i profili relativi alla concessione del demanio marittimo sopra richiamati, risulta coerente in termini di localizzazione con disposizioni normative intervenute successivamente alla fase istruttoria conclusa, e in particolare:

- **Con la DGR n. 277 del 01/03/2021** "D.lgs 17 ottobre 2016 n. 201 - Piano di Gestione dello Spazio Marino - Proposta della Regione Emilia-Romagna alla pianificazione dell'area marittima 'Mare Adriatico', nonché con gli studi ad essa propedeutici, e in particolare con quelli denominati "Tra la Terra e il Mare, già consultato in fase di predisposizione del progetto preliminare, e "Portodimare";
- **Con la "Proposta di Pianificazione di livello strategico su ciascuna sub-area: Sub – Area A/3 Acque territoriali Emilia Romagna",** derivante dalla sopra citata DGR 277/2021, che è stata recepita ed è descritta al capitolo 1.4.4 del Rapporto Preliminare di Scoping presentato dal Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (MIMS) per la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) e per la Valutazione di Incidenza del PIANO DI GESTIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO ITALIANO - AREA MARITTIMA ADRIATICO (procedura di consultazione avviata presso il Ministero della Transizione Ecologica lo scorso 02/02/2022 _ procedura n. 9753);
- **con il D.Lgs 199 del 11/12/2021,** " Attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" (RED II); ai sensi dell'Art. 23 del Decreto, **il progetto ricade in gran parte nel raggio di 2 Mn da piattaforme dismesse o in disuso (AZALEA A, REGINA 1 e GIULIA 1) e pertanto in AREA IDONEA** per impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile in ambito offshore, nelle more dell'adozione del Piano di Gestione dello Spazio Marittimo.

La citata Circolare 40/2012 prevede che la seconda fase del procedimento interministeriale, che si conclude con il rilascio dell'Autorizzazione Unica, sia focalizzata sulla Valutazione dell'Impatto Ambientale (VIA).

2.1 CONSULTAZIONE, FASE ISTRUTTORIA CONCLUSA E PARERI OTTENUTI

La realizzazione degli impianti offshore si inquadra nell'ambito dell'approvvigionamento di fonti di energia, materia rimasta nelle competenze dello Stato ai sensi degli articoli 28, 29, 30 e 31 del decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, nel quale è mantenuta ad esso anche la competenza al rilascio della concessione di beni del demanio marittimo per le medesime finalità (articolo 105, comma 2, lett. I) e della legge 23 agosto 2004, n. 239, articolo 1, comma 7, lett. I).

Per quel che concerne l'aspetto autorizzativo, ai sensi dell'Art. 12 del D.lgs 387/2003 e ss.mm.ii, la realizzazione del progetto è subordinata all'ottenimento dell'Autorizzazione Unica che comprende anche gli impianti di connessione alla rete nazionale o di distribuzione.

In termini procedurali, per la realizzazione di un impianto offshore di produzione di energia da fonti rinnovabili devono sussistere:

- la Concessione Demaniale Marittima, di competenza del Ministero delle Infrastrutture e Mobilità Sostenibili (già Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti);
- il provvedimento favorevole di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) di competenza statale e rilasciato dal Ministero della Transizione Ecologica (già Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare MATTM);
- l'Autorizzazione Unica rilasciata dal Ministero della Transizione Ecologica (competente al rilascio in vece del Ministero delle Infrastrutture e Mobilità Sostenibili, secondo il recentissimo D.lgs 8 novembre 2021, n. 199, che ha modificato l'art. 12 comma 3 del D.lgs 387/2003.

Il procedimento interministeriale disciplinato dalla citata Circolare 40/2012 e dal suddetto D.lgs 199/2021, è articolato in tre fasi di cui la prima attiene alla verifica di ammissibilità dell'area di progetto ai fini del rilascio della Concessione Demaniale; tale fase, laddove superata, anticipa la seconda fase del procedimento dedicata alla Valutazione di Impatto Ambientale.

Come premesso, il progetto della Centrale Eolica Offshore "Rimini" **ha superato la prima fase istruttoria** prevista dalla normativa specifica per la tipologia di opere e nel particolare relativa alle verifiche propedeutiche al rilascio della Concessione Demaniale Marittima (art. 36 del Codice della Navigazione), il cui provvedimento interverrà dopo la VIA e prima dell'Autorizzazione Unica.

NORMATIVA DI RIFERIMENTO PER IL PROCEDIMENTO:

- D.Lgs n. 387 del 29/12/2003 (art. 12);
- D.lgs 8 novembre 2021, n. 199;
- Codice della Navigazione (art. 36);
- Circolare n. 40 del 05/01/2012 del MIMS (già MIT);
- Legge 241 del 07/08/1990.

2.1.1 EVIDENZA PUBBLICA, FASI DI CONSULTAZIONE E DI PARTECIPAZIONE SVOLTE

La prima fase istruttoria **si è svolta e conclusa** dopo che la Capitaneria di Porto di Rimini e il proponente hanno attivato tutte le modalità di evidenza pubblica e messo in atto le forme previste dalla legge relative alla partecipazione al procedimento da parte di Enti e portatori di interesse.

Le fasi di consultazione e di partecipazione al procedimento sono state svolte in conformità alle disposizioni dell'Art. 18 del Codice della Navigazione, dell'Art 14-bis, comma 4 della L. 241/1990 e della Circolare n. 49/2012 del MIMS (già MIT).

Si riportano alcune note di sintesi sullo svolgimento delle fasi di consultazione e partecipazione al procedimento

Come si evince dal Verbale della Conferenza di Servizi del 22/12/2020 (§ Appendice A):

- in data 30/03.2020 è pervenuta alla Capitaneria di Porto di Rimini l'istanza della società Energia Wind 2020 srl per l'ottenimento della concessione delle aree demaniali marittime e degli specchi acquei interessati dalla realizzazione dell'impianto eolico "Rimini";
- in data 04/06/2020, con nota n. 11026 è stato dato avviso di pubblicazione dell'istanza, pervenuta in data 30/03/2020, con affissione dal 04/06/2020 al 04/07/2020 presso l'Albo Pretorio dei Comuni interessati e sul sito istituzionale della Capitaneria di Porto di Rimini; è stata inoltre eseguita la pubblicazione su un quotidiano a diffusione regionale, uno nazionale e sulla Gazzetta Ufficiale della Comunità Europea;
- a seguito della pubblicazione sono pervenute le osservazioni (puntualmente e singolarmente riscontrate da Energia Wind 2020) da parte dei seguenti Enti Pubblici e Portatori di Interessi:

OSSERVAZIONI ENTI PUBBLICI

→ Provincia di Rimini;

- Comuni di Rimini, Riccione, Misano Adriatico,
- Parco Regionale Veneto _ Delta del Po;

OSSERVAZIONI PORTATORI DI INTERESSI

- Agci Agrital Emilia Romagna, Confcooperative, Fedagri Pesca, Legacoop Agroalimentare Nord Italia;
- Lega navale italiana _ Riccione;
- Aps Basta Plastica in Mare Network;
- Italia Nostra Onlus _ Rimini;
- Cooperativa bagnini Riccione e Federalberghi Riccione;
- Club Nautico Riccione;
- AS.O.E.R. _ Associazione Ornitologi dell'Emilia Romagna;
- Senatore Marco Croatti;
- In data 30/07/2020, con nota n. 16560 è stato dato avvio all'istruttoria e indetta una "Conferenza di Servizi", a seguito del ricevimento dei pareri obbligatori, in forma simultanea ed in modalità sincrona (art. 14-ter della L. 241/90) per l'esame contestuale dei vari interessi pubblici e la definizione dell'istanza per il successivo inoltro della pratica al competente Ministero;
- entro il termine perentorio di 15 giorni sono pervenute le richieste di integrazioni.

RICHIESTE DI INTEGRAZIONI

- Provveditorato Interregionale OO.PP. Lombardia ed Emilia Romagna;
- Comune di Rimini;
- In data 26/08/2020, con nota n. 18863 e a seguito delle integrazioni richieste, è stata disposta la sospensione dei termini del procedimento istruttorio per un periodo di 30 giorni;
- in data 09/10/2020 con nota n. 23096 sono stati pubblicati i riscontri alle integrazioni e fissati i nuovi termini del procedimento istruttorio relativamente all'invio dei pareri e alla data della "Conferenza di Servizi"; in riscontro alle integrazioni Energia Wind 2020 Srl ha presentato un'integrazione volontaria con riduzione del numero di aerogeneratori da 59 a 51, a parità di potenza installata; nella medesima nota la Capitaneria di Porto invitava gli Enti e Amministrazioni a rilasciare i pareri di competenza, **richiamando che ai fini del procedimento**, le vigenti disposizioni prevedono che **la mancata comunicazione delle determinazioni equivale ad assenso senza condizioni** (ai sensi dell'art.14-bis, comma 4, L. 241/1990);

INDIZIONE CONFERENZA DEI SERVIZI

- In data 16/12/2020, con nota n°28253, causa emergenza epidemiologica e restrizioni previste, la "Conferenza di Servizi" è stata rinviata su piattaforma telematica al giorno 22/12/2020;
- In data 22/12/2020 si è svolta la Conferenza di Servizi; sono stati invitati a partecipare Enti/Amministrazioni, interessati alla procedura per il rilascio della concessione demaniale marittima, attraverso un unico rappresentante abilitato ad esprimere definitivamente ed in modo

univoco e vincolante la posizione dell'Amministrazione stessa su tutte le decisioni di competenza della conferenza, oltre ai portatori d'interessi che a vario titolo si sono inseriti nell'iter istruttorio amministrativo (come previsto ai sensi di legge);

- i soggetti invitati sono stati i seguenti:

ENTI/AMMINISTRAZIONI

- 7° Reggimento Aviazione dell'Esercito "Vega";
- 15° Stormo Aeronautica Militare;
- Comando Marittimo Nord;
- Comando Provinciale VVFF Rimini;
- Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per le province di Ravenna, Forlì-Cesena e Rimini;
- Autorità di Sistema Portuale del mare Adriatico Centro Settentrionale Ravenna e del Mare Adriatico Centrale Ancona;
- Ente Nazionale per l'Aviazione Civile;
- Agenzia del Demanio - Direzione Regionale Emilia-Romagna;
- Agenzia del Demanio Rimini;
- Provveditorato Interregionale OO.PP. Lombardia ed Emilia Romagna;
- Ausl Emilia Romagna;
- ARPAE Rimini;
- Ente Parco Regionale Colle San Bartolo e Parco Regionale Veneto _ Delta del Po;
- Regione Emilia Romagna e Regione Marche;
- Province di Ravenna, Forlì-Cesena, Rimini e Pesaro-Urbino;
- Comuni di Ravenna, Cervia, Cesenatico, Gatteo, Savignano sul Rubicone, San Mauro Pascoli, Bellaria - Igea Marina, Rimini, Riccione, Misano Adriatico, Cattolica, Gabicce Mare, Pesaro;
- entro il termine fissato sono pervenuti i pareri dei seguenti Enti/Amministrazioni, come da indicazioni contenute nella circolare n°40, Serie II, del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti datata 05 gennaio 2012;

ENTI CHE HANNO RILASCIATO PARERI DI COMPETENZA IN CONFERENZA DEI SERVIZI

- Aeronautica Militare - Comando I Regione Aerea;
- Provveditorato Interregionale OO.PP. Lombardia ed Emilia Romagna- Ufficio 6, Tecnico e Opere Marittime;
- Autorità di Sistema Portuale del mare Adriatico centro settentrionale;
- Agenzia del Demanio - Direzione Regionale Emilia-Romagna;
- Regione Emilia Romagna - Dir. Gen. Agricoltura, Caccia e Pesca;

- Comune di Rimini - Ufficio del Sindaco;
- Comune di Riccione - Delibera Consiglio Comunale;
- Comune di Cattolica - Settore 5, Lavori Pubblici, Servizi Tecnici - Patrimonio;
- Comune di Cervia - Settore Programmazione e Gestione del Territorio;
- Gli Enti/Amministrazioni seguenti hanno comunicato di non poter esprimere il proprio parere stante le finalità della fase istruttoria e/o lo stato preliminare del progetto in esame, nonché per la mancanza di una specifica richiesta attraverso procedura telematica:
- Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (successivamente al riscontro d Energia Wind 2020 in data 29/04/2021 ha rilasciato parere favorevole);
- Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Rimini (si esprimeranno in fase esecutiva);
- MISE- Dir. Gen. Infrastrutture e Sicurezza dei Sistemi Energetici e Geominerari - Sez. UNMIG dell'Italia Settentrionale (nota riscontrata da Energia Wind 2020);

PORTATORI DI INTERESSI CHE HANNO DEPOSITATO PARERI IN CONFERENZA DEI SERVIZI

- Eni S.p.A.- Distretto Centro Settentrionale;
- Aps Basta Plastica in Mare Network;

La sintesi dei momenti salienti della procedura sino ad ora svolta e conclusasi positivamente (che rinvia dal verbale della Conferenza di Servizi del 22/12/2020), evidenzia come il progetto sia stato oggetto di approfondite osservazioni e pareri di merito da parte di tantissimi soggetti pubblici e privati e che si sia dato corso ad **un procedimento fortemente partecipato**.

SINTESI DATI DELLA PARTECIPAZIONE AL PROCEDIMENTO:

- 11** Osservazioni presentate da Amministrazioni e Portatori di interessi;
- 2** richieste di integrazioni pervenute;
- 34** Enti e Amministrazioni invitati alla Conferenza di servizi;
- 34** pareri acquisiti direttamente o per silenzio assenso (ex art 14 bis L. 241/90).

2.1.2 PARERI INTERVENUTI E CONCLUSIONE DELLA PRIMA FASE DELL'ITER

Nel corso del procedimento sono stati dunque rilasciati i pareri tecnici di merito degli Enti competenti rispetto alle finalità della fase istruttoria o sono stati acquisiti per silenzio assenso; sono stati acquisiti agli atti anche le memorie rilasciate da alcuni Portatori di Interessi.

E' opportuno richiamare che ai sensi della Normativa vigente e secondo quanto esplicitato dalla Circolare 40/2012 al Capitolo 6 e in ordine al procedimento per il rilascio della Concessione Demaniale Marittima,

*"Al fine di garantire il rispetto dei principi di efficacia, di economicità, di pubblicità e di trasparenza dell'azione amministrativa riferita a questo tipo di procedimento caratterizzato da particolari esigenze di celerità e dalla complessità derivante da un esame contestuale dei vari interessi pubblici coinvolti, **i pareri e le autorizzazioni***

acquisite nel corso dell'istruttoria per il rilascio della concessione demaniale si considerano acquisiti anche ai fini del rilascio dell'autorizzazione di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 387/2003".

Nel corso del procedimento e in merito alla localizzazione e configurazione dell'impianto non è pervenuto alcun parere che richiama aspetti tecnici ostativi o elementi oggettivi che possano sostenere l'incompatibilità dell'area di impianto in mare in relazione a atti, vincoli e/o strumenti pianificatori vigenti.

Di particolare rilievo ai fini del procedimento sono gli atti di assenso favorevoli pervenuti da parte di:

- Ministero dello Sviluppo Economico
- Autorità Militari in relazione alla navigazione marittima e aerea
- ENAC/ENAV in merito alla sicurezza della navigazione aerea
- Soprintendenza ABAP province di Ravenna, Forlì-Cesena e Rimini,
- Autorità Portuale dell'Adriatico Centro Settentrionale
- Provveditorato interregionale OO.PP.

Il Comandante della Capitaneria di Porto, durante i lavori della Conferenza di Servizi ha chiarito che è il competente Ministero a valutare, sulla base dei pareri intervenuti nel corso del procedimento e dei contenuti di merito esplicitati nel Mod. 78 (di competenza della Capitaneria), la prosecuzione della fase amministrativa con il rinvio del progetto alla VIA; ha chiarito altresì che solo dopo l'esito favorevole della procedura di VIA lo stesso Ministero (MIMS) potrà procedere al rilascio della Concessione Demaniale Marittima e dell'Autorizzazione Unica di cui all'art.12 del D. Lgs. 387/2003.

Come precisato, ad oggi, data la novazione normativa disposta dal D.lgs 8 novembre 2021, n. 199, sarà il Ministero della Transizione Ecologica a concludere il procedimento con il rilascio dell'Autorizzazione Unica.

CONCLUSIONE DELLA PRIMA FASE ISTRUTTORIA

Successivamente alla conclusione della Conferenza di Servizi, in data 01/02/2021 la Capitaneria di Porto di Rimini ha trasmesso al Ministero competente (MIMS) il mod. 78 con tutti gli atti del procedimento e contenente il proprio parere di competenza in ordine alla sicurezza della navigazione e alla compatibilità delle strutture dell'impianto con le altre attività marittime.

La Capitaneria di Porto di Rimini, attraverso il Mod. 78, ha comunicato al Ministero che:

"Per quanto attiene esclusivamente ai profili di propria competenza, afferenti la sicurezza della navigazione, non si rilevano particolari criticità" facendo tuttavia presente che durante l'iter istruttorio sono emersi *"rilevanti contrari avvisi da parte delle generalità delle Pubbliche Amministrazioni locali interessate, che appaiono difficilmente superabili"*.

Le valutazioni tecnico/discrezionali del Ministero, volte a decidere sulla prosecuzione dell'iter amministrativo con il passaggio alla fase di Valutazione d'Impatto Ambientale, sono state quindi effettuate attraverso il vaglio di tutti i pareri, le osservazioni le memorie e le integrazioni depositati e tenendo in debito conto di quanto emerso nelle conclusioni del parere di merito della Capitaneria di Porto di Rimini.

In data 09/02/2021 il MIMS ha comunicato la conclusione della prima fase istruttoria, informando che per poter procedere alla conclusione dell'iter istruttorio finalizzato all'autorizzazione secondo le modalità

previste dall'art.12 del D.L.29 dicembre 2003 n. 387 e dalla circolare n°40 del 5 gennaio 2012, ritiene di dover acquisire:

“ da parte del Ministero dello Sviluppo Economico un parere in merito alla connessione elettrica (previa consultazione con Terna Spa), ed eventuali interferenze con i titoli minerari ed altre interferenze con le telecomunicazioni (nulla osta rilasciato ai sensi degli articoli 95,97e 98 del Dlgs.n.259/03 e del T.U sulle acque e impianti elettrici 11 dicembre 1933 n. 1775);

da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare la V.I.A – Valutazione di impatto ambientale rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, secondo le modalità indicate agli articoli 19 e seguenti del decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152 e s.m.i e della legge del 23 luglio 2009 n. 99”.

Con successiva nota del 28/06/2021, il MIMS ha comunicato di aver ricevuto il richiesto parere favorevole del MISE relativo all'avvio della costruzione ed esercizio degli elettrodotti in Alta Tensione subacquei, interrati ed aerei asserviti all'impianto da realizzare.

Ha altresì comunicato di restare in attesa dell'avvio e della conclusione del procedimento di VIA per poter procedere agli atti autorizzativi di competenza.

3 OTTIMIZZAZIONE DEL PROGETTO PRELIMINARE IN ACCOGLIMENTO DI OSSERVAZIONI/PARERI E ALTERNATIVE CONSIDERATE

Il capitolo si sofferma sui pareri e osservazioni intervenute e sulle scelte e ottimizzazioni del progetto operate al fine di superare alcune criticità potenziali emerse nel corso del procedimento.

Nell'ambito della fase di consultazione già svolta e conclusa, come richiamato dalla Capitaneria di Porto di Rimini nel Mod. 78, oltre ai pareri di merito attinenti e congruenti con le finalità della fase istruttoria, sono intervenuti osservazioni, considerazioni e pareri espressi dalle Pubbliche Amministrazioni locali e da alcuni portatori di interesse che hanno sollevato criticità di diversa natura.

I principali temi sollevati sono relativi a potenziali interazioni negative del progetto sul paesaggio, su aspetti socio-economici legati ai settori della pesca e del turismo, sulla fauna marina e sull'avifauna; altre eccezioni sono state di natura più tecnica e riferite al rischio di inquinamento elettromagnetico, alle modalità di attraversamento dei cavi terrestri e alla localizzazione della stazione di Transizione Cavo/Aereo).

Altra tematica molto discussa, al di là delle specifiche attribuzioni di competenze amministrative, è stata relativa alla sicurezza alla navigazione marittima e aerea, ma su questi aspetti gli enti preposti in materia hanno espresso parere favorevole non ravvisando condizioni ostative.

Le motivazioni delle principali osservazioni sono state quindi per lo più riferite ad aspetti di natura ambientale, la cui trattazione e valutazione non rientrava nelle finalità della fase istruttoria svolta e conclusa, ma attiene alla .

Tuttavia Energia Wind 2020 in tutte le fasi del procedimento ha tenuto in grande considerazione le eccezioni mosse dai partecipanti anche su tematiche ambientali, ritenendole assai rilevanti e sensibili, promuovendo incontri con le associazioni di categoria e con il Comune di Rimini, maggiormente interessato dalle opere terrestri.

Su tali aspetti ha puntualmente accolto e riscontrato tutte le osservazioni, chiarendo nel merito, ribadendo che nella fase di fattibilità preliminare e nella predisposizione del progetto si è tenuto conto di studi specifici finalizzati alla pianificazione dello spazio marino nonché di tutte le potenziali interazioni con il contesto terracqueo, comunque rinviando la trattazione approfondita alla fase di predisposizione dello Studio di Impatto Ambientale e delle relazioni specialistiche di supporto.

In tutti gli atti ufficiali trasmessi, il proponente ha più volte affermato che Il progetto della centrale eolica offshore di Rimini deve essere considerato come una proposta aperta al confronto con le autorità e le comunità locali.

Già nel corso del procedimento Energia Wind 2020 ha accolto le osservazioni espresse da parte dei comuni costieri o di settori economici specifici, e ha portato volontariamente all'attenzione del procedimento una modifica del progetto in riduzione del numero di aerogeneratori (passando da 59 a 51 turbine).

Il progetto modificato e ridotto a 51 aerogeneratori è stato oggetto della valutazione degli enti ed è quello che viene presentato in fase di VIA nella configurazione denominata LAYOUT A, rispetto al quale sono state considerate anche delle plausibili e potenziali alternative, come specificato nel paragrafo

Nell'ambito del confronto che è avvenuto nella fase del procedimento sin d'ora svolto, **la società si è resa disponibile a prevedere ottimizzazioni e soluzioni alternative anche in termini di localizzazione da inserire**

nel progetto definitivo e nello Studio di Impatto Ambientale e portare per comparazione alla Valutazione del MITE e di tutti i partecipanti al procedimento di VIA, al fine di risolvere eventuali criticità sollevate nelle osservazioni e dirimere conflitti derivanti da potenziali incompatibilità con altri usi del mare.

Pertanto, per l'espletamento della procedura di VIA, il progetto recepisce le prescrizioni e le osservazioni degli enti che hanno espresso parere nell'ambito della procedura autorizzativa sino a qui svolta e conclusa nonché alcune considerazioni espresse dai portatori di interesse.

In particolare, nel corso della procedura autorizzativa sin qui svolta e conclusa, in alcuni pareri e osservazioni pervenute è stata fatta richiesta di verificare e valutare alternative localizzative più distanti dalla costa.

Tenendo conto di quanto emerso in fase istruttoria, Il progetto è stato approfondito e ottimizzato con particolare riguardo alle opere elettriche di connessione alla RTN, ferma restando l'interfaccia con la Stazione elettrica San Martino in Venti della parte a valle della stazione utente, per le quali **TERNA ha rilasciato il Benestare al Progetto**, considerandolo rispondente ai requisiti tecnici di connessione di cui al Codice di Rete.

Il progetto, come previsto dalle norme in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, prevede delle alternative, con particolare riguardo alla localizzazione e disposizione degli aerogeneratori e al tracciato delle opere terrestri di connessione (cavo AT interrato).

Nella predisposizione del progetto definitivo e per la definizione delle alternative localizzative e di configurazione dei layout si è proceduto preliminarmente ad implementare le conoscenze dei vari ambiti tematici, attraverso la predisposizione di specifici studi specialistici il cui esito ha orientato le proposte, elaborate anche nell'ottica di dare una risposta concreta ad alcune criticità potenziali sollevate nel corso del procedimento rispetto alle tematiche ambientali e socio-economiche sopra richiamate.

Si riportano sinteticamente l'esito degli approfondimenti effettuati e le azioni conseguenti, distinti per tematica.

3.1 LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO E DELLE ALTERNATIVE CONSIDERATE

Rispetto all'area vasta considerata antistante la costa emiliano-romagnola, è importante sottolineare che l'area marina individuata per la localizzazione del progetto, presentata e oggetto di valutazione della PRIMA FASE ISTRUTTORIA conclusa, è quella più libera da vincoli generali alla navigazione, da piattaforme attive, da concessioni demaniali in atto e in generale non è interessata massivamente da altri usi, se non quello della pesca che in ogni caso potrebbe subire delle limitazioni ma non sarà preclusa dalla presenza degli aerogeneratori e delle opere connesse.

Altre aree preliminarmente indagate non garantiscono condizioni migliorative rispetto allo specchio d'acqua prescelto e alle aree limitrofe, soprattutto in relazione agli usi in atto e futuri e ai caratteri ambientali, paesaggistici, geografici e percettivi del contesto.

Si è pertanto ragionato su un involucro progettuale complessivo e le alternative localizzative proposte interessano un'areale che comprende in parte quello del progetto già oggetto di istruttoria e in parte si estendono in area contigua ponendosi a cavallo delle 12 Mn e sino alle 18 Mn.

La modalità di identificazione dell'areale segue le indicazioni della Commissione Europea contenute nella Comunicazione DOCUMENTO DI ORIENTAMENTO SUGLI IMPIANTI EOLICI E SULLA NORMATIVA DELL'UE IN

MATERIA AMBIENTALE (Bruxelles, 18.11.2020 C(2020) 7730 final), in particolare per ciò che riguarda l'opportunità di operare su un **"involucro progettuale"** piuttosto che sulle singole posizioni degli aerogeneratori:

"L'approccio dell'involucro progettuale offre la flessibilità necessaria durante la fase di progettazione e di pre-pianificazione dei progetti eolici offshore nonché una certa libertà per l'ottimizzazione dei parametri delle turbine eoliche prima della fase di costruzione. Trattasi di un approccio comprovato e accettabile per la fase autorizzativa nel caso in cui esistano incertezze nell'elaborazione definitiva di un progetto; è inoltre prevista una procedura per garantire una solida valutazione delle incidenze significative".

Per la definizione delle alternative di progetto, l'area di inviluppo del progetto preliminare (richiesta in concessione e che ha come limite la linea delle 12 Mn dalla linea di base) è stata estesa anche alla parte contigua posta tra le 12 Mn e le 18 Mn.

Il limite di estensione verso il largo è motivato dalla scelta di non interferire con le opere con aree di particolare sensibilità, quali i giacimenti di depositi di sabbie sommerse, e di preservare altri fattori ambientali afferenti alla biologia marina.

L'involucro progettuale individuato:

- E' complessivamente compreso tra le 6Mn e le 18 Mn;
- Interessa batimetrie comprese tra -15 e -43 m rispetto al medio mare;
- Si dispone a sud est dalle piattaforme del Gruppo Azalea (a una distanza minima di circa 3 km) e a nord est dalle piattaforme del Gruppo Regina (a una distanza minima di circa 3 km);
- E' prossimo al centro della misurazione anemometrica effettuata (Piattaforma Azalea B);
- Risulta esterno alle principali rotte di navigazione commerciale e sostanzialmente libero da costruzioni e altri usi se non quello della pesca che in ogni caso sarà possibile praticare, pur con delle minime limitazioni dovute alla sicurezza per presenza degli aerogeneratori e delle opere connesse;
- Assume dei limiti rilevanti in termini di superficie in modo da contenere configurazioni di layout alternative tra loro, concepite sulla base dei medesimi criteri progettuali e pressoché equivalenti in termini di produzione di energia elettrica attesa;

Dunque, le alternative localizzative proposte interessano un'areale, "involucro progettuale", che comprende in parte quello del progetto già oggetto di istruttoria e in parte si estende in area contigua al primo ponendosi a cavallo delle 12 Mn.

Le configurazioni di disposizione degli aerogeneratori, proposte nell'areale identificato, si dispongono lungo archi trasversali rispetto alla linea di costa in modo da ridurre sia l'occupazione in senso parallelo alla costa e sia conseguentemente le limitazioni al transito e alla navigazione da e verso i porti; **l'areale prescelto salvaguarda tutte le aree vincolate o di interesse ambientale e in particolare i giacimenti di sabbia che costituiscono il limite verso il largo della localizzazione.**

Le varie configurazioni proposte all'interno di tale macro area si dispongono dunque a cavallo delle 12 Mn, fermo restando che le singole aree di inviluppo in cui ricadono gli aerogeneratori non eccedono gli 80 kmq (superficie di inviluppo del progetto preliminare presentato e già oggetto di valutazione, che nell'ottimizzazione impegna un'area di inviluppo più ridotta e pari a **71,5 kmq**).

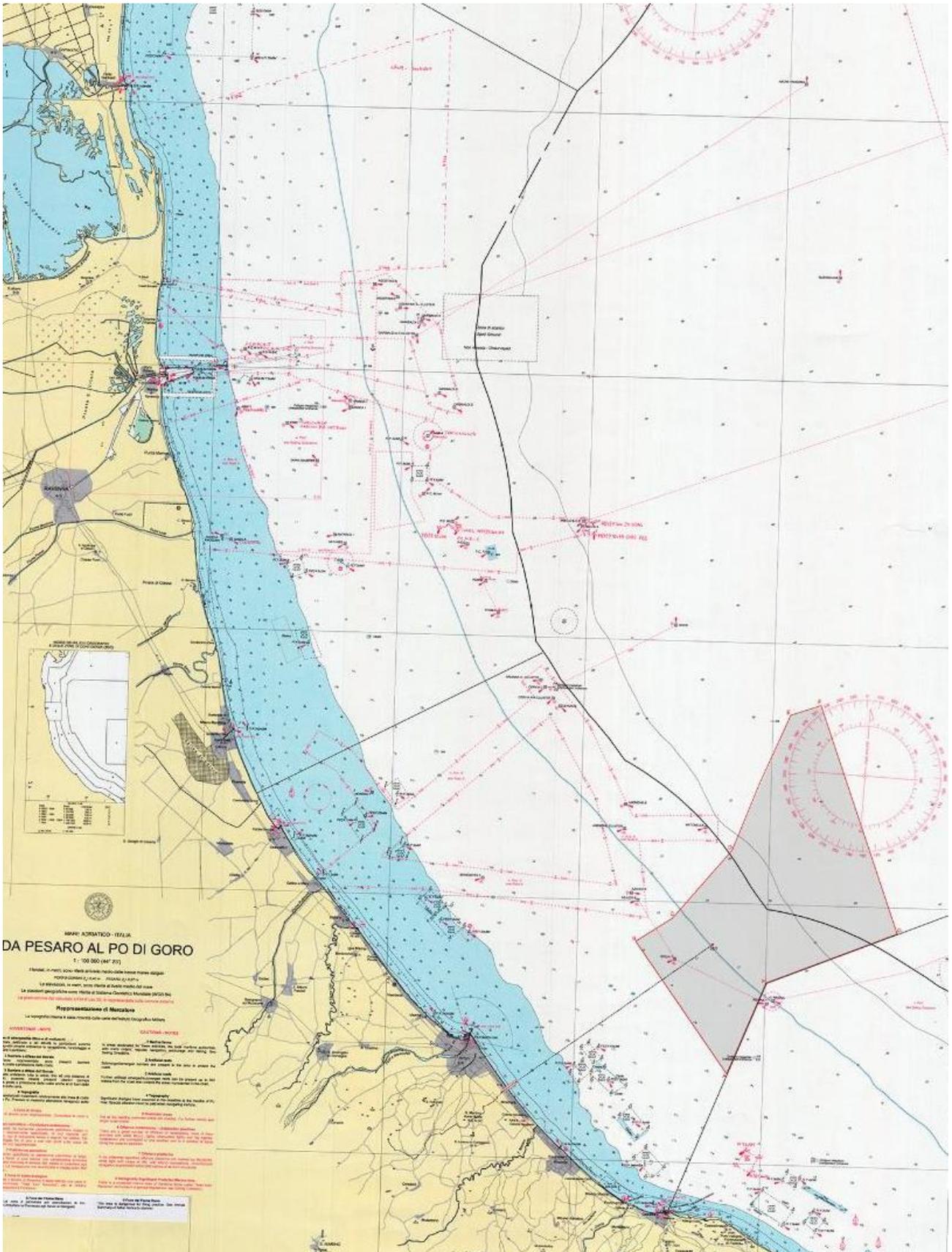


Figura 3.1 – Carta nautica e “involucro progettuale” (in grigio) che include i layout alternativi proposti)



Figura 3.2 – Area in cui ricadono le alternative (in bianco) con LAYOUT A (in nero) e B, e opere di connessione

Si rappresenta che, come si evince da una specifica risposta del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili a un quesito del proponente (nota 0024361 del 19/08/2021), **allo stato attuale non è ancora stata definita una normativa specifica di riferimento secondo cui possono essere autorizzati impianti eolici offshore ubicati esternamente alle 12 MN**, ambito in cui lo Stato esplica le proprie competenze amministrative relativamente alla tipologia impiantistica del progetto.

Lo Stato italiano sta provvedendo a creare le condizioni affinché tale problematica possa essere risolta, anche promuovendo l'istituzione di Zone Economiche Esclusive e sottoscrivendo accordi bilaterali per estendere anche agli impianti eolici offshore le previsioni della Legge n.613/1967, relativa alla ricerca e coltivazione di idrocarburi nel mare territoriale e sulla piattaforma continentale; tuttavia ad oggi, sia la Legge citata che la successiva Convenzione Montego Bay del 1982, nel definire la piattaforma continentale si riferiscono soltanto al "fondo e sottofondo marino" e non allo specchio d'acqua e aereo corrispondenti.

Preso atto dell'impegno dello Stato Italiano (con particolare riguardo alla Legge 14 giugno 2021 n. 91 "Istituzione di una zona economica esclusiva oltre il limite esterno del mare territoriale") **si portano all'attenzione della Commissione di Valutazione di Impatto Ambientale tutte le configurazioni proposte, confidando che nell'ambito temporale del procedimento vengano superate le attuali e oggettive difficoltà autorizzative per gli impianti offshore ubicati oltre le 12 MN.**

In tutte le alternative considerate sia in termini localizzativi che di configurazione del layout, restano invariati la posizione della Stazione Elettrica di Trasformazione in mare (SET), la posizione del cavo marino che trasferisce l'energia prodotta a terra e le modalità di attraversamento in teleguidata dell'arenile.

Le opere terrestri, di collegamento elettrico della centrale eolica, ricadono interamente in Comune di Rimini sino a raggiungere il punto di connessione alla RTN, ubicato presso la Stazione TERNA 380/150 kV esistente e denominata San Martino in Venti.

In merito alle competenze amministrative relative al rilascio della concessione demaniale ex art. 36 del codice della navigazione, l'area marina vasta identificata, lo specchio acqueo realmente occupato e la zona demaniale terrestre interessate dalle opere ricadono nel Compartimento Marittimo di Ravenna e nell'ambito delle competenze demaniali marittime della Capitaneria di Porto di Rimini.

- il primo riferimento è un layout (Layout "A") che ottimizza con minimi spostamenti, tesi al soddisfacimento di alcune osservazioni e prescrizioni, il progetto presentato come integrazione volontaria il 25/09/2020 nell'ambito del procedimento di concessione demaniale, rispetto al quale si sono espressi gli Enti in Conferenza di Servizi attestandone l'ammissibilità in termini di localizzazione;
- rispetto al precedente, sono state studiate delle alternative localizzative e di configurazione che ricadono nell'involucro progettuale individuato e interessano in parte l'areale del layout "A" e in parte una zona immediatamente contigua e disposta verso il largo sino alle 18 MN;
- in tale ambito sono state verificate 3 configurazioni degli aerogeneratori e tra queste ne è stata approfondita una in particolare, il "Layout B", a fronte di una sostanziale parità di implicazioni ambientali e di producibilità energetica rispetto agli altri 2 layout considerati e denominati "C" e "D", che in ogni caso vanno considerati come alternative possibili; tra i layout alternativi analizzati il LAYOUT B è quello che coniuga una buona producibilità con le caratteristiche di compattezza ed ottimizzazione della lunghezza degli archi, determinando di fatto una sensibile riduzione dell'area di inviluppo che racchiude gli aerogeneratori e i buffer considerati (proiezione orizzontale del rotore);
- La Regione Emilia Romagna ha aderito per prima agli obiettivi delle direttive comunitarie, sviluppando un proprio Sistema Informativo e conducendo studi che mirano allo sviluppo di un sistema di governance multilivello ed intersettoriale, che superi i conflitti tra usi esercitati in mare.

Tutte le configurazioni proposte risultano coerenti, in termini localizzativi, con gli studi e le proposte elaborati dalla Regione Emilia Romagna finalizzati alla definizione della Pianificazione dello Spazio Marittimo nella Regione Adriatico-Ionica prevista dal D.lgs 201/2016; in particolare risultano coerenti con lo Studio "Tra la Terra e il Mare _ Analisi e proposte per la pianificazione dello Spazio Marittimo in Emilia-Romagna _ 2018" e con il recente studio "Portodimare _ 2021" (rispetto a quest'ultimo, con particolare riguardo alle configurazioni alternative che si dispongono oltre le 12 MN);

- il progetto in ciascuna delle configurazioni proposte si preoccupa di definire un ambito attraversabile e di rendere possibili non solo gli usi del mare abituali ma anche l'attivazione di tutti gli strumenti di valorizzazione culturale, economica, didattica e turistica associati ad una centrale eolica offshore; per tale motivo gli aerogeneratori si dispongono lungo archi molto distanziati e non viene utilizzato come schema il consueto layout a cluster, che di fatto impedisce qualsiasi possibilità di definire ambiti multifunzionali; le attività di pesca a strascico saranno regolamentate esclusivamente in prossimità degli aerogeneratori e della stazione marina e lungo i cavi; le aree oggetto di limitazioni rappresentano nel loro insieme circa il 20% dell'area di inviluppo di ogni singola configurazione;
- I layout proposti sono stati comparati per tutti gli aspetti ambientali e gli studi sono stati condotti sia rispetto all'area vasta e sia, nel dettaglio, rispetto all'intera area in cui ricadono i diversi layout.

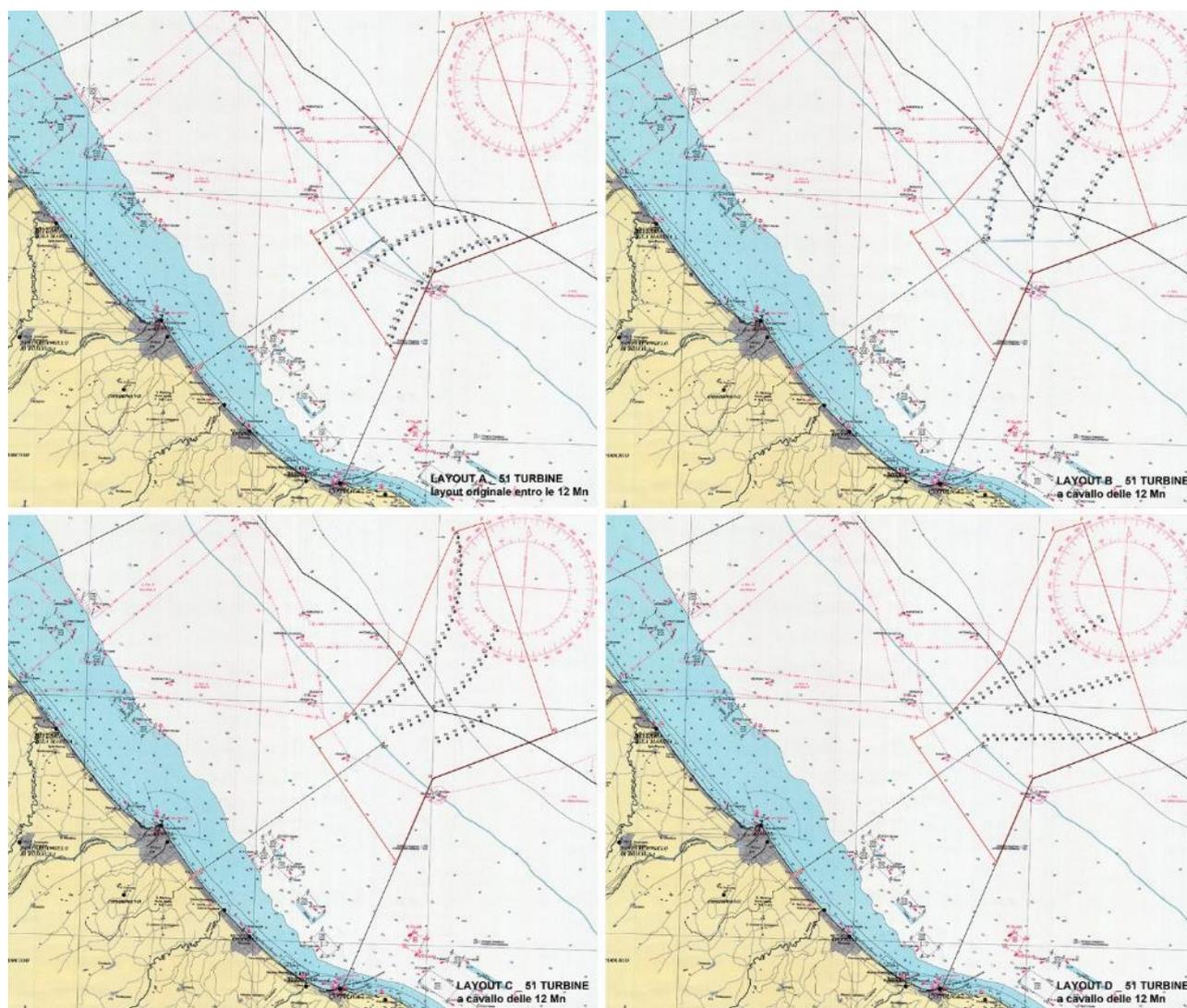


Figura 3.3 – Layout alternativi proposti su carta nautica

Nel merito dei layout oggetto di studio, si specifica quanto segue:

- il Layout A, è compreso tra le 6 e le 12 MN e gli aerogeneratori si dispongono lungo le direttrici di tre archi, svasati e di lunghezza variabile, occupando posizioni con profondità del fondale variabile e compresa tra -15 e -34 m; l'interdistanza tra le torri è regolare e pari a 680 m; la minima distanza dal punto di misurazione anemometrica (Piattaforma Azalea "B") è pari a 2,8 km;
- il Layout B, esemplificativo delle alternative considerate e contiguo al precedente, occupa un'area a cavallo delle 12 MN ed è compreso tra le 9,5 e le 18 MN; gli aerogeneratori si dispongono lungo le direttrici di tre archi, in questo caso paralleli e distanti tra loro 3 km, occupando posizioni con profondità del fondale variabile e compresa tra -22 e -43 m; l'interdistanza tra le torri è regolare e pari a 720 m; la minima distanza dal punto di misurazione (Piattaforma Azalea "B") è pari a 6 km;
- gli altri layout considerati sono il layout "C", anch'esso organizzato su tre archi, ma concavi verso Nord Ovest e il Layout "D" che è l'unico organizzato "a freccia" su tre rette che si svasano verso il largo; la distanza minima dal punto di misurazione è rispettivamente pari a circa 2,7 km e 3 km;

- per tutti i layout proposti, la profondità e la natura dei fondali fanno sì che le opere di fondazione siano del tipo a monopilone, con elementi cilindrici in acciaio di circa 7,5 m di diametro e infissi al di sotto del fondale con profondità variabili in base alla batimetria;
- Per quanto riguarda l'elettrodotto interrato AT terrestre il progetto prevede che il tracciato, a partire dalla buca giunti di collegamento tra il cavo marino e quello terrestre, segua prevalentemente la viabilità esistente secondaria con un percorso preferenziale di circa 11,7 km, di cui circa 380 m in TOC per il superamento della SS N. 72 Rimini/San Marino e del Torrente Ausa; si prevede anche un percorso alternativo che si distacca e si ricongiunge al precedente e segue viabilità primaria, per una lunghezza complessiva di 11,6 km.

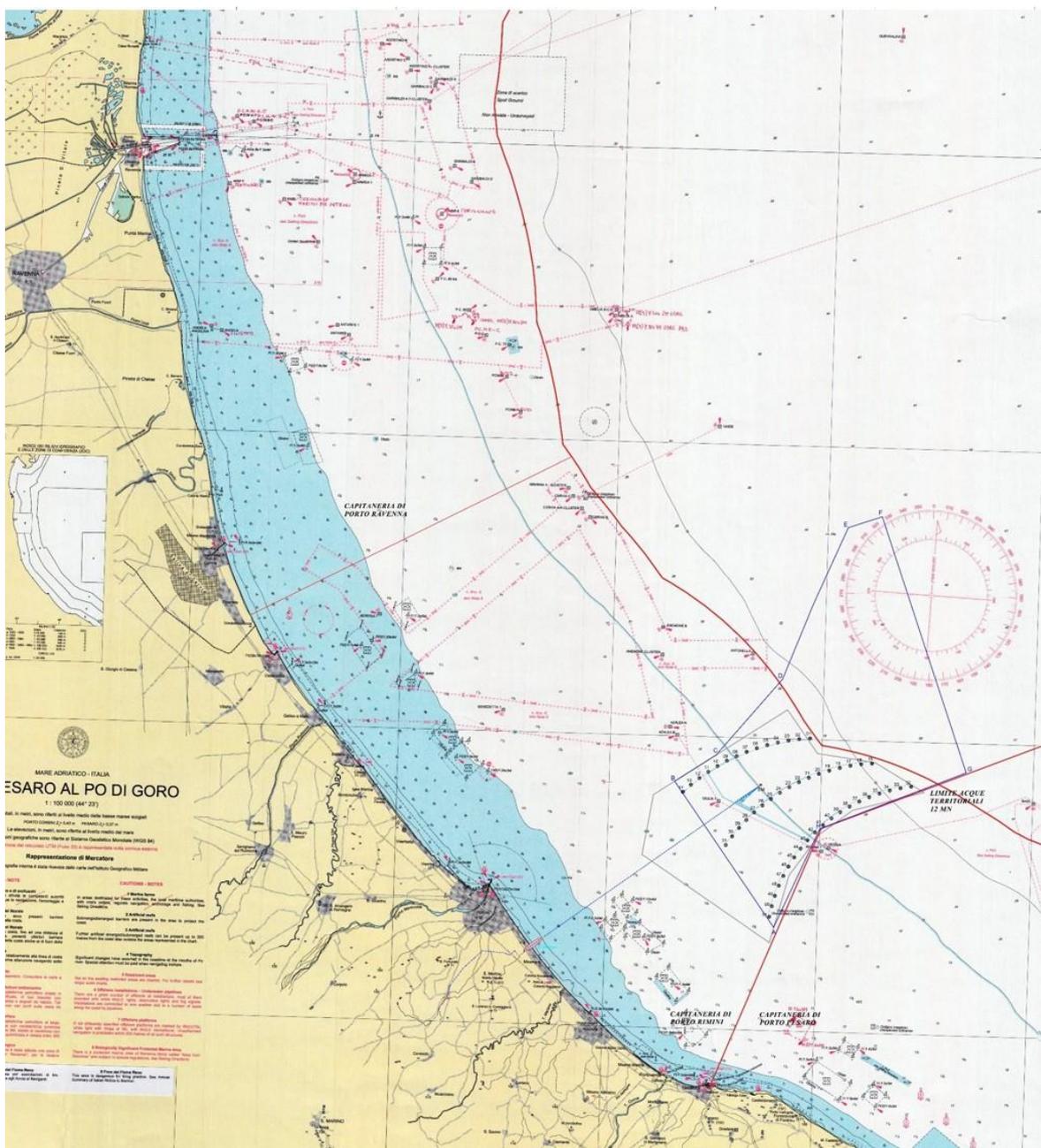


Figura 3.4 – Layout A, oggetto della fase istruttoria conclusa e “involucro progettuale” che include le alternative progettuali richieste per la VIA

3.1.1 LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO PRELIMINARE _ LAYOUT A

Tra le proposte presentate come alternative localizzative, viene in prima istanza confermata la posizione del Layout presentato come integrazione volontaria il 25/09/2020, composto da 51 aerogeneratori e compreso tra le 6 e le 12 Mn; tale scelta di base è sostenuta dalle seguenti motivazioni:

- L'area e il progetto sono stati ritenuti ammissibili nel corso del procedimento istruito in merito al rilascio della Concessione Demaniale Marittima;
- Il progetto ricade in un'area che come detto risulta coerente con gli studi elaborati dalla Regione Emilia Romagna finalizzati alla Pianificazione dello Spazio Marino e in particolare con lo con lo Studio "Tra la Terra e il Mare _ Analisi e proposte per la pianificazione dello Spazio Marittimo in Emilia-Romagna _ 2018" e con il recente studio "Portodimare _ 2021";
- Il progetto ricade in un'area vocata secondo la proposta regionale di Pianificazione dello Spazio Marittimo approvata con DGR 277/2021 e confluita nella proposta ministeriale di Piano di Gestione del Mare Adriatico (attualmente in procedura di Valutazione Ambientale Strategica e di Valutazione di Incidenza Ambientale);
- Il progetto, prossimo a 3 piattaforme in disuso (Azalea A, Giulia 1 e Regina 1) ricade in gran parte in AREE IDONEE ai sensi del D.lgs 199/2021;
- La vicinanza alla stazione di misurazione anemometrica (Piattaforma ENI Azalea B), è una condizione che garantisce al massimo il conseguimento dei valori di producibilità dell'impianto, stimata e attesa;
- La posizione degli aerogeneratori e la configurazione del layout minimizzano lo sviluppo lineare delle opere marine di connessione alla Rete di Trasmissione Elettrica (RTN);
- La distanza dalla costa degli aerogeneratori e la loro configurazione lungo archi molto distanziati che si protendono verso il largo, mitigano e rendono poco rilevante il potenziale impatto visivo e paesaggistico;
- Gli studi specialistici elaborati per la predisposizione del procedimento di VIA confermano che l'area prescelta risulta poco impattante in relazione a tutti i fattori ambientali analizzati e assolutamente meno impattante se confrontata con l'intera falciata litorale prospiciente la costa emiliano-romagnola e marchigiana settentrionale;
- La localizzazione del progetto rende attivabili e fruibili tutte le azioni di valorizzazione proposte, finalizzate a sostenere usi compatibili, complementari e sinergici con il contesto terracqueo di riferimento.
- Si segnala una potenziale criticità del LAYOUT A rispetto ad alcune interferenze con attività minerarie; il progetto è stato presentato dopo aver preso atto che nell'area alcune concessioni minerarie di ENI risultavano scadute nel 2017; il 31 marzo 2021, il MISE ha prorogato fino al 2027 la concessione denominata A.C 17.AG, riducendone però la superficie.

3.1.2 LOCALIZZAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO

Sulla base delle medesime considerazioni generali fatte per l'area sopra descritta, come alternativa di localizzazione si è prescelta un'area contigua alla precedente, posta a cavallo delle 12 Mn in cui sono state proposte 3 alternative di configurazione dei 51 aerogeneratori comprese tra le 9 e le 18 Mn.

- l'area alternativa prescelta differisce per alcune caratteristiche della composizione chimico fisica di acqua e sedimenti;
- l'area sembra avere minori interazioni con zone dedicate allo sforzo di pesca e con alcuni aspetti relativi al potenziale impatto acustico subacqueo;
- aumentando di circa 3 Mn la distanza minima dalla costa degli aerogeneratori, il tema dell'implicazione visiva del progetto assume un rilievo ancora meno significativo;
- l'area non è interessata da Concessioni Minerarie in disuso né attive per le quali sia stata richiesta di proroga;
- nelle varie configurazioni proposte come alternative al LAYOUT A, solo alcuni aerogeneratori ricadrebbero in AREE IDONEE individuate dal D.lgs 199/2021 nelle more della definizione dei Piani di Gestione dello Spazio Marittimo
- la maggiore distanza dalla costa non preclude ma rende più onerosa la fruizione di tutte le azioni di valorizzazione proposte, finalizzate a sostenere usi compatibili, complementari e sinergici con il contesto terracqueo di riferimento;
- Contrariamente ai casi di progetti compresi nelle 12 Mn, per gli impianti esterni al limite delle acque territoriali non vi è una normativa di riferimento che possa sostenere l'autorizzazione alla costruzione ed esercizi di impianti diversi da quelli finalizzati all'estrazione di idrocarburi.

A seguire si riportano una tabella di sintesi utile per una comparazione tra i diversi layout e alcune immagini dei layout inseriti nel contesto di riferimento; la tabella riporta informazioni sulla localizzazione (esplicitando quanta superficie e quanti aerogeneratori ricadono entro o fuori le 12 Mn, la batimetria minima e massima interessata, le distanze minime tra le file, dall'anemometro e dalla costa) e sulle dimensioni geometriche delle configurazioni.

		LAYOUT A	LAYOUT B	LAYOUT C	LAYOUT D
Numero di turbine	entro 12Mn	51	16	19	26
	fuori 12 Mn	0	35	32	25
Distanza dalla costa	Mn min	6 Mn	9.5 Mn	9 Mn	9 Mn
	Mn max	12 Mn	17 Mn	18 Mn	16.5 Mn
Batimetria	min	-15	-21	-20	-20
	max	-34	-43	-42	-43
Area marina complessivamente interessata	entro 12 Mn	71,5 km2	21 km2	20,8 km2	28 km2
	fuori 12 Mn	0	59 km2	47,1 km2	50,5 km2
	totale	71,5 km2	80 km2	68 km2	78,5 km2
Area impegnata		14,1 km2	12,6 km2	15,2 km2	15,7 km2
Lunghezza archi e sviluppo totale	1 km	8841	15835	17900	11475
	2 km	10881	11513	11500	9360
	3 km	12922	7200	5000	11520
	totale	32644	31548	34400	32355
Producibilità netta GWh/anno		722,8	725,7	723,8	725,5

Tabella 3.1 – Tabella riassuntiva dei dati relativi alle configurazioni dei Layout alternativi elaborati per il progetto

Per area impegnata, come si specificherà nel seguente Capitolo 8, si intende una fascia di sicurezza che include gli aerogeneratori e tutti i cavi di collegamento; la fascia di rispetto è proposta anche per la stazione marina e per i cavi che si collegano alla stessa; si precisa che ciascun layout prevede un solo attraversamento trasversale dello specchio acqueo per assicurare il collegamento dei fascio di cavi alla stazione marina.

Le limitazioni sono di fatto esclusivamente per la pesca a strascico che potrebbe danneggiare i cavi.

- le aree soggette a limitazione per il LAYOUT A sono pari a 14,14 Km², che rappresentano circa il 20% dell'intera area di inviluppo pari a 71,5 Km²;
- le aree soggette a limitazione per il LAYOUT B sono pari a 12,6 Km², che rappresentano circa il 15,7% dell'intera area di inviluppo pari a 80 Km².

Come si evince dalla Tabella riassuntiva, i tre layout B, C, D ricadono all'interno dello stesso aerale definito dall'involucro progettuale individuato, risultano caratterizzati da una buona producibilità e da una ridotta occupazione di superficie marina e possono essere tutti considerati valide alternative al LAYOUT A.

Tra i layout alternativi analizzati, il LAYOUT B a parità di condizioni dello scenario di base di riferimento in merito alla localizzazione, come gli altri coniuga una buona producibilità con le caratteristiche di compattezza ed ottimizzazione della lunghezza degli archi e nella PARTE QUINTA dello Studio di Impatto Ambientale è stato considerato rappresentativo delle alternative proposte e comparato al LAYOUT A per i vari aspetti ambientali considerati, pur non escludendo le configurazioni dei LAYOUT C e D.

3.2 OTTIMIZZAZIONE DELLE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN

Per rispondere concretamente ad alcune osservazioni e richieste specifiche intervenute nel corso del procedimento e per migliorare le caratteristiche e le prestazioni dell'impianto, il progetto è stato approfondito e ottimizzato con particolare riguardo alle opere elettriche di connessione alla RTN; l'ottimizzazione non riguarda l'interfaccia con la Stazione elettrica San Martino in Venti della parte a valle della stazione di Transizione Cavo/Aereo, per le quali **TERNA ha rilasciato il Benestare al Progetto**, considerandolo rispondente ai requisiti tecnici di connessione di cui al Codice di Rete.

Si precisa che per tutti i Layout considerati restano invariate la posizione della Stazione di Trasformazione Elettrica ubicata in mare nonché le opere di connessione alla RTN.

Le principali ottimizzazioni impiantistiche sono le seguenti:

- Il progetto originario prevedeva in ciascun aerogeneratore una prima trasformazione della tensione da 710V/36 kV e una rete in AT a (cavi AT 36 kV) di collegamento tra gli aerogeneratori; **con l'ottimizzazione** si prevede una prima trasformazione da 710 V/66 kV e conseguentemente una rete di collegamento tra gli aerogeneratori in AT (cavi AT 66kV).

Tale ottimizzazione comporta la possibilità di collegare in serie un maggior numero di aerogeneratori con conseguente sensibile riduzione della lunghezza dei cavi e delle radiazioni elettromagnetiche in ambiente sottomarino.

- Il progetto originario prevedeva la realizzazione di 2 stazioni elettriche marine in cui avveniva la trasformazione 33/150 kV, una doppia terna di cavi AT da 150 kV sottomarini e terrestri e una trasformazione finale 150/380 kV nella stazione Di Transizione Cavo/Aereo terrestre; **con l'ottimizzazione** si prevede una sola stazione elettrica marina di trasformazione 66/380 kV e un unico cavo AAT 380 kV di collegamento alla Stazione Di Transizione Cavo/Aereo:

Tale ottimizzazione comporta conseguenti sensibili riduzioni delle strutture necessarie, delle apparecchiature e delle sezioni e lunghezze dei cavi di collegamento con la costa, con evidenti benefici in termini di potenziale impatto ambientale (nelle tre fasi di cantiere, esercizio e dismissione) in particolare per aspetti che riguardano la movimentazione del fondale, il rumore dovuto alla battitura dei pali della piattaforma e le radiazioni elettromagnetiche in ambiente sottomarino e terrestre.

L'ottimizzazione proposta comporta significative migliorie rispetto al progetto preliminare, che si riassumono nei seguenti dati:

- la realizzazione di una Stazione di Trasformazione su piattaforma marina, anziché 2;
- I previsti 4 trasformatori da 100 MVA vengono sostituiti da 2 trasformatori da 180/220 MVA e da un reattore shunt da 160 Mvar per la compensazione della potenza reattiva (banco con 3 reattori monofase di potenza unitaria 53.33 Mvar);
- la lunghezza dei cavi di collegamento stazione_costa si riduce di 3 volte, in quanto le previste 4 terne di cavi AT 150 kV vengono sostituite da una sola terna di cavi tripolari AAT 380 kV;
- conseguentemente, si riduce la sezione dei cavi che compongono la terna, sia per la parte a mare che per quella terrestre, passando da una sezione da 1000/1200 mm² in rame o da 1600 mm² in alluminio a una sezione di 630 mm² dei cavi tripolari che compongono il cavo AAT 380 kV;

- le buche di giunzione tra cavo marino e terrestre si riducono da due a una.
- **Rispetto alle modalità di approdo**, il progetto originario prevedeva di interrare la doppia terna di cavi AT in attraversamento dell'arenile (circa 2 m di profondità) e sino alla buca giunti, per poi proseguire in interrato lungo viabilità esistente (lungo due tracciati alternativi lunghi circa 12,4 e 13,8 km); **con l'ottimizzazione** e in virtù dell'utilizzo di un unico cavo AAT 380 kV, la realizzazione della transizione Mare-Terra avviene con la tecnica denominata Horizontal Directional Drilling (HDD) che per una lunghezza di circa 1450 m consente di bypassare una fascia in mare distante 930 m dalla battigia, la spiaggia, il lungomare, gli edifici prospicienti e il fascio infrastrutturale della ferrovia e della linea Metro-Mare; la buca giunti viene posizionata **nello slargo compreso tra Viale Portofino e Viale Siracusa**, confinante con la ferrovia e la linea Metro-Mare, dalla parte opposta rispetto al mare.

La soluzione di approdo proposta, risponde appieno a quanto richiesto dal Comune di Rimini nelle osservazioni e pareri trasmessi nel corso della fase istruttoria svolta.

"Considerato che il punto di approdo a terra della condotta elettrica sottomarina è previsto presso la battigia nella parte sud di Rimini (in località Bellariva), per garantire sia una maggiore mitigazione delle emissioni elettromagnetiche sia per non ledere i diritti di terzi concessionari di porzioni dell'arenile, si chiede che la profondità di posa di tale cavidotto sottomarino nel tratto interessato dall'acqua di balneazione (fascia fino a 300 metri dalla riva) e nel tratto terrestre (sotto alla battigia e comunque fino al punto di congiunzione con la rete urbana), sia ampiamente superiore al minimo previsto (da progetto 1,2 – 2 metri di profondità), e sia eseguito attraverso perforazioni teleguidate.

Inoltre si chiede che i due giunti cavi terra-mare e le relative vasche siano collocate in aree non urbanizzate poste in prossimità del tracciato ferroviario....".

- **Per ciò che riguarda le opere terrestri**, le ottimizzazioni proposte in termini di trasformazione elettrica a 380 kV in mare (direttamente alla tensione di connessione alla RTN) e di modalità di approdo del cavo marino, comportano le seguenti migliorie:
 - Si riduce la lunghezza del tracciato del cavo terrestre, in quanto la posizione della buca giunti, ubicata nella parte terminale del bypass di transizione terra_mare risulta più vicina alla Stazione di arrivo (poiché il tracciato viene proposto in 2 alternative di lunghezza massima pari a circa 11,7 km, rispetto ai 2 tracciati previsti nel progetto preliminare la riduzione è di circa 0,7/2,1 km);
 - Come per la parte marina, anche a terra la lunghezza dei cavi di collegamento buca giunti_stazione utente si riduce di 3 volte, in quanto le previste 4 terne di cavi AT 150 kV vengono sostituite da una sola terna di cavi tripolari AAT 380 kV, con analogo riduzione delle sezioni dei cavi utilizzati;
 - Poiché la Stazione terrestre non è più adibita alla trasformazione elettrica ma assicura esclusivamente la Transizione Aereo/cavo, non sono più necessarie alcune apparecchiature; in particolare, il trasformatore 150/380 MVA previsto nel progetto preliminare, viene sostituito da un reattore shunt da 160 Mvar per la compensazione della potenza reattiva (reattore in tre banchi);
 - conseguentemente **si riducono sensibilmente sia la superficie della stazione terrestre, che passa da 10.200 mq a 5.600 mq, e sia quella degli edifici quadri e controllo** che vengono spostati nella stazione in mare; nella stazione terrestre vengono posizionati solo locali di misura e un minimo di quadristica di controllo;

→ la minore area impegnata comporta una sensibile riduzione dei movimenti terra e delle opere civili e il progetto prevede la ricollocazione delle terre eccedenti in modo da formare al contorno della Stazione di Transizione Aereo_Cavo delle quinte morfologiche che saranno piantumate con arbusteti e alberi di alto fusto, concorrendo a definire la mitigazione visiva e un miglior inserimento delle opere nel contesto paesaggistico delle aree prossime alla stazione San Martino in Venti.

Questa soluzione viene incontro alla richiesta del Comune di Rimini di prestare particolare attenzione ai caratteri e al valore paesaggistico delle colline riminesi.

- In ultimo, si evidenzia che sia per la parte a mare che per la parte terrestre tutte le apparecchiature elettromeccaniche di trasformazione elettrica e i reattori di compensazione, compresi i trasformatori 710V/66 kV ubicati alla base degli aerogeneratori, **saranno isolati in esteri naturali** (noti come oli vegetali), **anziché in oli minerali** come precedentemente previsto nel progetto preliminare.

Gli esteri naturali, rispetto ai tradizionali oli minerali isolanti, presentano grandi vantaggi: sono sostanze essenzialmente non tossiche e non pericolose per l'uomo e l'ambiente; in caso di dispersione accidentale, l'estere vegetale si biodegrada in solo 28 giorni al 97%; rappresentano una risorsa rinnovabile e a fine vita possono essere riutilizzati come sottoprodotti (es. biodiesel) rispondendo ai requisiti dell'economia circolare;

Tale soluzione ha pertanto rilevanti effetti di riduzione del rischio di inquinamento.

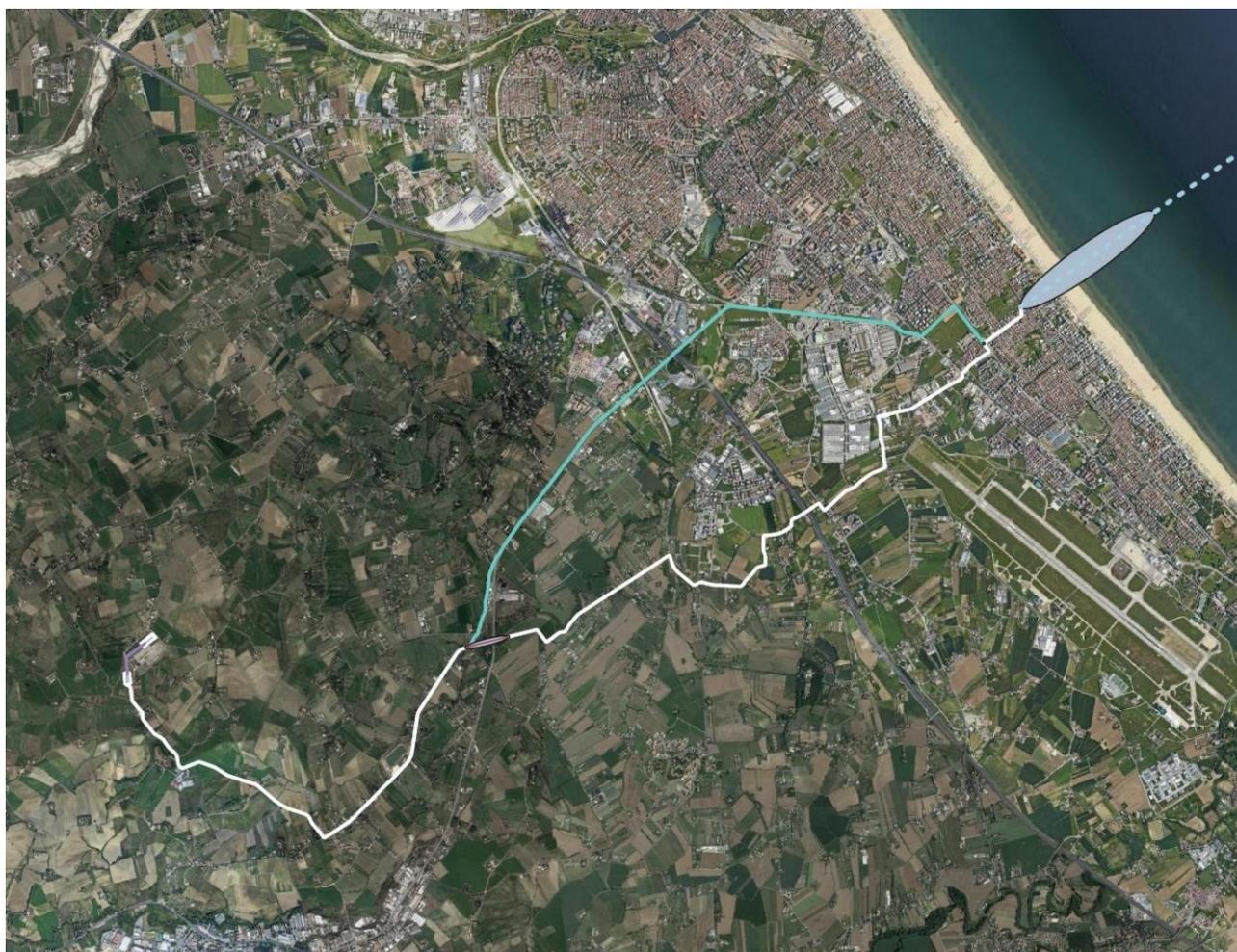


Figura 3.6 – Opere terrestri di connessione alla RTN; in evidenza, l'approdo del cavo marino con HDD (ellisse grigia)

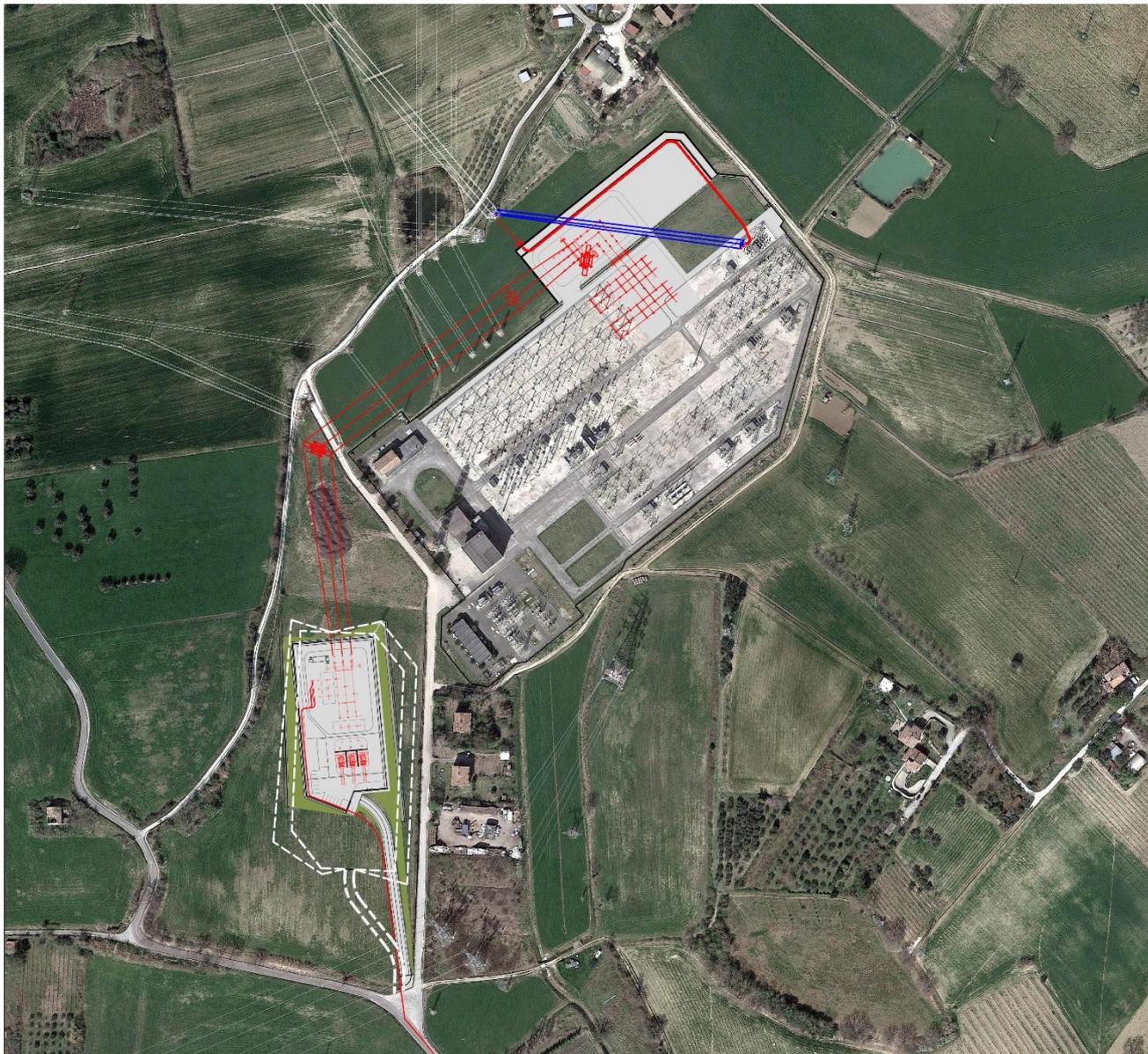


Figura 3.7 – L'ingombro della stazione utente si è ridotto rispetto a quello del progetto preliminare (tratteggio bianco)

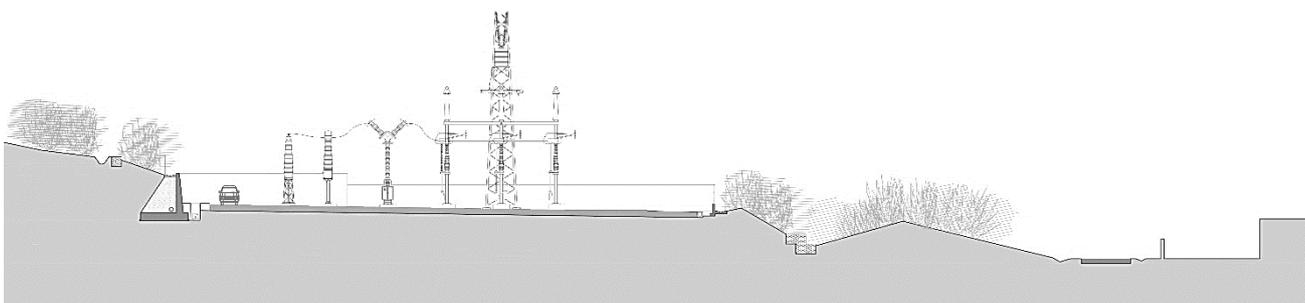


Figura 3.8 – Sezione trasversale della Stazione Utente, con quinte morfologiche alberate di schermo

3.3 DATI DI SINTESI DEL PROGETTO E DELLE OPERE PREVISTE

Si riporta di seguito una sintesi dei dati principali del progetto.

REGIONE INTERESSATA

Emilia Romagna.

COMUNI INTERESSATI DALLE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN:

Rimini (RN).

CAPITANERIA DI PORTO DI RIFERIMENTO PER GLI ASPETTI AMMINISTRATIVI DELLA CONCESSIONE DEMANIALE:

Capitaneria di Porto di Rimini.

DURATA CONCESSIONE DEMANIALE RICHIESTA:

30 anni, in via preliminare a decorrere dal 30 giugno 2020.

CONNESSIONE ALLA RTN:

Collegamento alla SE TERNA 380/150 kV "San Martino in Venti", ubicata in Comune di Rimini.

Documenti relativi alla Connessione alla RTN:

- Soluzione di connessione – codice pratica 201400164 – rilasciata da TERNA SpA in data 06/08/2019 con nota TERNA/P2019 0056289, che prevede l'allacciamento alla RTN di 330 MW alla sezione 380 kV della stazione elettrica "San Martino in Venti" nel comune di Rimini;
- Accettazione della STMG e del relativo preventivo di connessione comunicata in data 31/10/2019;
- Richiesta di Benestare Tecnico alla connessione inoltrata in data 15/11/2019;
- Benestare al Progetto (Parere di Rispondenza delle opere di connessione al Codice di Rete) rilasciato da TERNA SpA in data 28/05/2021 con nota GRUPPO TERNA/P20210043904;

STATO DELL'ITER AUTORIZZATIVO:

- in data 30/03/2020, inoltro dell'istanza di Autorizzazione Unica e contestuale rilascio della Concessione Demaniale Marittima;
- in data 9 aprile 2020, avvio del procedimento da parte del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili (MIMS);
- in data 22/12/2020, Conferenza di Servizi asincrona coordinata dalla Capitaneria di Porto di Rimini, in cui sono stati acquisiti direttamente o per silenzio assenso i pareri degli enti competenti convocati;
- in data 01/02/2021 la Capitaneria ha trasmesso il mod. 78, attestando l'ammissibilità del progetto relativamente alla sicurezza alla navigazione e ad altri profili di competenza;
- in data 09.02.2021 il MIMS ha comunicato la conclusione positiva della prima fase istruttoria e ha informato il Ministero della Transizione Ecologica (MITE) e il Ministero dello Sviluppo Economico MISE, comunicando che per poter procedere alla conclusione dell'iter istruttorio finalizzato all'autorizzazione secondo le modalità previste dall'art. 12 del D.L. 29 dicembre 2003 n. 387 e dalla

Circolare n° 40 del 5 gennaio, risulta necessario l'avvio del procedimento di VIA (da concludersi con esito positivo) e l'emissione del parere favorevole del MISE;

- in data 28/06/2021 il MIMS ha preso atto del parere favorevole del MISE relativo all'avvio della costruzione ed esercizio degli elettrodotti in Alta Tensione subacquei, interrati ed aerei asserviti all'impianto da realizzare (parere favorevole rilasciato in data 12/05/2021) e ha comunicato che resta in attesa dell'avvio e dell'esito del procedimento di VIA;
- il 29/04/21, successivamente alla chiusura della prima fase istruttoria, è pervenuto il parere favorevole di ENAC/ENAV relativamente alla sicurezza alla navigazione aerea;
- Il 31/10/2021, Il progetto elaborato a livello di Definitivo e lo Studio di Impatto Ambientale e allegati sono stati completati per la trasmissione relativa all'avvio del procedimento di VIA.

PRINCIPALI OPERE PREVISTE DAL PROGETTO

OPERE IN MARE:

- **51 aerogeneratori di potenza nominale unitaria pari a 6,45 MW, per una capacità complessiva di 330 MW, ancorati al fondale con fondazione del tipo monopilone in acciaio;**

gli aerogeneratori presi come riferimento tecnologico per il progetto sono del tipo MingYang MySE 6.45-180, con hub a 110/125 m di altezza, diametro del rotore pari a 180 m, tronco di transizione con parte fuori acqua pari a 9/10 m, per un range di altezza complessiva massima compreso tra 210/220 m dal medio mare (in tali range di potenza e dimensionali rientrano altri aerogeneratori simili che potrebbero essere considerati in fase di progettazione esecutiva); gli aerogeneratori vengono proposti in configurazioni alternative, comparate per aspetti ambientali in merito alla localizzazione;

- **Una rete elettrica sottomarina a tensione nominale pari a 66 kV che collega gli aerogeneratori in serie, raggruppandoli in 8 sezioni principali, per poi connettersi alla Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) offshore 66/380 kV ;**
- **Una piattaforma marina che ospita la Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) 66/380 kV, attrezzata con 2 trasformatori da 180/200 MVA, 1 reattore per la compensazione della potenza reattiva, apparecchiature, quadri di controllo e manufatti di servizio e accessori;**
- **Un elettrodotto sottomarino di collegamento tra la Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) offshore e la buca giunti terra-mare, costituito da un cavo in AT 380 kV di lunghezza pari a 18,15 km di cui 1,45 km realizzato con HDD (Horizontal Directional Drilling) per la parte di transizione terra_mare);**

la parte di approdo e atterraggio (transizione terra-mare del cavo marino realizzata con HDD) inizia in mare a circa 930 m dalla linea di battigia e raggiunge la buca giunti dopo aver bypassato la spiaggia (in corrispondenza del nuovo circolo velico di Bellariva ubicato tra il bagno 98 e 99), il lungomare Giuseppe Di Vittorio, gli edifici prospicienti, la rete ferroviaria e la linea Metro_Mare;

OPERE A TERRA PER LA CONNESSIONE ALLA RTN:

- **Una buca giunti interrata, in cui avviene la giunzione tra la l'elettrodotto sottomarino e quello terrestre, interrata e posizionata nello slargo compreso tra il sottopasso di Viale Portofino e Viale Siracusa, immediatamente a sud ovest della linea Metro_Mare e della Rete Ferroviaria adriatica;**

- **Un elettrodotto terrestre interrato costituito da una terna di cavi isolati in AT 380 kV, di lunghezza pari a circa 11,7 km (con buche giunti ogni 500/600 m), che raggiunge la Stazione di Transizione cavo-aereo adiacente alla SE TERNA 380/150 kV "San Martino in Venti", dove avviene la connessione alla RTN;**

il progetto prevede che il tracciato, a partire dalla buca giunti di collegamento tra il cavo marino e quello terrestre, segua prevalentemente la viabilità esistente secondaria con un percorso preferenziale di circa 11,7 km, di cui circa 380 m in TOC per il superamento della SS N. 72 Rimini/San Marino e del Torrente Ausa; si prevede anche un percorso alternativo che si distacca e si ricongiunge al precedente e segue viabilità primaria, per una lunghezza complessiva di 11,6 km.

- **Una Stazione di Transizione cavo-aereo da realizzarsi in prossimità della stazione elettrica TERNA "San Martino in Venti", che ospiterà il reattore, le apparecchiature elettromeccaniche, i locali quadri e misure e il portale di partenza della linea aerea di collegamento alla stazione RTN;**

verrà realizzato un breve tratto stradale di lunghezza pari a circa 130 m e larghezza pari a 7 m incluso banchine laterali, di collegamento tra Via San Martino in Venti e la Stazione Utente;

- **Un elettrodotto aereo trifase lungo circa 450 m, in conduttori nudi binati alla tensione di 380 kV, di connessione con lo stallo a 380 kV nella stazione elettrica "San Martino in Venti" 150/380 kV esistente e di proprietà TERNA S.p.A.;**

- **Un nuovo stallo a 380 kV, previo ampliamento della stazione TERNA "San Martino in Venti", nella parte nord-ovest, e interrimento di un tratto di linea in cavo aereo esistente;**

per la realizzazione del nuovo stallo, come indicato dal gestore della rete TERNA, è previsto l'interrimento dell'ultima campata di un elettrodotto aereo a 132 kV "San Martino-Gambettola" esistente; l'elettrodotto aereo, lungo circa 170 m, e il traliccio di arrivo saranno eliminati e sostituiti da un elettrodotto interrato AT 150 kV, di lunghezza pari a circa 230 m, da realizzare all'interno dell'area di ampliamento della Stazione Elettrica San Martino in Venti.

4 CRITERI DI SCELTA DELL'AREA PROGETTO

Nelle linee guida per 'La valutazione dell'impatto di parchi eolici Offshore: Paesaggio marino e studio di impatto visivo.' elaborate dal dipartimento degli affari e dell'industria del Regno Unito nel 2005, si pone l'accento sulla selezione del sito di impianto (SITING) come il modo più efficace per prevenire effetti significativi sul paesaggio marino e relativi impatti visivi.

La scelta del sito di un parco eolico offshore è dunque la scelta più importante del processo di progetto e un'ubicazione adeguata e la considerazione delle alternative, diventa priorità in qualsiasi strategia di mitigazione.

L'esperienza europea degli ultimi 15 anni ha dimostrato che i parchi eolici offshore, se posizionati correttamente, possono essere progettati e gestiti senza danni significativi per l'ambiente marino e le specie vulnerabili; attraverso una pianificazione ed una progettazione accurata, anche in territori sensibili, è possibile coniugare la protezione del sito e la produzione di nuova energia, nel rispetto della vocazione del luogo e in linea con l'evoluzione del paesaggio. (es. studio Blue Seas Green Energy 2011).

D'altra parte, una questione cruciale riguarda gli effetti socioeconomici e l'accettazione della popolazione: è diffusa la convinzione che un parco eolico offshore possa influenzare il valore del paesaggio costiero e del mare e possa quindi essere un ostacolo per lo sviluppo turistico del territorio.

In questo contesto è importante notare inoltre che ed effetti visivi di una centrale eolica offshore in mare aperto non sono necessariamente negativi e sono comunque suscettibili di reversibilità.

Per la scelta del sito di intervento e per la progettazione si è fatto particolare riferimento alla **Convenzione OSPAR - CONVENTION FOR THE PROTECTION OF THE MARINE ENVIRONMENT OF THE NORTH-EAST ATLANTIC** E ALLE **LINEE GUIDA OSPAR Guidance on Environmental Considerations for Offshore Wind Farm Development – 2008**.

Secondo la Convenzione e in merito ai criteri di localizzazione, la prima fase nello sviluppo di un parco eolico off-shore è quello di trovare un luogo adatto per il suo insediamento (turbine e cavi di alimentazione associati).

La scelta del sito influenza fortemente sia i potenziali impatti ambientali che le considerazioni economiche che sottostanno alla sua realizzazione.

Un luogo idoneo è definito quindi in relazione alla sua capacità di non interferire con i molteplici aspetti sensibili, sia dal punto di vista ambientale che in relazione ai diversi usi in essere, e per la sua capacità di generare trasformazioni positive e nuove forme di fruizione ed utilizzo dello spazio marino.

Nei casi in cui, all'interno di un'area, si siano identificati usi concorrenziali o in conflitto, non significa che la zona sia automaticamente inadatta per la costruzione di un parco eolico offshore.

È possibile valutare soluzioni in cui possa esistere una combinazione ed una integrazione di usi diversi; in questo contesto il progetto potrà svolgere un ruolo di sperimentazione determinante nella gestione ed uso degli spazi marini, mettendo in partica gli obiettivi strategici della pianificazione dello spazio marittimo MSP.

Come premesso, nel progetto proposto si ricerca un'integrazione con le attività in mare esistenti (piattaforme in esercizio e dismesse) e una sinergia con attività quali la pesca tradizionale e artigianale, il "pescaturismo" e nuove forme di turismo legate all'ambiente, nonché la base logistica dedicata a studi scientifici e

monitoraggi utilizzando come presidi una parte della piattaforma marina su cui è allocata la Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) e un centro visite da strutturare a terra in coordinamento con i comuni costieri.

La tabella seguente riporta una panoramica dei potenziali conflitti che possono derivare da una posizione errata di un parco eolico offshore e i criteri da adottare per ridurli o minimizzarli.

TEMATICA	CONFLITTO POTENZIALE	CRITERI PER MINIMIZZARE IL CONFLITTO
Aree naturali protette incluse: aree marine protette SIC mare, IBA	Perdita di funzioni dell'area e disturbo del biota in aree naturali protette.	Evitare aree sensibili e assicurare che il nuovo impianto sia in linea con i principi di conservazione e protezione.
Aree di interesse biologico o ecologico (es. habitat di specie rare o minacciate)	Perdita di funzioni dell'area e disturbo del biota in aree ecologicamente sensibili.	Evitare aree sensibili e di valore ecologico per assicurare che il parco eolico offshore non produca effetti negativi sull'area e sul sistema biologico.
Aree di interesse archeologico	Distruzione o danneggiamento di siti e reperti archeologici.	Evitare siti di interesse archeologico per la localizzazione di fondazioni e cavidotti; effettuare prospezioni sismiche idroacustiche e valutazione di documenti storici in fase di progettazione.
Navigazione	Interferenze con rotte navali	Evitare aree di ancoraggio e rotte navali.
Aree con valore ricreativo (es. barche a vela)	Restrizioni nella navigazione	Dove possibile, consentire la navigabilità all'interno ed attorno al parco eolico, soggette ad accordi con le autorità marittime.
Traffico aereo civile	Ostacolo alla navigazione aerea in particolare per mezzi che volano a bassa quota (es. elicotteri)	Evitare rotte aeree consolidate
Pesca	Perdita di zone per la pesca a strascico. Ostacolo alla circolazione dei pescherecci	La limitazione alla pesca a strascico rappresenta un beneficio potenziale per i pesci (rifugio); favorire la maricoltura sostenibile nell'area del parco eolico; consentire l'accesso per le navi da pesca di altri utenti e potenziare la piccola pesca.
Allevamenti di molluschi e pesci	Potenziale effetti di disturbo ad allevamenti prossimi all'area di impianto	Valutare le distanze tra parco eolico ed allevamenti esistenti per non creare disturbo alle attività
Aree militari	Restrizioni di utilizzo	Evitare aree militari
Condotte sottomarine Oil&Gas	Ostacolo alle operazioni di manutenzione, danno potenziale alle condotte marine	Evitare quanto possibile linee di condotte marine; assicurare spazio sufficiente per la loro manutenzione.
Cavi sottomarini	Ostacolo alle operazioni di manutenzione, danno potenziale ai cavi esistenti	Evitare quanto possibile di intercettare linee di cavi sottomarine; assicurare spazio sufficiente per la loro manutenzione.
Estrazione di sedimenti	Temporanea perdita o restrizione delle attività	Evitare aree con licenza di estrazione
Altre attività offshore di ricerca e estrazione, olio e gas	Temporanea esclusione o restrizione delle attività	Evitare quanto possibile l'occupazione di aree concessionate; assicurare spazio sufficiente per le attività di esplorazione

Depositi di materiale dragato	Perdita di aree per deposito; ostacolo alle attività di dragaggio	Evitare aree di deposito
Aree utilizzate in passato per deposito munizioni	Rischio di incidente	Evitare siti utilizzati per deposito munizioni.
Paesaggio marino	Impatto visivo e percezione	Selezionare siti distanti dalla costa e in ogni caso definire un layout riconoscibile che limiti l'effetto selva e non determini alterazione percettiva negativa da punti di vista sensibili; concepire l'impianto come parte integrante di "un nuovo paesaggio", che favorisca usi compatibili.
Turismo	Restrizione aree ricreative	Selezionare luoghi appropriati
Aree per ricerca scientifica	Restrizioni o ostacoli alla ricerca scientifica	Evitare aree dove sono in corso ricerche scientifiche a lungo termine. Assicurare la possibilità di condurre ricerche scientifiche nell'ambito del parco eolico offshore.

Tabella 4.1 – Panoramica dei conflitti potenziali e criteri da adottare

In relazione agli obiettivi strategici, alle motivazioni e al concept richiamati nella PARTE PRIMA introduttiva dello Studio di Impatto Ambientale e nel precedente Capitolo 1, **per attivare attraverso il progetto un processo che possa conseguire OBIETTIVI ECOLOGICI, ECONOMICI E SOCIALI e per costruire una positiva INTERAZIONE TRA TERRA E MARE**, si sono analizzate preventivamente le caratteristiche fisiche, ambientali, percettive e paesaggistiche nonché considerati gli usi derivanti dalle attività umane in atto e le previsioni degli strumenti di pianificazione, al fine di identificare il sito più idoneo all'interno del paraggio di interesse.

Per l'identificazione dei caratteri precipui del paraggio e per la ricognizione degli aspetti ambientali, delle azioni in atto, dei vincoli e della pianificazione in essere, sono stati presi in considerazione piani, studi disponibili in letteratura e approfondimenti specifici e tematici commissionati dalla proponente soprattutto in merito alle componenti più sensibili (fondali, biocenosi, avifauna, fauna marina, archeologia, paesaggio).

▪ PRINCIPALI STUDI CONSIDERATI PER LA LOCALIZZAZIONE DELL'AREA DI PROGETTO

In assenza di specifiche Linee Guida italiane per la localizzazione e la progettazione di parchi eolici offshore, si sono presi a riferimento i criteri, i contributi scientifici e le mappe tematiche di studi europei che hanno affrontato il tema specifico nell'ambito di mare interessato dal progetto:

- **4POWER** (policy and public-private partnerships for offshore wind energy), 2014, al quale ha partecipato la Provincia di Rimini.
- **POWERED - IPA ADRIATICO** (Project of Offshore Wind Energy: Research, Experimentation, Development), 2011-2015. Progetto finalizzato alla definizione di strategie e metodi condivisi per lo sviluppo dell'energia eolica offshore in tutti i paesi che si affacciano sul mare Adriatico.
- **COCONET** (Coast to Coast NETWORKS of marine protected areas, coupled with sea-based wind energy potential), 2011-2014. Progetto che ha come obiettivo la creazione di una rete delle diverse aree marine protette in combinazione con l'individuazione di siti adatti per l'eolico off-shore.

Come precisato nella PARTE SECONDA del SIA, a differenza della maggior parte dei paesi europei, a oggi non esiste in Italia una normativa di riferimento per la progettazione e realizzazione di centrali eoliche offshore.

Pertanto, per orientare le scelte localizzative e progettuali, si è fatto riferimento a strategie, metodologie e linee guida vigenti in contesto europeo e nazionale; in particolare, si è operato in coerenza con le strategie europee che orientano la **PMI (Politica Marittima Integrata)** e la **PSM (Pianificazione dello Spazio Marittimo)**, finalizzate a ridurre i conflitti potenziali tra le attività in mare.

la Direttiva Comunitaria 89/2014/UE promuove la crescita sostenibile delle economie marittime (**cosiddetta economia blu**), lo sviluppo sostenibile delle zone marine e l'uso sostenibile delle risorse marine; è finalizzata a ridurre i conflitti potenziali tra le molteplici attività che si svolgono in mare (navigazione, pesca, conservazione della natura e produzione energetica) e a favorire la massima interazione con il contesto terra-mare.

La Direttiva istituisce un quadro per la definizione dello spazio marittimo, e stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di prevedere e disciplinare una nuova funzione amministrativa, quella della «Pianificazione dello Spazio Marittimo», attraverso la quale le autorità competenti degli Stati membri devono analizzare e organizzare le attività umane nelle aree marine e devono adottare i Piani di Gestione dello Spazio Marittimo.

I Piani di gestione dello spazio marittimo, di cui al D. Lgs. 201/2016, sono in fase di redazione attraverso un Comitato Tecnico istituito presso il MIT e sotto il coordinamento di un Tavolo Interministeriale.

Grazie a progetti elaborati e la consistente quantità di dati raccolti, la Regione Emilia-Romagna ha attivato, prima tra tutte le regioni italiane, un processo finalizzato alla PSM (Pianificazione dello Spazio Marittimo).

Per la scelta e la definizione dell'area progetto **sono stati di estremo contributo i seguenti studi finalizzati alla definizione delle modalità e strategie per la Pianificazione dello Spazio Marittimo (MSP)** che hanno visto l'area analizzata per il progetto come caso studio esemplare, per interesse e complessità, in ambito europeo.

- **SHAPE-IPA PROJECT- between coast and sea (Shaping an Holistic Approach to Protect the Adriatic Environment between coast and sea) 2011-2014.** Allo studio hanno partecipato la Direzione Generale Ambiente, Difesa del Suolo e della Costa della Regione Emilia-Romagna con contributi di ARPAE (Agenzia Regionale Prevenzione e Ambiente dell'Emilia-Romagna), della Struttura Oceanografica DAPHNE e del Centro Ricerche Marine Cesenatico. Progetto finalizzato all'applicazione e la corretta attuazione del protocollo integrato di gestione delle zone costiere nel Mediterraneo e la Roadmap per la pianificazione dello spazio marittimo nella regione adriatica.
- **ADRIPLAN (ADRIatic Ionian maritime spatial PLANning).** Studio guidato dal CNR-ISMAR e che ha la Regione Emilia-Romagna tra i coordinatori.
- **SUPREME (Supporting maritime spatial Planning in the Eastern Mediterranean) 2017-2018.** progetto di sostegno all'attuazione della pianificazione dello spazio marittimo nei paesi dell'UE nell'ambito delle relative acque marine nel Mediterraneo orientale, compresi l'Adriatico, lo Ionio, l'Egeo e il Mare di Levante nonché al lancio e alla realizzazione di un'iniziativa di PSM transfrontaliera tra i paesi dell'UE nel Mediterraneo orientale
- **MUSES (Multi Use In European Seas) 2107-2018.** Il progetto esplora le opportunità di multiuso nei mari europei, compreso lo spazio per l'innovazione e il potenziale di crescita blu. Il CASO STUDIO 6 analizza l'area dell'alto adriatico focalizzandosi sulla relazione tra turismo costiero e il decommissionamento delle piattaforme per estrazione di olio e gas.

Come si dirà nel seguente capitolo 3, riferirsi ai predetti studi fa sì che l'area risulti perfettamente coerente con gli studi specifici e con gli approfondimenti promossi, nonché con la conseguente proposta di Pianificazione dello Spazio Marittimo elaborata dalla Regione Emilia-Romagna.

▪ **ULTERIORI VERIFICHE EFFETTUATE PER LA LOCALIZZAZIONE DELL'AREA DI PROGETTO**

Date le finalità produttive dell'impianto, le caratteristiche di ventosità sono state desunte da una misurazione realizzata appositamente in mare presso la piattaforma Azalea B, che come premesso nella PARTE PRIMA e come si specificherà nella PARTE QUARTA del SIA, rappresenta il **primo e unico caso in Italia di misurazione anemometrica a mare finalizzata allo sviluppo di un parco eolico offshore**.

Le condizioni anemologiche dell'intero paraggio, lo rendono idoneo per l'installazione di una centrale eolica offshore, garantendo il funzionamento annuale rapportato alla massima potenza nominale per 2200 ore equivalenti e una produzione stimata di oltre 710 GWh/anno (ore di funzionamento e produzione nette, che considerano le perdite di scia, quelle elettriche e quelle derivanti dai periodi di fermo per le manutenzioni).

Rispetto ai caratteri generali climatici e ondametrici di lungo periodo sono stati presi in considerazione i dati del Servizio IdroMeteorologico dell'ARPA Emilia-Romagna, nonché quelli rilevati da boe ondametriche presenti nel paraggio considerato.

In relazione ad aspetti tecnici, per l'identificazione dello specchio d'acqua e per la distribuzione degli aerogeneratori, particolare attenzione è stata prestata alla verifica preliminare delle interazioni dell'intervento con le piattaforme marine e i cavi e condotte subacquee, e dei potenziali conflitti spaziali con le attività di navigazione aerea e marittima, con la pesca commerciale (analizzata per le varie tecniche), e l'acquacoltura.

Per la verifica di eventuali interazioni e relazioni paesaggistiche (percettive e di fruizione dei territori) che si potrebbero stabilire tra gli stessi e il parco eolico off-shore, si è tenuto conto dei principali strumenti di tutela delle aree naturali protette o di rilevanza naturalistica e delle aree e beni di valenza archeologica, culturale e paesaggistica; nonché degli scenari strategici e delle previsioni della pianificazione di area vasta vigenti.

Sono state inoltre valutate le relazioni tra l'impianto e luoghi e punti di vista notevoli (dislocati lungo il litorale o coincidenti con i centri abitati) e con i beni e territori interessati dalla pianificazione paesaggistica e individuati dai decreti di Dichiarazione di Notevole Interesse Pubblico che interessano l'intero tratto costiero.

In sintesi, per la precisazione dell'area di intervento all'interno del paraggio considerato, si è entrati nel merito dei seguenti aspetti, sviluppati e analizzati in dettaglio nel presente studio, al fine di verificare **ex ante** l'insieme delle interazioni determinate e l'effetto potenziale complessivo prodotto dalla realizzazione della centrale:

- presenza di aree naturali protette: in particolare le aree marine protette istituite dal Ministero dell'Ambiente italiano e le aree della Rete Natura 2000 (siti di importanza comunitaria, zone di protezione speciale);
- siti importanti per l'avifauna (Aree IBA) e Zone Ramsar;
- caratteristiche bentoniche e biocenotiche dei fondali;
- fauna marina protetta;
- vincoli ambientali - paesaggistici e archeologici;

- altri vincoli quali servitù militari, vincoli aeronautici;
- presenza di piattaforme di estrazione olio e gas, di condotte e cavi sottomarini;
- presenza di importanti rotte di navigazione;
- usi in atto nel braccio di mare considerato (navigazione, estrazione sabbie, pesca, acquacoltura);
- turismo e nautica da diporto;
- la distanza dalla costa;
- la natura dei fondali;
- la profondità dei fondali;
- la superficie dell'area individuata;
- la possibilità di connessione alla rete elettrica nazionale tramite infrastrutture terrestri idonee.

Il sito è stato quindi individuato considerando una molteplicità di componenti e sono stati stabiliti i principali criteri insediativi, i limiti, gli allineamenti, i traguardi visivi, la relazione con l'assetto morfologico della costa, che indirizzano la composizione del layout e delle alternative proposte all'interno dell'involucro progettuale.

Nel capitolo 8 si entrerà nel merito di ulteriori criteri, osservazioni e considerazioni, utilizzati per garantire un'accurata progettazione della disposizione delle turbine anche attraverso il controllo delle nuove relazioni visive che andranno ad instaurarsi con il contesto.

A valle delle verifiche e dei criteri adottati per minimizzare ex ante i conflitti potenziali, lo specchio acqueo che meglio risponde ai suddetti requisiti e che rispetta i criteri di inserimento prescelti, è ubicato di fronte alla falcata litorale compresa tra Rimini e Cattolica.

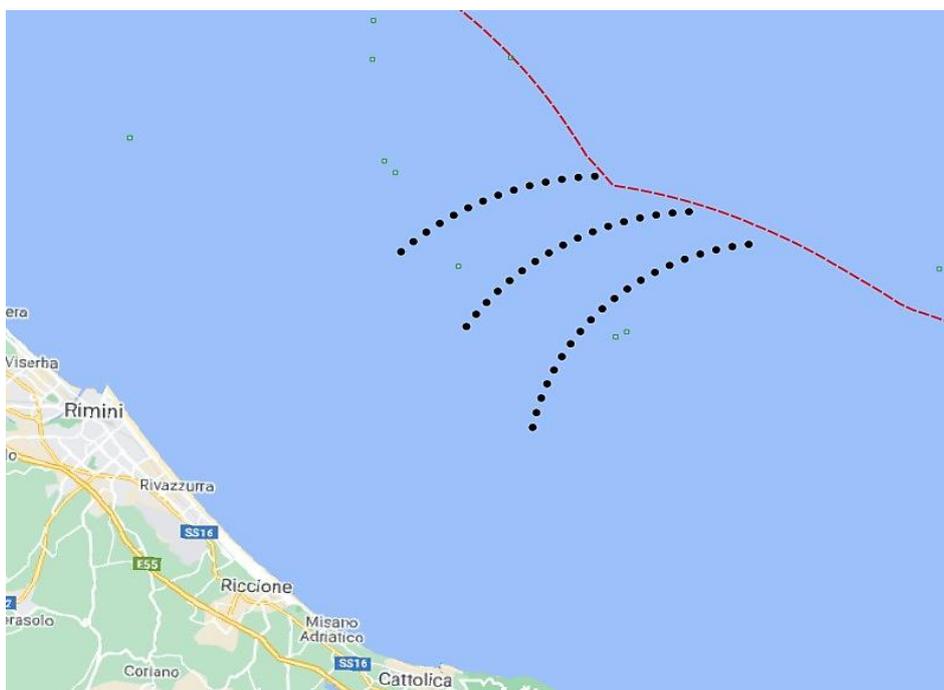


Figura 4.1 -- Ubicazione della Centrale eolica offshore "Rimini" LAYOUT A

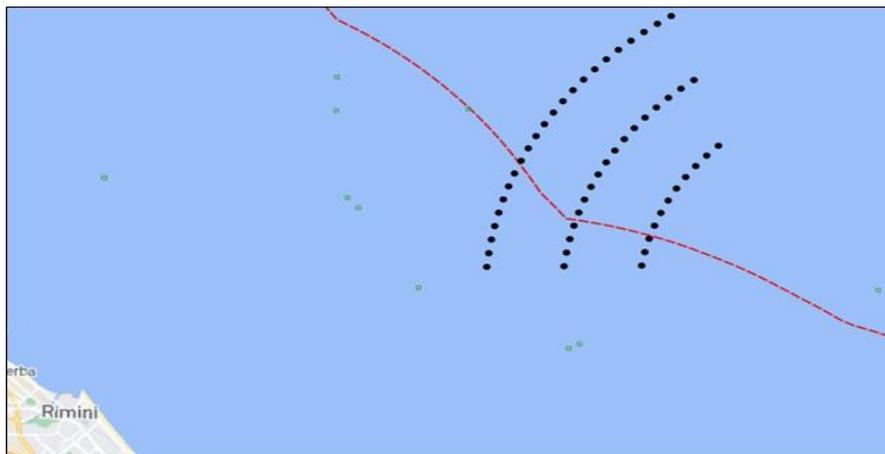


Figura 4.2 -- Ubicazione della Centrale eolica offshore "Rimini" LAYOUT B

In merito alle competenze amministrative relative al rilascio della concessione demaniale ex art. 36 del codice della navigazione, l'area marina vasta identificata, lo specchio acqueo e la zona demaniale interessate dalle opere ricadono nel Compartimento Marittimo di Ravenna e nell'ambito delle competenze demaniali marittime della Capitaneria di Porto di Rimini.

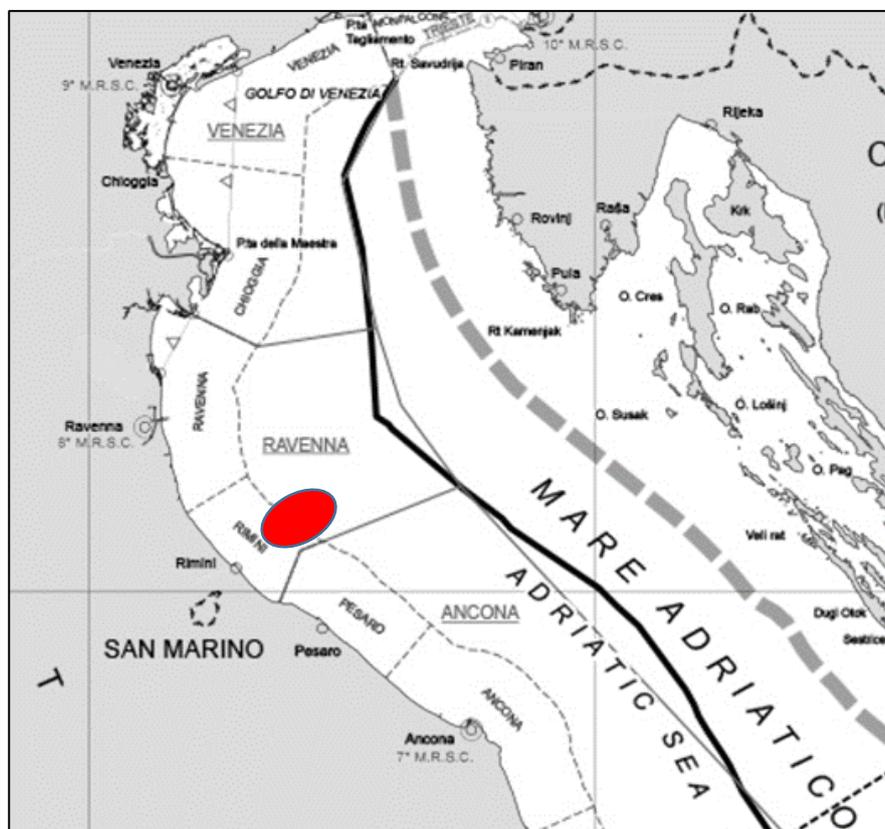


Figura 4.3 – Linea di Base e Limiti delle competenze marittime (in rosso, l'area che include i layout alternativi proposti)

Le opere a terra di connessione alla rete elettrica nazionale RTN si sviluppano interamente entro il territorio del comune di Rimini.

L'ambito così definito assicura un inserimento che tiene conto delle caratteristiche morfologiche e fisiografiche del litorale, il rispetto dei limiti tecnici e dei vincoli esistenti nonché dei principali traguardi visivi che si stabiliscono tra punti notevoli della costa che risultano visibili all'orizzonte in giornate particolarmente terse.

I dati disponibili in letteratura, gli studi specialistici e le indagini appositamente eseguiti e tutto quanto considerato nella PARTE QUINTA dello Studio di Impatto Ambientale, confermano la concreta applicazione dei criteri utilizzati per individuare e perimetrare lo specchio d'acqua ottimale per l'inserimento della centrale eolica off-shore nel paraggio prospiciente la costa "riminese" e per minimizzare i conflitti potenziali.

Il sito individuato presenta le seguenti caratteristiche in merito ai principali temi considerati:

➤ **Ventosità:**

l'area della centrale eolica è caratterizzata da una ventosità media con prevalenza di venti maggiormente costanti e produttivi provenienti da WNW e ESE;

➤ **Batimetria:**

le turbine eoliche sono posizionate in posizioni con profondità del fondale variabile e compresa tra -15 e -34 m per il LAYOUT A (configurazione del progetto preliminare già oggetto di valutazione) e compresa tra -22 e -43 m per le configurazioni di layout alternative considerate;

➤ **Natura bentonica dei fondali:**

le fondazioni delle opere in mare e gli elettrodotti, interessano esclusivamente fondali sabbio-fangosi e non interferiscono con scogliere sommerse né con sabbie fini;

➤ **Biocenosi, formazioni coralligene, poseidonieti:**

le opere interessano esclusivamente fondali nudi e privi di copertura vegetale significativa, fortemente danneggiati e impoveriti dalle pratiche di pesca a strascico; l'impianto non occupa fondali dove è presente la biocenosi coralligena o dove alligna l'erbario protetto della fanerogama marina *Cymodocea nodosa*;

➤ **Fauna marina protetta:**

l'impianto non interessa aree dove è conclamata la concentrazione o il passaggio di rettili, tartarughe, mammiferi marini e cetacei per quanto gli stessi possono cambiare abitudini o privilegiare nuove rotte;

➤ **Spostamenti locali e rotte migratorie dell'avifauna:**

l'area di impianto è posta all'esterno dalle aree ZPS, IBA e RAMSAR (minima distanza 11 km) e dagli studi specifici effettuati sulle specie ornitiche individuate come potenzialmente a rischio (uccelli pelagici, svernanti, grandi veleggiatori, rapaci e chiropterati) e dall'analisi degli spostamenti sia a livello locale che sulle lunghe rotte migratorie, non emergono particolari criticità, salvo verifiche da effettuare con mirate azioni di monitoraggio;

➤ **Concentrazioni ittiche ed alieutiche:**

l'area di impianto interessa solo fondali attualmente sfruttati quasi in esclusiva dalle attività di pesca a strascico, è al di fuori dalle aree di mitilicoltura e acquacoltura, dalle zone pescose e ricche di fauna ittica, ed è al di fuori delle aree di concentrazione dei banchi di vongole;

➤ **Attività portuali e di navigazione:**

L'area non interferisce con le principali rotte di navigazione né con le traiettorie di avvicinamento ai porti; le turbine lasciano libere le aree di fonda, quelle di attesa, quelle di carico e scarico e quelle dove è consentito l'ammarraggio di aeromobili che prelevano acqua marina per lo spegnimento di incendi; in merito alla sicurezza alla navigazione, l'area è stata ritenuta ammissibile nel corso della PRIMA FASE istruttoria;

➤ **Attività minerarie e estrattive:**

l'area in cui ricade il LAYOUT A (progetto preliminare già oggetto di valutazione) è interessata da Aree di coltivazione scadute dal 2017 e prorogate a marzo 2021 sino al 2027; l'area risulta esterna da giacimenti di sabbie relitte, concesse alla Regione Emilia-Romagna e dragate per i ripascimenti; i giacimenti costituiscono il limite verso il largo dell'involucro progettuale in cui ricadono i layout considerati come alternative;

➤ **Aree di servitù militare:**

l'area di impianto è ubicata al di fuori delle aree marine di servitù militare e da quelle dove è riconosciuta la presenza di ordigni bellici inesplosi;

➤ **Aree di sicurezza alla navigazione area e vincoli dell'aeroporto di Rimini:**

L'area di impianto è esterna ad aree di vincolo, come attestato dai pareri favorevoli dell'Aeronautica Militare e di ENAC/ENAV intervenuti nel corso della PRIMA FASE istruttoria conclusa;

➤ **Presenze archeologiche subacquee e ai relitti:**

l'area di impianto non interessa zone in cui è accertata la presenza di reperti archeologici nonché di relitti antichi e recenti, come risulta dal parere favorevole della Soprintendenza Archeologia Belle Arti e Paesaggio per le province di Ravenna, Forlì-Cesena e Rimini, trasmesso nel corso della PRIMA FASE istruttoria conclusa;

➤ **Caratteristiche percettive del paraggio rispetto ai punti panoramici, ai centri urbani e alle falcate costiere:**

l'area di impianto rispetta i traguardi visivi principali del paraggio e dista minimo 6 Mn (11,1 km) dai principali punti panoramici nonché dai centri abitati costieri; il tema della percezione visiva è comunque un aspetto la cui trattazione è molto più complessa del rispetto di una distanza preventivamente assegnata e sarà ampiamente trattato nella Relazione Paesaggistica e Studio di Visibilità allegato al SIA;

➤ **In merito alla pianificazione vigente e in attuazione tesa a valorizzare l'ambito costiero:**

l'area di impianto non interessa aree oggetto di tutela ambientale e paesaggistica né pregiudica gli obiettivi di valorizzazione paesaggistica delle coste e di potenziamento delle attività finalizzate al miglioramento della fruizione turistica.

Da questa breve sintesi emerge che rispetto all'area vasta oggetto di studio altre aree preliminarmente indagate non garantiscono condizioni migliorative rispetto allo specchio d'acqua prescelto, soprattutto in relazione agli usi in atto e futuri e ai caratteri ambientali, paesaggistici, geografici e percettivi del contesto.

Si rammenta quanto premesso, ovvero che l'area marina individuata già per il progetto preliminare, in cui ricade il LAYOUT A, è risultata ammissibile per i profili relativi alla concessione del demanio marittimo, per aspetti giuridici relativi a diritti attinenti gli usi pubblici del mare (traffico, navigazione, pesca, diporto, ecc.) legittimati da appositi atti.

L'area altresì risulta coerente con gli studi e le proposte della Regione Emilia-Romagna sulla Pianificazione dello Spazio Marittimo (in particolare con gli studi preliminari e con la proposta di cui alla DGR 277/2021),

nonché con recenti disposizioni legislative, ricadendo in gran parte nel raggio di 2 Mn da piattaforme in disuso (AZALEA A, REGINA 1 e GIULIA 1) e pertanto in AREA IDONEA per impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile in ambito offshore, ai sensi del D.lgs 199/2021 (art. 23) che disciplina i criteri di localizzazione nelle more dell'adozione del piano di gestione dello spazio marittimo.



Figura 4.4 – Area in cui ricadono le alternative (in bianco) con LAYOUT A (in nero) e B, e opere di connessione

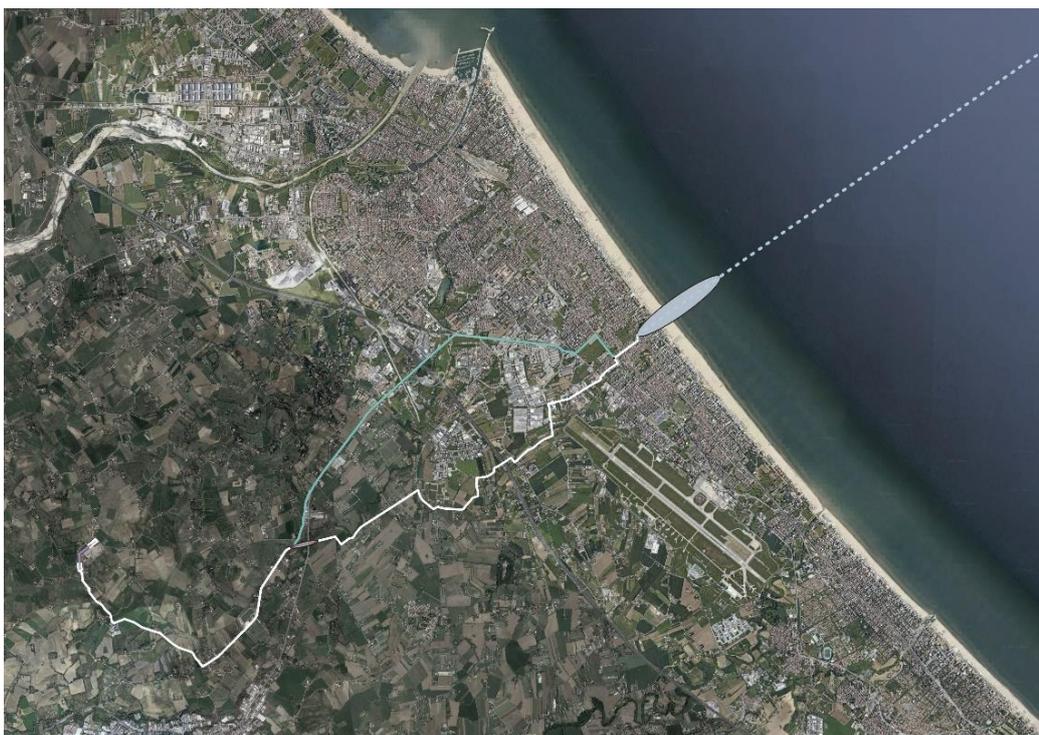


Figura 4.5 – Opere terrestri di connessione alla RTN; in evidenza, l'approdo del cavo marino con HDD (ellisse grigia)

5 DESCRIZIONE DELL'AREA DI PROGETTO

Su larga scala l'area di progetto si inserisce nel bacino del mare Adriatico Settentrionale e per ubicazione geografica la centrale eolica offshore impegna il braccio di mare antistante la costa compresa tra Rimini e Cattolica e parte del litorale marchigiano che dal confine della Regione Emilia Romagna prosegue sino a Gabicce e al Colle San Bartolo.

Per relazioni di coinvolgimento complessivo e percettivo, la centrale eolica off-shore impegna un'ampia falcata costiera compresa tra le spiagge ubicate nord est di Rimini e il litorale settentrionale pesarese.



Figura 5.1 – Vista da Gabicce Monte del paraggio e del litorale "riminese" interessati dal progetto

L'area costiera della regione Emilia-Romagna si estende dal delta del fiume Po al confine meridionale della regione (promontorio di Gabicce) e ha una lunghezza totale della costa di c.a.120 km.

A sud del moderno delta del Po, la costa è lunga, arcuata bassa e sabbiosa, spezzata dalle foci di piccoli fiumi dell'Appennino e dai pontili di diversi porti; in alcune parti, la spiaggia è larga oltre 200 metri, mentre in altre è completamente erosa ed è protetta da strutture rigide come scogliere artificiali e pennelli.

La porzione del Mare Adriatico che si affaccia sulla costa dell'Emilia-Romagna, tra il delta del Po e Cattolica e dal litorale al limite delle acque territoriali italo-croate (Piattaforma continentale italiana a 70 km) è caratterizzata da una morfologia uniforme, con una bassa pendenza assiale ($0,02^\circ$) e una profondità massima di 60 metri nelle porzioni sud-orientali.

Da un punto di vista strutturale, l'area comprende la transizione tra il Plio-Appennino quaternario degli Appennini e del promontorio adriatico; anche se si tratta di una zona a superficie poco profonda, la pendenza ondulata vicino alle rive è ripida (in corrispondenza delle spiagge sommerse) con un profilo tipico che mostra un aumento graduale della profondità.

Il fondale marino è ricoperto da sedimenti olocenici caratterizzati da sabbia litorale e da uno strato prodelta di fango che si fonde nei depositi fangosi della superficie; verso il mare, a una distanza di 35-40 chilometri dalla costa e ad una profondità di 35-40 metri, la morfologia dei fondali marini diventa irregolare a causa della presenza di antichi depositi costieri sabbiosi, reliquie della trasgressione delle Fiandre datate 12-6 milioni di anni; i fondali in questione sono caratterizzati da una copertura limosa recente molto sottile.

Questi depositi o giacimenti di sabbie relitte sono usati come cave sottomarine per il ripascimento delle spiagge da parte del governo regionale.

L'escursione di marea in questa zona è bassa, entro una gamma media di $\pm 0,4$ metri con valori massimi intorno a $\pm 0,85$ metri.

Per quanto riguarda gli aspetti climatici meteomarini, gli eventi più intensi sono associati ai venti di Bora (NE) e Scirocco (SE) con intensità simile; altezze d'onda significative possono raggiungere i 3,5 metri ogni anno e salire a 6 metri ogni 100 anni.

L'intensità del vento è più forte dal settore di recupero più breve di Bora (NE), dove raggiunge spesso un'intensità di 35 nodi, mentre dal settore di recupero lungo di Scirocco (SE) raramente supera i 30 nodi; il clima del vento e delle onde consiste essenzialmente di alte onde ripide causate dai venti di Bora e di onde più basse leggermente più frequenti con pendenza più mite causate dai venti di Scirocco.

La circolazione delle acque superficiali dell'Adriatico è caratterizzata dalla persistenza di una corrente costiera diretta da nord a sud, chiamata corrente della costa adriatica occidentale (WACC), dominata da variazioni stagionali e fortemente influenzata dai venti di Bora durante i mesi invernali; il WACC ha più energia durante l'inverno che in estate ed è responsabile della dispersione e della deposizione di sedimenti fini scaricati nel mare dai fiumi del bacino del Po; inoltre, il fenomeno della circolazione inversa può essere osservato vicino al litorale; le correnti verso nord lungo la costa lungo la costa dell'Emilia-Romagna sono i principali motori dei movimenti di sabbia lungo le spiagge.

I sedimenti trasportati verso nord sono spesso intrappolati dai lunghi moli, causando un accumulo di sabbia sul loro lato meridionale, con una conseguente diminuzione della pendenza dei fondali marini e aumento dei fenomeni di erosione sul lato nord.

L'area marina oggetto di interesse è inevitabilmente influenzata dalle caratteristiche e dinamiche della zona costiera che la sottende, che determinano significative interazioni «terra-mare» in cui fenomeni naturali o attività umane terrestri hanno impatto sull'ambiente, sulle risorse e sulle attività marine e terrestri.

In riferimento alla zona costiera, la stessa si trova immediatamente a valle di una continua dorsale collinare; procedendo da Nord-Ovest a Sud-Est, la dorsale è formata dal Monte Trebbio, dal Monte Brisighella, 171 m. 194 m, dal Monte Castellaro, 181 m e dal Monte San Bartolo, 197 m, e costituisce una propaggine del sistema preappenninico, troncata bruscamente dal mare che ha eroso profondamente, in più punti, il versante costiero.

Nel tratto di litorale interessato, a partire da Nord-Ovest e procedendo verso Sud-Est, sfociano il Fiume Marecchia, il Torrente Marano, il Rio Melo, il Torrente Conca, il Torrente Ventene e il Torrente Tavollo, che genera il porto canale di Cattolica e definisce il confine con il litorale compreso tra Gabicce Mare e Pesaro.

La costa romagnola come detto si presenta prevalentemente bassa e sabbiosa e altimetrie maggiori si rilevano esclusivamente nelle Marche in territorio costiero pesarese e in particolare lungo la dorsale collinare che da Soria bassa (a lato del porto di Pesaro) si estende fino a Gabicce Mare e fa parte del Parco Naturale Regionale del Monte San Bartolo, istituito nel 1994.

Il versante della fascia costiera, in questo tratto al confine con l'Emilia-Romagna, si presenta con la linea del crinale quasi a ridosso del mare, con acclività massima che dà luogo ad una costa di tipo "falesia viva".

Alle spalle del sistema litoraneo si trovano, a nord, vasti territori bonificati, con quote inferiori al livello del medio mare, occupati in parte da aree umide di elevata rilevanza naturalistica (Val Bertuzzi, Valli di Comacchio, Piassasse di Ravenna) facenti parte del Parco Regionale del Delta del Po e dei sistemi connessi delle pinete e delle cosiddette *piassasse*; una maggiore antropizzazione caratterizza, invece, la parte sud.

Le principali forme di vulnerabilità, comuni all'intero territorio costiero regionale, sono la bassa profondità del fondale marino e la limitata circolazione dell'Adriatico, l'influenza degli apporti del fiume Po e la quantità e qualità degli apporti fluviali locali, a cui si aggiungono, in particolare nel settore meridionale, le pressioni antropiche legate all'intensa urbanizzazione, infrastrutturazione e utilizzo turistico del territorio marino-costiero regionale.

L'Emilia-Romagna si caratterizza per un'alta densità abitativa nei 14 comuni costieri con 332,21 ab/km², con una maggiore concentrazione abitativa lungo il litorale centro-meridionale della regione; la popolazione residente nella fascia costiera costituisce il 12% della popolazione residente nell'intera regione.

In termini di antropizzazione della costa, a circa 52 km a nord ovest dall'area di intervento, di particolare importanza è il polo portuale e produttivo ravennate (sistema Canale Candiano-Area industriale-Porto Corsini), infrastruttura che nel complesso viene individuata quale punto strategico dello sviluppo regionale e a servizio anche delle realtà industriali insediate.

Il Porto di Ravenna rappresenta l'unico porto dell'Emilia-Romagna, che in virtù della sua strategica posizione geografica, si caratterizza come leader in Italia per gli scambi commerciali con i mercati del Mediterraneo orientale e del Mar Nero (quasi il 40% del totale nazionale ad esclusione del carbone e dei prodotti petroliferi) e svolge una funzione importante per quelli con il Medio e l'Estremo Oriente.

Le attrezzature portuali fungono da base logistica per tutte le attività di Oil & Gas portate avanti da ENI sin dagli anni '60 del secolo scorso.

In Emilia-Romagna l'estrazione del gas metano è stata storicamente più rilevante rispetto ad altre regioni italiane, essendo il territorio in cui è stato perforato il più alto numero di pozzi esplorativi e di sviluppo, sia a terra che a mare: 857 pozzi nel periodo 1960-2012 su un totale nazionale di 3440.

Al picco di 90 pozzi nel 1957 è seguita una forte diminuzione nella seconda metà degli anni '90, durante il quale il dato è sempre stato inferiore a 20, con un minimo di 2 nel 2010, e con un forte ridimensionamento dell'attività esplorativa.

Ad oggi, per restare solo nell'ambito delle acque territoriali italiane, lungo le coste dell'Emilia Romagna entro le 12 miglia ci sono ad oggi 15 concessioni di estrazione di gas (nessuna di petrolio) per un totale di 47 piattaforme collegate a 319 pozzi di estrazione.

Le condotte di metanodotti e oleodotti sottomarini (sealine) si estendono per una lunghezza totale di circa 600 km, raggiungendo l'area marina croata nell'ambito di una joint venture tra l'italiana Eni S.p.A. e la compagnia petrolifera croata INA.

L'attività di produzione è decisamente calata negli ultimi venti anni e da quanto si evince dal Piano Industriale presentato da ENI per il periodo 2017-2020, è prevista la continuazione delle attività estrattive "al fine di massimizzare il recupero delle riserve accertate" e al tempo stesso la chiusura mineraria e dismissione al 2020-2021 delle Piattaforme non produttive Benedetta 1 e Giulia 1 e di quelle produttive denominate Porto Corsini WA, Armida 1, Diana, Regina 1, Azalea A.

Tuttavia risale a marzo 2021 la proroga di diverse concessioni scadute, una delle quali, sia pure ridotta in termini di superficie, interessa anche l'area di progetto.

Il settore della pesca è tradizionalmente molto presente nell'area, con valenza sociale ancor più che strettamente economica, nonostante che da diversi anni soffra di una notevole crisi.

Da nord verso sud, le principali marinerie emiliane-romagnole sono quelle di Goro, Comacchio-Porto Garibaldi, Marina di Ravenna, Cervia, Cesenatico, Bellaria-Igea Marina, Rimini, Riccione e Cattolica; nei confinanti territori della regione Marche, sono presenti la marina di Gabicce Mare l'importante marina di Pesaro.

L'acquacoltura è un altro settore molto presente e con notevoli margini di espansione, sia con la tradizionale coltivazione di cozze, che con nuovi organismi come ostriche o specie ittiche.

Gli allevamenti interessano prevalentemente la costa tra Cervia e Pesaro e sono posizionati prevalentemente nella fascia compresa tra le 3 e le 6 MN.

In generale si può affermare che siamo al cospetto di un'area vasta che compendia un paesaggio di grande complessità, caratterizzato da un'assoluta chiarezza geografica e in cui permangono e si riconoscono i principali caratteri distintivi e le diverse componenti strutturanti, pur in una condizione di stretta compresenza e contiguità; un ambito "denso" caratterizzato da ambienti naturali di rilevante interesse e al tempo stesso fortemente antropizzato sia nella parte marina che terrestre.

Le condizioni geografiche e climatiche favorevoli, la vicinanza al mare e valli attraversate da corsi d'acqua di notevole portata e la presenza di rilievi immediatamente a ridosso della fascia costiera, anticamente ricchi di boschi, ha determinato forme di popolamento che nel territorio riminese risalgono al Paleolitico inferiore, per poi stratificarsi nel corso dei secoli senza soluzione di continuità, ponendo il contesto come nodo commerciale e culturale importante all'interno di un sistema di collegamenti primari, terrestri e marini.

Dai principali punti di osservazione posti in posizione elevata, sia sui rilievi collinari immediatamente a ridosso di Rimini che soprattutto da Gabicce, con un solo sguardo si svela la natura idro-geo-morfologica, l'intero sistema della stratificazione insediativa e del paesaggio rurale e i motivi che l'hanno determinata e si dispiega in maniera paradigmatica un'immagine perfettamente aderente all'attuale concezione di paesaggio.

E' utile ancora ricordare che lo stesso è sintesi ed espressione dei valori storici, culturali, naturali, climatici, morfologici ed estetici del territorio ed è pertanto un organismo in evoluzione che si trasforma; quella che vediamo è l'attuale immagine di una storia continua: condizioni storiche, politiche, economiche, hanno nel tempo interessato l'ambito di interesse e determinato la trasformazione agraria, generato gli interventi di bonifica, la realizzazione degli stessi centri abitati, delle strutture balneari e turistiche che hanno progressivamente sostituito le dune costiere, delle aree produttive, delle piattaforme di estrazione in mare.

Probabilmente l'identità e la diversità di questo paesaggio consiste proprio in questa densa stratificazione di attività umane che hanno lasciato in ogni epoca segni evidenti.

Un luogo che, data la sua configurazione, può assorbire senza traumi l'inserimento dei nuovi segni introdotti dalla nuova realizzazione, sempre che si adoperino tutti gli strumenti tecnici e culturali più avanzati in fase di scelta del sito di ubicazione, di progetto paesaggistico e in termini di tutela delle componenti più sensibili; l'intervento è stato progettato partendo da letture attente del contesto che hanno tenuto in debita considerazione le relazioni complessive con i sistemi territoriali e paesaggistici dell'ambito di interesse.

6 AREE DI VALENZA NATURALISTICA E PAESAGGISTICA E RELATIVI STRUMENTI DI TUTELA E VINCOLI OPERANTI

Il capitolo è incentrato sulla disamina dei diversi livelli di tutela che riguardano l'area vasta e quella strettamente interessata dal progetto.

Si premette, che come si evince dalle verifiche effettuate e descritte nei successivi paragrafi, l'intervento risulta sostanzialmente compatibile con i livelli di tutela che interessano l'area, sia per la parte a mare che per la parte a terra.

Per ciò che riguarda la parte di intervento che interessa l'ambito marino, la stessa non interferisce con alcuna zona soggetta a tutela.

Le turbine della centrale eolica off-shore non determinano interferenze dirette con vincoli di alcun genere, e le uniche interferenza potenziali sono indirette e legate all'aspetto percettivo; a tal riguardo, la distanza minima dell'impianto dalla linea di costa è pari a 11,2 km nel caso del Layout A e 17,6 km nel caso del Layout B.

La distanza di 10 km è la misura presa come riferimento dal MIBAC e da altri piani paesaggistici recenti per la salvaguardia dei coni visuali relativi a luoghi notevoli di primaria importanza, anche in termini di notorietà internazionale e di attrattività turistica; i 10 km rappresentano dunque la distanza oltre la quale l'impatto visivo degli aerogeneratori di grande taglia è considerato trascurabile o comunque non particolarmente significativo. Il tema della percezione visiva è, tuttavia, molto più complesso del rispetto di una distanza cautelativa assegnata; la stessa in ogni caso è rispettata anche per altri punti particolari ed in particolare è rispettata da tutti i centri abitati costieri e da ogni punto facente parte dell'intero litorale interessato geograficamente dal progetto.

Per ciò che riguarda la parte a terra, l'intervento (elettrdotto interrato AT di collegamento alla RTN) interferisce con alcuni Beni Paesaggistici individuati dall'art. 142 del D.lgs 42/2004 (fascia di 300 m dalla linea di battigia, acque pubbliche con relativa fascia di rispetto e con alcune aste del reticolo idrografico e le relative aree di rispetto). Un tratto dell'elettrdotto attraversa, sempre in sede stradale, la zona dei "colli di San Martino, Monte l'Abate e San Lorenzo in Correggiano, siti nel comune di Rimini", dichiarata bene di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 del D.lgs 42/2004.

In relazione a quanto sopra, si precisa che le opere di connessione alla RTN, lungo l'intero tracciato sono interrate e a partire dalla vasca giunti insistono tutte in banchina di viabilità urbana ed extra urbana esistente.

In relazione alla fascia di rispetto lungo la costa si precisa che il progetto prevede la realizzazione dell'approdo del cavo marino attraverso la tecnica HDD (horizontal directional drilling) di lunghezza complessiva pari a 1450 m, che consentirà di superare ampiamente il vincolo della fascia costiera e bypassare tutta la fascia litoranea senza comportare nessuna alterazione morfologica del sito o compromissione con opere di cantiere.

Per gli aspetti relativi ai beni archeologici si rimanda alla valutazione preventiva del rischio "RELAZIONE ARCHEOLOGICA: VALUTAZIONE DEL RISCHIO ARCHEOLOGICO (OWFRMN_V3.SC3.02), e al relativo capitolo del SIA PARTE QUINTA parte che prende in esame tutte le opere di progetto sia a marea che a terra con approfondimento puntuale di tutto il tracciato dell'elettrdotto interrato e della stazione utente.

In relazione agli attraversamenti del reticolo idrografico principale e secondario si è previsto l'utilizzo della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), tecnica che consente di bypassare alla profondità impostata gli elementi di criticità senza produrre modifiche morfologiche né alterazione dell'aspetto esteriore dei luoghi.

A seguire, si riporta un regesto delle aree e beni sensibili presenti nell'area vasta e nella parte interessata dall'impianto.

6.1 TUTELA AMBIENTALE IN AMBIENTE MARINO

Il settore "Tutela ambientale" rientra nel Piano di Azione Eusair nei due topic "*The marine environment*" e "*Transnational terrestrial habitats and biodiversity*" del Pillar III "*Environmental Quality*".

Il progetto **RIMARE, La Ricerca Italiana per il MARE**, del CNR sottolinea come l'insieme di misure di protezione e tutela, di diverso livello, e le nuove proposte volte alla creazione di aree di ripopolamento, le barriere sommerse, costituiscano strumenti fondamentali per perseguire un miglioramento della qualità ecologica e sostenibilità dell'ambiente marino.

"Per tutela dell'ambiente marino-costiero si intende l'insieme degli interventi di protezione, secondo diversi gradi di tutela e relativa gestione, di presenze e/o emergenze ambientali significative in termini conservazionistici che nell'offerta di servizi ecosistemici. Questi interventi specifici e mirati accompagnano e completano l'insieme delle misure che regolano dal punto di vista ambientale gli usi del mare, della costa e dei bacini idrografici in genere, al fine di ridurre gli impatti ambientali e garantirne la sostenibilità nel tempo."

Nell'area vasta di progetto che comprende oltre alla regione Emilia-Romagna, la parte sud della regione Veneto e la parte nord della regione Marche, insistono attualmente le seguenti zone e misure di protezione dell'ambiente marino:

- SIC MARINO "Adriatico Settentrionale, Veneto" IT3270025
- SIC MARINO "Adriatico Settentrionale, Emilia-Romagna" IT4060018
- Zona di Tutela Biologica (Z.T.B.): "Z.T.B. Fuori Ravenna";
- Sito Natura 2000 IT4070026 "Relitto della piattaforma Paguro";
- Barriere di ripopolamento ittico (*Reef* artificiali) che, in alcuni casi, sono diventate aree marine protette;
- Aree marine di Tutela Biologica (A.T.B.) associate a *reef* artificiali comunemente chiamate "Aree di nursery" istituite dalla Regione Emilia-Romagna per incrementare le risorse alieutiche.

La Zona di Tutela Biologica - Z.T.B. "Fuori Ravenna" è stata istituita con Decreto del MIPAAF del 16 marzo 2004 (e successive modifiche nel 2006 e 2009) con la finalità di salvaguardare e ripopolare le risorse marine tramite una serie di misure atte a regolamentare lo sforzo di pesca.

Nella Z.T.B. è vietata, infatti, la pesca del novellame nonché l'esercizio di tutte le forme di pesca professionale mentre è consentita la pesca artigianale tramite nasse, reti da posta e dei palangari. E' vietata la pesca ricreativa, inclusa la pesca subacquea, mentre è consentita la pesca sportiva con un massimo di 5 ami per pescatore, anche con natanti collettivi. Con l'ultimo Decreto di modifica del 2009 l'area

della Z.T.B "Fuori Ravenna" è stata ridotta al fine di consentire il prosieguo dell'attività di prelievo della risorsa Molluschi Bivalvi, su istanza del Consorzio per la Gestione della pesca dei Molluschi Bivalvi nel Compartimento di Ravenna.

Il SIC IT4070026 "Relitto della piattaforma Paguro" delle Rete natura 2000 è un *reef* artificiale in quanto ex piattaforma di estrazione metano collassata nel 1965, posto a circa 12 mn da Marina di Ravenna.

La descrizione del sito è sviluppata nel capitolo successivo RETE NATURA 2000.

Il SIC MARINO IT4060018 "Adriatico Settentrionale - Emilia-Romagna" e il SIC MARINO IT3270025 "Adriatico Settentrionale - Veneto", istituiti recentemente, pur essendo distanti oltre 40 km dall'area progetto, rappresentano i principali oggetti di attenzione nell'area vasta.

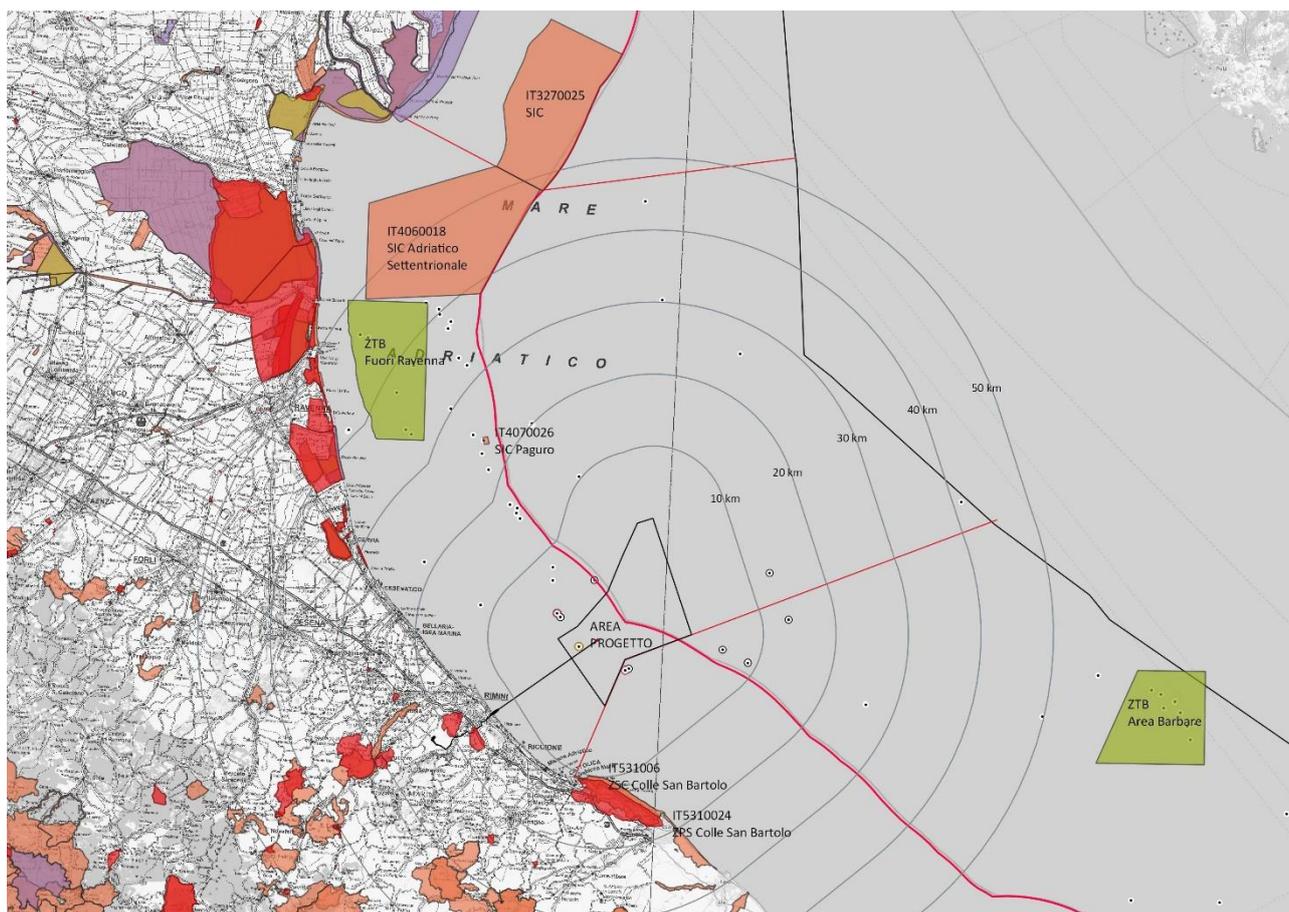


Figura 6.1 – Inquadramento dell'area progetto in relazione alla sommatoria di vincoli e tutele in mare e sulla costa

6.2 AREE PROTETTE _ PARCHI E RISERVE NAZIONALI E REGIONALI

La Legge Quadro sulle Aree Protette (394/91) classifica le aree naturali protette in:

Parchi Nazionali: aree al cui interno ricadono elementi di valore naturalistico di rilievo internazionale o nazionale, tale da richiedere l'intervento dello Stato per la loro protezione e conservazione. Sono istituiti dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio;

Parchi naturali regionali e interregionali: aree 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. Sono istituiti dalle Regioni;

Riserve naturali: aree al cui interno sopravvivono specie di flora e fauna di grande valore conservazionistico o ecosistemi di estrema importanza per la tutela della diversità biologica.

In relazione all'area vasta di interesse, si specifica quanto segue:

- In Area Marina non sono presenti parchi o riserve marine protette;
- A terra, lungo la fascia costiera, sono presenti:
 - a. In Emilia-Romagna, Il Parco Regionale del Delta del Po, istituito nel 1988 con apposita Legge Regionale (L.R. n. 27/88), che fa parte del sistema delle aree protette dell'Emilia-Romagna; all'interno del perimetro del Parco ricadono riserve orientate statali o regionali, aree e siti della Rete Natura 2000, zone umide di valore internazionale (Convenzione RAMSAR); la minima distanza della centrale eolica dalle propaggini meridionali del perimetro del Parco è pari a circa 30 Km;
 - b. Nelle Marche, il Parco Naturale Regionale Monte San Bartolo, istituito con legge regionale 28 aprile 1994, n. 15; anche in questo caso, il parco include aree e siti della Rete Natura 2000; la minima distanza della centrale eolica del perimetro del Parco è pari a circa 11,5 Km.

6.2.1 PARCO DEL DELTA DEL PO – REGIONE EMILIA ROMAGNA

Il delta del Po è definibile come l'ambiente umido più importante d'Italia e tra i più rilevanti d'Europa. Lo è per i paesaggi unici, per l'estensione di canneti e valli d'acqua, per l'abbondanza e varietà della fauna e più in generale per la ricchezza di biodiversità. Il Parco, istituito nel 1988, protegge splendide zone umide, gli ultimi lembi di bosco planiziaro, canali, scanni e saline, tutti elementi paesaggistici del delta storico, cioè di terre da sempre occupate dalla foce fluviale, allineati lungo la fascia costiera a sud del Po di Goro, confine settentrionale del parco. Dopo infinite opere di regimazione idraulica e imponenti bonifiche, alcune protrattesi sino ai giorni nostri, alcune aree delle piallasse ravennati ad esempio, sono state prosciugate negli anni Settanta il delta attuale è ora geloso dei propri spazi umidi, riconoscendone la peculiarità e preziosità pian piano a tutti i livelli. In molti casi è proprio in questi ambienti relitti semiartificiali che si concentra un'incredibile ricchezza naturalistica, oltre che nel delta vero e proprio.

I diversi settori in cui si articola l'area protetta sono come oasi in un territorio altamente antropizzato, con insediamenti produttivi, reti viarie, centri commerciali e del divertimento, ed una popolazione di quarantamila residenti. In questi sessantamila ettari di territorio a macchia di leopardo, ma denso come pochi in Italia di valori naturalistici, paesaggistici, storici, artistici, convivono fianco a fianco gli splendidi mosaici bizantini di Ravenna e i voli rettilinei dei grandi stormi di anatre, i Trepponti di Comacchio e la distesa di ninfee fiorite a Campotto. Il Delta del Po è entrato a pieno diritto nella Rete delle riserve 'Uomo e Biosfera' MaB UNESCO. L'area MaB del Delta del Po è molto estesa e comprende territori sia del Veneto che dell'Emilia-Romagna con una superficie complessiva di circa 138.000 ettari, il 30% dei quali in Emilia-Romagna.

Il Parco Regionale del Delta del Po dell'Emilia-Romagna è stato istituito nel 1988 con apposita Legge Regionale (L.R. n. 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:

Stazione 1: Volano – Mesola – Goro;

Stazione 2: Centro storico di Comacchio;

Stazione 3: Valli di Comacchio;

Stazione 4: Pineta di San Vitale e Pialasse di Ravenna;

Stazione 5: Pineta di Classe e Salina di Cervia;

Stazione 6: Campotto di Argenta.

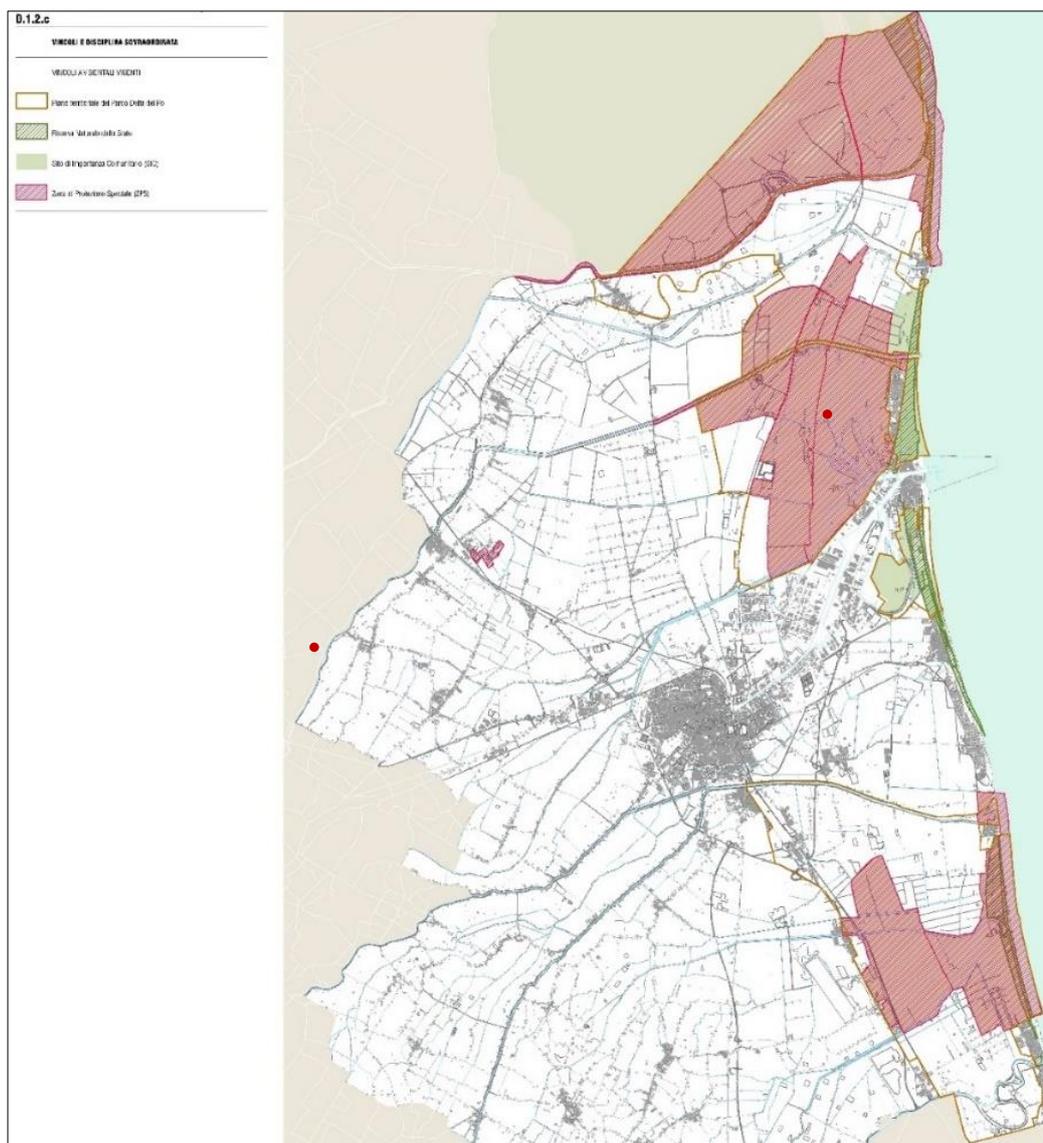


Figura 6.2 - Parco Regionale del delta del Po - Emilia Romagna

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".

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 Legge regionale n. 24 del 23/12/2011, il Parco è gestito dall'Ente di Gestione per i Parchi e la Biodiversità - Delta del Po.

6.2.2 IL PARCO NATURALE REGIONALE MONTE SAN BARTOLO.

Col termine di "San Bartolo" si intende non solo il vero e proprio monte San Bartolo, chiamato anche in passato Monte Accio, ma tutta la dorsale collinare che da Soria bassa (a lato del porto di Pesaro) si estende fino a Gabicce Mare. Tale dorsale collinare (procedendo da Sud-Est a Nord-Ovest), è formata dal Monte San Bartolo, 197 m., dal Monte Castellaro, 181 m. dal Monte Brisighella, 171 m. e dal Monte Trebbio, 194 m.; costituisce una propaggine del sistema preappenninico, troncata bruscamente dal mare che ha eroso profondamente, in più punti, il versante costiero.

Tale fascia collinare, sostanzialmente omogenea, presenta il versante rivolto a Sud-Ovest con declivio dolce e continuo, che dal crinale scende senza difformità verso la vecchia consolare Flaminia (S.S. 16). Il versante opposto si presenta invece con la linea del crinale quasi a ridosso del mare, con acclività massima che dà luogo ad una costa di tipo "falesia viva".

Sul complesso collinare vi sono i nuclei abitati di Santa Marina, Fiorenzuola di Focara e Casteldimezzo; diverse sono le ville monumentali ed i fabbricati rurali sparsi. Il Piano Paesistico Ambientale regionale (PPAR) attribuisce alla falesia del Monte San Bartolo diverse peculiarità quali: eccezionale valore geologico, geomorfologico e paesaggistico.

La legge regionale 28 aprile 1994, nr. 15 ha istituito su tale dorsale collinare, dal mare alla Statale Adriatica, da Soria (Pesaro) a Gabicce Mare, il Parco Naturale Regionale Monte San Bartolo. La superficie tutelata del rilievo collinare ha una estensione di circa 1.600 ettari e comprende un'area interessantissima sia dal punto di vista naturalistico che storico culturale.

La quota delle cime sfiora i 200 metri ma permette un'ampia visione sulla costa e sul mare e le falesie strapiombanti del Parco costituiscono un paesaggio marino inusuale per le nostre coste sabbiose. Alla base della falesia corre una sottile spiaggia di ciottoli derivante dalla demolizione e dal franamento delle pareti sovrastanti. Tali ciottoli, detti localmente "cogoli", venivano usati per la pavimentazione dei centri storici e delle vicine città costiere.

Il Parco naturale presenta aspetti naturali molto suggestivi, quali la fioritura delle ginestre odorose (*Spartium junceum*) che da maggio ammantano di giallo dorato le pendici dei colli, la falesia con distese di cannuccia di Plinio (*Arundo pliniana*) che si estendono uniformi fino a riva, la costa ciottolosa che spesso forma una striscia sottile al di sotto di pareti a picco.

Il Parco è rilevante anche per la fauna specialmente rappresentata da uccelli marini. In inverno si possono osservare numerosi gabbiani poco comuni come la gavina, il gabbiano corallino, il gabbiano tridattilo, i cormorani, lo smergo minore, la berta minore, la strangola mezzana. In primavera invece il parco è interessato dal passo di rapaci: albanelle, falchi di palude, falchi pecchiaioli, poiane, lodolari, aironi e cicogne.

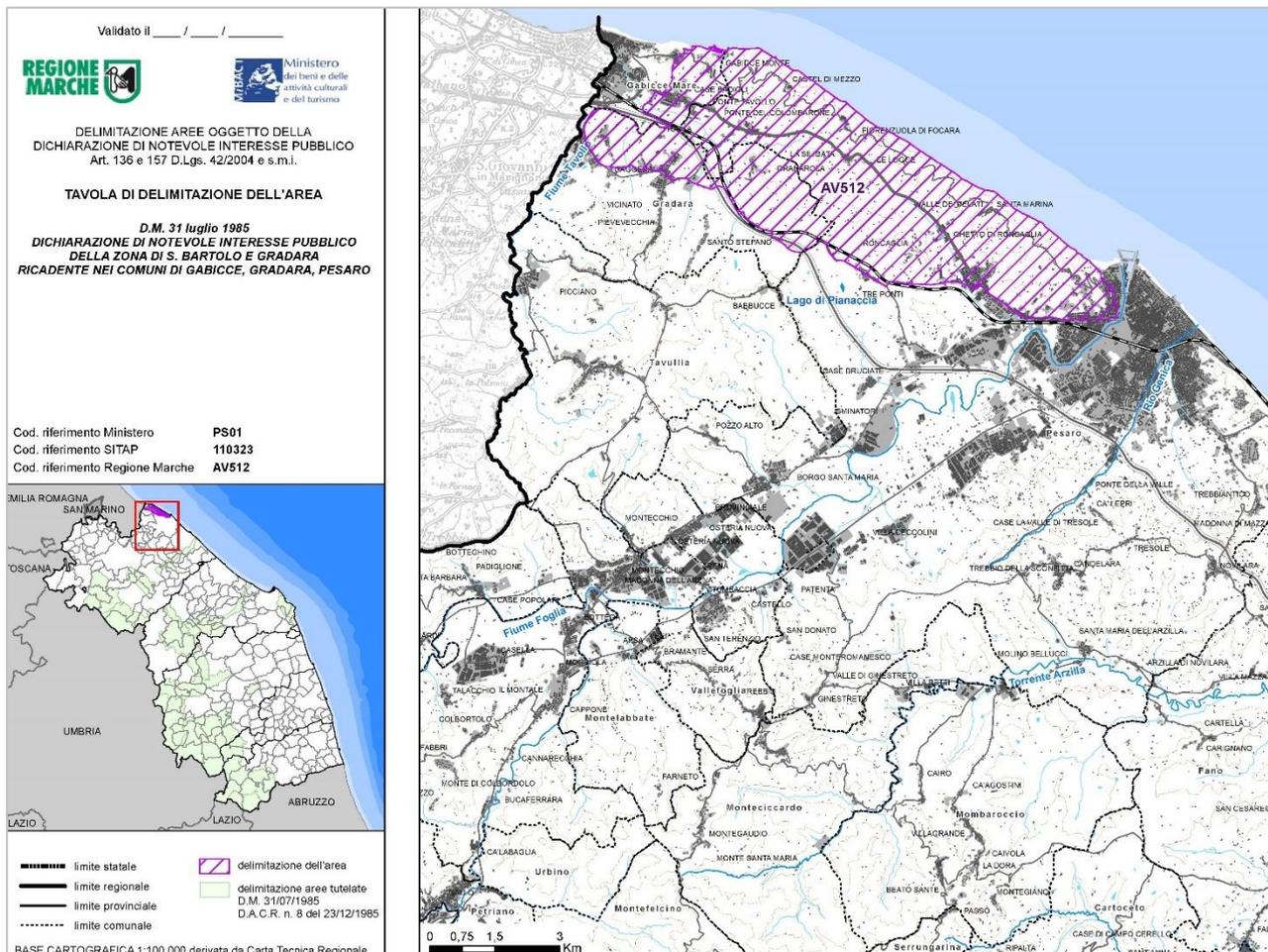


Figura 6.3 – Parco Regionale Monte San Bortolo. Vista del litorale



Figura 6.4 – Parco Regionale Monte San Bortolo. Vista del litorale



Figura 6.5 – Parco Regionale Monte San Bartolo, vista verso la costiera romagnola

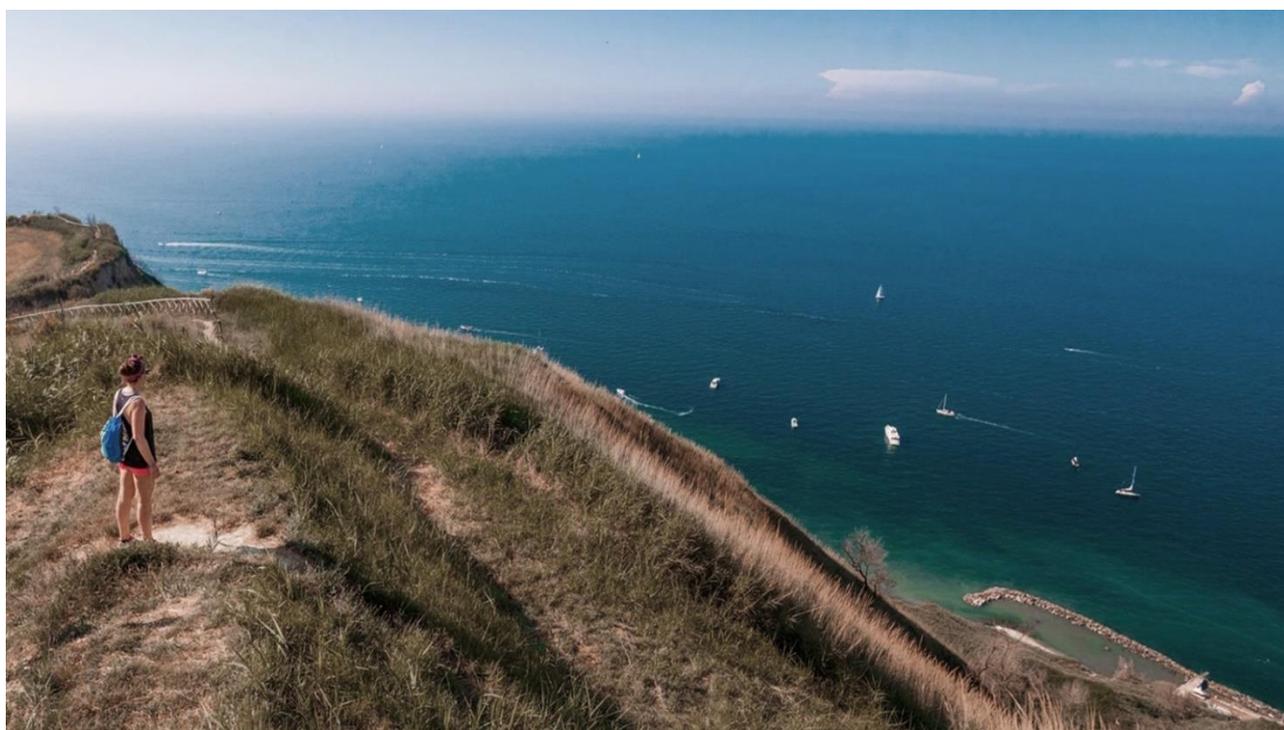


Figura 6.6 – Parco Regionale Monte san Bartolo, vista verso il mare

6.2.3 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO

L'intervento, sia a terra che a mare, non incide direttamente con il parchi nazionali e regionali e con le riserve e le aree protette in essi comprese; l'interferenza potrebbe essere di tipo indiretto e legata alla potenziale

visibilità e alle interazioni con l'avifauna, aspetti trattati preliminarmente nello Studio di Prefattibilità Ambientale.

La grande distanza dell'impianto dalle aree protette e in particolare dal Delta del Po fa ipotizzare che siano da escludere impatti significativi e prevedere che il progetto non confligga con gli obiettivi di conservazione dei siti protetti.

Tuttavia, L'art. 6, par. 3, della direttiva n. 92/43/CEE indica chiaramente che, nella considerazione della sussistenza della probabilità o rischio di effetti negativi sugli ecosistemi protetti, deve essere applicato il **principio di precauzione**, pertanto nello Studio di Impatto Ambientale attraverso un apposito studio naturalistico (OWFRMN_V3.SC1.05 **Studio naturalistico con focus su Avifaunistico e Chiropteri**), sono state approfondite le potenziali interazioni tra l'impianto in progetto e le componenti delle aree naturali protette.

6.3 RETE NATURA 2000

La Rete Natura 2000 costituisce la più importante strategia di intervento per la conservazione della biodiversità presente nel territorio dell'Unione Europea ed in particolare la tutela di una serie di habitat e di specie animali e vegetali rari e minacciati.

I siti della Rete Natura 2000 sono regolamentati dalle *Direttive Europee 79/409/CEE*, concernente la conservazione degli uccelli selvatici (Direttiva Uccelli), e *92/43/CEE*, relativa alla conservazione degli habitat naturali e semi-naturali della flora e della fauna selvatiche (Direttiva Habitat).

La Rete Natura 2000 è costituita dall'insieme dei Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS).

Nelle seguenti Tabelle sono elencate le aree SIC e ZPS che, procedendo da nord ovest verso sud est, interessano la fascia costiera dell'area vasta di intervento, con la relativa distanza dal sito di progetto.

Il layout originale presentato in fase di progetto preliminare LAYOUT A, ed il layout alternativo LAYOUT B, sono situati a distanze notevoli dai Siti Natura 2000 tuttavia riportiamo nelle tabelle seguenti la distanza minima di entrambe le configurazioni.

Siti Aree Natura 2000 ricadenti nella fascia costiera di Area Vasta e distanza dall'intervento:

Codice Natura 2000	Nome Sito	Distanza da sito di progetto (km) LAYOUT A	Distanza da sito di progetto (km) LAYOUT B
SIC IT IT3270025	ADRIATICO SETTENTRIONALE VENETO	61 km	51 km
SIC IT IT4060018	ADRIATICO SETTENTRIONALE EMILIA-ROMAGNA	48 km	42 km
SIC-ZPS IT4070002	VALLI DI COMACCHIO	62,5 km	64 km
SIC-ZPS IT4070003	VENE, SACCA E PINETA DI BELLOCCHIO, FOCE DEL FIUME RENO	58 km	57 km
SIC-ZPS IT4070005	PINETA DI CASALBORSETTI, PINETA STAGGIONI, DUNA DI PORTO CORSINI	53 km	55 km
SIC-ZPS IT4070001	PUNTE ALBERETE, VALLE MANDRIOLE	57 km	58,5 km

SIC-ZPS IT4070003	PINETA DI SAN VITALE, BASSA DEL PIROTTOLO	60 km	54,5 km
SIC-ZPS IT4070004	PIALASSE BAIONA, RISEGA E PONTAZZO	53 km	54,3
SIC-ZPS IT4070006	PIALASSA DEI PIOMBONI, PINETA DI PUNTA MARINA	48,8 km	49,5 km
SIC-ZPS IT4070010	PINETA DI CLASSE	41 km	44 km
SIC-ZPS IT4070009	ORTAZZO, ORTAZZINO, FOCE DEL TORRENTE BEVANO	37,8 km	41,2 km
SIC IT4070008	PINETA DI CERVIA	34,7 km	37,5 km
SIC-ZPS IT4070007	SALINE DI CERVIA	31,2 km	36 km
SIC MARE IT4070026	RELITTO DELLA PIATTAFORMA PAGURO	28,5 km	26,4 km
SIC IT4090002	TORRIANA, MONTEBELLO, FIUME MARECCHIA	21,7 km	26,8 km
SIC IT4090003	RUPI E GESSI DELLA VALMARECCHIA	33,4 km	42 km
SIC IT 5310006	COLLE SAN BARTOLO	11,0 km	19 km
ZPS IT5310024	COLLE SAN BARTOLO E LITORALE PESARESE	11,0 km	19,5 km

Tabella 6.1 – Tabella dei SIC e ZPS con distanza dal sito di impianto

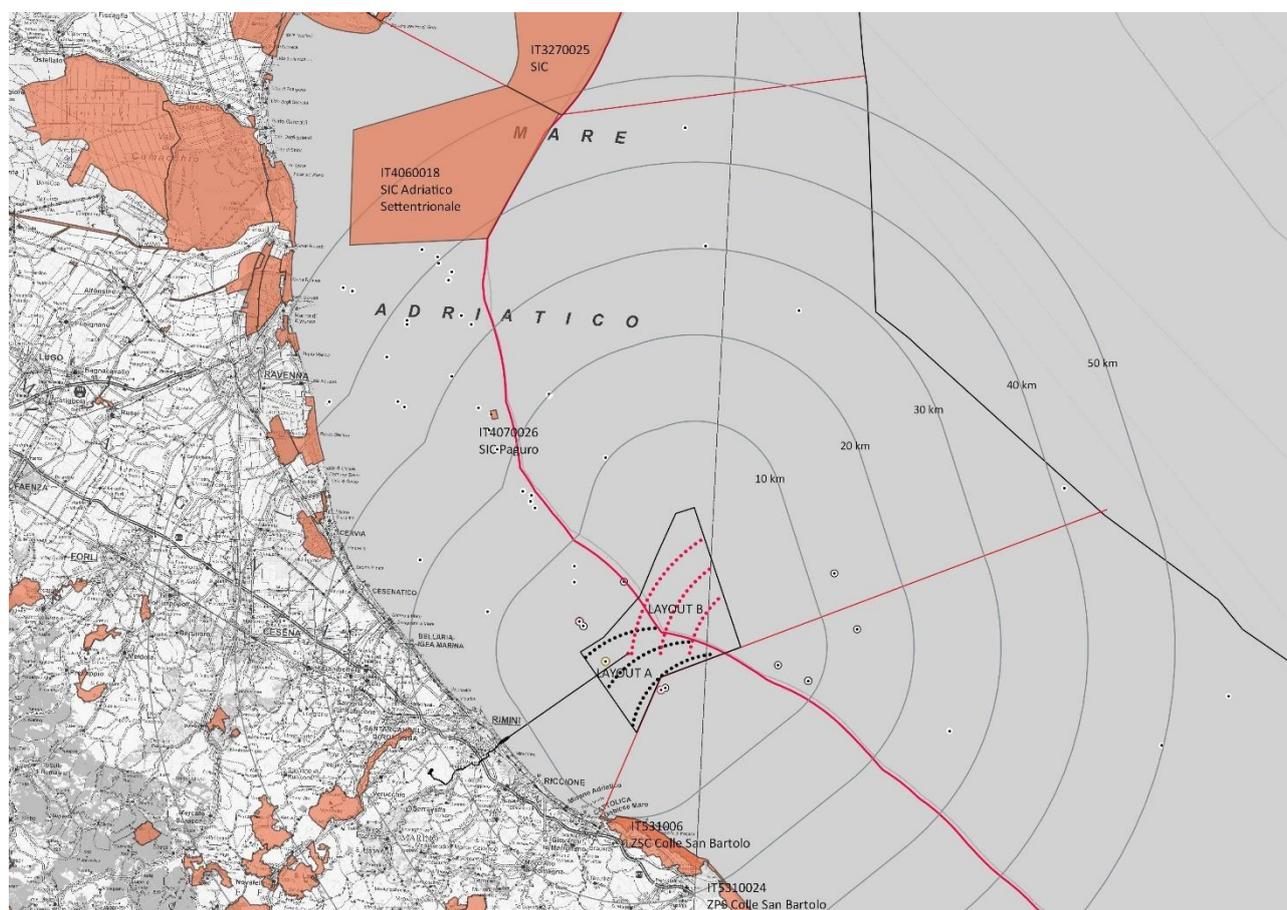


Figura 6.7 – SITI NATURA 2000_ LAYOUT A-B

Per la descrizione dei SITI NATURA 2000 che, per vicinanza all'area di progetto o per caratteristiche specifiche (zone di attrazione avifauna o fauna marina) risultano di particolare interesse per l'area progetto, si rimanda alla PARTE TERZA dello STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE.

6.3.1 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO

L'impianto non interferisce né con la parte in mare e né con la parte a terra con Aree e Siti della rete Natura 2000 e le distanze dell'impianto risultano ragguardevoli e comprese tra gli 11 e i 62 km; tale condizione e gli studi effettuati sulla base di dati disponibili, lasciano presupporre che non siano prevedibili impatti significativi sulle componenti biotiche e abiotiche dei Siti Protetti e non sia pertanto necessario effettuare un'appropriate Valutazione di Incidenza Ambientale.

Tuttavia deve essere applicato il principio di precauzione, pertanto nello Studio di Impatto Ambientale attraverso un apposito studio naturalistico (OWFRMN_V3.SC1.05 Studio naturalistico con focus su Avifaunistico e Chiroteri), sono state approfondite le potenziali interazioni tra l'impianto in progetto e le aree protette.

In relazione alla Valutazione di Incidenza sui siti della rete Natura 2000, il Codice dell'Ambiente all'art. 10 comma 3 stabilisce che le procedure di VAS e VIA "comprendono le procedure di valutazione d'incidenza di cui all'articolo 5 del decreto n. 357 del 1997; a tal fine, il rapporto ambientale, lo studio preliminare ambientale o lo studio di impatto ambientale contengono gli elementi di cui all'allegato G dello stesso decreto n. 357 del 1997 e la valutazione dell'autorità competente si estende alle finalità di conservazione proprie della valutazione d'incidenza oppure dovrà dare atto degli esiti della valutazione di incidenza. Le modalità di informazione del pubblico danno specifica evidenza della integrazione procedurale".

L'Allegato A (Misure generali di conservazione dei SIC e delle ZPS dell'Emilia-Romagna - Regolamentazioni cogenti in tutti i siti della rete natura 2000 - Attività di produzione energetica, reti tecnologiche e infrastrutturali e smaltimento dei rifiuti) **della D.G.R. n. 79 del 22 gennaio 2018** (BURERT n.25 del 08.02.2018 Parte Seconda), cita che **"In caso di progetti di impianti eolici da realizzarsi nei siti Natura 2000 o in una fascia esterna di 5 km, è obbligatorio effettuare le valutazioni di incidenza attenendosi, in particolare per i chiroteri, alle indicazioni adottate dal Consiglio d'Europa con la risoluzione 5.6 "Wind Turbines and Bat Populations" del 2006.**

Relativamente a quanto disposto dall'Allegato A della D.G.R. n. 79 del 22 gennaio 2018, non è necessario sottoporre il progetto della centrale eolica off-shore "Rimini" alla Valutazione di Incidenza, in quanto le opere non interessano direttamente i siti Rete Natura 2000 e sono esterni ai relativi buffer di 5 km. Non si evincono quindi potenziali incidere con habitat, habitat di specie e specie di interesse conservazionistico:

- **Gli aerogeneratori di progetto sono ubicati a una distanza superiore a 11 km dai siti della rete Natura 2000, dalle Aree Naturali Protette, dai Siti Ramsar e dalle Important Bird Areas (IBA), e dagli elementi delle rete ecologica. In particolare i siti più vicini sono:**
 - Il SIC-ZSC "Colle San Bartolo" IT5310006, anche Parco Naturale Regionale del Monte San Bartolo EUAP 0970, distano 11 km sud-est dagli aerogeneratori di progetto;
 - La ZSC-ZPS "Saline di Cervia" IT4070007, anche Parco Regionale Delta del Po (ER) EUAP 0181, Sito Ramsar "Saline di Cervia", e IBA "Saline di Cervia"076, distano 31,2 km nord-ovest dagli aerogeneratori di progetto;
- Le opere a terra, e in particolare la sottostazione e il cavidotto, sono ubicati ad una distanza minima di 4,5 km sud-sud est dal SIC-ZSC "Torriana, Montebello, Fiume Marecchia"IT4090002;

- Il tratto di cavidotto che attraversa il litorale Rimini-Cattolica, è ubicato ad una distanza minima di 14,3 km e 15,5 km nord-ovest rispettivamente dalla ZPS "Colle San Bartolo e Litorale Pesarese" IT5310024 e dal SIC-ZSC "Colle San Bartolo" IT5310006 (Parco Naturale Regionale del Monte San Bartolo EUAP 0970), e ad una distanza minima di 28,7 km sud-est dalla ZSC-ZPS "Saline di Cervia" IT4070007 (Parco Regionale Delta del Po (ER) EUAP 0181, Sito Ramsar "Saline di Cervia", e IBA "Saline di Cervia" 076).
- La condotta terrestre sarà interrata e interesserà per gran parte strade esistenti, evitando quindi habitat agricoli e naturaliformi. Gli attraversamenti del litorale e della rete idrografica, interessati da maggior grado di naturalità, saranno effettuati con sistema TOC evitando la sottrazione di habitat. Anche la condotta marina sarà interrata determinando quindi impatti temporanei e trascurabili sugli habitat sabbiosi dei fondali.

6.4 AREE IBA (IMPORTANT BIRD AREAS)

L'acronimo IBA, Important Bird Areas, identifica le aree strategicamente importanti per la conservazione delle oltre 9.000 specie di uccelli che vi risiedono stanzialmente o stagionalmente.

Tali siti sono individuati in tutto il mondo sulla base di criteri ornitologici applicabili su larga scala da parte di associazioni non governative che fanno parte di BirdLife International, un'associazione internazionale che riunisce oltre 100 associazioni ambientaliste e protezioniste; le IBA vengono identificate applicando un complesso sistema di criteri che si basa su soglie numeriche e percentuali applicate alle popolazioni di uccelli che utilizzano regolarmente il sito.

La Convenzione è l'unico trattato internazionale sull'ambiente che si occupa di questo particolare ecosistema, e i paesi membri della Convenzione coprono tutte le regioni geografiche del pianeta.

La missione della Convenzione è "la conservazione e l'utilizzo razionale di tutte le zone umide attraverso azioni locali e nazionali e la cooperazione internazionale, quale contributo al conseguimento dello sviluppo sostenibile in tutto il mondo".

Le zone umide sono tra gli ambienti più produttivi al mondo. Conservano la diversità biologica e forniscono l'acqua e la produttività primaria da cui innumerevoli specie di piante e animali dipendono per la loro sopravvivenza. Essi sostengono alte concentrazioni di specie di uccelli, mammiferi, rettili, anfibi, pesci e invertebrati.

La Convenzione usa un'ampia definizione dei tipi di zone umide coperte nella sua missione, compresi laghi e fiumi, paludi e acquitrini, prati umidi e torbiere, oasi, estuari, delta e fondali di marea, aree marine costiere, mangrovie e barriere coralline, e siti artificiali come peschiere, risaie, bacini idrici e saline; con il D.P.R 13/03/1976, n. 448 la Convenzione è diventata esecutiva.

In relazione all'area vasta di interesse, si specifica quanto segue:

- In Area Marina non sono presenti contesti insulari e non sono presenti aree IBA marine;
- A terra, nella seguente Tabella sono elencate le aree IBA che sono ricomprese nell'ambito dell'IBA 070 Parco del Delta del Po e, procedendo da nord ovest verso sud est, interessano la fascia costiera dell'area vasta di intervento, con la relativa distanza dal sito di progetto:

CODICE IBA	NOME SITO	Distanza da sito di progetto (km)	
		LAYOUT A	LAYOUT B
IBA 222M	MEDIO ADRIATICO	88 km	88 km
IBA 085	MONTE CONERO	77 km	79 km
IBA 070	DELTA PO	86 km	81 km
IBA 072	VALLI DI COMACCHIO E BONIFICA DEL MEZZANO	61 km	60 km
IBA 074 _ Ramsar	PUNTA ALBERETE, VALLE DELLA CANNA, PINETA DI SAN VITALE, PIALASSA DEI PIOMBONI, PIALASSE BAIONA E RISEGA	54 km	53 km
IBA 075	ORTAZZO E ORTAZZINO	38,5 km	42 km
IBA 076	SALINE DI CERVIA	32 km	36,6 km
IBA 212	MONTE CATRIA, MONTE ACUTO E MONTE DELLA STREGA	44 km	52,2 km

Tabella 6.2 – Aree IBA

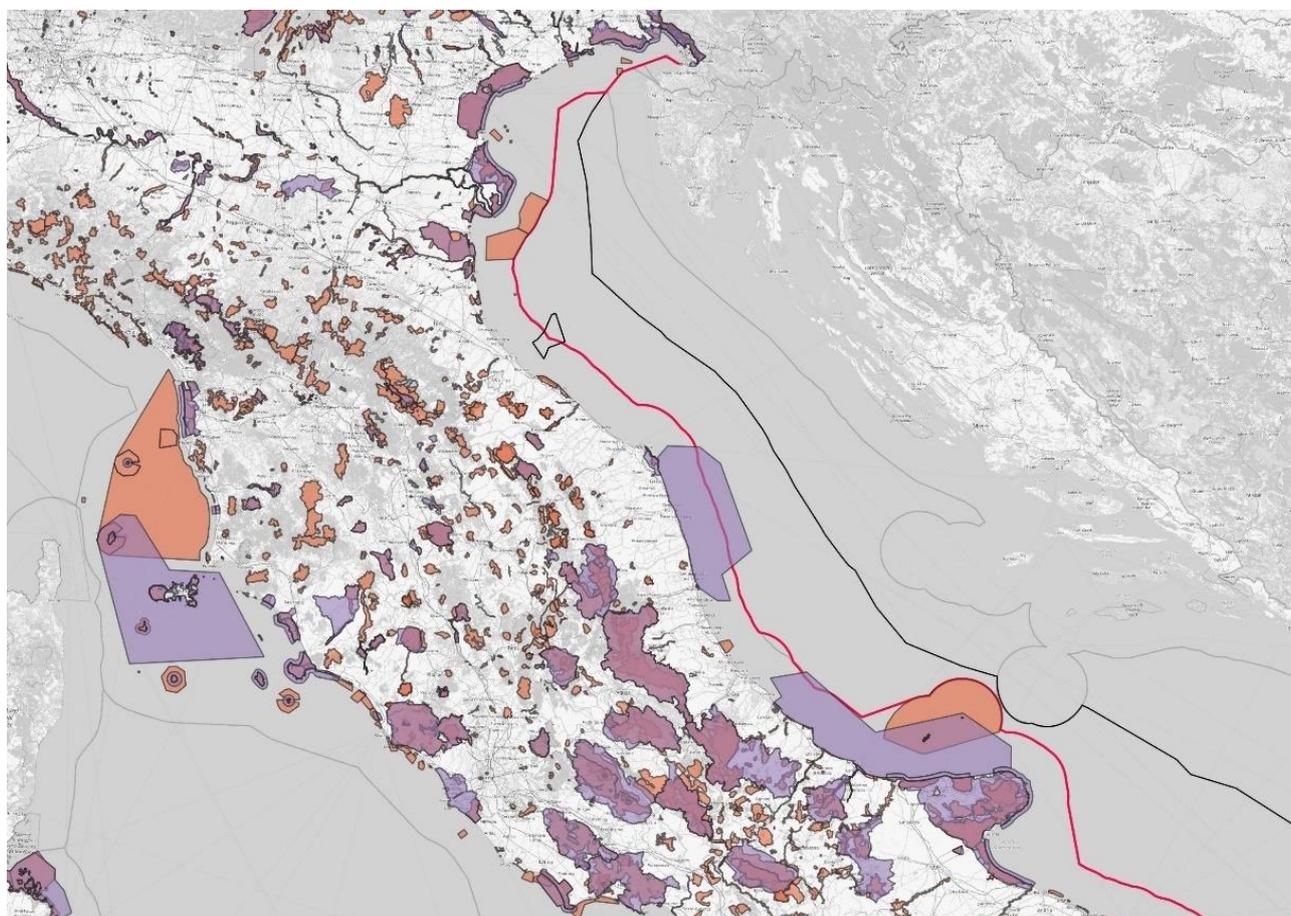


Figura 6.8 – Area progetto nel contesto dei nuovi SIC e IBA marini in Adriatico

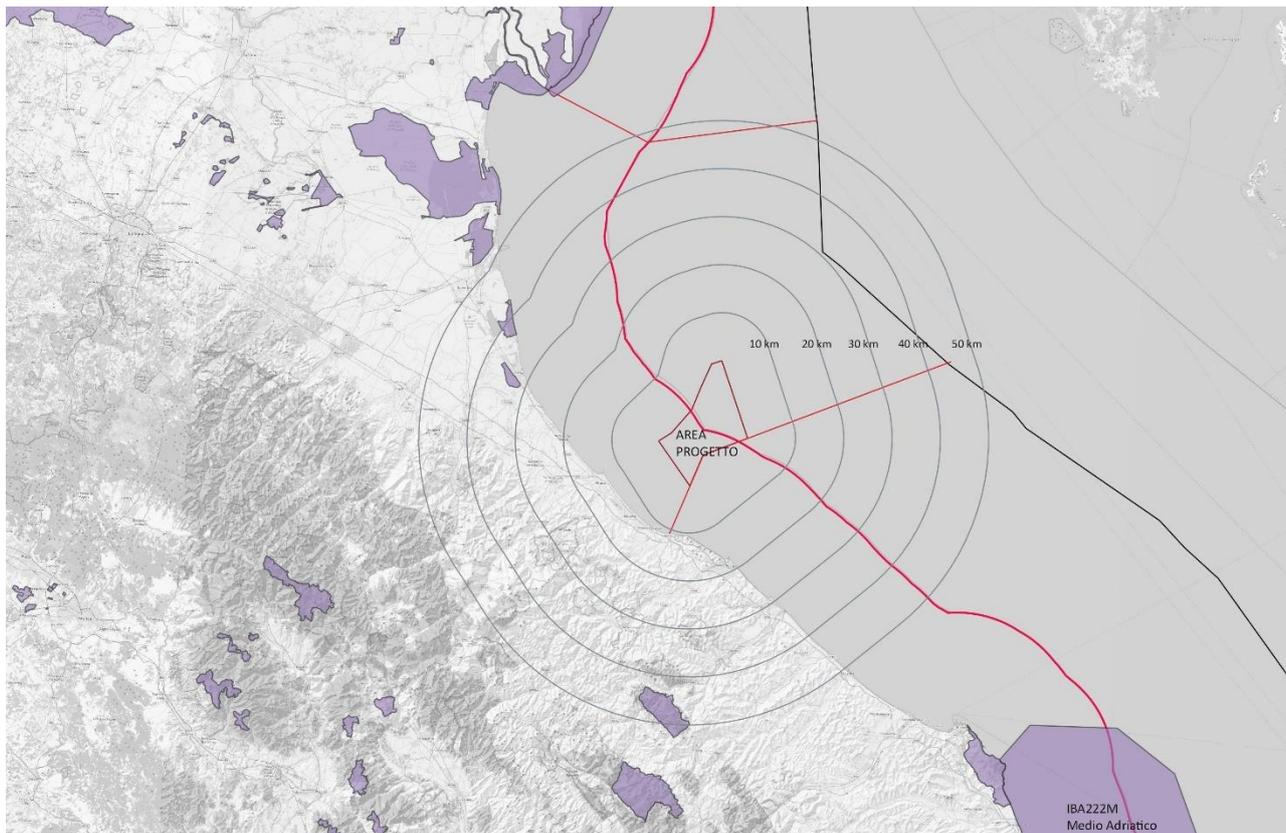


Figura 6.9 – Area progetto e IBA nel contesto di area vasta. A sud il nuovo IBA marino “Medio Adriatico”

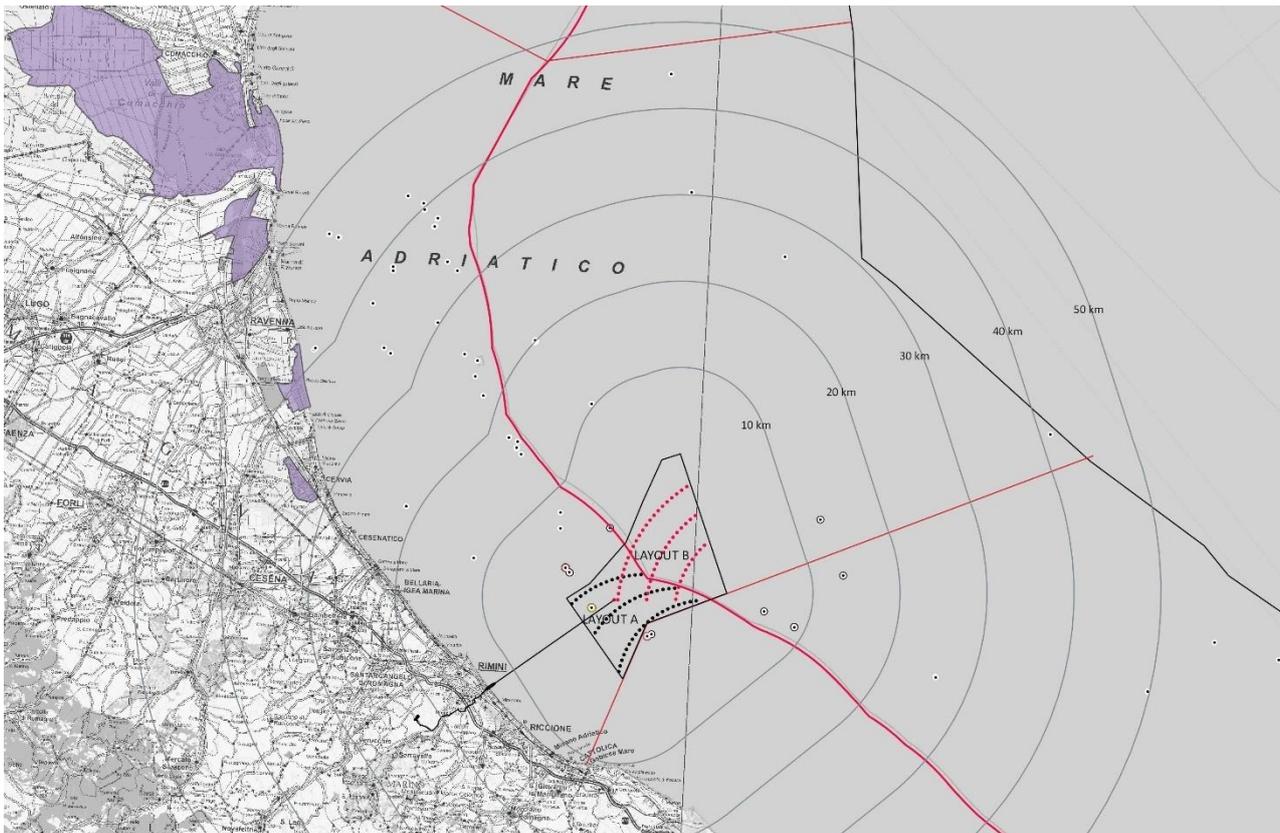


Figura 6.10 – Area progetto _ Layout A e B e aree e IBA nel contesto regionale.

6.5 AREE RAMSAR

La Convenzione di Ramsar del 1971 è il primo trattato ambientale globale e si concentra su un ecosistema in particolare: le zone umide.

La Convenzione sulle Zone Umide (Ramsar, Iran, 1971), denominata "Convenzione di Ramsar", è un trattato intergovernativo che fornisce il quadro per l'azione nazionale e la cooperazione internazionale per la conservazione e l'uso razionale delle zone umide e delle loro risorse.

La Convenzione è l'unico trattato internazionale sull'ambiente che si occupa di questo particolare ecosistema, e i paesi membri della Convenzione coprono tutte le regioni geografiche del pianeta. La missione della Convenzione è "la conservazione e l'utilizzo razionale di tutte le zone umide attraverso azioni locali e nazionali e la cooperazione internazionale, quale contributo al conseguimento dello sviluppo sostenibile in tutto il mondo".

Nella regione Marche non ci sono aree Ramsar mentre In Emilia-Romagna troviamo 10 zone Ramsar tutte comprese entro il Parco del Delta del Po'.

- Salina di Cervia in comune di Cervia (RA) attualmente tutelata come Riserva statale inclusa nel Parco Delta del Po - Stazione Pineta di Classe - Salina di Cervia;
- Ortazzo e Ortazzino in comune di Ravenna inclusa nel Parco Delta del Po Stazione Pineta di Classe - Salina di Cervia;
- Piallassa della Baiona e Risega in comune di Ravenna inclusa nel Parco Delta del Po Stazione Stazione Pineta di San Vitale e Piallasse di Ravenna;
- Punte Alberete in comune di Ravenna inclusa nel Parco Delta del Po Stazione Stazione Pineta di San Vitale e Piallasse di Ravenna;
- Valle Santa in comune di Argenta (FE) inclusa nel Parco Delta del Po Stazione Campotto di Argenta;
- Valle Campotto e Bassarone in comune di Argenta (FE) inclusa nel Parco Delta del Po Stazione Campotto di Argenta;
- Valli residue del comprensorio di Comacchio (FE) inclusa nel Parco Delta del Po Stazione Centro storico di Comacchio;
- Sacca di Bellocchio inclusa nel Parco Delta del Po Stazione Valli di Comacchio e attualmente tutelata come Riserva statale;
- Valle Bertuzzi a Comacchio (FE) inclusa nel Parco Delta del Po Stazione Centro storico di Comacchio;
- Valle di Gorino inclusa nel Parco Delta del Po Stazione Volano - Mesola - Goro.

AREA RAMSAR	NOME SITO	Distanza da sito di progetto (km)	
		LAYOUT A	LAYOUT B
	SALINE DI CERVIA	32 km	36,6 km
	ORTAZZO	40 km	42 km
	PIALLASSA BAIONA	54 km	53 km
	VALLI RESIDUE DEL COMPRESORIO DI COMACCHIO	61,5 km	60 km
	VALLE BERTUZZI	79 km	75,8 km
	VALLE DI GORINO	75,5 km	72 km

Tabella 6.3 – Aree RAMSAR

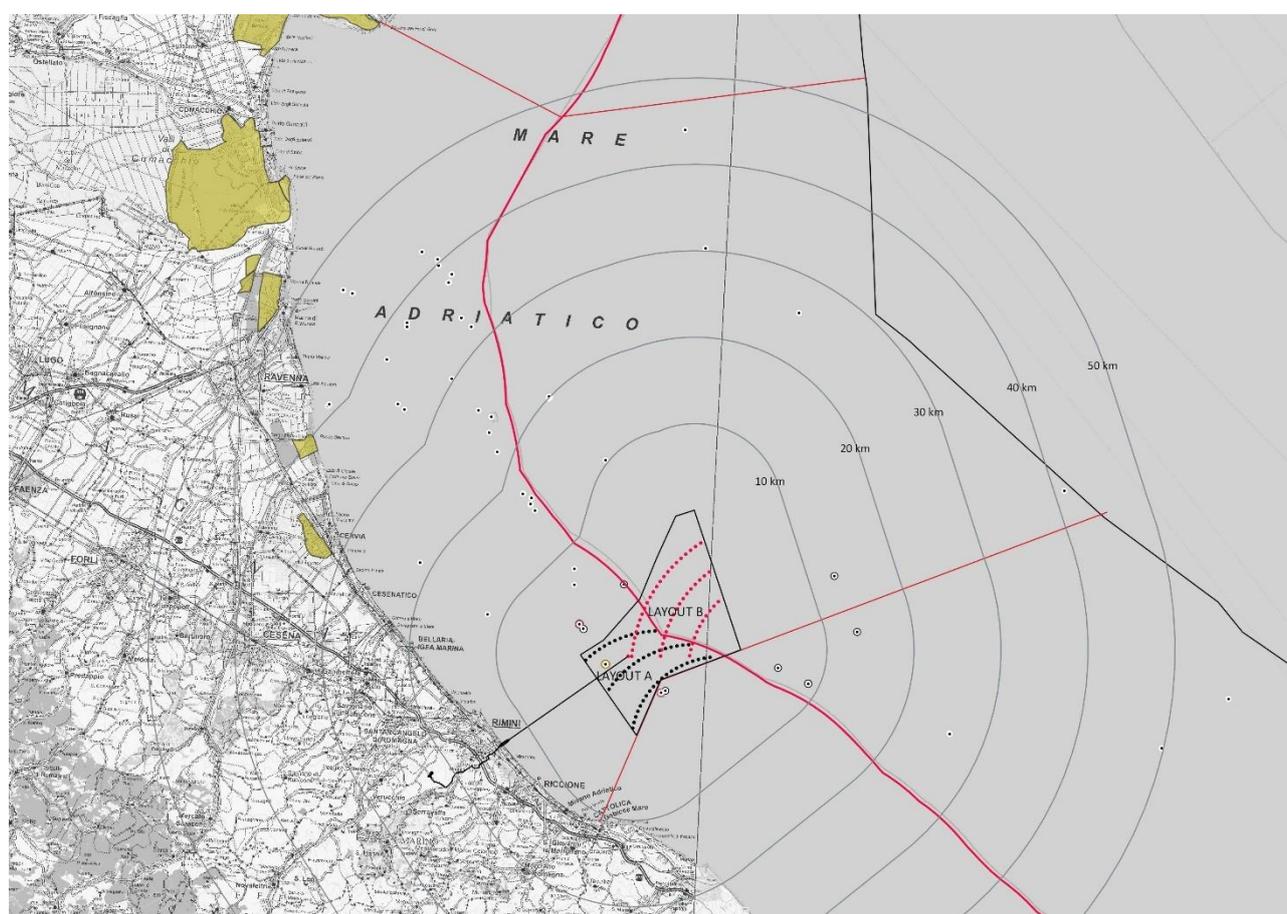


Figura 6.11 – Area progetto _ Layout A e B e aree RAMSAR nel contesto regionale.

6.5.1 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO AREE IBA E RAMSAR

L'area di impianto è posta all'esterno dalle aree IBA e RAMSAR e, per quanto interessi uno specchio acqueo posto a oltre 32 km di distanza dalle IBA e minimo 11 km dalle ZPS, nella scelta del sito è stata posta

particolare attenzione al fine di evitare impatti negativi sugli spostamenti dell'avifauna sia a livello locale che sulle lunghe rotte migratorie.

Tutti questi aspetti sono stati approfonditi nello studio naturalistico allegato al SIA _ **OWFRMN_V3.SC1.05 Studio naturalistico con focus su Avifaunistico e Chiropteri** e riportati in sintesi nel SIA_PARTE QUINTA.

Per quanto riguarda i siti di nidificazione la centrale eolica è molto distante e quindi ad una distanza non critica; per quanto riguarda le specie svernanti solo alcune hanno abitudini pelagiche e gli studi disponibili accertano che i principali movimenti in mare avvengono parallelamente alla costa, ad una distanza non superiore ai 2 Km.

Le specie più propriamente pelagiche (le Berte) sono state avvistate nelle valli di Comacchio e nelle acque marine antistanti Fano; solitamente la specie è presente oltre le 10 miglia, ma è stata osservata anche a poche miglia dalla costa, ma per caratteristiche proprie non nidifica sulle coste basse, prediligendo anfratti rupestri che in zona si ritrovano nel Conero, a molti km di distanza, e come aree di foraggiamento effettuano spostamenti che si aggirano intorno ai 15-20 km; per quanto riguarda i migratori, i passeriformi nelle loro migrazioni a fronte largo preferiscono come aree di sosta il Delta del Po (rapaci, gru e cicogne) mentre durante le migrazioni primaverili a fronte stretto tendono ad utilizzare tendenzialmente la fascia costiera per raggiungere il Conero (ponte verso la Croazia).

Secondo i dati di monitoraggio e gli studi scientifici ad oggi disponibili, rispetto alle lunghe direttrici di spostamento tra le coste delle penisole adriatiche italiane e balcaniche, il paraggio non è investito da intensi flussi migratori.

La distanza dalla costa è una caratteristica positiva dell'impianto in quanto, come dimostrato dagli studi effettuati con tecnologie radar nelle centrali off-shore del Nord Europa, i volatili evitano l'area perturbata che si genera in prossimità degli impianti; anche a vista, ad una distanza di circa 1.5 – 2km, i volatili modificano la loro traiettoria per evitare di attraversare le centrali eoliche.

Per l'individuazione dell'area di progetto si sono considerate anche le IBA recentemente istituite in base agli studi realizzati dalla LIPU "Studio preliminare per l'individuazione delle IBA in ambiente marino".

In particolare, 88 km a sud dell'area progetto si trova IBA222M "Medio Adriatico", caratterizzata dalle isole delle Tremiti e da due porzioni di mare distinte: una porzione meridionale che dalla Puglia settentrionale si estende sino alle coste meridionali dell'Abruzzo e una porzione settentrionale che comprende un ampio tratto di mare antistante la costa centro-meridionale delle Marche. L'IBA comprende le colonie di Berta maggiore e di Berta minore dell'isola delle Tremiti.

6.6 BENI CULTURALI E DEL PAESAGGIO D.LGS. 42/2004

Il principale riferimento a livello nazionale di tutela dei Beni Culturali e del Paesaggio è il D.Lgs. 42/2004 e ss.mm.ii recante il Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio.

Il "Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio" emanato con Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in attuazione dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137, tutela sia i beni culturali, comprendenti le cose immobili e mobili che presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico, sia quelli paesaggistici, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio.

Il D.lgs 42/2004 è stato redatto in conformità agli indirizzi e agli obiettivi della Convenzione Europea del Paesaggio, sottoscritta dai Paesi Europei nel Luglio 2000, ratificata a Firenze il 20 ottobre del medesimo anno e ratificata ufficialmente dall'Italia con L. 14/2006

Tale Convenzione, applicata sull'intero territorio europeo, promuove l'adozione di politiche di salvaguardia, gestione e pianificazione dei paesaggi europei, intendendo per paesaggio il complesso degli ambiti naturali, rurali, urbani e periurbani, terrestri, acque interne e marine, eccezionali, ordinari e degradati [art. 2].

Il D.lgs 42/2004 oltre a identificare i beni archeologici, culturali e paesaggistici oggetto di tutela e a disciplinare le procedure autorizzative in merito, dispone all'art. 143 anche le modalità di redazione dei Piani Paesaggistici di competenza regionale.

La Convenzione europea del paesaggio (CEP) e il Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio D.Lgs. n. 42/2004 impongono una struttura di piano paesaggistico evoluta e diversa dai piani paesistici approvati in attuazione della L. 431/85 negli anni novanta.

Il decreto legislativo 42/2004 è stato successivamente aggiornato ed integrato dal DLgs 62/2008, dal Dlgs 63/2008, e da successivi atti normativi.

L'ultima modifica significativa è stata introdotta dal DLgs 104/2017 che ha aggiornato l'art.26 del DLgs 42/2004 disciplinando il ruolo del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali nel procedimento di VIA.

6.6.1 DICHIARAZIONI DI NOTEVOLE INTERESSE PUBBLICO NELL'AREA VASTA

La dichiarazione di notevole interesse pubblico ai sensi *dell'articolo 136 del Codice dei beni culturali e del paesaggio, d.lgs 42/04*, è il primo strumento che la normativa vigente istituisce a tutela del paesaggio.

Possono presentare il "notevole interesse pubblico" previsto dalla legge le aree o i complessi di immobili con cospicui caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, le ville, i giardini e parchi che si distinguono per la loro non comune bellezza, i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri e i nuclei storici, le bellezze panoramiche e i punti di vista o belvedere, accessibili al pubblico, dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze.

Lungo la costa prospiciente il progetto, dall'area revennate a Pesaro, sono presenti numerosi beni dichiarati di interesse pubblico per motivazioni diverse come si evince dalla tabella sotto riportata.

La tabella riportata di seguito indica le distanze minime tra il progetto (nelle sue due diverse configurazioni) e le aree dichiarate di notevole interesse pubblico nell'ambito del bacino di interesse del parco eolico offshore. L'elenco riporta tutti i beni della costa e del bacino territoriale retro costa.

In particolare, sono stati verificati ed analizzati tutti i siti lungo la costa, i punti panoramici e soprattutto i beni e le aree che instaurano una relazione visiva con il progetto, seppur a notevole distanza.

Di particolare rilievo per la valutazione del progetto, sono i siti con posizione elevata e alto valore panoramico sul mare, per l'approfondimento di questi aspetti si rimanda alla **RELAZIONE PAESAGGISTICA_** OWFRMN_V3.SC3.01:

- LOCALITA' COVIGNANO E AREA COLLINARE CIRCOSTANTE, COMUNE DI RIMINI, sito con proposta di vincolo da parte della Regione Emilia-Romagna;

- COLLI DI SAN MARTINO, MONTE L'ABATE E SAN LORENZO IN CORREGGIANO, SITI NEL COMUNE DI RIMINI;
- ZONA PANORAMA DI GABICCE MARE PRECISAMENTE LA PARTE CHE DAL CENTRO URBANO VA VERSO LA COLLINA DI SAN BARTOLO DI PESARO CON LA SUA POSIZIONE A PICCO SUL MARE;
- ZONA LUNGO IL PERCORSO DELLA STRADA PANORAMICA DEL COLLE DI SAN BARTOLO NEL COMUNE DI PESARO, DA CUI SI GODE UN PANORAMA DI PROFONDO RAGGIO.

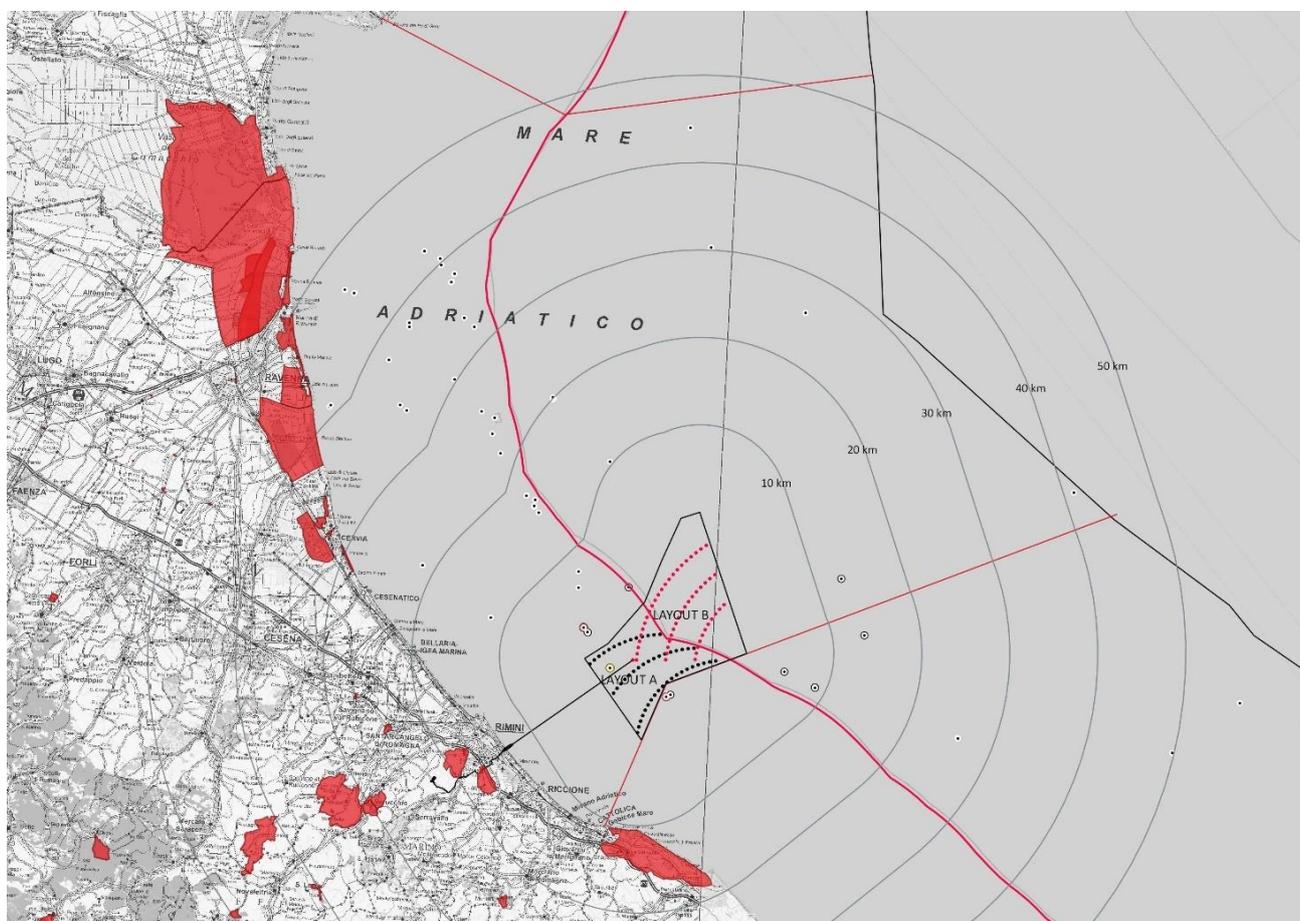


Figura 6.12 – Zone dichiarate di notevole interesse ai sensi dell’Art. 136 del D.lgs 42/2004_ Regione Emilia-Romagna e Marche

DICHIARAZIONI DI NOTEVOLE INTERESSE PUBBLICO	NOME DEL SITO	Distanza dal sito di progetto LAYOUT A	Distanza dal sito di progetto LAYOUT B
Vincolo 80175 GU n° 203 del 1977-07-26	ZONA DELLE VALLI DI COMACCHIO DI IMPORTANZA GEOLOGICA. FORMANO UN COMPLESSO DI LAGUNE COSTIERE DALLA VARIA VEGETAZIONE ALOFILA-IGROFILA E IDROFITICA IMPORTANTI ANCHE PER LA FAUNA.	58,5 km	57,5 km
Vincolo 80232 GU n° 42 del 1967-02-16	ZONA DELLA PINETA DI SAN VITALE COMPRENDENTE UNA FASCIA DI VERDE ININTERROTTA COSTITUITA DALLE PINETE DI PINI MARITTIMI E DA QUERCE,	56,2km	56,5 km

	FAGGI E LECCI E DA UNA VEGETAZIONE DI SOTTOBOSCHI.		
Vincolo 80234 Trascrizione 1970-04-29	ZONA DENOMINATA PUNTA ALBERETE E ADIACENZE CHE RAPPRESENTA UN TIPICO AMBIENTE NATURALE PER LA NIDIFICAZIONE E LUOGO DI RITROVO DI UCCELLI MIGRATORI PALMIPEDI O TRAMPOLIERI.	56,2 km	56,3 km
Vincolo 80234 emissione: 1976-04-07	ZONA LITORANEA COMPRESA TRA I FIUMI UNITI E CANDIANO CHE CONSERVA ELEMENTI VEGETAZIONALI E FAUNISTICI PRESENTI NELLE PINETE LITORANEE DI PUNTA MARINA E MARINA DI RAVENNA, CON PINUS PINEA E PINASTER	50 km	51,4 km
Vincolo 200260 GU n° 268 del 2008-11-15	AREA LITORANEA COMPRESA TRA LA FOCE DEI FIUMI UNITI E IL MOLO FORANEO SUD NEL COMUNE DI RAVENNA - ZONA PIALLASA PIOMBONI.	43,6 km	45,3 km
Vincolo 802236 GU n° 119 del 1976-05-06	ZONA PAESISTICA SUD FRA SAVIO ED I FIUMI RIUNITI. NOTEVOLE PER LA BELLEZZA NATURALE DELLA PINETA COMUNALE DI CLASSE; BOSCO PLANIZIARIO DOMINATO DALLA FARNIA CHE SI INSERISCE NELLA ZONA BARENICA.	38,2 km	41,2 km
Vincolo 80214 GU n° 115 del 1962-05-05	ZONA COMPRENDE LA PINETA DI MILANO MARITTIMA DI NON COMUNE BELLEZZA PER LA PRESENZA DI FOLTI PINI MARITTIMI E DOMESTICI E DA UN'INTENSA VEGETAZIONE SOTTOBOSCO.	34 km	38,4 km
Vincolo 80215 BR n° 157 del 1984-06-08	ZONE DEL CENTRO STORICO, PORTO CANALE, SALINE DI CERVIA, PINETA DI PINARELLA; COSTITUENTI UN RARO ESEMPIO DI RISORSA CULTURALE, ARTISTICA E AMBIENTALE INCONTAMINATA (VINVOLO REGIONALE)	29,5 km	34,5 km
Proposta con DGR 825 del 01-06-2018	LOCALITA' COVIGNANO E AREA COLLINARE CIRCOSTANTE, COMUNE DI RIMINI	16,8	21,5 km
Vincolo 85000 GU n° 144 del 1996-06-21	COLLI DI SAN MARTINO, MONTE L'ABATE E SAN LORENZO IN CORREGGIANO, SITI NEL COMUNE DI RIMINI	16,6 km	21,2 km
Vincolo 110265 GU n° 86 del 1957-04-03	ZONA PANORAMA DI GABICCE MARE PRECISAMENTE LA PARTE CHE DAL CENTRO URBANO VA VERSO LA COLLINA DI SAN BARTOLO DI PESARO CON LA SUA POSIZIONE A PICCO SUL MARE	11,2 km	19,4 km
Vincolo 110276 GU n° 21 del 1954-01-13	ZONA LUNGO IL PERCORSO DELLA STRADA PANORAMICA DEL COLLE DI SAN BARTOLO NEL COMUNE DI PESARO, DA CUI SI GODE UN PANORAMA DI PROFONDO RAGGIO.	11,3 km	20 km
Vincolo 110282 GU n° 61 del 1970-03-09	ZONA NEL COMUNE DI PESARO, CON LA STRADA PANORAMICA CHE CORRE LUNGO LA SOMMITÀ DEL COLLE DI SAN BARTOLO E OFFRE AMPI PUNTI DI VISTA.	11,3 km	20 km
Vincolo 110266 GU n° 164 del 1963-06-21	ABITATO DEL COMUNE DI GRADARA CIRCONDATO DALLE MEDIOEVALI MURA E LA MONUMENTALE ROCCA E CON IL VERDE TUTTO INTORNO	14,5km	22,5 km
Vincolo 110323 GU n° 214 del 1985-09-11	ZONA DI SAN BARTOLO E GRADARA RICADENTE NEI COMUNI DI GABICCE GRADARA E PESARO SONO ESCLUSI I CENTRI ABITATI DELIMITATI DA PRG ECCETTO GRADARA CASTELDIMEZZO E FIORENUOLA DI FOCARA	11,2 km	20 km

Tabella 6.4 – Zone dichiarate di notevole interesse ai sensi dell'Art. 136 del D.lgs 42/2004. Layout A e B

6.6.2 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO

L'intervento è soggetto alle norme di tutela Paesaggistica in quanto interessa Aree e Beni paesaggistici soggetti a tutela, come di seguito specificato.

In relazione al progetto, con particolare riferimento all'art. 10 e all'Art. 134 e del Codice, si evidenzia quanto riportato di seguito.

Art. 10 del Codice Beni Culturali

Le opere non interessano beni culturali oggetto di tutela ai sensi dell'art. 10 del D.lgs 42/2004;

Per completezza di analisi, si evidenzia che l'elettrodotto 380 kV, interrato lungo viabilità esistente, in alcuni tratti risulta attraversa zone dal rischio archeologico medio-alto, dovuto alla probabile presenza di viabilità antica, così come ipotizzato dalla ricerca storico-archeologi; lambisce altresì aree di ritrovamenti di reperti.

Lo studio archeologico, allegato al SIA, chiarisce nel dettaglio il rischio archeologico lungo l'intero tracciato terrestre dell'elettrodotto 380 kV interrato, non ravvisando elementi di particolare criticità (**§ elaborato OWFRMN_V3-SC2-02_REL-ARCHEOLOGICA** e allegati).

Artt. 136 – 142 – 143 e 157 del Codice Beni Paesaggistici

In merito agli Immobili e Aree oggetto di tutela ai sensi del D.lgs 42/2004 si precisa che:

- **Nessuna opera ricadente in mare (aerogeneratori, stazione elettrica di trasformazione, cavi di collegamento) interessa aree o beni oggetto di tutela ai sensi degli artt. 142, 136, 143, comma 1, lettera d), e 157 del D.lgs 142/2004;**
- **Gli aerogeneratori, che costituiscono gli elementi del progetto che per la loro altezza possono avere rilevanti implicazioni paesaggistiche, come si specificherà di seguito risultano anche esterni ad aree contermini a Immobili e Aree oggetto di tutela paesaggistica;**
- **Le uniche opere interferenti con aree e beni oggetto di tutela paesaggistica sono:**
 - **l'elettrodotto terrestre interrato di collegamento alla RTN**, che attraversa i 300 m di protezione della fascia costiera, una zona di notevole interesse pubblico, corsi d'acqua e in corrispondenza di questi ultimi, delle fasce ripariali perimetrate come boschi);
 - **un breve tratto della strada di servizio di accesso alla Stazione Utente, che ricade in una fascia di rispetto di un corso d'acqua.**

Come si esplicherà nel dettaglio nei capitoli che seguono, nei tratti interferenti, le modalità di realizzazione delle opere (interramento e in alcuni tratti perforazione teleguidata) fanno sì che non si determini alcuna alterazione né della morfologia, né della vegetazione e né dell'aspetto esteriore dei luoghi.

Il progetto rientra comunque tra gli interventi di grande impegno territoriale, così come definite al Punto 4 dell'Allegato Tecnico del DPCM 12/12/2005 (*opere di carattere areale del tipo Impianti per la produzione energetica, di termovalorizzazione, di stoccaggio*), per i quali va comunque verificata la compatibilità paesaggistica.

Al fine della verifica complessiva di compatibilità paesaggistica del progetto, si possono considerare anche alcune potenziali interferenze indirette generate dagli aerogeneratori, legate agli aspetti percettivi e relative alle aree contermini in cui ricadono Immobili e Aree soggetti a tutela paesaggistica.

Per la definizione dell'area contermini, non essendoci normative o linee guida specifiche sugli impianti eolici offshore, l'unico riferimento rimangono le Linee Guida Ministeriali del 2010 e dell'Allegato 4 elaborato dal MIC incentrato sul corretto inserimento degli impianti eolici nel paesaggio, secondo cui **si considerano localizzati in aree contermini a beni soggetti a tutela, gli impianti eolici ricadenti nell'ambito distanziale pari a 50 volte l'altezza massima fuori terra degli aerogeneratori.**

Nel caso in esame il raggio del buffer pari a 50 volte l'altezza degli aerogeneratori sarebbe di 10,5 e 11 km, relativamente al range di altezza compreso tra 210 e 220 m a seconda della lunghezza della torre.

Nel LAYOUT A la distanza minima degli aerogeneratori da aree oggetto di tutela Paesaggistica è pari a 11,2 km, e quindi l'impianto risulta in ogni caso esterno al buffer di 50 volte la propria altezza massima.

Nel LAYOUT B alternativo, la distanza minima da aree oggetto di tutela Paesaggistica è pari a 16,6 km e quindi l'impianto risulta in ogni caso notevolmente esterno al buffer di 50 volte la propria altezza massima.

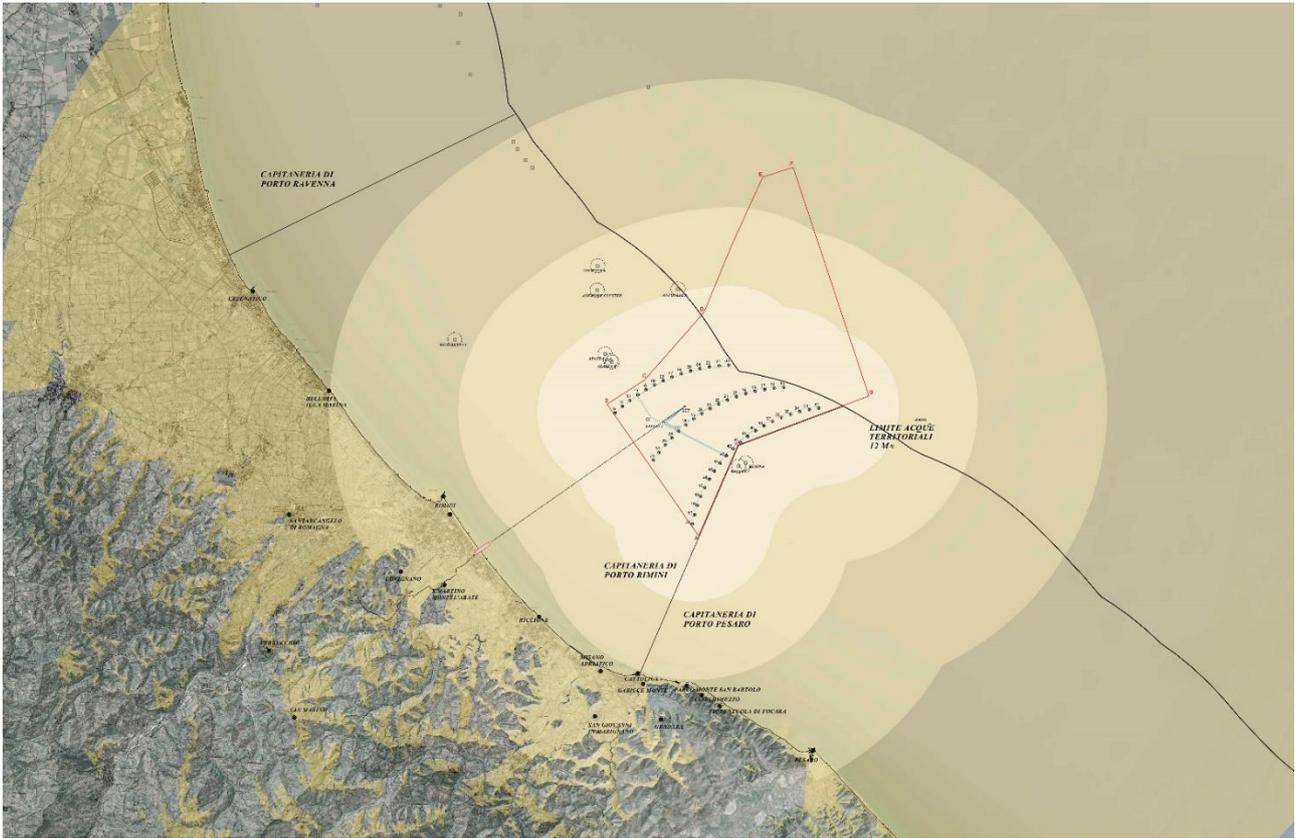


Figura 6.14 – Mappa di intervisibilità. LAYOUT A; i colori indicano distanze dagli aerogeneratori pari a 5,5, 11 e 20 Km

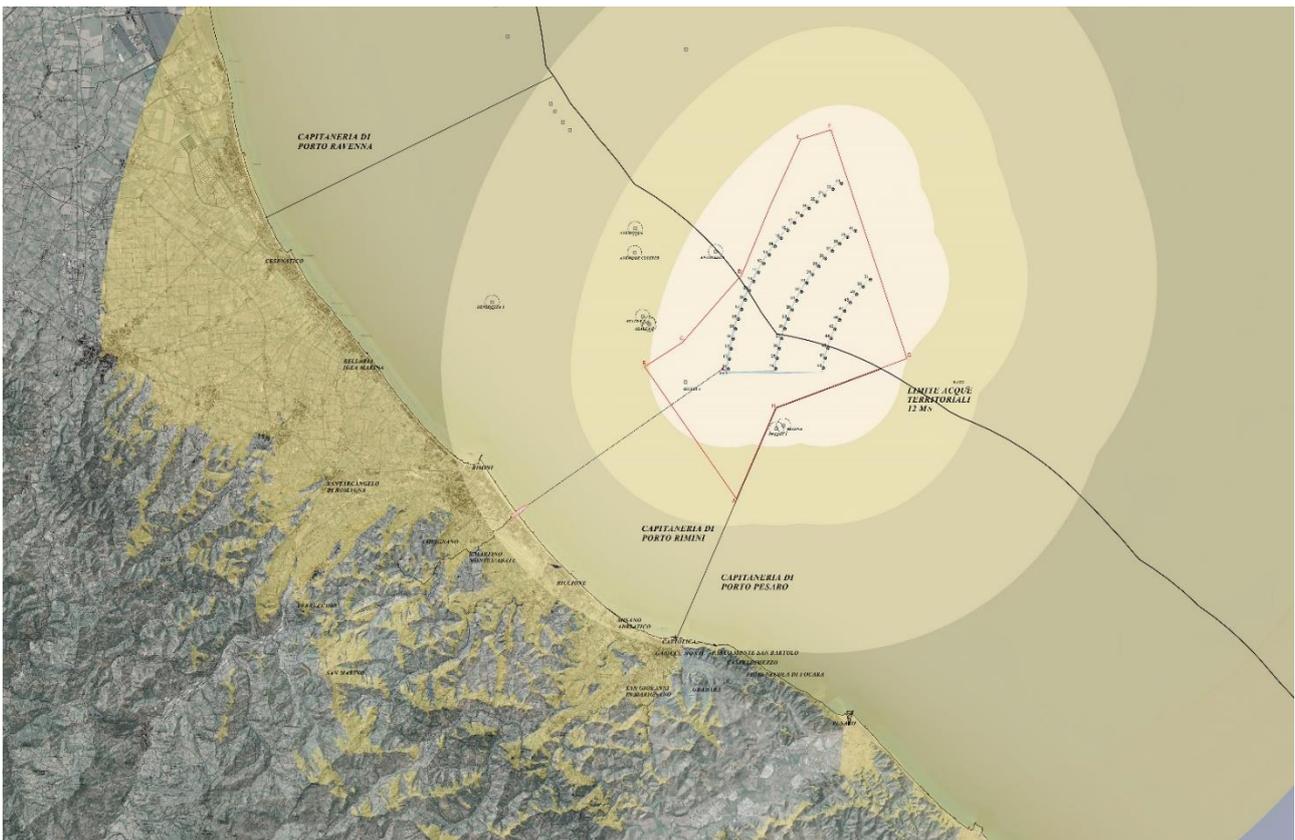


Figura 6.15 – Mappa di intervisibilità. LAYOUT B>; i colori indicano distanze dagli aerogeneratori pari a 5,5, 11 e 20 Km

7 PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE

Come premesso il capitolo riporta una sintetica disamina dei principali strumenti di pianificazione vigenti a scala territoriale e accerta la conformità del progetto con le norme derivanti dalle principali fonti legislative di rango primario (Leggi Ordinarie, Leggi Regionali, altri atti aventi forza di legge quali Decreti Ministeriali e Decreti Legislativi) con particolare riferimento ai piani sovraordinati che governano gli paesaggistici, l'assetto idrogeologico e urbanistico.

Rispetto agli strumenti di pianificazione e tutela esaminati, in calce ad ogni paragrafo viene affrontata la verifica di coerenza Opera/Piano e di compatibilità in relazione alle specifiche norme che regolano la trasformazioni delle aree oggetto di pianificazione.

In merito agli strumenti di tutela e ai vincoli operanti in materia di aree naturali protette e di aree e beni di interesse archeologico, culturale e paesaggistico, la puntuale disamina e verifica di conformità del progetto alle specifiche norme è trattata nella PARTE TERZA dello Studio di Impatto Ambientale, in stretta connessione con la descrizione delle precipue caratteristiche dell'area di intervento e del contesto costiero in cui ricadono le opere oggetto di Valutazione di Impatto Ambientale.

La trattazione dei rapporti di conformità riguardanti legislazioni che normano effetti misurabili e direttamente connessi a fenomeni potenzialmente determinati dalle azioni di progetto, **come ad esempio la normativa sull'inquinamento elettromagnetico, sull'impatto acustico, sulla pubblica incolumità rispetto agli effetti sismici, sulla gestione delle terre e rocce da scavo**, troverà più pertinente trattazione all'interno di quelle parti dello Studio di Impatto Ambientale (PARTE QUINTA) e delle relazioni specialistiche allegate allo SIA, nelle quali detti fenomeni e normative di riferimento sono indagati.

Il principale strumento che disciplina gli aspetti di pianificazione territoriale in Emilia-Romagna è la **Legge regionale 21 dicembre 2017, n.24** _ Disciplina regionale sulla tutela e l'uso del territorio _ che ha completamente rivisitato la materia sino a tale data regolata dalla Legge 20 del 24/03/2000.

La nuova legge urbanistica è entrata in vigore il 1 gennaio 2018

Le principali finalità e l'architettura della disciplina sono le seguenti.

La legge stabilisce la disciplina regionale in materia di governo del territorio, in conformità ai principi fondamentali della legislazione statale e nel rispetto dell'ordinamento europeo e della potestà legislativa esclusiva dello Stato in materia di tutela dell'ambiente, dell'ecosistema e dei beni culturali, in materia di ordinamento civile e penale e del regime della proprietà, nonché in materia di tutela della concorrenza.

La legge disciplina, altresì, i livelli minimi essenziali dei sistemi delle infrastrutture, delle attrezzature urbane e territoriali nonché dei servizi che devono essere garantiti in tutto il territorio regionale.

Il governo del territorio, inteso quale insieme delle attività di analisi, valutazione, programmazione, regolazione, controllo e monitoraggio degli usi e delle trasformazioni del territorio e degli effetti delle politiche socio-economiche su di esso incidenti, è esercitato dai Comuni e loro Unioni, dalla Città metropolitana di Bologna, dai soggetti di area vasta e dalla Regione, perseguendo la sostenibilità, l'equità e la competitività del sistema sociale ed economico, ed il soddisfacimento dei diritti fondamentali delle attuali e future generazioni inerenti in particolare alla salute, all'abitazione ed al lavoro, e nel rispetto dei seguenti obiettivi:

- a) contenere il consumo di suolo quale bene comune e risorsa non rinnovabile che esplica funzioni e produce servizi ecosistemici, anche in funzione della prevenzione e della mitigazione degli eventi di dissesto idrogeologico e delle **strategie di mitigazione e di adattamento ai cambiamenti climatici**;
- b) favorire la rigenerazione dei territori urbanizzati e il miglioramento della qualità urbana ed edilizia, con particolare riferimento **all'efficienza nell'uso di energia e risorse fisiche**, alla performance ambientale dei manufatti e dei materiali, alla salubrità ed al comfort degli edifici, alla conformità alle norme antisismiche e di sicurezza, alla qualità ed alla vivibilità degli spazi urbani e dei quartieri, alla promozione degli interventi di edilizia residenziale sociale e delle ulteriori azioni per il soddisfacimento del diritto all'abitazione di cui alla legge regionale 8 agosto 2001, n. 24 (Disciplina generale dell'intervento pubblico nel settore abitativo);
- c) tutelare e valorizzare il territorio nelle sue caratteristiche ambientali e paesaggistiche favorevoli al benessere umano ed alla conservazione della biodiversità;
- d) tutelare e valorizzare i territori agricoli e le relative capacità produttive agroalimentari, salvaguardando le diverse vocazioni tipiche che li connotano;
- e) contribuire alla tutela ed alla valorizzazione degli elementi storici e culturali del territorio regionale;
- f) promuovere le condizioni di attrattività del sistema regionale e dei sistemi locali, per lo sviluppo, l'innovazione e la competitività delle attività produttive e terziarie;
- g) promuovere maggiori livelli di conoscenza del territorio e del patrimonio edilizio esistente, per assicurare l'efficacia delle azioni di tutela e la sostenibilità degli interventi di trasformazione.

L'architettura della Legge Regionale 24/2017, per assicurare il raggiungimento di tali finalità, individua e norma i seguenti strumenti di Governo del territorio:

Pianificazione Territoriale:

- **Piano Territoriale Regionale (PTR)**, normato dall'art. 40;
- **Piano Territoriale Metropolitano (PTM)**, normato dall'Art. 41;
- **Piano territoriale di area vasta (PTAV)**, normato dall'Art. 42;

Tutela e Valorizzazione del Paesaggio:

- **Piano territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR)**, normato dall'Art. 64 e seguenti.

Pianificazione Comunale

- **Piano Urbanistico Generale (PUG)**, normato dall'Art. 31 e seguenti

Secondo l'architettura della struttura normativa regionale relativa al Governo del Territorio, a Regione, le Province e i Comuni attraverso la pianificazione e l'adozione del proprio piano regolano la scala di interessi relativa all'ambito territoriale di propria competenza.

La pianificazione territoriale consente di esplicitare la visione di sviluppo sostenibile che si basa sulla integrazione, valorizzazione e rigenerazione delle potenzialità economiche, sociali ed ambientali proprie dei territori e delle aree urbane che costituiscono il capitale territoriale della regione.

Ai sensi dell'art 76 della Legge 24/2017, La Regione, la Città metropolitana di Bologna e i soggetti di area vasta (Province, Unioni dei Comuni) adeguano i propri strumenti di pianificazione territoriale alle previsioni della legge entro 3 anni dalla data di entrata in vigore della stessa.

La Legge disciplina la vigenza degli strumenti urbanistici previgenti e norma le modalità di adeguamento degli strumenti di governo del territorio adottati e approvati ai sensi della Legge 20/2000.

In particolare, stabilisce che le previsioni dei PTCP approvati ai sensi della legge regionale n. 20 del 2000 conservano efficacia fino all'entrata in vigore del PTM e dei PTAV, limitatamente ai contenuti attribuiti dalla presente legge e dalla legislazione vigente ai piani territoriali generali, metropolitani e di area vasta.

Di seguito si riporta una breve disamina dei soli Strumenti di Governo del Territorio sopra citati che possano avere attinenza con il progetto in esame, e in particolare il PTPR, il PTCP e il PSC e il RUE del Comune di Rimini, unico comune costiero interessato direttamente dalle opere terrestri di connessione dell'impianto alla RTN.

7.1 PIANO TERRITORIALE REGIONALE (PTR)

La Legge Urbanistica Regionale n. 24 del 2017, all'articolo 40, prevede che la Regione si doti di un unico piano generale, denominato **Piano Territoriale Regionale (PTR)**, caratterizzato dall'integrazione di una **componente strategica** e una **strutturale**.

Il PTR ricomprende e coordina, in un unico strumento di pianificazione relativo all'intero territorio regionale, la disciplina per la tutela e la valorizzazione del paesaggio e il **Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR)**, quale piano urbanistico-territoriale avente specifica considerazione dei valori paesaggistici, storico-testimoniali, culturali, naturali, morfologici ed estetici, e la componente territoriale del **Piano Regionale Integrato dei Trasporti (PRIT)**.

Il **Piano Territoriale Regionale (PTR)**, ai sensi dell'articolo 23 della L.R. 20/2000 è lo **strumento di programmazione** con il quale la Regione definisce gli obiettivi per assicurare lo **sviluppo** e la **coesione sociale**, accrescere la **competitività** del sistema territoriale regionale, garantire la riproducibilità, la qualificazione e la **valorizzazione delle risorse** sociali ed ambientali.

Il PTR vigente nasce con la finalità di offrire una visione d'insieme del futuro della società regionale, verso la quale orientare le scelte di programmazione e pianificazione delle istituzioni, e una cornice di riferimento per l'azione degli attori pubblici e privati dello sviluppo dell'economia e della società regionali.

Per tale ragione, è prevalente la **visione di un PTR non immediatamente normativo**, che favorisce l'innovazione della governance, in un rapporto di collaborazione aperta e condivisa con le istituzioni territoriali.

Il PTR è stato approvato dall'Assemblea legislativa con delibera n. 276 del 3 febbraio 2010 ai sensi della legge regionale n. 20 del 24 marzo 2000.

La **componente strategica del PTR** attiene alla definizione degli obiettivi, indirizzi e politiche che la Regione intende perseguire per garantire la tutela del valore paesaggistico, ambientale, culturale e sociale del suo territorio e per assicurare uno sviluppo economico e sociale sostenibile ed inclusivo, che accresca insieme la competitività e la resilienza del sistema territoriale regionale e salvaguardi la riproducibilità delle risorse.

I contenuti strategici del PTR costituiscono il riferimento necessario per il sistema della pianificazione di area vasta e locale e per i piani settoriali regionali aventi valenza territoriale.

Nella **componente strutturale del PTR** sono individuati e rappresentati i sistemi paesaggistico, fisico-morfologico, ambientale, storico-culturale che connotano il territorio regionale nonché le infrastrutture, i servizi e gli insediamenti che assumono rilievo strategico per lo sviluppo dell'intera comunità regionale, e sono stabilite prescrizioni ed indirizzi per definire le relative scelte di assetto territoriale.

Il **PTR** assume, per gli aspetti a valenza territoriale, la **Strategia regionale di sviluppo sostenibile**, con la quale detta il quadro di riferimento per la **Valsat** dei piani e programmi territoriali e urbanistici disciplinati dalla Legge regionale urbanistica.

In coerenza con gli obiettivi e le operazioni del Programma di sviluppo rurale (PSR), il PTR detta inoltre la disciplina generale per la qualificazione e lo sviluppo paesaggistico ed ambientale del territorio rurale.

Nelle more dell'elaborazione del nuovo Piano Territoriale Regionale, rimangono in vigore i precedenti strumenti di pianificazione territoriale regionale:

- il **Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR)** del 1993, ad oggi in fase di adeguamento al Codice dei beni culturali e del paesaggio, Dlgs n.42/2004
- il **Piano Regionale Integrato dei Trasporti (PRIT 98)** del 1999, ad oggi in fase di aggiornamento
- il **Piano Territoriale Regionale (PTR)**, approvato dall'Assemblea legislativa con delibera n. 276 del 3 febbraio 2010

7.2 PIANO TERRITORIALE PAESAGGISTICO REGIONALE (PTPR)

La Legge Urbanistica Regionale n. 24 del 2017, all'articolo 64 comma 1 dispone che:

“La componente paesaggistica del PTR, denominata Piano territoriale paesaggistico regionale (PTPR), definisce gli obiettivi e le politiche di tutela e valorizzazione del paesaggio, con riferimento all'intero territorio regionale, quale piano urbanistico territoriale avente specifica considerazione dei valori paesaggistici, storico-testimoniali, culturali, naturali, morfologici ed estetici.

*Il PTPR, in considerazione delle caratteristiche paesaggistiche, naturali e culturali del territorio regionale, individua i sistemi, le zone e gli elementi territoriali meritevoli di tutela, in quanto costituiscono gli aspetti e i riferimenti strutturanti del territorio, e stabilisce per ciascuno di essi la normativa d'uso per la tutela dei caratteri distintivi. **La disciplina del PTPR è integrata dalle specifiche prescrizioni di tutela degli immobili e delle aree di notevole interesse pubblico”.***

Il PTPR, sulla base del riconoscimento e della condivisione dei caratteri connotativi del territorio, nonché delle dinamiche di sviluppo dello stesso, individua gli ambiti paesaggistici costituiti da un insieme eterogeneo di elementi, contesti e parti di territorio regionale unitariamente percepiti che costituiscono quadro di riferimento cogente per assicurare la coerenza delle politiche generali e settoriali, dei programmi di sviluppo, dei progetti e delle azioni per il governo del territorio con le caratteristiche dei diversi paesaggi regionali.

Il PTPR individua per ciascun ambito obiettivi di qualità paesaggistica...

Il PTPR, sulla base dei valori paesaggistici indicati e dei livelli di tutela definiti dalle norme nazionali e regionali e delle linee guida attuative dell'articolo 12, comma 10, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità), individua le aree del territorio regionale non

idonee alla localizzazione di specifiche tipologie di impianti tecnologici di produzione e trasporto di energia e le aree sottoposte a peculiari limitazioni.

[Omissis]".

La Regione non dispone di un PTPR redatto secondo la Legge Regionale 24/2017 ma è attualmente impegnata insieme al MIC nel processo di adeguamento del PTPR vigente al Codice dei beni culturali e del paesaggio (D.Lgs. 42/2004); vige attualmente il PTPR approvato nel 1993, di cui si dirà di seguito.

Con riferimento alla pianificazione paesaggistica, **la Regione Emilia Romagna ha approvato Il PTPR con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 1338 del 28/01/1993 e ss.mm.ii.; il PTPR rappresenta il primo vero piano paesaggistico operante in Italia.**

Il Piano territoriale paesistico regionale (PTPR) è parte tematica del Piano territoriale regionale (PTR) e si pone come riferimento centrale della pianificazione e della programmazione regionale dettando regole e obiettivi per la conservazione dei paesaggi regionali.

L'art. 40-quater della Legge Regionale 20/2000, previgente Disciplina generale sulla tutela e uso del territorio, introdotto con la L. R. n. 23 del 2009, affida al Piano Territoriale Paesistico Regionale il compito di definire gli obiettivi e le politiche di tutela e valorizzazione del paesaggio, con riferimento all'intero territorio regionale, quale piano urbanistico-territoriale avente specifica considerazione dei valori paesaggistici, storico-testimoniali, culturali, naturali, morfologici ed estetici.

Il piano paesistico regionale influenza le strategie e le azioni di trasformazione del territorio sia attraverso la definizione di un **quadro normativo di riferimento** per la pianificazione provinciale e comunale, sia mediante singole **azioni di tutela e di valorizzazione** paesaggistico-ambientale.

Gli operatori ai quali il Piano si rivolge sono:

- la Regione, nella sua attività di pianificazione territoriale e di programmazione generale e di settore;
- le Province, che nell'elaborazione dei Piani territoriali di coordinamento provinciale (PTCP), assumono ed approfondiscono i contenuti del PTPR nelle varie realtà locali;
- i Comuni che garantiscono la coesione tra tutela e sviluppo attraverso i loro strumenti di pianificazione generale; gli operatori pubblici e privati le cui azioni incidono sul territorio.

Il Piano persegue i seguenti obiettivi, determinando specifiche condizioni ai processi di trasformazione ed utilizzazione del territorio:

- conservare i connotati riconoscibili della vicenda storica del territorio nei suoi rapporti complessi con le popolazioni insediate e con le attività umane;
- garantire la qualità dell'ambiente, naturale ed antropizzato, e la sua fruizione collettiva;
- assicurare la salvaguardia del territorio e delle sue risorse primarie, fisiche, morfologiche e culturali;
- individuare le azioni necessarie per il mantenimento, il ripristino e l'integrazione dei valori paesistici e ambientali, anche mediante la messa in atto di specifici piani e progetti.

Per l'attuazione delle finalità di cui al precedente articolo 1, il presente Piano detta disposizioni, riferite all'intero territorio regionale, costituenti:

- indirizzi;

- direttive;
- prescrizioni.

Gli indirizzi costituiscono norme di orientamento per l'attività di pianificazione e programmazione della Regione, delle Province, dei Comuni, nonché degli altri soggetti interessati dal presente Piano.

I predetti strumenti di pianificazione e di programmazione, regionali o subregionali e le varianti degli stessi provvedono ad una loro adeguata interpretazione ed applicazione alle specifiche realtà locali interessate, tenendo conto anche delle unità di paesaggio.

Le direttive costituiscono norme operative che debbono essere osservate nell'attività di pianificazione e di programmazione regionale o subregionale, nonché per gli atti amministrativi regolamentari regionali o subregionali.

Le prescrizioni costituiscono norme vincolanti, relative a sistemi, zone ed elementi esattamente individuati e delimitati dalle tavole di cui alle lettere b., d., ed e. del precedente articolo 3, ovvero esattamente individuabili in conseguenza delle loro caratteristiche fisiche distintive, che prevalgono automaticamente nei confronti di qualsiasi strumento di pianificazione, di attuazione della pianificazione e di programmazione regionale o subregionale e sono immediatamente precettive.

I paesaggi regionali sono definiti mediante le Unità di Paesaggio; il PTPR articola il territorio regionale in 23 "unità di paesaggio", parti del territorio individuate sulla base di comuni caratteri fisico-geografici e connotate da specifiche modalità evolutive.

Il progetto, esclusivamente per la parte terrestre relativa alle opere di connessione alla RTN, rientra nelle Unità di paesaggio n. 2 "Costa sud" n. 12 "Collina della Romagna Centro Meridionale".

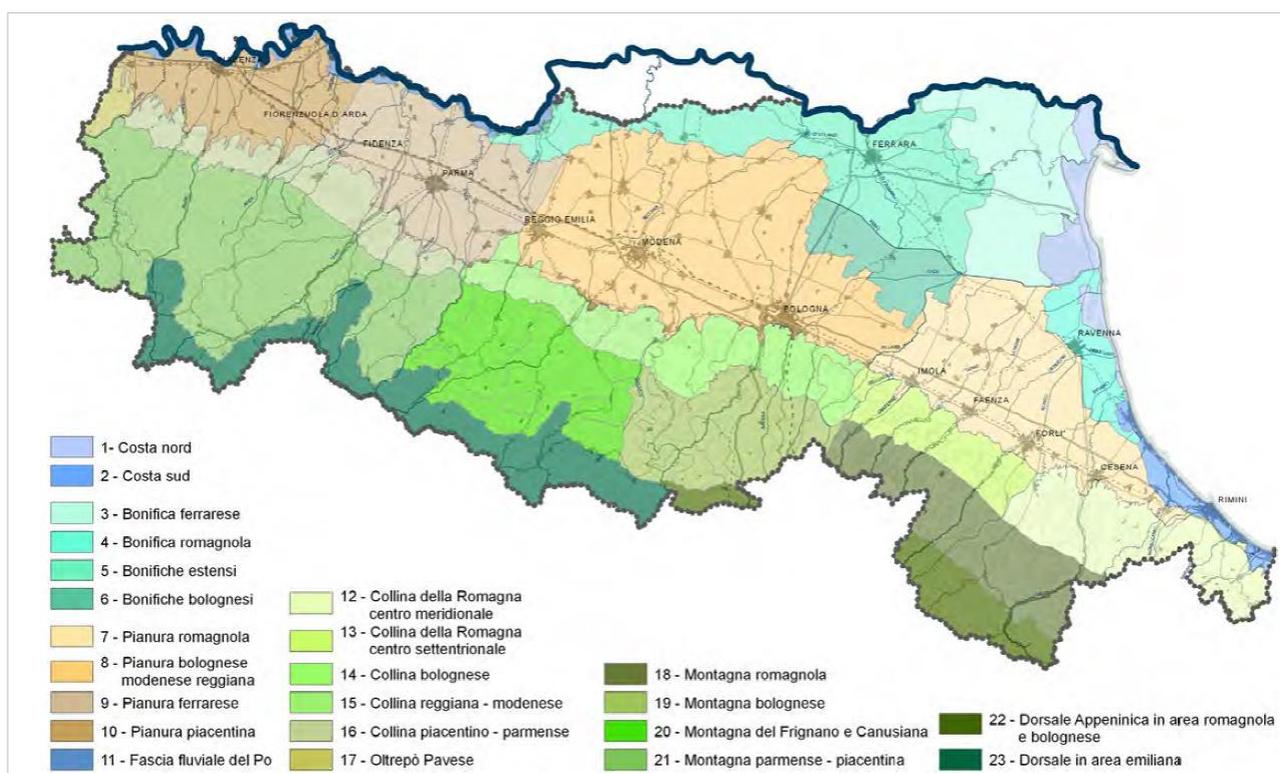


Figura 7.1 –Unità di Paesaggio individuate dal PTPR

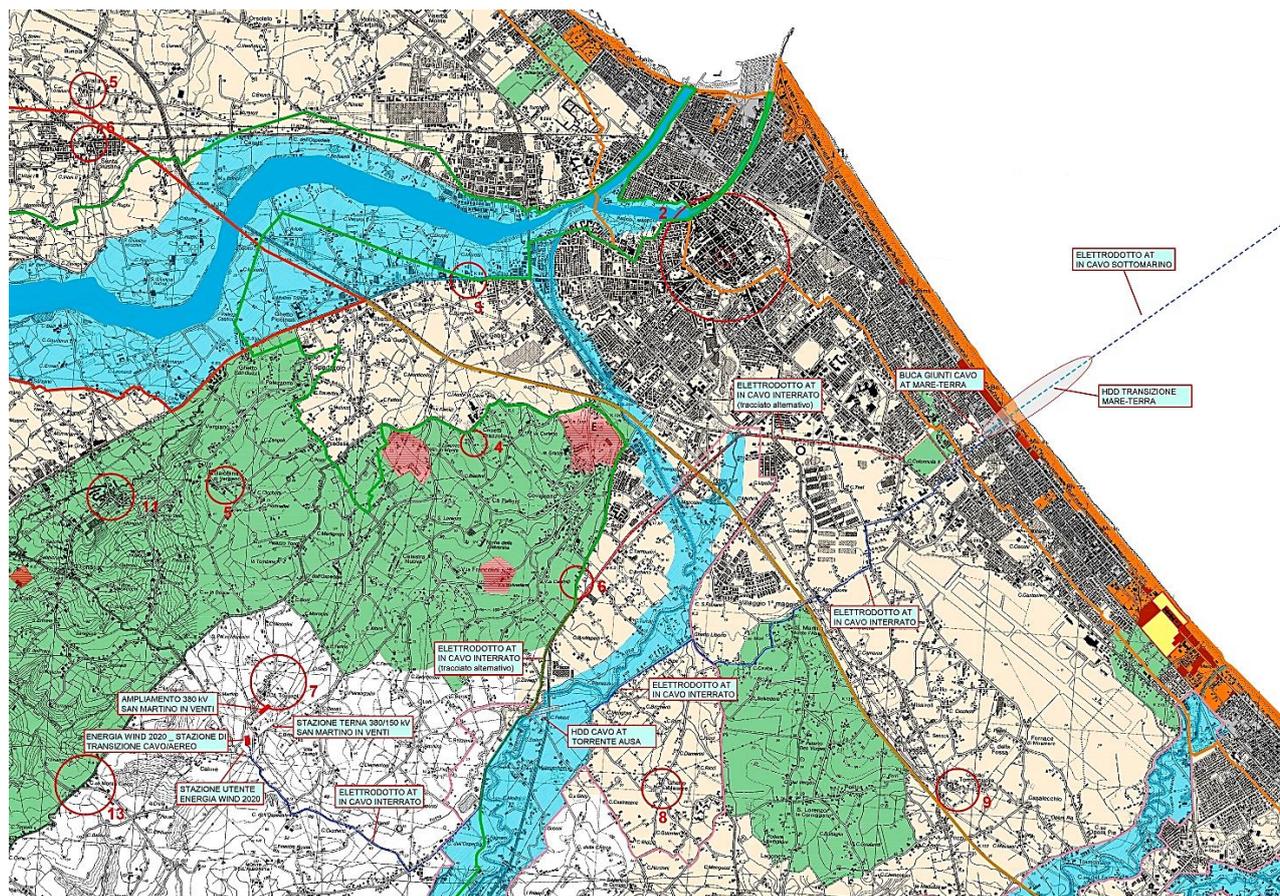


Figura 7.2 – Carta delle Tutele del PTPR (stralcio elaborato di progetto OWFRMN_V2-SC1-15_PTPR)

Come si evince dalla figura precedente:

- **In Area Marina** il PTPR non esplica le proprie competenze e pertanto non sono presenti contesti interessati da livelli di tutela paesaggistica o ambientale;
- **A terra**, le uniche opere interferenti si riferiscono alla buca giunti e all’elettrodotto interrato 380 kV di collegamento alla SE TERNA 380/150 kV San Martino in Venti, mentre la Stazione Elettrica di Transizione Cavo_Aereo e la strada di accesso, il breve tratto di linea aerea e lo Stallo 380 kV, compresa l’area di ampliamento della Stazione TERNA esistente San Martino in Venti, non interessano contesti oggetto di tutela; l’elettrodotto in cavo 380 kV (tracciato prioritario), prevalentemente interrato sotto strade esistenti, attraversa o ricade nelle aree e contesti seguenti (elencati in ordine rispetto agli articoli delle NTA del PTPR):
 - a. Sistema collinare, disciplinato dall’art. 9 delle NTA.
 - b. Sistema costiero, in attraversamento per 800 m, di cui 500 m in HDD (Horizontal Directional Drilling a una profondità di circa 35 m dal piano campagna) disciplinato dall’art. 12 delle NTA;
 - c. Zone di riqualificazione della costa e arenile, in HDD (Horizontal Directional Drilling a una profondità di circa 35 m dal piano campagna), disciplinate dall’art. 13 delle NTA;
 - d. Zone Urbanizzate ambito costiero e ambiti di qualificazione immagine turistica, in HDD (Horizontal Directional Drilling a una profondità di circa 35 m dal piano campagna) disciplinate dall’art. 14 delle NTA;

- e. Zone di tutela ambientale di laghi, bacini e corsi d'acqua (Torrente Ausa e bracci affluenti) disciplinate dall'art. 17 delle NTA (il tracciato preferenziale del cavidotto attraversa la zona per circa 800 m di cui 380 in HDD per bypassare il corso d'acqua; il tracciato alternativo attraversa la zona in due tratti di 270 e 340 m;
- f. Invasi e alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua (Torrente Ausa), disciplinati dall'art. 18 delle NTA;
- g. Zone di interesse paesaggistico (attraversamento per circa 1200 m da parte del tracciato preferenziale del cavidotto interrato della località Monte l'Abate), disciplinate dall'art. 19 delle NTA;
- h. Zone di Tutela dei corpi idrici superficiali e sotterranei, disciplinate dall'art. 28 delle NTA;

7.2.1 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO

Per la verifica di compatibilità del progetto, in relazione alla tipologia di opere e alle modalità di realizzazione, in via generale è opportuno richiamare che **l'area ubicazione della centrale eolica non ricade in alcuna area oggetto di tutela paesaggistica né tra gli Immobili o Aree dichiarati di notevole interesse pubblico individuati ai sensi dell'Art. 136 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio.**

Nel merito delle specifiche norme del PTPR, si considera quanto segue.

➤ **Secondo l'art. 9 Comma 3, che disciplina il Sistema Collinare:**

*"Nell'ambito dei sistemi di cui al primo comma, fermo sempre restando il rispetto delle specifiche disposizioni dettate dal presente Piano per determinate zone ed elementi ricadenti entro la loro delimitazione, vale la prescrizione per cui **la realizzazione di infrastrutture ed attrezzature comprese fra quelle appresso indicate è subordinata alla loro previsione mediante strumenti di pianificazione nazionali, regionali od infraregionali o, in assenza, alla valutazione di impatto ambientale secondo le procedure eventualmente previste dalle leggi vigenti, fermo restando l'obbligo della sottoposizione alla valutazione di impatto ambientale delle opere per le quali essa sia richiesta da disposizioni comunitarie, nazionali o regionali:***

- *omissis*
- **sistemi tecnologici per il trasporto dell'energia e delle materie prime e/o dei semilavorati;**
- *omissis....".*

In relazione all'art. 9, si considera che le opere di connessione alla RTN sono interrate, attraversano il centro urbano di Rimini o comunque zone antropizzate e sono ubicate lungo viabilità esistente; sono altresì considerate di pubblica utilità da norme statali vigenti.

Ad ogni modo le stesse sono sottoposte, in quanto opere connesse alla centrale eolica, alla Valutazione di Impatto Ambientale e pertanto, al netto delle valutazioni di merito, risultano ammissibili ai sensi del PTPR.

➤ **In relazione all'art. 12, che disciplina il Sistema costiero, secondo il comma 2, valgono le medesime prescrizioni dell'art. 9 comma 3 sopra richiamate e pertanto si confermano le relative deduzioni precedentemente esposte; si aggiunge che il sistema costiero è attraversato dal cavo 380 kV**

interamente con la tecnica della HDD senza produrre alcuna modifica né morfologica e né dell'aspetto esteriore dei luoghi.

- **In relazione all'art. 13 che disciplina le Zone di riqualificazione della costa e dell'arenile**, non vi sono prescrizioni che possano limitare la tipologia di interventi proposti nei tratti di attraversamento; valgono in ogni caso le stesse considerazioni fatte per il sistema costiero.
- **In relazione all'art. 14 che disciplina le Zone Urbanizzate in ambito costiero e gli ambiti di qualificazione immagine turistica** (che coincidono con gli ambiti di cui ai precedenti artt. art. 12 e 13), analogamente non vi sono prescrizioni che possano limitare la tipologia di interventi proposti nei tratti di attraversamento; la tecnica di HDD garantisce circa la compatibilità dell'intervento.
- **In relazione all'art. 17 che disciplina le Zone di tutela ambientale di laghi, bacini e corsi d'acqua**, ai sensi del comma 5,

"... i sistemi tecnologici per il trasporto dell'energia e delle materie prime e/o dei semilavorati, rientrano nella categoria di opere ammissibili qualora siano previste in strumenti di pianificazione nazionali, regionali o provinciali.

I progetti di tali opere dovranno verificarne oltre alla fattibilità tecnica ed economica, la compatibilità rispetto alle caratteristiche ambientali e paesaggistiche del territorio interessato direttamente o indirettamente dall'opera stessa, con riferimento ad un tratto significativo del corso d'acqua e ad un adeguato intorno, anche in rapporto alle possibili alternative.

Detti progetti dovranno essere sottoposti alla valutazione di impatto ambientale, qualora prescritta da disposizioni comunitarie, nazionali o regionali".

A riguardo, valgono le medesime considerazioni fatte a commento degli artt. precedenti, ricordando che le uniche interferenze sono relative all'attraversamento del cavo 380 kV interrato lungo viabilità esistente.

- **In relazione all'art. 18 che disciplina gli Invasi e alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua**, ai sensi del comma 2:

"... Sono ammesse esclusivamente, nel rispetto di ogni altra disposizione di legge o regolamento in materia, e comunque previo parere favorevole dell'ente od ufficio preposto alla tutela idraulica:

la realizzazione delle opere connesse alle infrastrutture ed attrezzature di cui ai commi quinto, sesto e settimo nonché alle lettere c., e. ed f. dell'ottavo comma, del precedente articolo 17, fermo restando che per le infrastrutture lineari e gli impianti, non completamente interrati, può prevedersi esclusivamente l'attraversamento in trasversale.

In relazione a tali prescrizioni, in funzione del parere dell'Autorità di Bacino competente si considera che le opere sono completamente interrate lungo viabilità esistente e in ogni caso nei tratti in attraversamento del Torrente Ausa, per bypassare l'alveo si procederà con la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC); per altre aste del reticolo idrografico minore, qualora gli enti proprietari della strada non dovessero consentire staffaggi della condotta elettrica sui ponti esistenti si procederà analogamente con la TOC; lo studio di compatibilità idraulica conferma la compatibilità dell'opera, rispetto al regime idraulico del corso d'acqua, che viene bypassato a circa 2 metri sotto l'alveo (§ OWFRMN_V2-SC2-07_REL-IDROLOGICA-E-IDRAULICA).

- **in relazione all'art. 19 che disciplina le Zone di interesse paesaggistico**, secondo il comma 3 le opere infrastrutturali risultano ammissibili alle condizioni già richiamate per l'art. 9 precedentemente affrontato; l'attraversamento in interrato lungo viabilità esistente garantisce circa il mantenimento delle attuali condizioni morfologiche e dell'aspetto esteriore dei luoghi.
- **In relazione all'art. 28 che disciplina le Zone di Tutela dei corpi idrici superficiali e sotterranei**, non vi sono prescrizioni che possano limitare la tipologia di interventi proposti nei tratti di attraversamento.

Per quanto accertato, si sottolinea che le modalità di attraversamento delle aree tutelate dal PTPR (Zone di interesse paesaggistico (fascia costiera e reticolo idrografico) da parte delle condotte elettriche interrate sotto strada esistente, garantiscono una sostanziale compatibilità dell'intervento, fatte salve specifiche valutazioni o prescrizioni che potrebbero pervenire nell'ambito del procedimento di VIA da parte di enti competenti.

7.3 PIANO TERRITORIALE DI COORDINAMENTO PROVINCIALE (PTCP)

La Legge regionale 21 dicembre 2017 n.24, come premesso nell'introduzione del Capitolo 5, stabilisce che le previsioni dei PTCP approvati ai sensi della legge regionale n. 20 del 2000 conservano efficacia fino all'entrata in vigore del PTM e dei PTAV, limitatamente ai contenuti attribuiti dalla presente legge e dalla legislazione vigente ai piani territoriali generali, metropolitani e di area vasta.

In assenza del Piano Territoriale di Area Vasta (PTAV) previsto dalla Legge Regionale (Art. 42), vige il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale della Provincia di Rimini, redatto secondo le disposizioni della L.R. 20/2000 e ss. mm. e ii..

Il PTCP, dando piena attuazione alle previsioni e alle normative del Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR), ha efficacia di piano territoriale con finalità di salvaguardia dei valori paesistici, ambientali e culturali del territorio, anche ai fini dell'art. 143 del D.Lgs. 22 gennaio 2004 n. 42 e costituisce, in materia di pianificazione paesaggistica il principale riferimento di coordinamento per gli strumenti di pianificazione comunali e per l'attività amministrativa attuativa.

il PTCP della Provincia di Rimini è stato approvato il 23 ottobre 2008; successivamente la Provincia di Rimini ha approvato, con la delibera di Consiglio Provinciale n. 12 del 23 aprile 2013, la variante al Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale comprensiva dell'estensione del PTCP 2007 al territorio dell'Alta Valmarecchia, del recepimento delle disposizioni vigenti in tema di tutela delle acque e della carta forestale aggiornata per tutto il territorio provinciale.

La variante ha comportato, per il territorio dell'Alta Valmarecchia, variante cartografica al Piano Territoriale Paesistico Regionale approvata dalla Assemblea Legislativa della Regione Emilia Romagna con la delibera di intesa n. 107/2013.

Con l'approvazione della variante la Provincia di Rimini dispone oggi di un piano unitario, omogeneo e coordinato con la pianificazione sovraordinata per tutto il territorio provinciale e ha definito il necessario quadro di riferimento, condiviso con la Regione Emilia Romagna, per l'adeguamento degli strumenti urbanistici dell'Alta Valmarecchia ai disposti della legge urbanistica regionale 20/2000, in attuazione dell'Accordo territoriale sottoscritto il 29 dicembre 2010.

La variante entra in vigore dalla pubblicazione dell'avviso di avvenuta approvazione sul Bollettino Ufficiale della Regione Emilia Romagna dello 8 maggio 2013.

➤ **Obiettivi, Indirizzi, Direttive e Prescrizioni del PTCP**

In definitiva il PTCP, in relazione alle tutele ambientali e paesaggistiche, ripropone anche nella nomenclatura le stesse aree e zone di attenzione identificate nel PTPR, e nelle Norme di Attuazione riporta sostanzialmente i medesimi contenuti delle Norme del PTPR.

Di seguito, si riportano le principali interazioni delle opere rispetto agli ambiti individuati dal PTCP.

In relazione al progetto, si specifica quanto segue:

- **In Area Marina** il PTCP non esplica le proprie competenze e pertanto non sono presenti contesti interessati da livelli di tutela paesaggistica o ambientale;
- **A terra**, le uniche opere interferenti si riferiscono all'elettrodotto interrato di collegamento alla SE TERNA 380/150 kV San Martino in Venti mentre la stazione utente di Transizione Cavo_Aereo nonché l'area di ampliamento della Stazione TERNA esistente in cui ricade lo Stallo 380 kV, non interessano contesti oggetto di tutela; l'elettrodotto, prevalentemente interrato sotto strade esistenti, attraversa o ricade nelle aree e contesti seguenti (elencati rispetto agli articoli delle NdA del PTCP):

Per quanto riguarda il patrimonio paesaggistico, le interazioni delle opere sono le seguenti:

- l'elettrodotto in cavo 380 kV marino attraversa con Perforazione Teleguidata HDD (Horizontal Directional Drilling), profonda circa 35 m dal livello del suolo:
 - a. Zone di riqualificazione della costa e dell'arenile (art. 5.6 del Titolo V delle NdA);
 - b. Colonie Marine (art. 5.10 del Titolo V delle NdA) al cui limite interno ricadono e la vasche di giunzione dei cavi;
 - c. Zone urbanizzate in ambito costiero e ambiti di qualificazione immagine turistica (art. 5.7 del Titolo V delle NdA);
 - d. la buca giunti di congiunzione del cavo marino con quello terrestre ricade all'esterno di aree individuate e normate dal PTCP**
- **L'elettrodotto 380 kV terrestre (tracciato preferenziale)**, interrato prevalentemente lungo viabilità ordinaria esistente urbana ed extraurbana, a partire dalla vasca giunti attraversa:
 - a. Zone di particolare interesse paesaggistico ambientale per circa 750 m (art. 5.9 del Titolo V delle NdA);
 - b. In sequenza, aree interessate dal Sistema Costiero, dall'Unità di Paesaggio della Pianura e dal Sistema collinare e dei crinali (rispettivamente artt. 1.3, 1.4. 1.2 del Titolo I della NdA);
 - c. Il corso del Torrente Ausa e relativa Zona di Tutela dei caratteri ambientali di corsi d'acqua (rispettivamente artt. 2.2 e 5.4 delle NdA) per circa 3250 m; il Torrente Ausa è attraversato con Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) lunga circa 380 m;
 - d. Aste del reticolo idrografico minore (art. 2.2 del Titolo II delle NdA);
 - e. Strade storiche extraurbane (art. 5.9 del Titolo V delle NdA);

➤ **Il tracciato alternativo, attraversa:**

- a. aree interessate dal Sistema Costiero, dall'Unità di Paesaggio della Pianura (artt. 1.3, 1.4. del Titolo I della NdA);
- b. Il corso di un fosse tributario del Torrente Ausa e relativa Zona di Tutela dei caratteri ambientali di corsi d'acqua (rispettivamente artt. 2.2 e 5.4 delle NdA) per circa 200 m;
- c. La Zona di Tutela dei caratteri ambientali di corsi d'acqua, in prossimità del Torrente Ausa, (5.4 delle NdA) per circa 150 m;
- d. Aste del reticolo idrografico minore (art. 2.2 del Titolo II delle NdA);
- e. Strade storiche extraurbane (art. 5.9 del Titolo V delle NdA);

Per quanto riguarda la valorizzazione delle aree di interesse paesaggistico e storico culturale, le interazioni delle opere sono le seguenti:

- **L'elettrodotto in cavo 380 kV marino** attraversa con Perforazione Teleguidata HDD (Horizontal Directional Drilling), profonda circa 35 m dal livello del suolo:
 - a. L'Unità di Paesaggio dell'Arenile 1.a sub e Aree Fragili dei Fiumi e dell'Arenile per progressiva perdita dei caratteri del paesaggio (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA); al limite esterno delle stesse aree ricade la buca di giunzione dei cavi 380 kV marino e terrestre;
- **L'elettrodotto 380 kV terrestre (tracciato preferenziale)**, interrato lungo viabilità ordinaria esistente urbana ed extraurbana, a partire dalla buca giunti attraversa:
 - a. L'Unità di paesaggio della piana alluvionale costiera intermedia e dei colli 2.g sub (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA);
 - b. L'Unità di paesaggio della bassa collina di Ausa, Marano e Melo 3.b sub (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA);
 - c. Aree Fragili dei Fiumi e dell'Arenile per progressiva perdita dei caratteri del paesaggio (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA) (in corrispondenza del Torrente Ausa, che viene attraversato in TOC);
- **L'elettrodotto 380 kV terrestre (tracciato alternativo)**, interrato lungo viabilità ordinaria esistente urbana ed extraurbana, attraversa:
 - d. L'Unità di paesaggio della piana alluvionale costiera intermedia e dei colli 2.g sub (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA);
 - e. L'Unità di paesaggio della bassa collina di Ausa, Marano e Melo 3.b sub (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA);
- **La stazione Utente di Transizione Cavo_aereo**, la strada di accesso, le opere di collegamento allo stallo 380 kV della Stazione TERNA 380/150 kV, ricadono nell'Unità di paesaggio della bassa collina di Ausa, Marano e Melo 3.b sub (Art. 1.4 del Titolo I delle NdA).

Per quanto riguarda gli aspetti della vulnerabilità e della sicurezza, le interazioni delle opere sono:

- **L'elettrodotto AT terrestre, interrato lungo viabilità ordinaria esistente urbana ed extraurbana, a partire dalla buca giunti attraversa:**

- a. Alvei di laghi, bacini e Corsi d'acqua _ reticolo idrografico principale e secondario (art. 2.2 delle NdA);
 - b. Aree esondabili (art. 2.3 delle NdA); l'attraversamento del Torrente Ausa e delle aree esondabili avviene, come detto, con TOC;
 - c. Depositi di versante da verificare (art. 4.1 comma 10 delle NdA) per un brevissimo tratto di 150 m e lungo viabilità esistente.
- **L'elettrodotto AT terrestre (tracciato alternativo), interrato lungo viabilità ordinaria esistente urbana ed extraurbana, attraversa:**
- a. Alvei di laghi, bacini e Corsi d'acqua _ reticolo idrografico principale e secondario (art. 2.2 delle NdA);

7.3.1 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO

In relazione alle interferenze individuate e agli articoli delle NdA che ne specificano le modalità di tutela e valorizzazione, il PTCP indica specifici **Obiettivi in relazione agli Ambiti elencati nel Titolo I e dispone Indirizzi, Direttive e Prescrizioni per gli altri ambiti.**

Le opere interferenti interessano elementi o aree indicati ai Titoli I, II e V e di seguito si riportano le Norme di riferimento e attinenti alle tipologia degli interventi in progetto.

In merito al Titolo I, Valorizzazione delle Risorse Naturali e Paesaggistiche gli attraversamenti delle opere Unità di Paesaggio sopra indicate, non precludono in alcun modo gli Obiettivi e Strumenti di valorizzazione e tutela precisati agli artt. 1.1, 1.2, 1.3, 1.4.

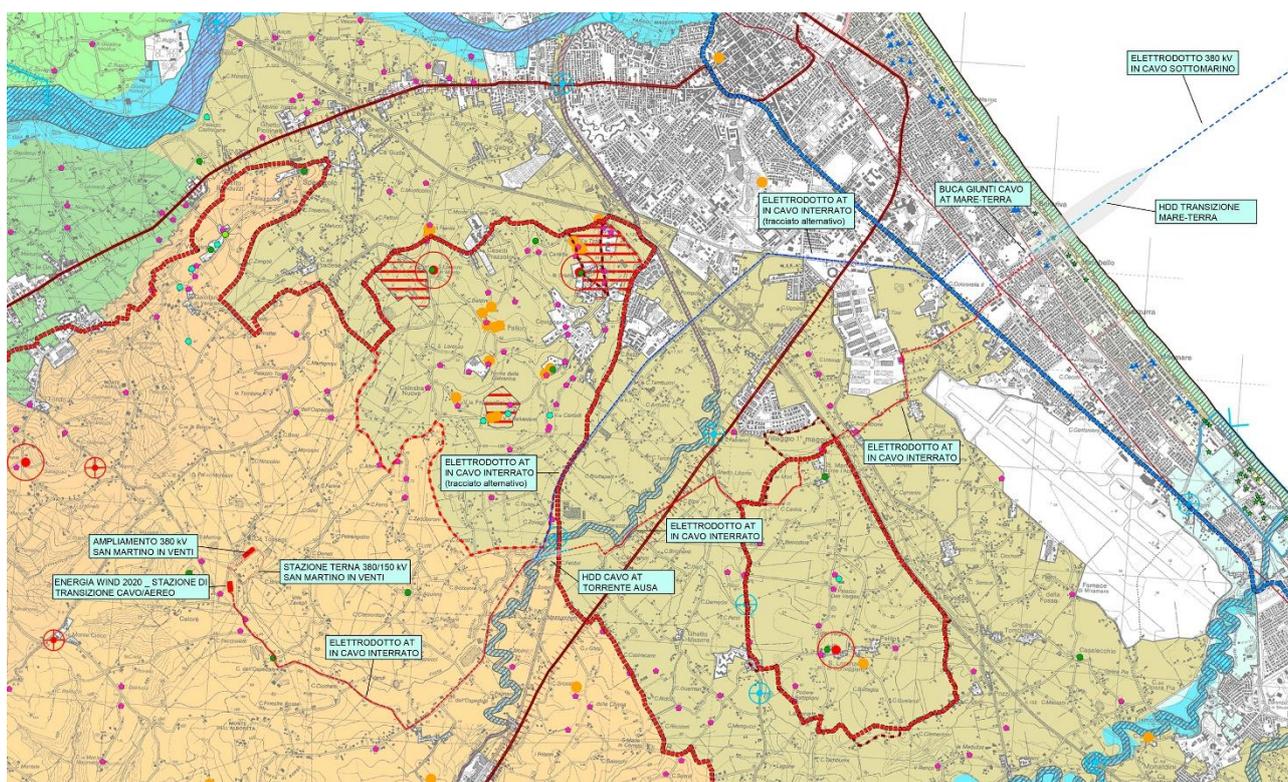


Figura 7.3 – PTCP : valorizzazione paesaggistica e storico culturale (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-17-2_PTCP)

Per quanto riguarda specifiche prescrizioni, le opere interferenti rientrano tra i **"Sistemi tecnologici per il trasporto dell'energia e delle materie prime e/o dei semilavorati"**, per le quali il PTCP, adeguandosi in toto al PTPR, prescrive che:

"[Omissis]

...

la realizzazione di infrastrutture ed attrezzature è subordinata alla loro previsione mediante strumenti di pianificazione nazionali, regionali od infraregionali o, in assenza, alla Valutazione di Impatto Ambientale secondo le procedure eventualmente previste dalle leggi vigenti, nonché la sottoposizione a valutazione di impatto ambientale delle opere per le quali essa sia richiesta da disposizioni comunitarie, nazionali o regionali..."

Le opere di connessione alla RTN sono interrato, attraversano il centro urbano di Rimini o comunque zone antropizzate e sono ubicate lungo viabilità esistente; sono altresì considerate di pubblica utilità da norme statali vigenti.

Ad ogni modo le stesse sono sottoposte, in quanto opere connesse alla centrale eolica, alla Valutazione di Impatto Ambientale e pertanto, al netto delle valutazioni di merito, **risultano ammissibili dal PTCP**.

In merito al Titolo 2 - Salvaguardia degli Ambiti a Pericolosità Idraulica, le opere interferenti con il reticolo idrografico principale e secondario non precludono in alcun modo le disposizioni generali di cui all'art. 2.1.

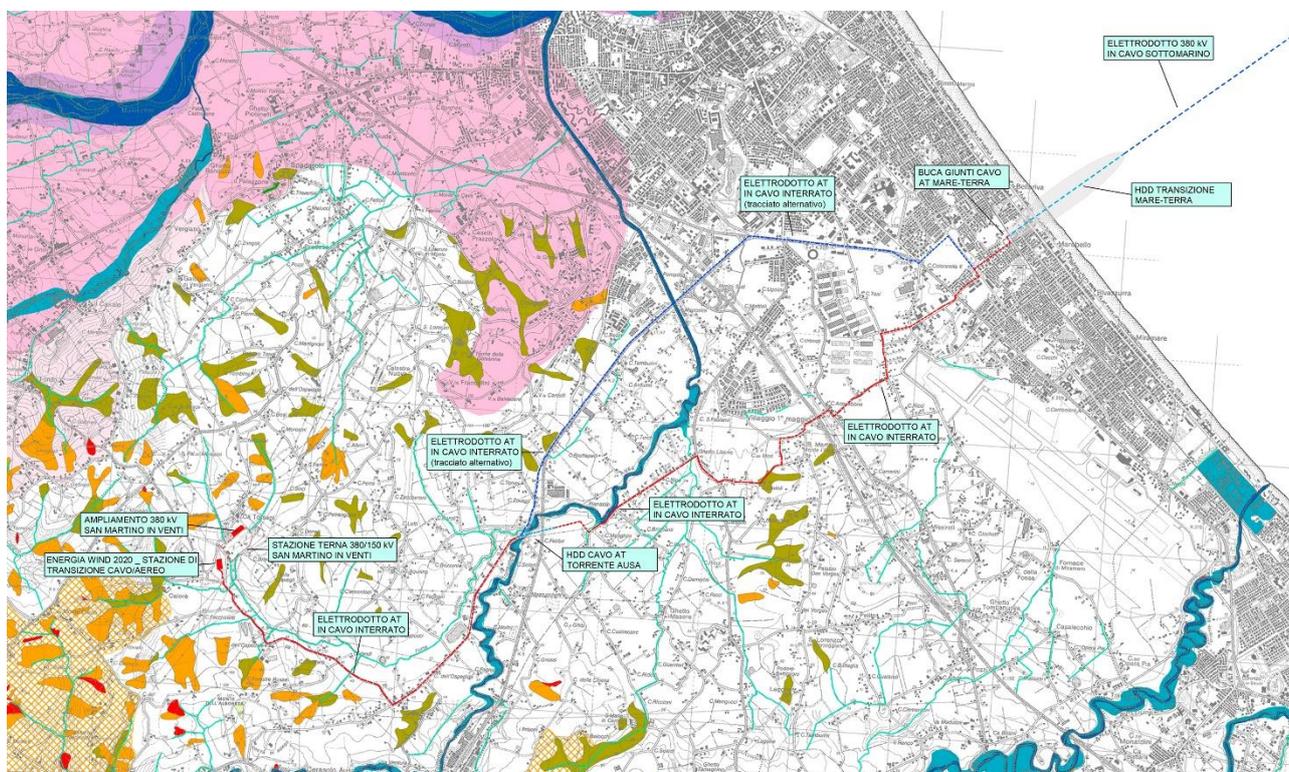


Figura 7.4 – PTCP : rischi ambientali (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-17-2_PTCP)

Gli interventi sono disciplinati in termini prescrittivi dall'art. 2.2 secondo cui in merito alle opere non ammissibili :

"

Sono fatti salvi, previo parere vincolante dell'ente preposto al rilascio del nulla osta idraulico, i seguenti interventi, opere e attività qualora previsti dagli strumenti urbanistici generali:

- interventi relativi alle infrastrutture tecnologiche a rete e viarie esistenti o a **nuove infrastrutture in attraversamento** che non determinino rischio idraulico e con tracciato il più possibile ortogonale all'alveo..."

Le opere interferenti, come detto saranno realizzate in interrato lungo strade esistenti; per quanto riguarda l'attraversamento della Fascia di Arenile e del Torrente Ausa, avverrà rispettivamente con Perforazione Teleguidata (HDD) e con TOC.

Per quanto riguarda il reticolo idrografico secondario, **laddove in corrispondenza degli attraversamenti gli enti proprietari delle strade non dovessero acconsentire allo staffaggio della condotta elettrica ai ponti esistenti, sarà utilizzata la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) per bypassare l'alveo del corso d'acqua secondario e eventualmente l'intera fascia di rispetto.**

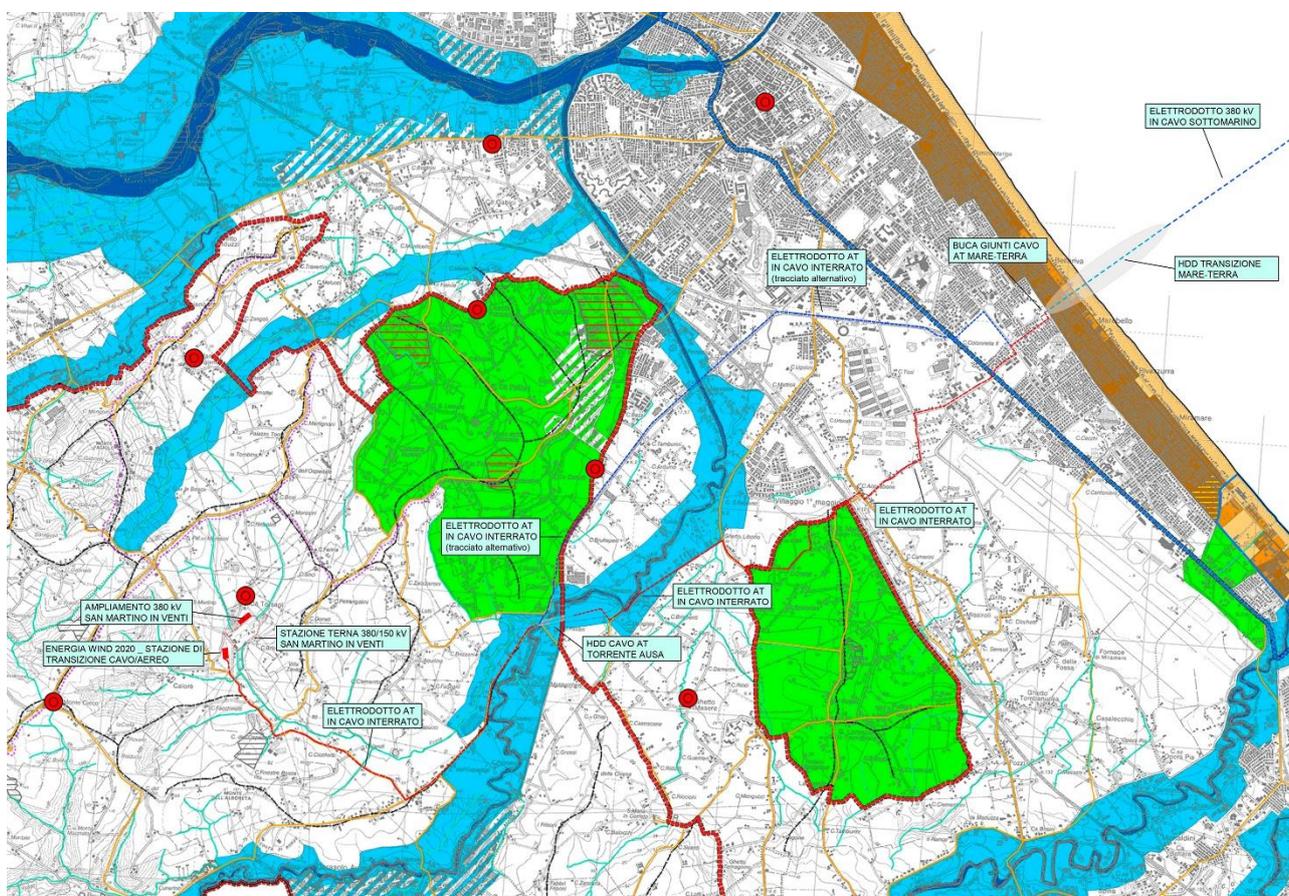


Figura 7.5 – PTCP : tutela del patrimonio paesaggistico (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-17-1_PTCP)

In merito al Titolo 5 - Sistemi, zone ed elementi strutturanti la forma del territorio ed elementi di specifico interesse storico o naturalistico, le opere interferenti sono disciplinate dagli Artt. 5.4, 5.6, 5.7 e 5.9 delle Nda.

Secondo l'art. 5.4 "Zone di tutela dei caratteri ambientali di laghi, bacini, e corsi d'acqua", valgono in maniera meno cogente le indicazioni degli Artt. citati del Titolo I e riportate precedentemente.

Per quanto riguarda le opere afferenti a **"Sistemi tecnologici per il trasporto dell'energia e delle materie prime e/o dei semilavorati"**, le stesse:

"[Omissis]

sono ammesse nelle aree di cui al presente articolo qualora siano previste in strumenti di pianificazione nazionali, regionali o provinciali. In assenza di tali previsioni, i progetti di tali opere dovranno verificarne oltre alla fattibilità tecnica ed economica, la compatibilità rispetto alle caratteristiche ambientali e paesaggistiche del territorio interessato direttamente o indirettamente dall'opera stessa, con riferimento ad un tratto significativo del corso d'acqua e ad un adeguato intorno, anche in rapporto alle possibili alternative. Detti progetti dovranno essere sottoposti alla valutazione di impatto ambientale, qualora prescritta da disposizioni comunitarie, nazionali o regionali."

In relazione all'art. 5.4, valgono le stesse considerazioni fatte in precedenza per la verifica di compatibilità delle opere con il Titolo I e con il Titolo 2 delle NdA del PTCP.

Per quanto riguarda l'art. 5.6 "Zone di riqualificazione della costa e dell'arenile" **non vi sono prescrizioni specifiche per le opere in progetto, comunque non ricomprese tra quelle ritenute non ammissibili.**

Per quanto riguarda l'art. 5.7 "Zone urbanizzate in ambito costiero e ambiti di qualificazione dell'immagine turistica" **non vi sono prescrizioni specifiche per le opere in progetto.**

Per quanto riguarda l'art. 5.9 "Elementi di interesse storico-testimoniale" **non vi sono prescrizioni specifiche per le opere in progetto e il PTCP rimanda agli strumenti urbanistici comunali di indicare le**

"specifiche prescrizioni di tutela della viabilità storica individuata dal presente Piano e gli ulteriori tratti di viabilità storica di rilevanza locale individuata nella redazione degli strumenti urbanistici".

Per quanto accertato dalla disamina degli articoli delle NdA, il progetto per la parte a mare e per quella a terra è da ritenersi compatibile con gli Obiettivi, Indirizzi, Direttive e Prescrizioni del PTCP.

7.4 PIANIFICAZIONE URBANISTICA DEL COMUNE DI RIMINI

Rimini è l'unico comune costiero interessato dalle opere terrestri della Centrale eolica offshore e di seguito si sintetizzano le previsioni urbanistiche che regolano le trasformazioni del territorio, verificando la compatibilità dell'intervento proposto.

Per quanto riguarda la disciplina urbanistica, attraverso il previgente Piano Regolatore Generale (PRG) approvato con delibera di G.P. n.351 del 03/08/99 e n. 379 del 12/08/99 e successive varianti parziali, Rimini ha governato la disciplina d'uso e le trasformazioni territorio, secondo le norme della prima legge regionale in materia di tutela e uso del territorio n. 47 del 1978 e successive modifiche ed integrazioni.

A seguito della LR n. 20 del 2000, che ha innovato nei contenuti e nelle forme l'uso del territorio, suddividendo i piani regolatori comunali in tre strumenti di pianificazione generale, il Comune di Rimini ha approvato il Piano Strutturale Comunale (PSC) con delibera di Consiglio Comunale n. 15 del 15/03/2016, in vigore dal 6/4/2016, e il Regolamento Urbanistico Edilizio (RUE), approvato con delibera di Consiglio Comunale n. 16 del 15/03/2016 e in vigore dal 6/4/2016.

A questi strumenti sono state apportate alcune modifiche in variante.

Il PSC e il RUE sono solo due dei tre strumenti previsti dalla legge urbanistica regionale L.R.20/2000 che si sarebbe dovuta completare con il Piano Operativo Comunale (POC).

In data 1 gennaio 2018 è entrata in vigore la nuova Legge Urbanistica Regionale n. 24 del 21 dicembre 2017 "Disciplina regionale sulla tutela e l'uso del territorio", che non consente la formazione di nuovi POC e obbliga i Comuni ad avviare entro il 01/01/2021 il processo di formazione del Piano Urbanistico Generale (PUG), strumento innovativo che sostituirà gli strumenti urbanistici previsti dalla LR 20/2000 (PSC-RUE-POC).

La legge prevede la possibilità di attuare e concludere i procedimenti in corso descritti all'art.4 comma 4 (varianti in corso, Piani Attuativi, Programmi di Riqualificazione Urbana, atti negoziali e procedimenti speciali, accordi di programma etc).

L'avvio della procedura prevista dall'art. 4 finalizzata all'attuazione delle aree private previste dal PSC determina la conclusione della fase transitoria stabilita dalla LR 20/2000 per il completamento della strumentazione urbanistica comunale (PSC, RUE e POC) e regolata dall'art. 1.13 di PSC.

Il Piano Urbanistico Generale (PUG) con la nuova disciplina regionale diventa lo strumento principe della pianificazione a scala comunale

Il PUG è lo strumento di pianificazione che il Comune predispone, con riferimento a tutto il proprio territorio, per delineare le invarianze strutturali e le scelte strategiche di assetto e sviluppo urbano di propria competenza, orientate prioritariamente alla rigenerazione del territorio urbanizzato, alla riduzione del consumo di suolo e alla sostenibilità ambientale e territoriale degli usi e delle trasformazioni, secondo quanto stabilito dal Titolo II della Legge 24/2017.

Ai sensi della Legge Regionale 24/2017, i Comuni che prima dell'entrata in vigore della stessa abbiano adottato il Piano Strutturale Comunale (PSC) e il Regolamento Urbanistico ed Edilizio (RUE) possono unificare e conformare le previsioni dei piani ai contenuti del PUG stabiliti dal titolo III, capo I, della presente legge, senza che ciò richieda la ripubblicazione del piano, concludendo il procedimento di approvazione del nuovo strumento secondo le disposizioni procedurali stabilite dalla legislazione previgente per il PSC.

Rimini ricade in questo specifico caso e ha già avviato una serie di azioni tese a portare a termine alcune previsioni stabilite nei Piani attuativi e ad alcune varianti tematiche in attesa di avviare la fase di perfezionamento/formazione del PUG.

Ad oggi tuttavia, in attesa del PUG previsto dalla Legge Regionale 24/2017, permangono vigenti sia il Piano Strutturale Comunale (PSC) che il Regolamento Urbanistico ed Edilizio (RUE).

Il RUE, rappresenta lo strumento di pianificazione urbanistica che disciplina le attività di costruzione, di trasformazione fisica e funzionale e di conservazione delle opere edilizie, nonché la disciplina degli elementi architettonici e urbanistici, degli spazi verdi e degli altri elementi che caratterizzano l'ambiente urbano.

Il RUE, in conformità alle previsioni del PSC, stabilisce la disciplina generale relativa alle trasformazioni negli ambiti consolidati e nel territorio rurale, gli interventi diffusi sul patrimonio edilizio esistente, le modalità di intervento su edifici e impianti per l'efficienza energetica, nonché gli interventi negli ambiti specializzati per attività produttive.

Il RUE è stato adottato con delibera di Consiglio Comunale n. 66 del 29/03/2011, approvato con delibera di Consiglio Comunale n. 16 del 15/03/2016 e in vigore dal 6/4/2016.

7.4.1 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO

Si premette che la parte di intervento che interessa il territorio comunale di Rimini, rientra nella categoria degli impianti tecnologici e segnatamente delle opere a rete.

La maggior parte delle opere si riferiscono all'elettrodotto in cavo 380 kV interrato prevalentemente sotto strada esistente; ulteriore opera a rete è il breve tratto di linea aerea che collega la Stazione di Transizione Cavo-Aereo allo stallo 380 kV di connessione alla RTN.

L'unica opera fuori terra è rappresentata proprio dalla stazione elettrica e dai 3 sostegni della linea aerea.

Tuttavia le suddette opere sono limitrofe alla Stazione Elettrica TERNA San Martino in Venti, e ricadono in un contesto già interessato da opere elettriche, identificate dal RUE come Impianti Produttivi isolati in territorio rurale (disciplinati dall'Art. 77 delle Norme).

L'area è fortemente caratterizzata proprio dalla presenza della Stazione TERNA, da tutte le linee entranti e relativi sostegni e dalle apparecchiature ed edifici di servizio.



Figura 7.6 – Viste della Stazione TERNA San Martino in Venti e delle aree limitrofe in parte interessate dalle opere.

La Stazione elettrica di Transizione Cavo_Aereo e la strada di accesso, la linea aerea e l'ampliamento della Stazione TERNA con lo Stallo 380 kV ricadono in Ambito di rilievo paesaggistico ARP disciplinato dall'art. 76 del RUE; per quanto riguarda gli impianti tecnologici, sono normati dall'art. 42 del RUE, che di seguito si riporta.

“ Art. 42 - Impianti tecnologici

1. Gli impianti a rete e le relative opere accessorie, possono essere realizzati in ogni parte del territorio comunale a prescindere dalla disciplina edilizia e urbanistica dell'ambito, avendo cura al loro migliore inserimento funzionale e ambientale, fatte salve eventuali prescrizioni contenute nella Tavola dei Vincoli e nelle Schede allegata, il rispetto dell'art. 9 del DM n. 1444/68 e del Codice Civile.

2. **Analogamente a tali criteri sono ammessi in tutto il territorio impianti di energia da fonti rinnovabili secondo le prescrizioni del D.Lgs. n. 28 del 03/03/2011 e s.m.i., nei limiti prescritti dalla DAL-RER n. 28 del 06/12/2010.**

3. *Nelle fasce di rispetto degli impianti e delle infrastrutture tecnologiche e per la mobilità, gli interventi edilizi ammissibili sono quelli disciplinati nelle norme d'ambito, in conformità a specifiche normative e, qualora previsti, a pareri e/o nulla osta dell'Ente proprietario/gestore".*

In relazione all'Art. 42 si fa presente che le opere non ricadono in aree oggetto di tutela o di vincolo; le superfici occupate dall'area Stazione e dallo Stallo sono limitate (rispettivamente 5600 mq e 5.300 mq), così come quelle degli edifici di servizio che occupano una superficie coperta pari a 93 mq con un'altezza di 3,4 m.

Per assicurare un corretto inserimento funzionale, paesaggistico e ambientale, come richiesto dall'art. 42 del RUE, la Stazione è realizzata in scavo-rinterro e il terreno vegetale e gli esuberi di materiale scavato, opportunamente vagliati e caratterizzati secondo quanto riferito nella relazione di terre e rocce da scavo, saranno parzialmente ricollocati nelle aree esterne al piazzale, per creare delle quinte morfologiche piantumate con una combinazione di arbusti e alberi di alto fusto, che assolveranno anche alla funzione di schermare visivamente le opere elettromeccaniche della stazione.

Le aree di sistemazione esterna e rinverdimento limitrofe alla Stazione e all'area dello stallo 380 kV hanno una superficie complessiva pari a 18.000 mq a fronte di circa 11.000 mq occupati dai piazzale, che in ogni caso saranno trattati con materiali permeabili.

Per la raccolta delle acque meteoriche del piazzale sarà realizzato un sistema di caditoie che convoglierà la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (disoleatore, vasche di trattamento acque prima pioggia) disposte a nord del piazzale e collegate ai recapiti naturali mediante tubazioni o disperse mediante sub-irrigazione, in base alle disposizioni degli enti competenti.

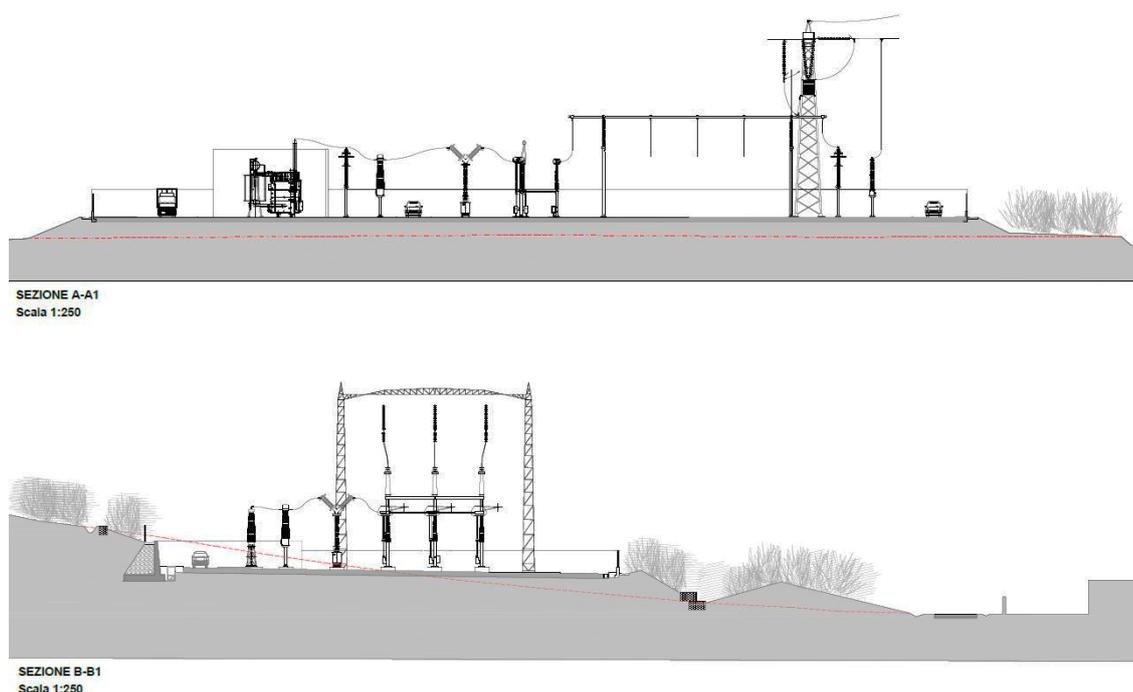


Figura 7.7 – Sezioni della Stazione di Transizione, con indicazione delle quinte morfologiche alberate e di schermo.

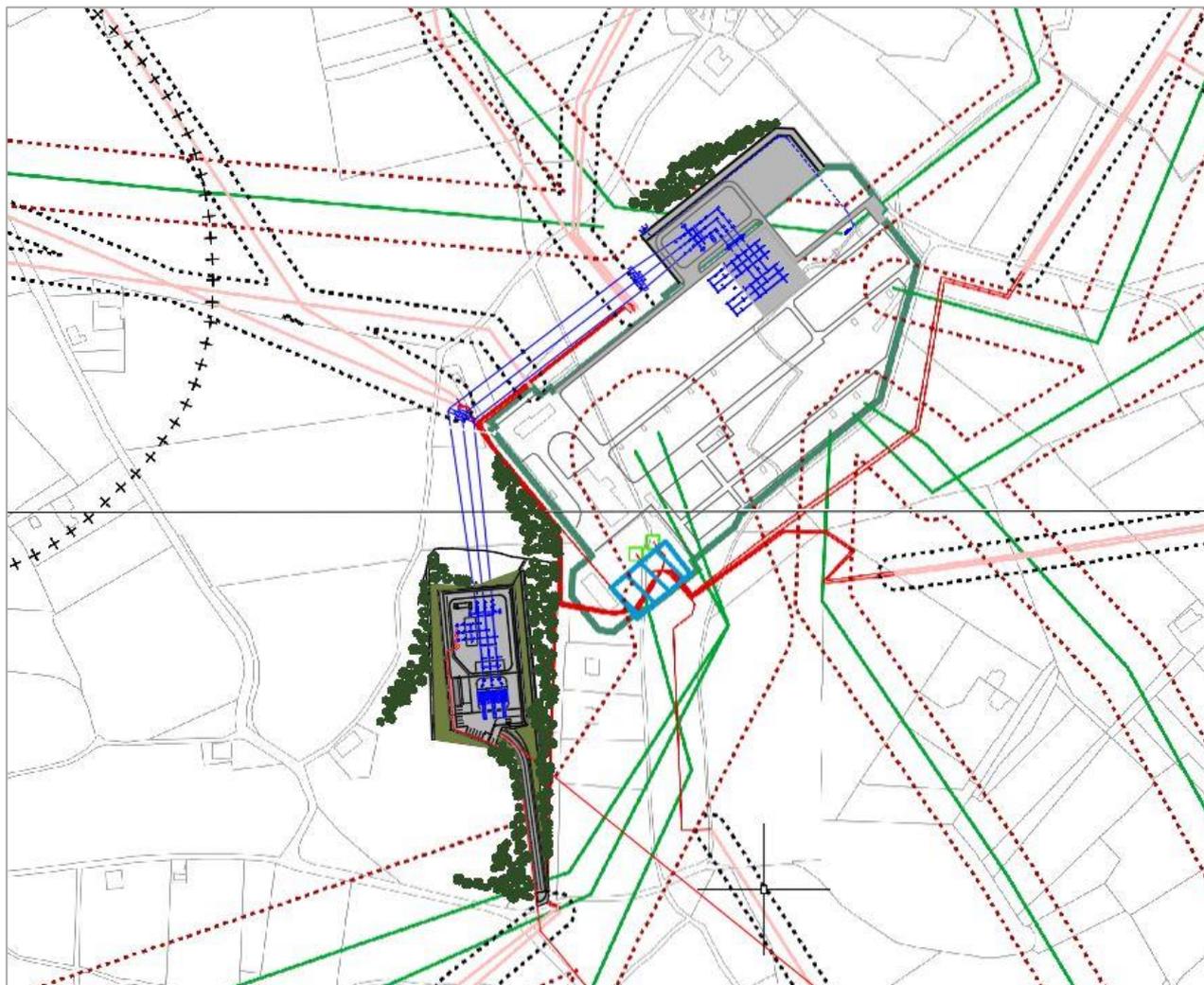


Figura 7.8 – Stralcio tavola del PSC VIN 4.2.10 _ Vincoli infrastrutturali, attrezzature, impianti tecnologici, servizi militari e civili, con indicazione delle opere in progetto e i rinverdimenti di bordo (in blu, la linea aerea e lo stallo).

Dalla figura precedente si evince il fitto reticolo di linee entranti nella Stazione TERNA, infrastruttura di primaria importanza che per dimensioni e tipologia dei componenti ed edifici rappresenta l'elemento caratterizzante il contesto in cui ricade il progetto.

Si evidenziano anche le alberature di bordo che di fatto schermano visivamente le opere della Stazione di Transizione, mentre l'area Stallo 380 kV, essendo di fatto inglobata nella Stazione TERNA, non introduce elementi dissonanti con l'area in cui ricade.

La linea aerea ha un tracciato molto breve, circa 350 m e i sostegni risulteranno visibili senza possibilità di mitigazione; tuttavia per la realizzazione dello Stallo 380 kV viene interrato un tratto di linea aerea esistente; a parte questa "compensazione", laddove TERNA dovesse modificare lo schema di connessione, previsto in antenna, la linea aerea e relativi sostegni potranno essere eliminati e sostituiti con un tratto di linea in cavo.

Per tutti gli approfondimenti sul progetto della Stazione di Transizione Cavo_Aereo e per lo Stallo 380 kV si rimanda al Capitolo 5 della Parte Quarta del SIA e alla Relazione Paesaggistica.

Data la tipologia e le modalità realizzative si può attestare la compatibilità edilizia ed urbanistica dell'intervento previsto in progetto, rispetto alle specifiche norme di cui all'art. 42 del RUE.

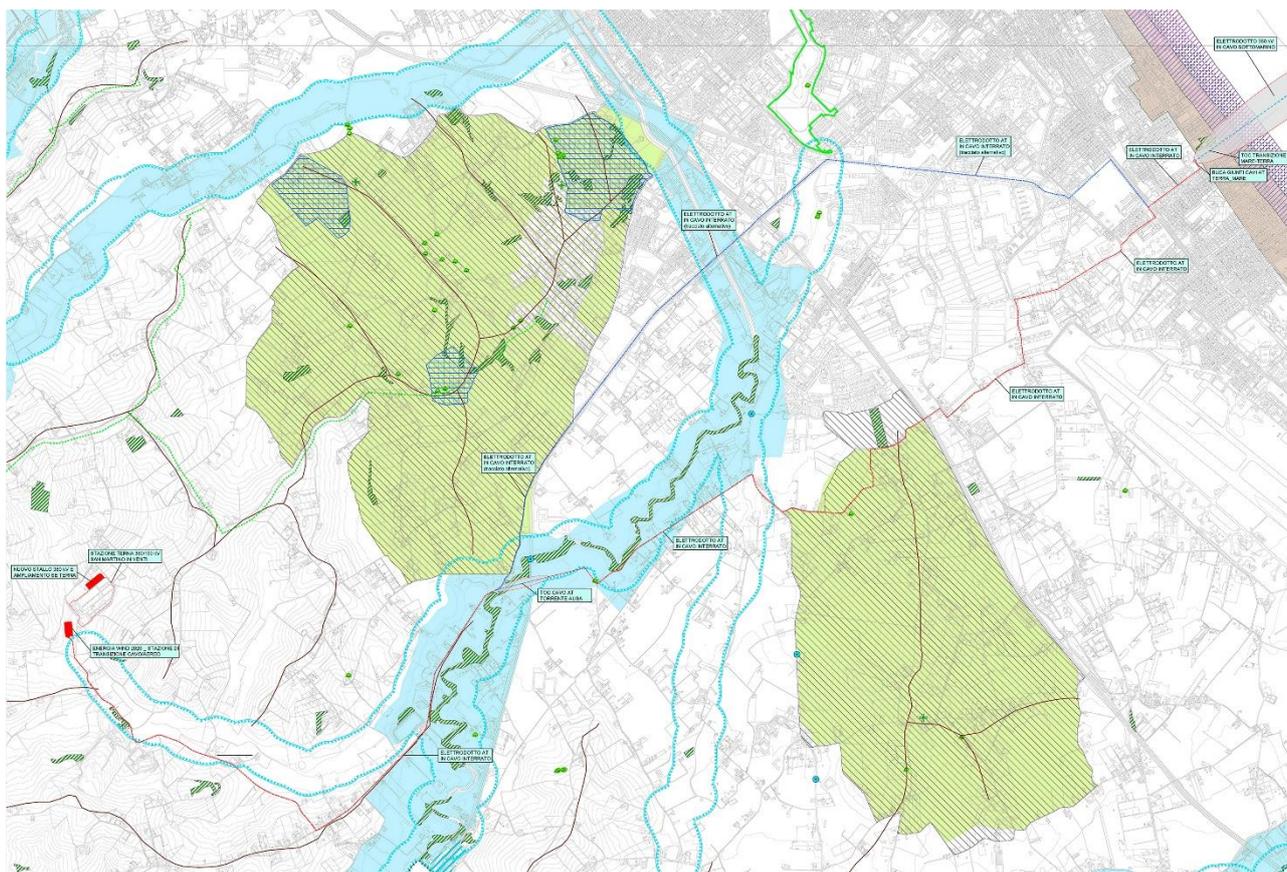


Figura 7.11 – PSC : tutele paesaggio e ambiente (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-18-3_PSC-RIMINI)

Le principali interferenze sopra citate risultano in prossimità del Torrente Ausa, che come più volte detto, viene attraversato con TOC, per un tratto di circa 380 m che consente di superare anche la fascia riparia di bordo, senza operare alcuna modifica morfologica ed esteriore.

Per quanto riguarda gli aspetti legati a Sicurezza e Vulnerabilità, le principali interferenze sono le seguenti:

- L'elettrodotto AT terrestre, interrato lungo viabilità ordinaria esistente urbana ed extraurbana, a partire dalla vasca giunti attraversa Ambiti di pericolosità idraulica e un minimo tratto di Ambiti a pericolosità geomorfologica, e in particolare:
 - a. L'alveo del corso d'acqua Torrente Ausa e relative aree esondabili con tempi di ritorno a 200 e 500 anni (corrispondenti al solo alveo) disciplinati rispettivamente (art. 2.18 delle NTA);
 - b. Il reticolo idrografico minore (art. 2.18 bis delle NTA);
 - c. Scoli consorziali tombinati o a cielo aperto (2.18 bis NTA);
 - d. Depositi di versante da verificare (art. 46 delle NTA);
 - e. Depositi eluvio-colluviali e antropici (art. 47 delle NTA).

Le aree esondabili e l'alveo del Torrente Ausa sono attraversati in TOC, ad una profondità minima di 2 m dal fondo dell'alveo mentre il reticolo idrografico minore è attraversato con staffaggi alle opere d'arte esistenti o in alternativa con TOC.

Non vengono in ogni modo interessate aree in frana o con fenomeni di dissesto attivi o quiescenti.

7.5 PIANO STRALCIO DI ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI)

Le aree di intervento ricadono nell'ambito del bacino dei fiumi Marecchia e Conca, fino al 2016 di competenza dell'Autorità di Bacino Interregionale del Marecchia-Conca.

Con l'entrata in vigore del D.M. 25 ottobre 2016, sono state soppresse su tutto il territorio nazionale, le Autorità di bacino nazionali, interregionali e regionali e sono state istituite le Autorità di bacino distrettuali.

Le Autorità di bacino interregionali del fiume Reno e del Marecchia-Conca e l'Autorità dei Bacini Regionali Romagnoli ai sensi del DM sono confluite nell'Autorità di bacino distrettuale del Fiume Po.

Non hanno tuttavia perso efficacia e risultano attualmente vigenti, i Piani Stralcio di Assetto Idrogeologico redatti sino al trasferimento delle competenze di cui al citato Decreto Ministeriale.

Il Piano Stralcio Assetto Idrogeologico (PAI) del Marecchia – Conca è stato adottato dal Comitato Istituzionale con Deliberazione n°. 2 del 30 marzo 2004 e approvato dalle Regioni Emilia-Romagna con deliberazione Giunta Regionale n. 1703/2004, Marche con deliberazione Consiglio Regionale n. 139/2004 e Toscana con deliberazione Consiglio Regionale n. 115/2004.

La pianificazione di bacino è attuata limitatamente al settore dell'assetto Idrogeologico e agli ambiti dei corsi d'acqua, dei versanti e degli abitati in dissesto, attraverso il Piano Straordinario e il Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (PAI).

Il PAI è sviluppato per ambiti fisiografici e tematici, ed è composto da relazione, allegati, elaborati cartografici, norme tecniche di attuazione e direttive.

A seguito di studi di approfondimento del quadro conoscitivo di riferimento per la pianificazione, sono stati operati aggiornamenti, integrazioni e varianti alla struttura originaria.

Il Piano Stralcio di Bacino per l'assetto Idrogeologico (PAI) disciplina attraverso le relative Norme di attuazione i settori funzionali della pericolosità e del rischio idrogeologico e l'ambito territoriale dei versanti e dei corsi d'acqua.

I progetti di nuove opere viarie e tecnologiche devono risultare compatibili con le finalità degli ambiti P.A.I..

7.5.1 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL'INTERVENTO

In relazione al progetto, si specifica quanto segue:

- **In Area Marina** il PAI non esplica le proprie competenze;
- **A terra**, le uniche opere interferenti si riferiscono all'elettrodotto 380 kV interrato di collegamento alla SE TERNA 380/150 kV San Martino in Venti mentre la Stazione di Transizione cavo_aereo, la linea aerea e lo Stallo di connessione, non interessano contesti oggetto di tutela.

Non vi sono alcune interferenze con le componenti geomorfologiche mentre si rilevano i seguenti attraversamenti delle componenti dell'assetto idrologico:

- a. l'elettrodotto (sia lungo il tracciato principale che quello alternativo attraversa in corrispondenza del Torrente Ausa alvei fluviali e il reticolo idrografico minore (disciplinati dall'art. 8 delle NTA del PAI);

- b. l'elettrodotto (sia lungo il tracciato principale che quello alternativo), attraversa in corrispondenza del Torrente Ausa la fascia con probabilità di inondazione corrispondente a piene con tempi di ritorno fino a 200 anni nella situazione pre interventi (disciplinata dall'art. 9 delle NTA del PAI);
- c. il solo tracciato preferenziale dell'elettrodotto interrato attraversa in corrispondenza del Torrente Ausa, la fascia di territorio con probabilità di inondazione corrispondente a piene con tempi di ritorno di 500 anni ((disciplinata dall'art. 10 delle NTA del PAI).

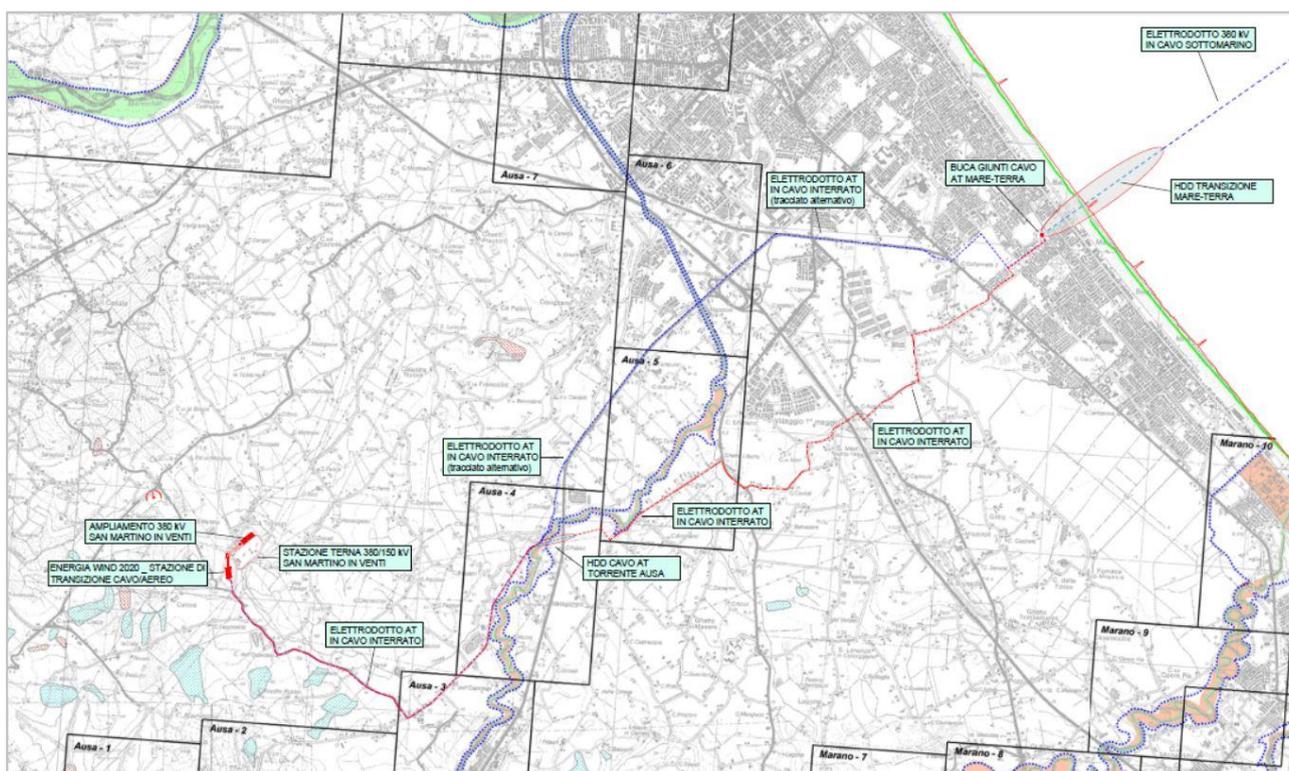


Figura 7.13 – Cartografia del PAI (stralcio elaborato OWFRMN_V2-SC1-16_PA1)

In relazione alle prescrizioni delle NTA valgono le seguenti considerazioni:

- secondo l'art. 8, che disciplina le opere interferenti con alvei e col reticolo idrografico minore:

*“a) i titoli abilitativi, le approvazioni di opere pubbliche di cui alla legislazione vigente, gli strumenti urbanistici generali e attuativi e loro varianti, nonché gli "accordi" (art.34, D.Lgs 247/00) e le "conferenze" (art.3bis, L. 441/87) per la loro attuazione, **non devono consentire interventi edilizi e trasformazioni morfologiche di qualsiasi natura;***

b) sono fatti salvi

Omissis...

gli interventi relativi a infrastrutture tecnologiche a rete e viarie esistenti o a nuove infrastrutture in attraversamento, che non determinino rischio idraulico. La realizzazione degli interventi relativi a infrastrutture tecnologiche e viarie è subordinata al parere vincolante dell'Ente preposto al nulla-osta idraulico, che verifica la compatibilità dell'opera con le finalità del Piano Stralcio e trasmette il parere per conoscenza all'Autorità di Bacino.

- Secondo l'art. 9, che disciplina le fasce con probabilità di inondazione corrispondente a piene con tempi di ritorno fino a 200 anni:

*" a) i titoli abilitativi, le approvazioni di opere pubbliche di cui alla legislazione vigente, gli strumenti urbanistici generali e attuativi e loro varianti, nonché gli "accordi" (art.34, D.Lgs 247/00) e le "conferenze" (art.3bis, L. 441/87) per la loro attuazione, **non devono consentire la realizzazione di nuovi manufatti edilizi;***

b) sono fatti salvi

Omissis...

gli interventi relativi a infrastrutture tecnologiche e viarie esistenti o a nuove infrastrutture che non comportino rischio idraulico....

Omissis...

La realizzazione degli interventi relativi a infrastrutture tecnologiche e viarie é subordinata al parere vincolante dell'Autorità di Bacino, che si avvale per l'istruttoria dei Servizi Tecnici regionali e/o provinciali, espresso nelle forme di cui al comma 4 dell'art.5 delle presenti norme per la verifica di compatibilità con le finalità del Piano Stralcio.

- l'art. 10, che disciplina le fasce con probabilità di inondazione corrispondente a piene con tempi di ritorno fino a 500 anni, non detta prescrizioni attinenti agli interventi proposti, precisando che *"La regolamentazione delle attività e degli interventi edilizi in queste fasce, in assenza di limitazioni di altro tipo, attiene agli strumenti di pianificazione territoriale e urbanistica"*

E' opportuno considerare che l'attraversamento del Torrente Ausa e delle fasce esondabili, da parte del tracciato preferenziale dell'elettrodotto, avviene con Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC),

In relazione a tali prescrizioni, in funzione del parere dell'Autorità di Bacino competente si considera che le opere sono completamente interrato lungo viabilità esistente e in ogni caso nei tratti in attraversamento del Torrente Ausa e delle fasce esondabili, da parte del tracciato preferenziale dell'elettrodotto, per bypassare l'alveo si procederà con la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC); questa tecnica realizzativa consente di bypassare le aree tutelate a una distanza minima di 2 m di profondità dal fondo dell'alveo, non producendo alcuna alterazione morfologia né del regime idraulico del Torrente.

Per quanto riguarda gli attraversamenti delle altre aste del reticolo idrografico minore, qualora gli enti proprietari della strada non dovessero consentire staffaggi della condotta elettrica sui ponti esistenti si procederà analogamente con la TOC.

Ai fini della verifica puntuale in merito al reticolo principale e secondario, è stato redatto apposito studio di compatibilità idraulica, che conferma la compatibilità dell'opera rispetto al regime idraulico del corso d'acqua principale (Torrente Ausa), che viene bypassato a circa 2 metri sotto l'alveo, e dei fossi tributari.

Per approfondimenti si rimanda all'elaborato § OWFRMN_V2-SC2-07_REL-IDROLOGICA-E-IDRAULICA.

7.6 PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE (PTA)

Il **Piano di Tutela delle Acque (PTA)**, conformemente a quanto previsto dal D. Lgs. 152/99 e dalla Direttiva europea 2000/60 (Direttiva Quadro sulle Acque), è lo strumento regionale volto a raggiungere gli obiettivi di qualità ambientale nelle acque interne e costiere della Regione, e a garantire un approvvigionamento idrico sostenibile nel lungo periodo.

La Giunta Regionale ha approvato il **Documento preliminare del PTA** nel novembre 2003, dopo un lavoro svolto in collaborazione con le Province e le Autorità di bacino ed il supporto tecnico e scientifico dell'ARPA regionale, delle ARPA provinciali, e di esperti e specialisti in vari settori (nonché di Università regionali), e coordinato dal Servizio regionale competente, Servizio Tutela e Risanamento Acqua, Aria e Agenti Fisici .

Successivamente all'approvazione del Documento preliminare, e a valle di un processo partecipato e delle **Conferenze di Pianificazione** indette dalle Province, il Piano di Tutela delle Acque è stato approvato in via definitiva con Delibera n. 40 dell'Assemblea legislativa il 21 dicembre 2005.

Sul BUR - Parte Seconda n. 14 del 1 febbraio 2006 è stato dato avviso della sua approvazione, mentre sul BUR n. 20 del 13 febbraio 2006 è stata pubblicata la Delibera di approvazione e le Norme.

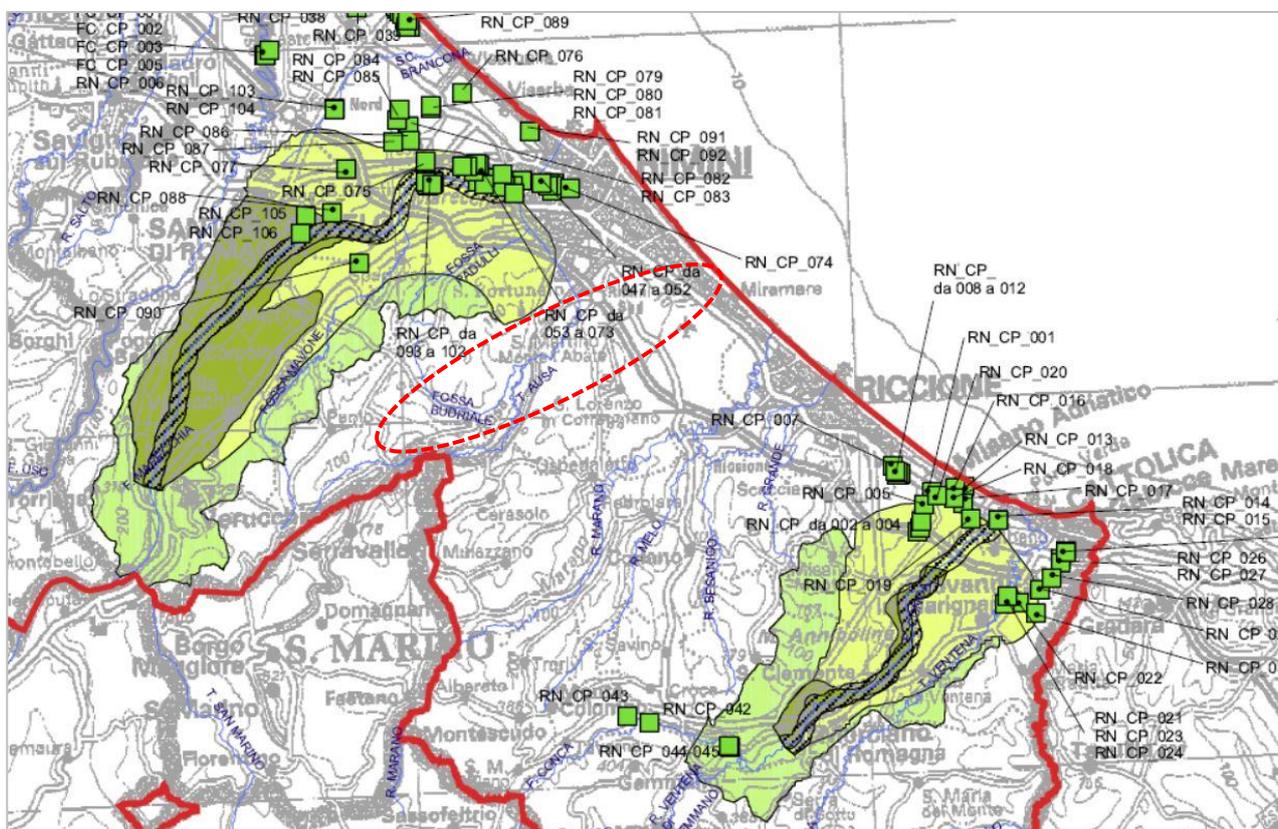


Figura 7.14 – Cartografia del PTA (nell’ellisse rossa l’ambito in cui ricadono le opere di connessione alla RTN).

7.6.1 VERIFICA DELLA COMPATIBILITÀ DELL’INTERVENTO

Come si evince dalla figura precedente, le opere terrestri di connessione alla RTN non interessano ambiti vasti oggetto di tutela.

In particolare, non sono interessate:

- le zone di protezione delle acque sotterranee nel territorio di pedecollina-pianura;
- le zone di protezione delle acque superficiali
- le zone di protezione delle acque sotterranee in territorio collinare-montano

Le opere interessano con l'elettrodotto marino e terrestre 380 kV: corpi idrici superficiali (corsi d'acqua superficiali, acque di transizione, acque marino costiere, corpi idrici artificiali).

Per quanto riguarda le acque marine, si sottolinea quanto segue.

Secondo il PTA le acque marine oggetto di tutela sono le acque marine costiere comprese entro la distanza di 3.000 m dalla costa.

Le interferenze sono quindi relative al cavo di export 380 kV, essendo la centrale eolica ad una distanza minima dalla costa di 11 km.

Come criterio generale, i cavi sottomarini saranno interrati come forma di protezione da traffico marino ad una profondità rispetto al fondale di 1/1,5 m.

La modalità di posa avverrà post deposizione e seppellimento mediante idrogetto (jetting).

La macchina a getti d'acqua si basa sul principio di fluidificare il sedimento superficiale del fondo mediante l'uso di getti d'acqua marina prelevata in sito, getti che vengono usati anche per la propulsione.

La macchina si posa a cavallo del cavo da interrare e mediante l'uso esclusivo di getti d'acqua fluidifica il materiale creando una trincea entro la quale il cavo si adagia: quest'ultimo viene poi ricoperto dallo stesso materiale in sospensione.

Gran parte del materiale movimentato (circa il 60-70%) rimane all'interno della trincea e non può essere disperso nelle immediate zone limitrofe da eventuali correnti sottomarine; successivamente le correnti marine contribuiscono in modo naturale a ricoprire completamente il cavo e quindi a garantire una immobilizzazione totale del cavo e una sua efficace protezione.

Non vengono utilizzati fluidi diversi dall'acqua marina in sito e il riempimento dello scavo si effettua in pratica esclusivamente con lo stesso materiale di risulta.

In prossimità dell'approdo, a circa 930 m dalla linea di battigia, il cavo 380 kV verrà inserito in opportuna tubazione sotterranea, posata mediante perforazione teleguidata (Horizontal Directional Drilling).

L'estremità lato mare del tratto da eseguire con trivellazione teleguidata sarà provvisoriamente protetto con apposito cassone in lamiera (sheet piling), all'interno del quale sarà effettuato uno scavo per far uscire le estremità provenienti dalla parte di cantiere terrestre, evitando al contempo il contatto con l'acqua, in modo da facilitare le operazioni di posa delle tubazioni all'interno dei fori e la successiva posa dei cavi.

Il cassone sarà scoperto sul lato superiore e avrà un'altezza di circa 1 m oltre il livello massimo dell'acqua. Avrà una larghezza di circa 20 m per 15 m di profondità.

Il fluido di perforazione su misura per le condizioni del terreno ed è una parte importante del processo dell'HDD per riducendo al minimo il rischio di breakout.



Figura 7.15 _ Postazione di recupero con palancole per il contenimento il recupero dei fanghi di perforazione

Gli scopi del fango sono vari e tutti importanti per il corretto risultato finale della perforazione; il fluido di perforazione consiste solitamente in una miscela di acqua dolce, bentonite e/o polimeri; la bentonite è un'argilla naturale, estremamente idrofila ed è un prodotto sicuro per caratteristiche chimiche.

I compiti del fango possono essere riassunti come segue:

- Raffredda e lubrifica il sistema di perforazione, il motore del fango e la punta;
- fornisce potenza idraulica al motore del fango convertendo la potenza idraulica in meccanica;
- Rimuove i residui dal foro;
- Stabilizza il foro durante la perforazione con un pannello filtrante sottile e impermeabile;
- Riduce al minimo le perdite di fluido;

Con opportuni materiali additivi (fibrosi, granulari, etc), il fango blocca le fratture nel terreno. L'importanza di preparare e mantenere un fluido di perforazione corretto richiede un controllo continuo durante la perforazione. Un fango non adeguato, può causare l'interruzione della perforazione.

I seguenti parametri sono normalmente controllati durante la perforazione:

- Densità;
- Viscosità;
- Punto di snervamento;
- Resistenza;
- pH.

In definitiva, per la parte marina oggetto di tutela non vi sono rischi di contaminazione delle acque.

In generale, volendo estendere la verifica anche alla parte della centrale eolica, la modalità di posa dei cavi di collegamento tra gli aerogeneratori è dello stesso tipo del cavo di export e quindi non determina problemi alla qualità delle acque.

Le operazioni di installazione delle fondazioni degli aerogeneratori e dei piloni della piattaforma marina avviene con battitura dei pali, senza utilizzo di sostanze contaminanti.

In ultimo, si evidenzia che sia per la parte a mare che per la parte terrestre tutte le apparecchiature elettromeccaniche di trasformazione elettrica e i reattori di compensazione, compresi i trasformatori 710V/66 kV ubicati alla base degli aerogeneratori, **saranno isolati in esteri naturali** (noti come oli vegetali), **anziché in oli minerali** come precedentemente previsto nel progetto preliminare.

Gli esteri naturali, rispetto ai tradizionali oli minerali isolanti, presentano grandi vantaggi:

- sono sostanze essenzialmente non tossiche e non pericolose per l'uomo e l'ambiente; in caso di dispersione accidentale, l'estere vegetale si biodegrada in solo 28 giorni al 97%;
- rappresentano una risorsa rinnovabile e a fine vita possono essere riutilizzati come sottoprodotti (es. biodiesel) rispondendo ai requisiti dell'economia circolare;
- hanno un più elevato punto di fiamma, di oltre 300 °C ben più alto dei 130-140 °C degli oli minerali; ciò implica che in presenza di un sovraccarico un trasformatore normale si spegne automaticamente per evitare incidenti, mentre un trasformatore a fluido vegetale continua a lavorare senza rischi, mantenendo le stesse caratteristiche fisiche e chimiche anche ad elevate temperature, gestendo quindi i picchi energetici senza problemi.
- anche qualora si infiammino accidentalmente, hanno la capacità di spegnersi autonomamente in pochi secondi, migliorando così anche i livelli di sicurezza.

Tale soluzione ha pertanto rilevanti effetti di riduzione del rischio di inquinamento, sia delle acque marine che dei suoli in generale.

Per quanto riguarda i corsi d'acqua superficiali, gli attraversamenti avvengono in interrato o con la Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC); in quest'ultimo caso utilizzando un tubo camicia e una tecnica che protegge dal rischio di contaminazione degli acquiferi.

Per quanto riguarda gli acquiferi sotterranei, a prescindere dall'assenza di interferenze con le aree perimetrate, la realizzazione dell'impianto eolico non produce alcuna alterazione degli acquiferi superficiali e sotterranei né introduce modifiche o variazioni del naturale deflusso delle acque meteoriche.

Per la raccolta delle acque meteoriche del piazzale sarà realizzato un sistema di caditoie che convoglierà la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (disoleatore, vasche di trattamento acque prima pioggia) disposte a nord del piazzale e collegate ai recapiti naturali mediante tubazioni o disperse mediante sub-irrigazione, in base alle disposizioni degli enti competenti.

In generale, una delle difficoltà delle perforazioni sotterranee è legato a lavorare sotto falda in quanto, in caso di terreni permeabili, può provocare cedimenti e dispersione dei fanghi di perforazione.

Nello specifico della zona costiera dove è prevista la T.O.C., informazioni sulla profondità della falda sono ricavabili da alcune indagini geognostiche eseguite in passato nella zona; in particolare nel piezometro installato nel foro di un sondaggio eseguito nel 2002 a pochi metri dal punto di arrivo a terra dei cavi, la

profondità è risultata di 1.0 mt con presenza di terreni sabbiosi potenzialmente permeabili mentre strati argillosi vengono incontrati a circa 7.3 m di profondità.

L'impiego di queste metodologie di trivellazione in presenza di falda può essere problematico ma possibile con una adeguata preparazione della perforazione/attrezzature e con la giusta professionalità.

In particolare i fanghi di perforazione usati per la TOC (HDD), adeguatamente progettati, hanno un effetto impermeabilizzante e permettono l'attraversamento di falde ed evitando la dispersione di fanghi nella falda.

Ove non fosse sufficiente, nella zona di ingresso della TOC , ove presente lo strato sabbioso, può essere inserito un tubo camicia che permetterebbe di attraversare tale strato potenzialmente permeabile.

L'intervento in generale non compromette la vulnerabilità degli acquiferi in quanto:

- La realizzazione e il funzionamento delle opere non determineranno lo sversamento di fanghi o reflui di alcuna tipologia;
- Non è prevista l'immissione sul suolo e nel sottosuolo di alcuna sostanza;
- Le uniche opere interrato sono le fondazioni dei muri di contenimento, dei box prefabbricati e delle apparecchiature i cavidotti che per le loro caratteristiche e modalità di realizzazione non determineranno alcuna forma di contaminazione degli acquiferi;
- Le opere di progetto non comporteranno l'impermeabilizzazione dei suoli in considerazione delle dimensioni ridotte delle stesse;
- In progetto non è prevista la terebrazione di nuovi pozzi emungenti;
- Non è prevista l'apertura di nuove cave;
- Il progetto non interessa sorgenti e zone di rispetto.

In definitiva:

- la realizzazione e gestione dell'impianto in progetto non necessita di prelievi o consumi idrici e non incide sullo stato di qualità dei corpi idrici e del bacino.
- inoltre non altera in alcun modo il regime idrico né la qualità delle acque superficiali e profonde.
- ai fini della tutela dei corpi idrici ricettori le acque meteoriche dei piazzali della Stazione Utente e dello Stallo 380 kV saranno trattate con impianti progettati per un accumulo (con vasche prefabbricate) temporaneo delle acque di prima pioggia, con conseguente rilancio temporizzato e ritardato (48 ore circa) dal termine dell'evento meteorico attraverso una elettropompa di sollevamento al trattamento successivo (Disoleatore statico con filtro a coalescenza).

L'utilizzo di questi sistemi ha per obiettivo quello di ridurre l'inquinamento verso i corpi idrici superficiali e di attenuare i picchi di piena provocati dalle piogge (bombe d'acqua).

Pertanto, da quanto analizzato ed esposto, la realizzazione dell'impianto eolico in progetto risulta pienamente compatibile con gli obiettivi e le tutele specificate nel PTA.