



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

proponente:

EnergiaWind 2020 srl _ Riccardo Ducoli amministratore unico



STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE **PARTE PRIMA**

INFORMAZIONI GENERALI, MOTIVAZIONI E DATI DEL
PROGETTO _ ARTICOLAZIONE DELLO STUDIO DI
IMPATTO AMBIENTALE

Daniela Moderini | Giovanni Selano
ARCHITETTURA ENERGIA PAESAGGIO

Coordinamento e redazione:

Arch. Daniela Moderini

Ordine degli Architetti CPP di Bolzano n.492

Arch. Giovanni Alessandro Selano

Ordine degli Architetti CPP di Barletta Andria Trani n.444

Aprile 2022

GRUPPO DI LAVORO:

Daniela Moderini | Giovanni Selano
ARCHITETTURA ENERGIA PAESAGGIO

Arch. Daniela Moderini
Arch. Giovanni Selano
 COORDINAMENTO GRUPPO DI LAVORO

Progetto generale e concept
 Coordinamento consulenti Progetto Definitivo
 Redazione Studio di Impatto Ambientale e Coordinamento consulenti

**Tecnoconsult Engineering Construction srl**

Progettazione civile
 Anemologia producibilità dell'impianto
 Studi meteolmarini
 Coordinamento relazioni specialistiche: studi geologici, geotecnici, idrodinamici, elettrici, acustici

**3E Ingegneria (Energy, Environment, Engineering)**

Progettazione elettrica

**STUDIO GEOLOGI ASSOCIATI RONDONI & DARDERI**

Relazioni geologica, geotecnica e idraulica

ING. SILVANO MASCHIO

Studio di Impatto Acustico

**DHI S.r.l.**

Impatti del campo eolico su moto ondoso, vento e idrodinamica

**FONDAZIONE CETACEA ONLUS**

Studio cetacei e tartarughe marine, biocenosi bentonica
 coordinamento studi ambientali



ALMA MATER STUDIORUM
 UNIVERSITÀ DI BOLOGNA
 DIPARTIMENTO DI
 FARMACIA E BIOTECNOLOGIE

UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

Unità di Scienze e Biotecnologie dei Microbiomi, Dipartimento di Farmacia e Biotecnologie (FaBit),

Prof. Marco Candela

LABIOTEC Laboratorio di Biotecnologie Ambientali e Bioraffinerie

Prof. Giulio Zanaroli, Prof. Lorenzo Bertin

Campionamenti e caratterizzazione acqua e sedimenti

**QUIET-OCEANS**

Valutazione dell'Impatto acustico subacqueo



STUDIO OIKOS Lorenzo Piacquadio dott.naturalista agrotecnico
Studio naturalistico, avifauna e chirotteri



ASSO Agenzia Per Lo Sviluppo SOstenibile
Studio sulla pesca, sinergie e ipotesi multiuso
Studio sull'impatto sul turismo della riviera di Rimini



QUASTER
Indagine demoscopica, valutazione del parco eolico sugli atteggiamenti e comportamenti di fruizione turistica del territorio

DECISIO

DECISIO Srl
Economic Research
Analisi dei costi e benefici sociali



NOSTOI Srl
Studio archeologico

Arch. Gustavo Vilariño
Consulente aspetti architettonici

INDICE DELLA RELAZIONE

1	INTRODUZIONE	5
1.1	UBICAZIONE DEL PROGETTO	7
1.2	SOGGETTO PROPONENTE	9
1.3	GENESI DEL PROGETTO E MISURAZIONE IN MARE DEI DATI DEL VENTO.	9
1.4	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	12
1.5	CONFRONTO CON ALTRE TIPOLOGIE IMPIANTISTICHE	16
1.6	CONTESTO TEMATICO E PROGRAMMATICO	18
1.7	COERENZA DEL PROGETTO CON I PRINCIPI DEL "DO NO SIGNIFICANT HARM" (DNSH)	25
2	STATO DELL'ITER AUTORIZZATIVO	28
2.1	CONSULTAZIONE, FASE ISTRUTTORIA CONCLUSA E PARERI OTTENUTI	29
2.1.1	EVIDENZA PUBBLICA, FASI DI CONSULTAZIONE E DI PARTECIPAZIONE SVOLTE	30
2.1.2	PARERI INTERVENUTI E CONCLUSIONE DELLA PRIMA FASE DELL'ITER	33
3	OTTIMIZZAZIONE DEL PROGETTO PRELIMINARE IN ACCOGLIMENTO DI OSSERVAZIONI/PARERI E ALTERNATIVE CONSIDERATE	35
3.1	LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO E DELLE ALTERNATIVE CONSIDERATE	36
3.1.1	LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO PRELIMINARE _ LAYOUT A	45
3.1.2	LOCALIZZAZIONE DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO	46
3.2	OTTIMIZZAZIONE DELLE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN	48
3.3	DATI DI SINTESI DEL PROGETTO E DELLE OPERE PREVISTE	52
4	NORMATIVA DI RIFERIMENTO, METODOLOGIA E ARTICOLAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	55
4.1	RIFERIMENTI NORMATIVI E SEMPLIFICAZIONI DEL PROCEDIMENTO DI VIA	55
4.2	VALUTAZIONE DI INCIDENZA AMBIENTALE	58
4.3	CRITERI PER L'ELABORAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	59
4.4	ARTICOLAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	62
4.4.1	STUDI SPECIALISTICI ALLEGATI ALLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	66
5	BIBLIOGRAFIA	67

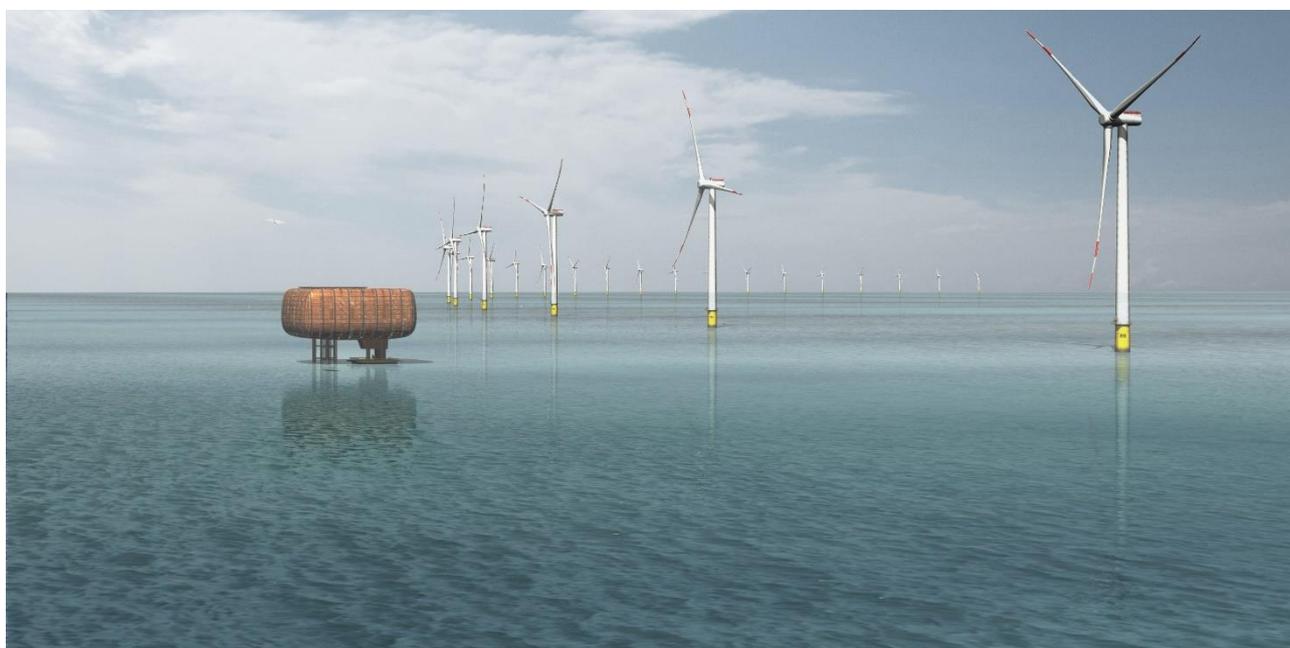
INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1 – Foto inserimenti della centrale eolica offshore "Rimini"	6
Figura 1.2 – ubicazione dell'area di studio che include il progetto presentato in fase preliminare e le sue alternative.....	7
Figura 1.3 – Inquadramento dell'area di progetto e dei LAYOUT A e B alternativi; in evidenza i vincoli d'uso e le tutele.....	8
Figura 1.4 – Piattaforma Azalea B su cui è stato installato l'anemometro LIDAR.....	10
Figura 1.5 – Immagini della centrale offshore, manifesto della transizione energetica.....	15
Figura 1.6 – Unità di Pianificazione dello Spazio Marittimo area marina Adriatico, con identificazione dell'area progetto	22
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.	23
Figura 1.8 – Aerale ricade il LAYOUT A e le alternative, su aree di "Portodimare" confermate dalla DGR 277/2021.....	24
Figura 1.9 – Aerale in cui ricadono i LAYOUT e buffer di 2 Mn da piattaforme in disuso (D.Lgs 199/2021) ..	24
Figura 3.1 – Carta nautica e "involucro progettuale" (in grigio) che include i layout alternativi proposti)	38
Figura 3.2 – Area in cui ricadono le alternative (in bianco) con LAYOUT A (in nero) e B, e opere di connessione	39
Figura 3.3 – Layout alternativi proposti su carta nautica.....	41
Figura 3.4 – Layout A, oggetto della fase istruttoria conclusa e "involucro progettuale" che include le alternative progettuali richieste per la VIA.....	43
Figura 3.5 – Layout B, rappresentativo delle alternative proposte per la comparazione con il Layout A	44
Figura 3.6 – Opere terrestri di connessione alla RTN; in evidenza, l'approdo del cavo marino con HDD (ellisse grigia)	50
Figura 3.7 – L'ingombro della stazione utente si è ridotto rispetto a quello del progetto preliminare (tratteggio bianco)	51
Figura 3.8 – Sezione trasversale della Stazione Utente, con quinte morfologiche alberate di schermo.....	51

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1.1 – Riepilogo del contributo del progetto in termini di emissioni evitate.....	12
Tabella 1.2 – Dati 2018/2020 della Regione Emilia Romagna e Provincia di Rimini e contributo del progetto.	13
Tabella 1.3 – Creazione di nuovi posti di lavoro grazie alla realizzazione della Centrale eolica offshore "Rimini"	14
Tabella 1.4 – Principi e criteri del Reg. UE 2020/852 (DNSH) e verifica di coerenza del progetto.....	27
Tabella 3.1 – Tabella riassuntiva dei dati relativi alle configurazioni dei Layout alternativi elaborati per il progetto	47

INFORMAZIONI, MOTIVAZIONI E DATI DEL PROGETTO _ METODOLOGIA E ARTICOLAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE



1 INTRODUZIONE



Oggetto dello studio è la valutazione dell'impatto ambientale 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.

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.

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 positivamente, 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).

Lo Studio di Impatto Ambientale costituisce parte integrante del Progetto (approfondito a livello di Definitivo); tali documenti sono richiesti 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.

Si riportano di seguito alcune informazioni utili per l’inquadramento e la caratterizzazione del progetto.



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

1.1 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 O&G 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.

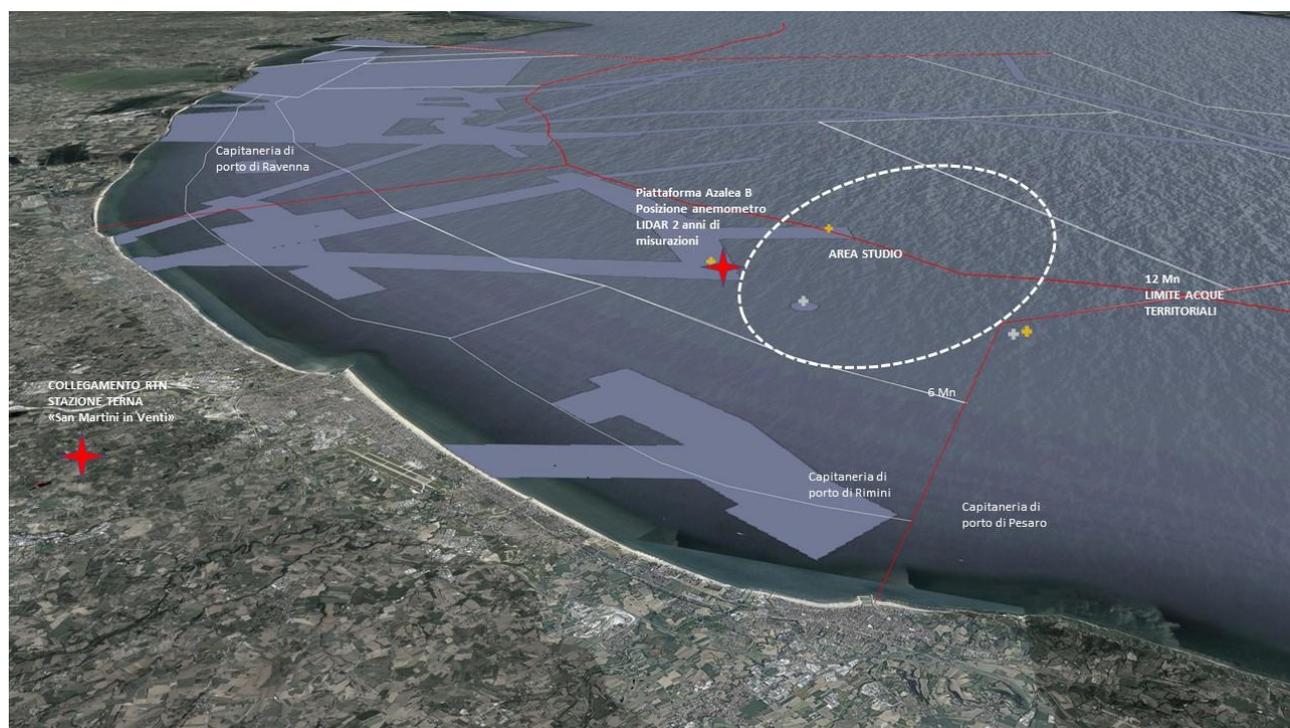


Figura 1.2 – ubicazione dell'area di studio che include il progetto presentato in fase preliminare e le sue alternative

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.

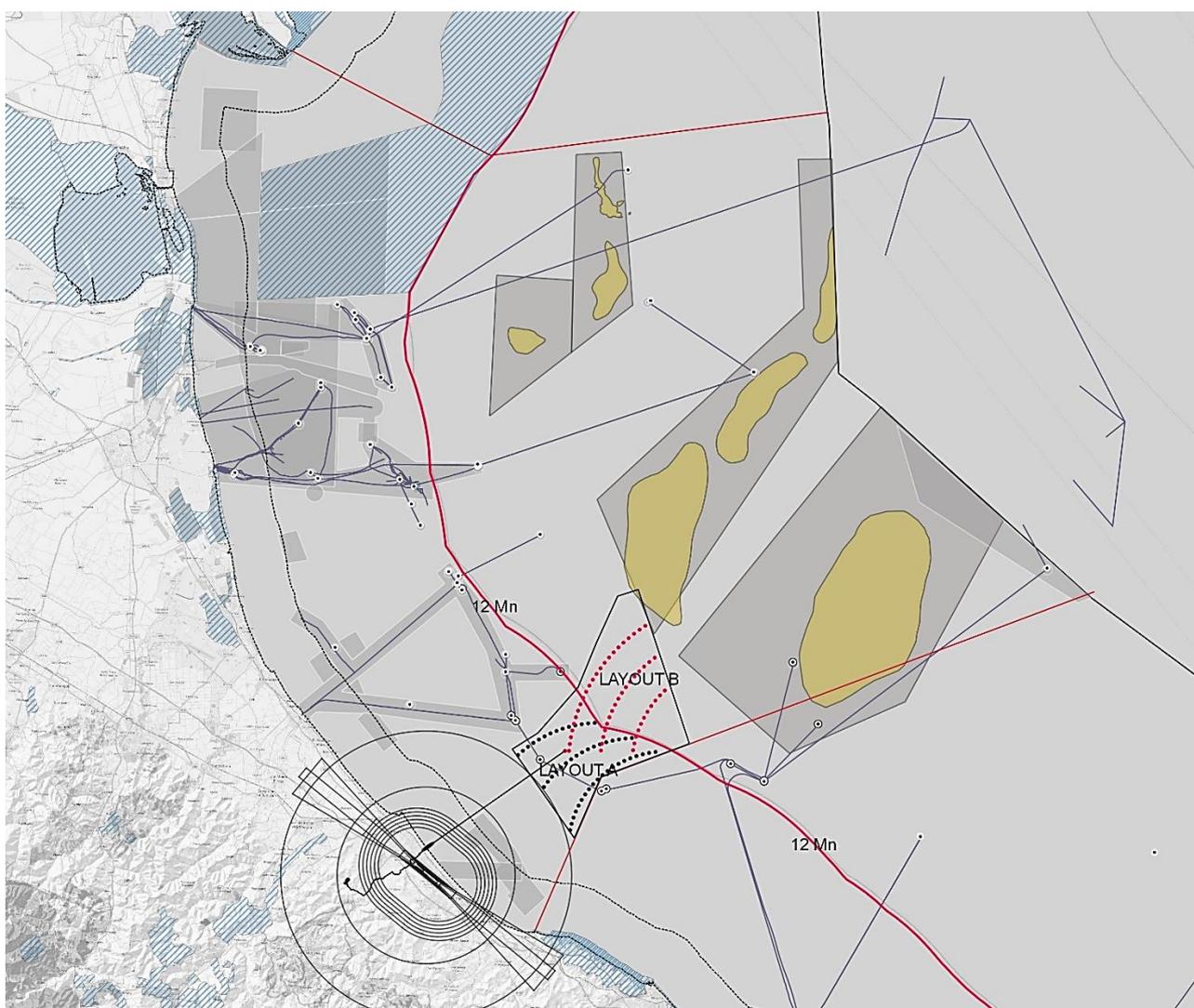


Figura 1.3 – Inquadramento dell'area di progetto e dei LAYOUT A e B alternativi; in evidenza i vincoli d'uso e le tutele

1.2 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.

1.3 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.

1.4 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 CO₂ 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 NOX evitate (tonnellate)	92,3
Emissioni totali di NOX 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, ingegneria 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			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 si dirà 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 di 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.

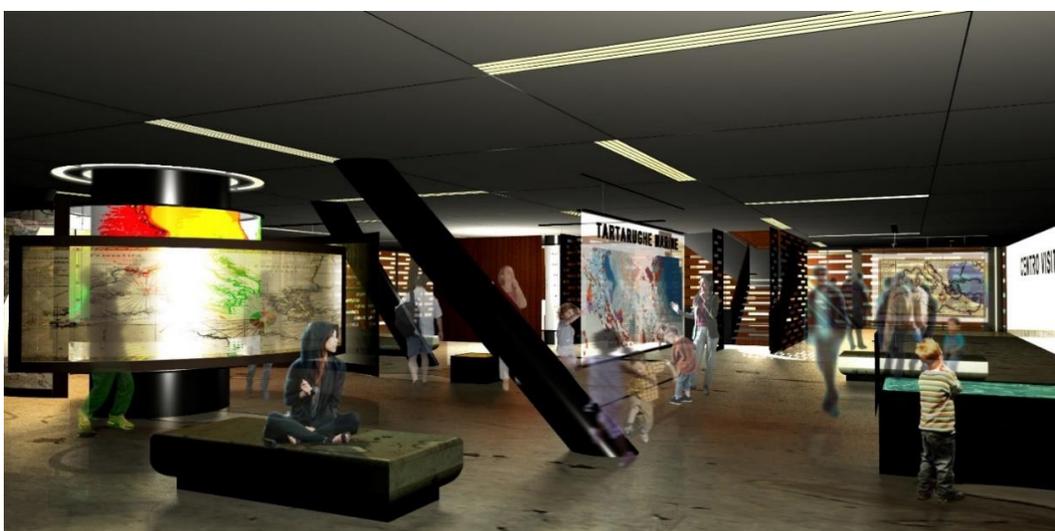


Figura 1.5 – Immagini della centrale offshore, manifesto della transizione energetica.
La Stazione marina è anche presidio in mare per le attività di monitoraggio ambientale, di ricerca scientifica e didattiche.

1.5 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.

1.6 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, il PNIEC 2019 e il PNRR del 2021, 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.**

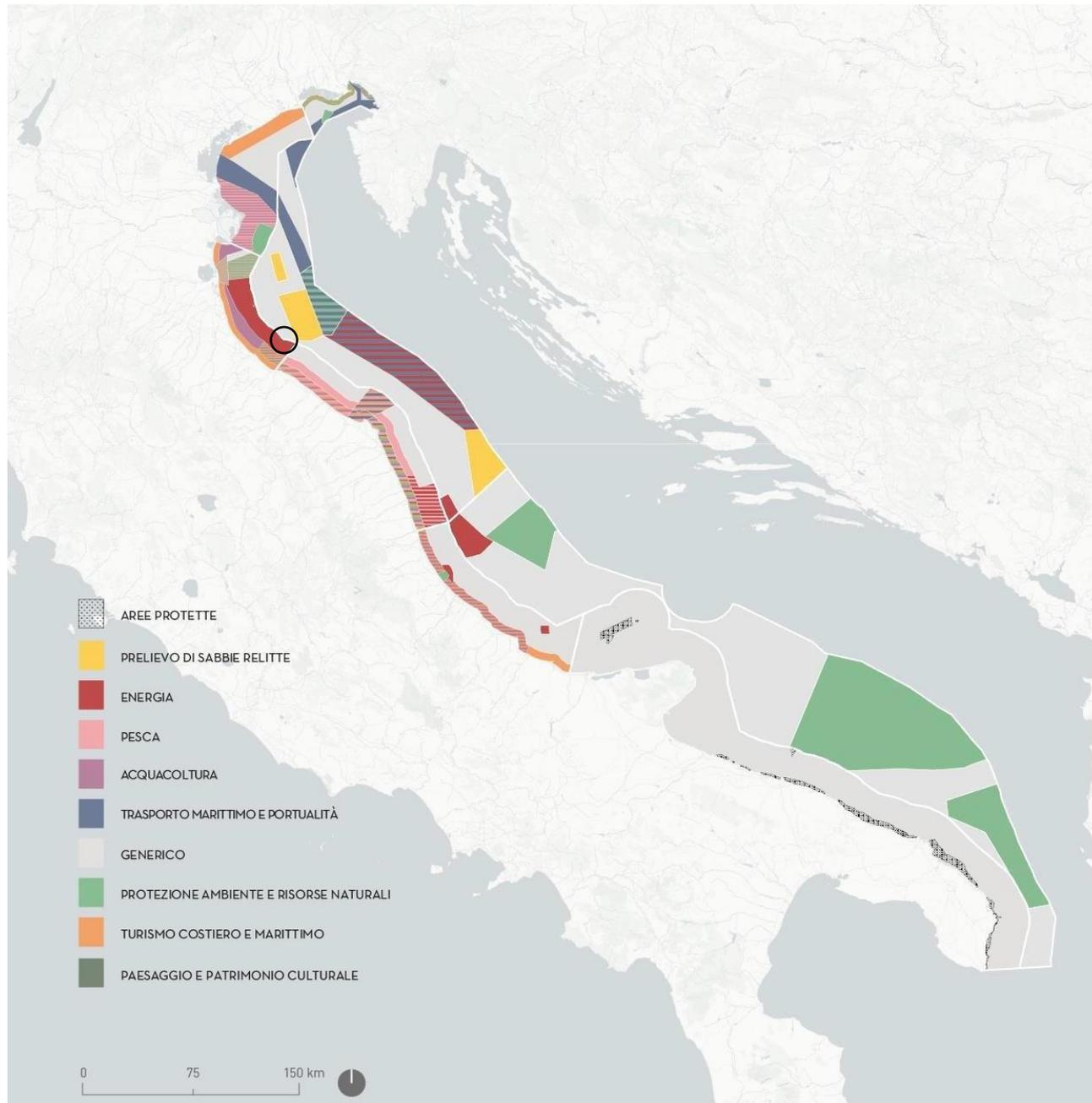


Figura 1.6 – Unità di Pianificazione dello Spazio Marittimo area marina Adriatico, con identificazione dell'area progetto

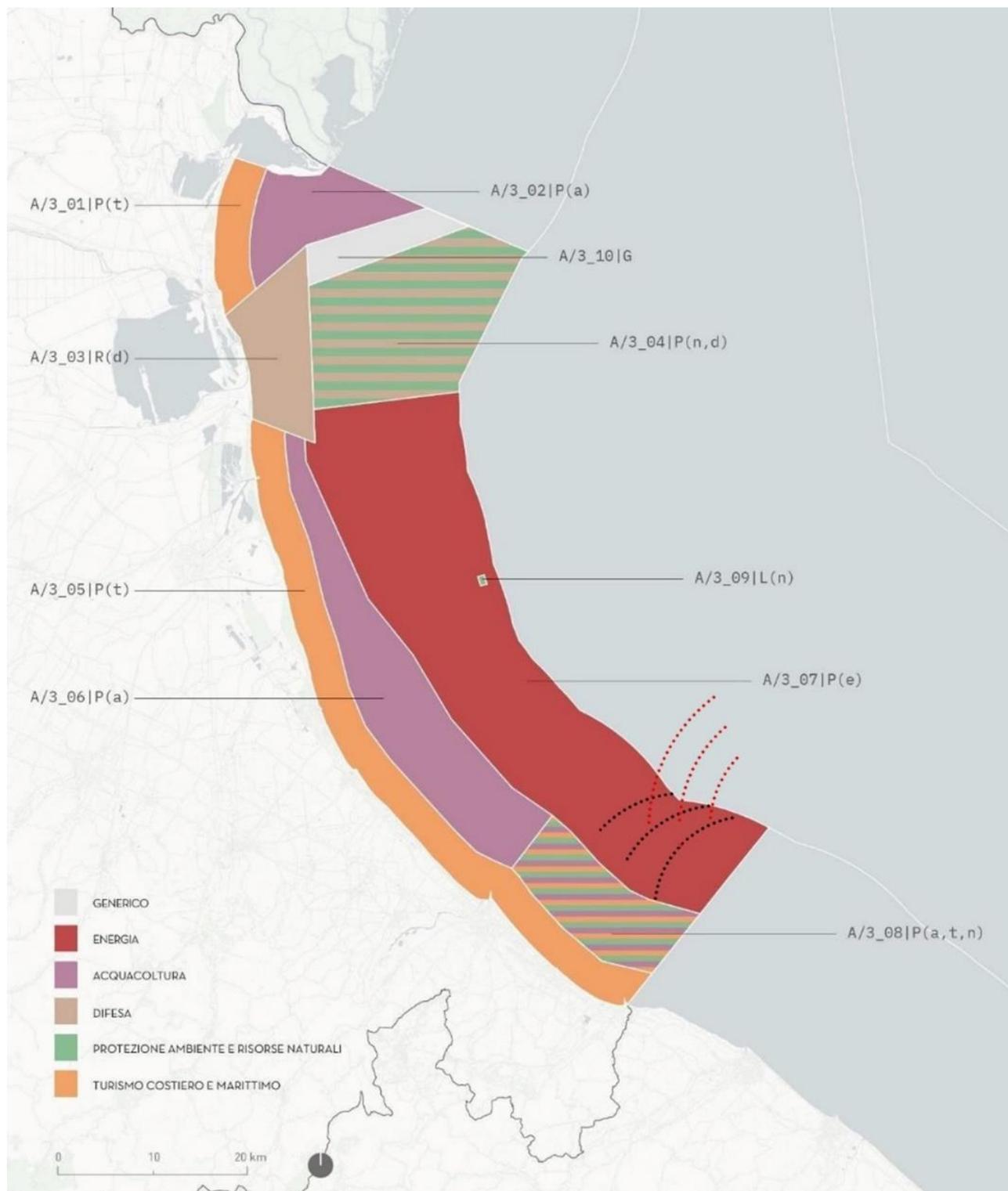


Figura 1.7 – Unità di Pianificazione dello Spazio Marittimo Emilia-Romagna entro le ACQUE TERRITORIALI_ con identificazione dell'area progetto Layout A (nero) e Layout B (rosso) alternativo.

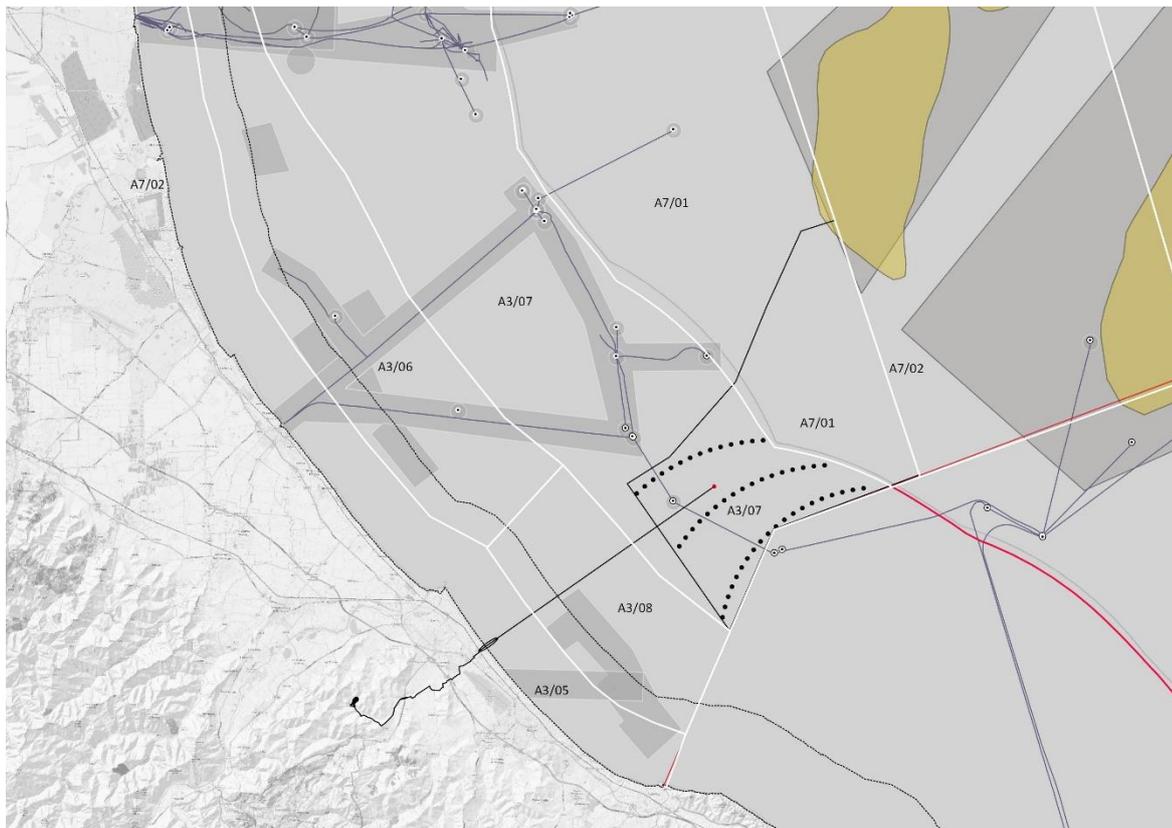


Figura 1.8 – Aerale ricade il LAYOUT A e le alternative, su aree di "Portodimare" confermate dalla DGR 277/2021

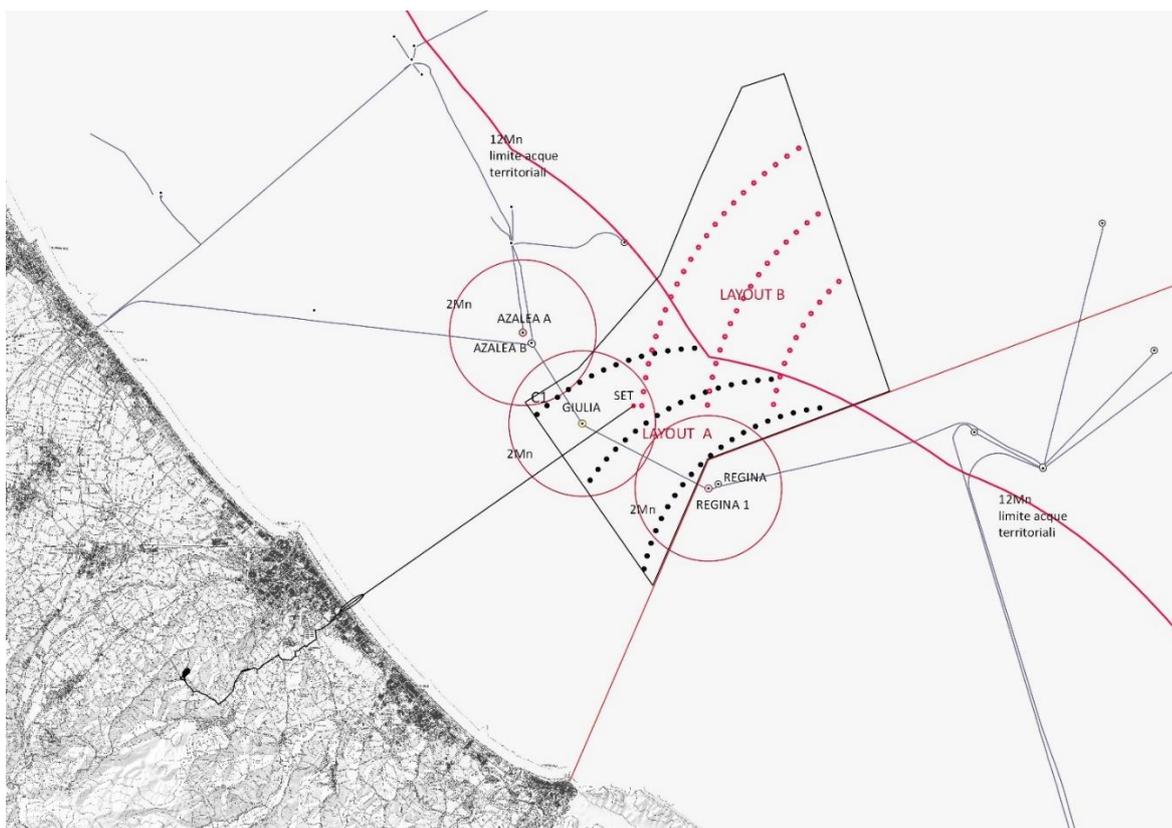


Figura 1.9 – Aerale in cui ricadono i LAYOUT e buffer di 2 Mn da piattaforme in disuso (D.Lgs 199/2021)

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

Il progetto non beneficia di finanziamenti diretti del PNRR, ma si è ritenuto in ogni caso di aderire ai principi sanciti dal Dispositivo per la ripresa e la resilienza (Regolamento UE 241/2021), che 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"; l'adesione 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 ARRECARRE 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).

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. l) e della legge 23 agosto 2004, n. 239, articolo 1, comma 7, lett. l).

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 adottato dal Ministero della Transizione Ecologica di concerto col competente direttore generale del Ministero della Cultura;
- 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 di 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, date 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 istruttorio, 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 rientra nelle finalità della fase istruttoria svolta e conclusa, ma attiene propriamente alla fase di Valutazione di Impatto Ambientale.

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 minime limitazioni operative 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 costrizioni 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**).

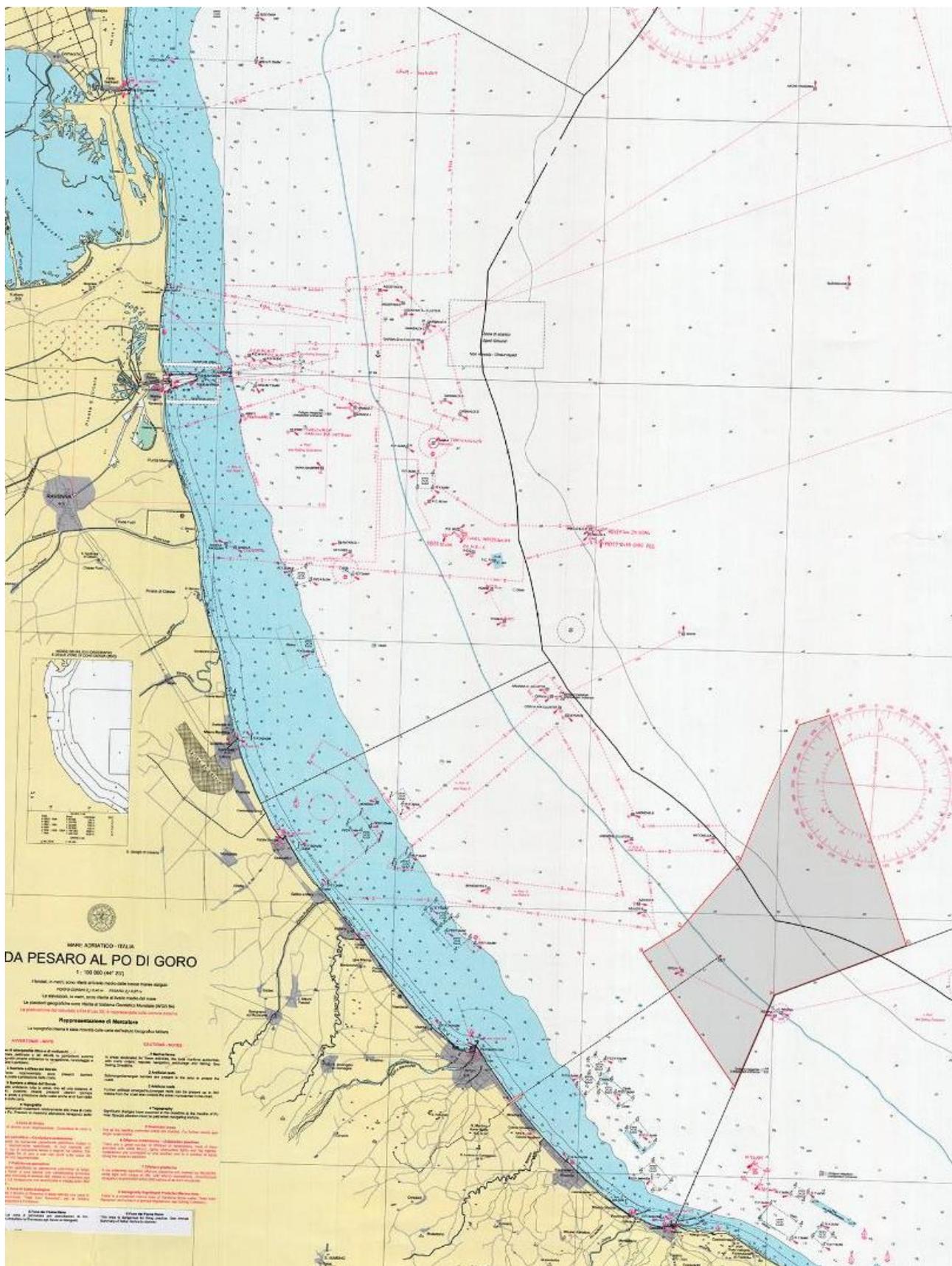


Figura 3.1 – Carta nautica e “involucro progettuale” (in grigio) che include i layout alternativi proposti)



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);

- Tutte le configurazioni proposte sono coerenti in termini di localizzazione con la citata proposta regionale della 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 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.

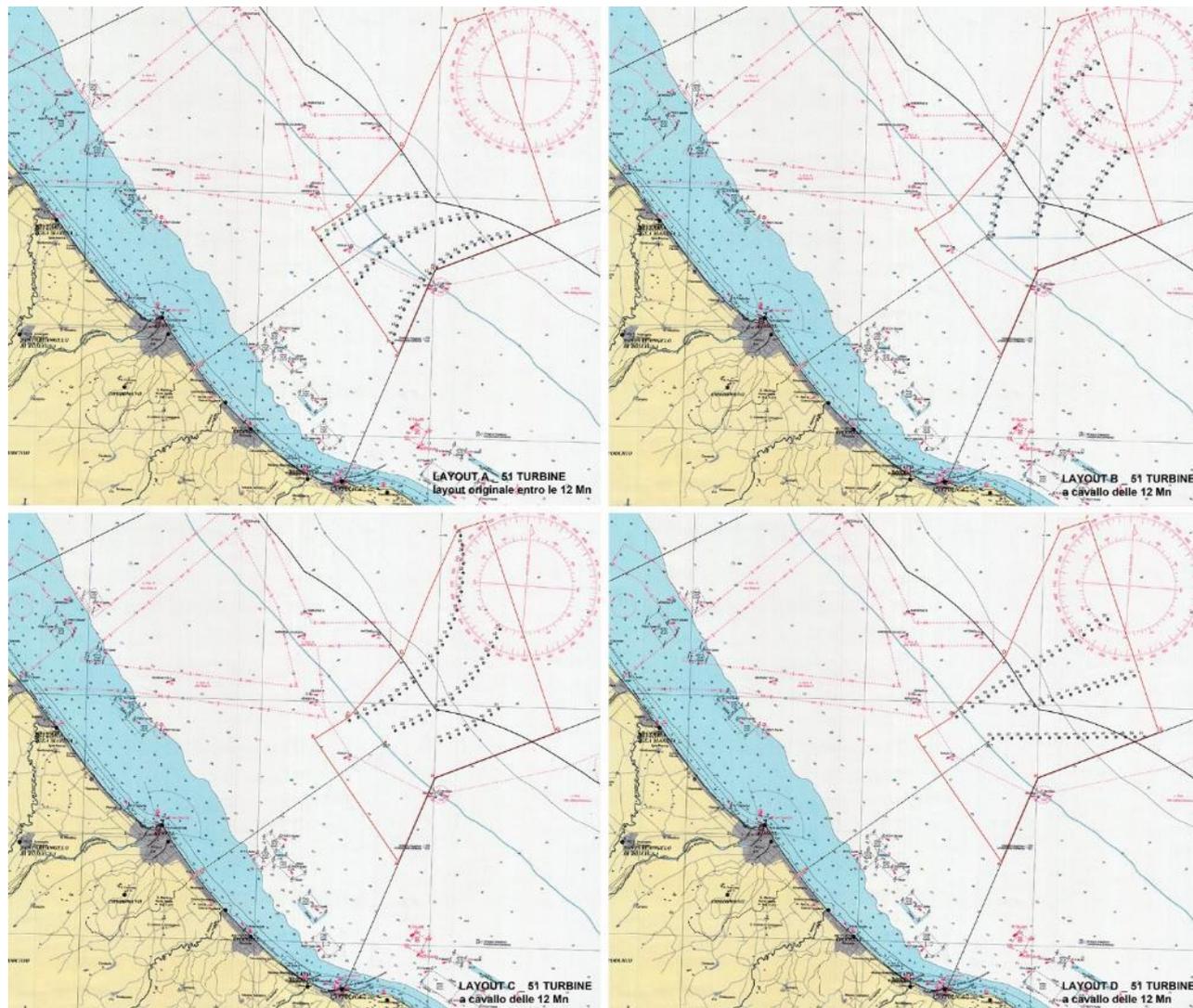


Figura 3.3 – Layout alternativi proposti su carta nautica

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.

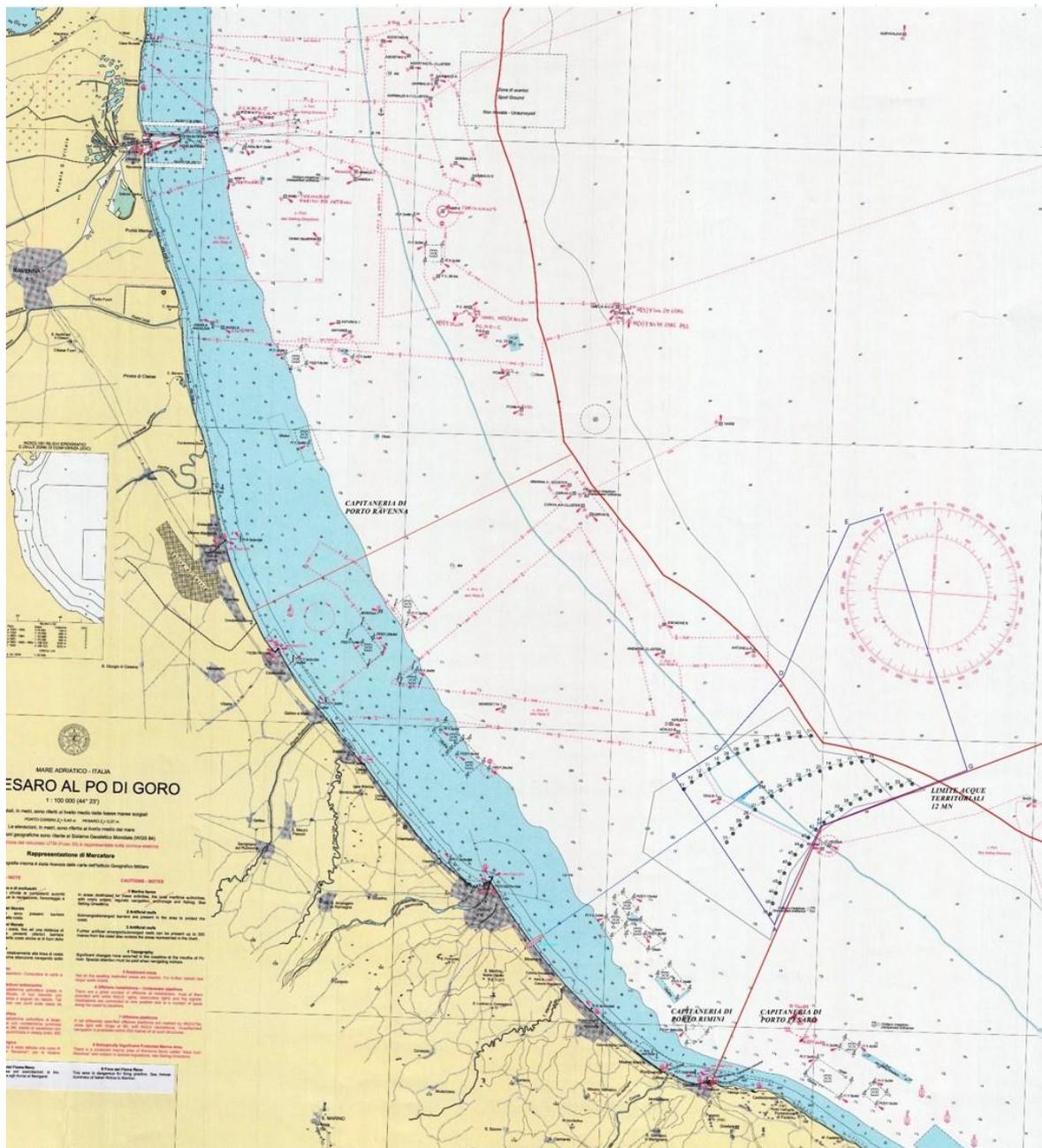


Figura 3.4 – Layout A, oggetto della fase istruttoria conclusa e “involucro progettuale” che include le alternative progettuali richieste per la VIA

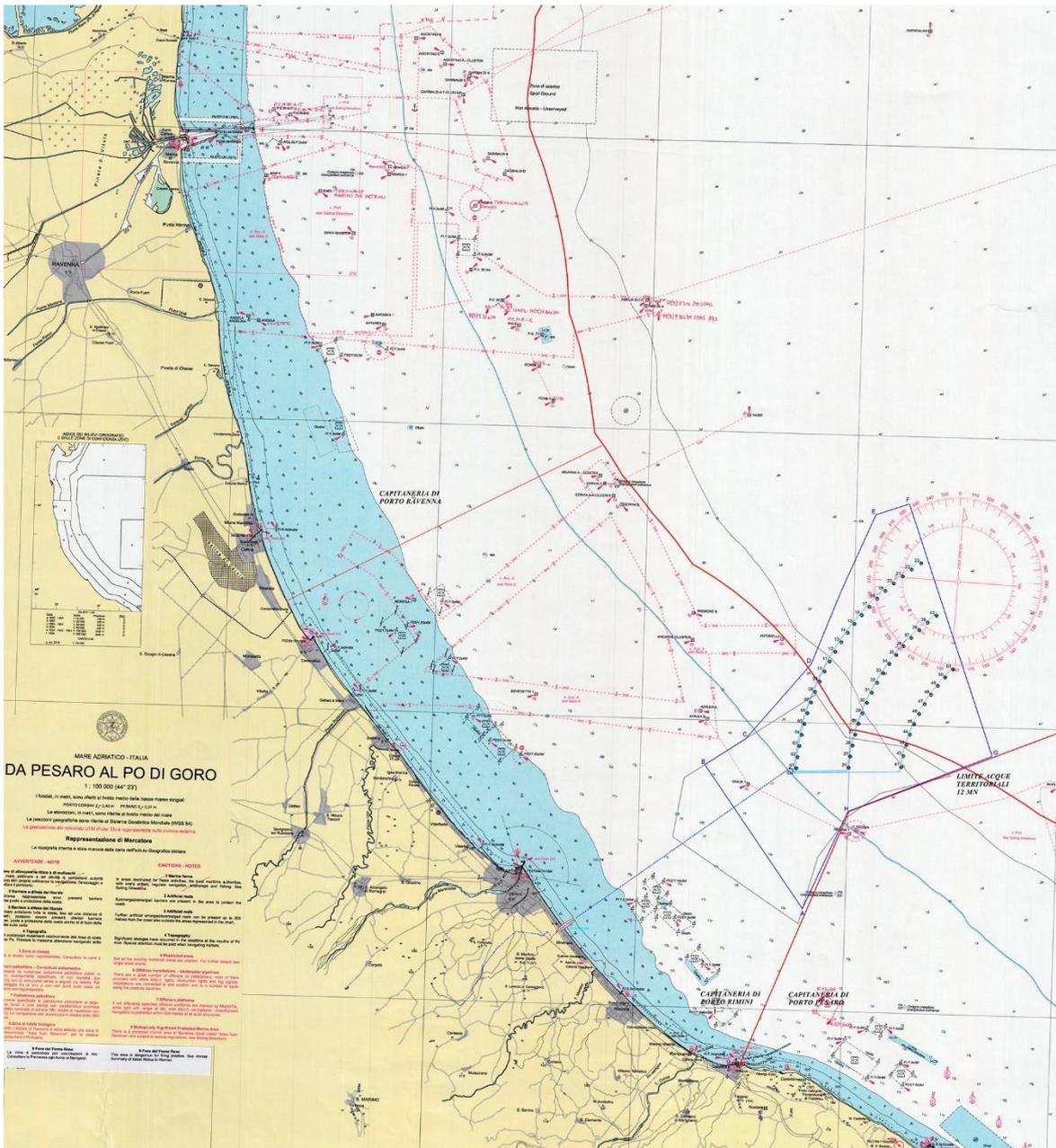


Figura 3.5 – Layout B, rappresentativo delle alternative proposte per la comparazione con il Layout A

In tutte le configurazioni alternative proposte, parte degli aerogeneratori ricadono sempre nell'area richiesta preliminarmente in concessione demaniale marittima e già assentita nella prima fase istruttoria.

Gli studi, nonostante la contiguità, evidenziano differenze rispetto alla prima area ma al tempo stesso confermano che anche in questo caso il progetto ha interazioni molto meno significative sui fattori ambientali rispetto ad altri ambiti ricadenti nell'area vasta di riferimento.

Anche in questo caso l'aerale alternativo definito, in cui ricadono le alternative di configurazione dei layout, risulta coerente con gli studi e le proposte finalizzati alla Pianificazione dello Spazio Marittimo.

Le principali differenze tra le due aree proposte si possono riassumere nei punti di seguito precisati.

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 della 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 13,14 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.

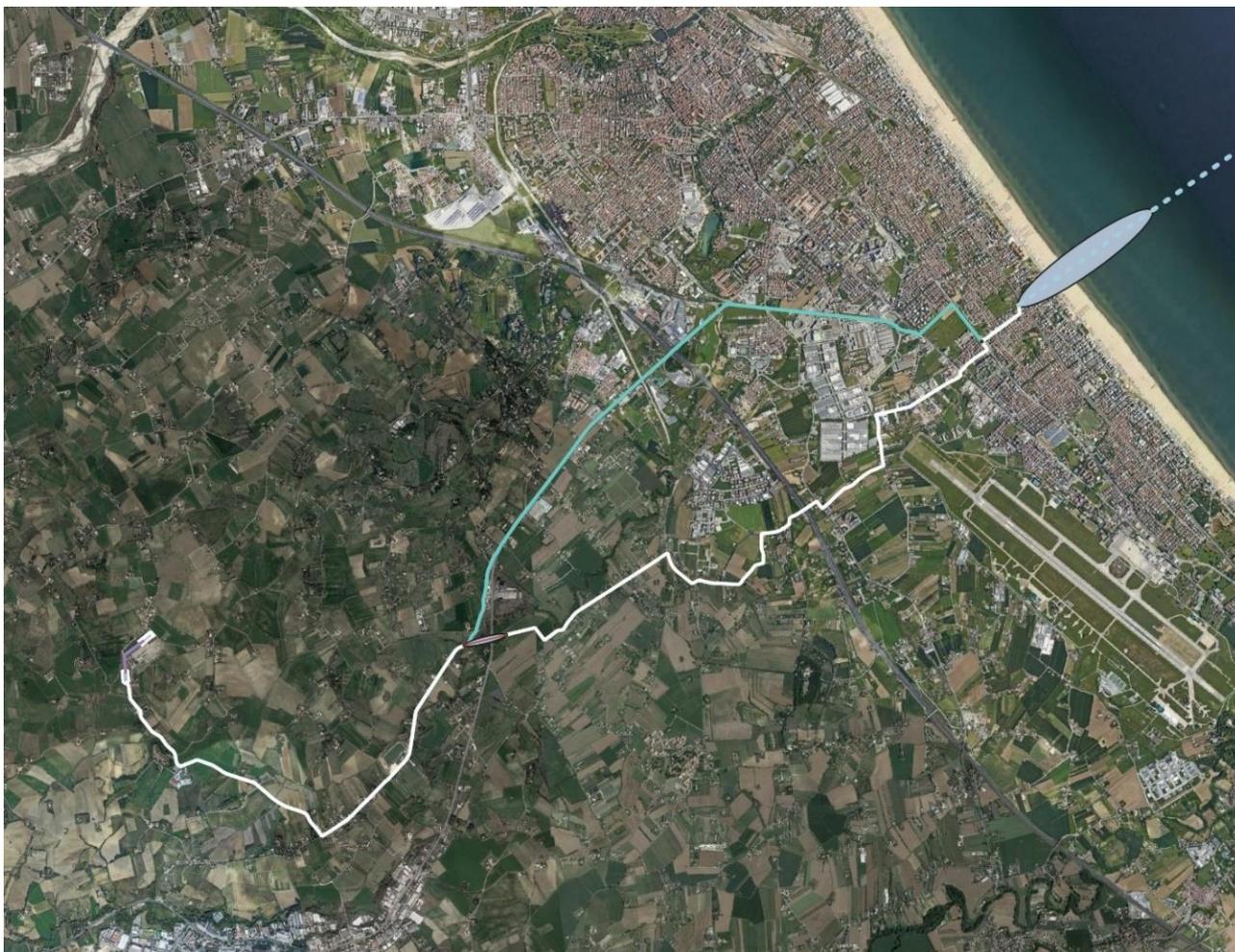


Figura 3.6 – Opere terrestri di connessione alla RTN; in evidenza, l'approdo del cavo marino con HDD (ellisse grigia)

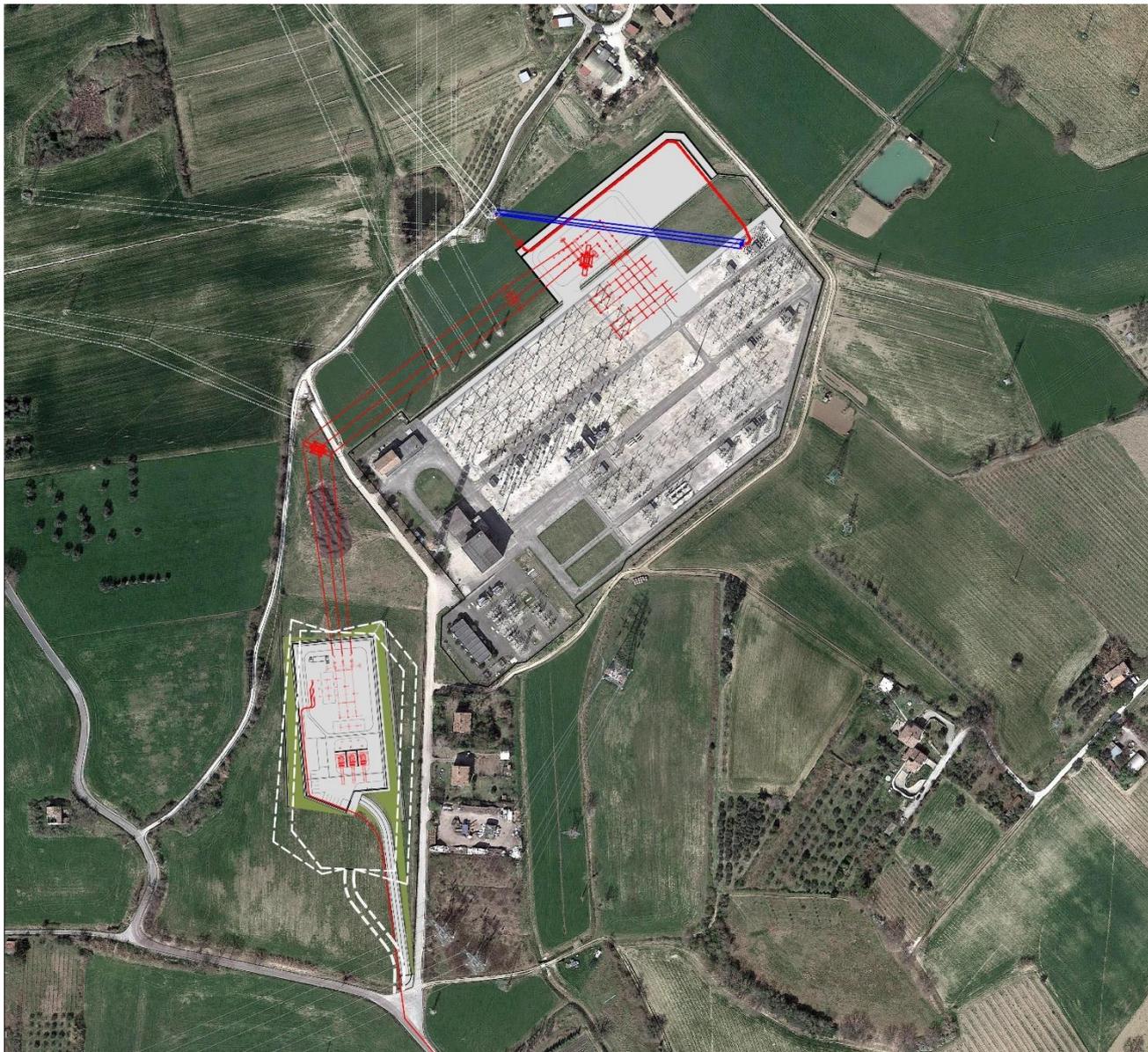


Figura 3.7 – L'ingombro della stazione utente si è ridotto rispetto a quello del progetto preliminare (tratteggio bianco)

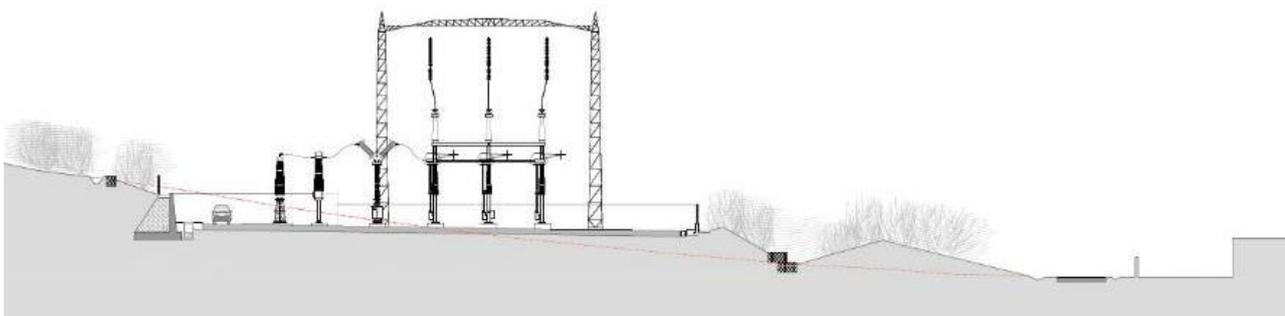


Figura 3.8 – Sezione trasversale della Stazione Utente, con quinte morfologiche alberate di schermo

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 30/04/2022, 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 NORMATIVA DI RIFERIMENTO, METODOLOGIA E ARTICOLAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

In riferimento alla tipologia di generazione, il progetto si inquadra nell'ambito della produzione di energia pulita mediante lo sfruttamento della forza del vento in ambito marino, tecnologia sviluppata a livello industriale e competitiva, largamente utilizzata in Europa e fortemente sostenuta da una serie di atti legislativi concernenti le fonti rinnovabili e il loro utilizzo anche in ambiente offshore.

Il progetto rientra nell'ambito degli obiettivi internazionali finalizzati alla produzione di energia da fonti rinnovabili, al contrasto ai cambiamenti climatici e alla conseguente riduzione delle emissioni in atmosfera di gas climalteranti.

Come premesso, per tali motivi e per il fondamentale ruolo che assumono in contesto europeo e attualmente nelle intenzioni e politiche energetiche e di contrasto ai cambiamenti climatici dello Stato Italiano, gli impianti di generazione di energia elettrica da fonte eolica offshore sono compresi nell'ALLEGATO I-bis alla Parte II del D.Lgs 152/2006 e considerati come **"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"**.

L'installazione di una centrale eolica offshore ha generalmente effetti positivi sull'ambiente in quanto utilizza una fonte rinnovabile, garantisce una produzione di energia elettrica senza l'introduzione in atmosfera di elementi e sostanze nocive dannosi per l'uomo e per l'ambiente, che viceversa sono sicuramente prodotti da centrali di generazione elettrica alimentate da combustibili convenzionali e fossili.

Tuttavia, il progetto di un impianto eolico offshore può avere molteplici interazioni rispetto alle componenti ambientali, agli attuali usi del mare e in generale rispetto ai caratteri ed elementi che attengono al rapporto della realizzazione con gli aspetti marini e terrestri (contesto Terra-Mare).

Data pertanto la potenziale rilevante trasformazione dell'ambiente marino in cui si inserisce e in relazione alla tipologia di intervento, **il progetto è soggetto a Valutazione di Impatto Ambientale di competenza Statale, per effetto dell'art 7-bis comma 2 del D.Lgs 152/2006.**

Il progetto è infatti ricompreso nell'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii., che elenca le opere da assoggettare a VIA di competenza statale, **e specificamente al comma 7-bis, "Impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare"**.

La competenza del procedimento è in capo al Ministero della Transizione Ecologica (ex Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare), in base al riordino delle competenze amministrative disposto dalla Legge 22 aprile 2021, n. 55 di conversione del Decreto Legge 1 marzo 2021, n. 22.

4.1 RIFERIMENTI NORMATIVI E SEMPLIFICAZIONI DEL PROCEDIMENTO DI VIA

Il principale riferimento normativo è costituito dal D.Lgs. 3 aprile 2006 N. 152 "Norme in Materia Ambientale", cosiddetto Testo Unico dell'Ambiente, che ha recepito e tradotto in un articolato sistema di definizioni, aspetti procedurali e normativi tutte le direttive che la Comunità Europea a partire dal 1977 ha indicato con l'obiettivo dichiarato di affermare la necessità di un'azione ambientale preventiva e di

predisporre regole per analizzare la rilevanza dell'impatto sulle risorse ambientali derivante dalla realizzazione dei progetti di trasformazione del territorio.

Il Testo Unico dell'Ambiente è stato più volte oggetto di modifiche, disposizioni e integrazioni.

Una significativa evoluzione si è avuta con il D.Lgs. del 16/06/2017 N. 104 che ha introdotto il procedimento autorizzatorio unico, in attuazione della Direttiva 2014/52/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16/04/2014 che modifica la Direttiva 2011/92/UE concernente la Valutazione di Impatto Ambientale.

Il D.Lgs 104/2017 e la sua trasposizione nel D.Lgs 152/2006 attuano gli obiettivi di rafforzare la qualità della procedura di valutazione d'impatto ambientale, di allineare tale procedura ai principi della regolamentazione intelligente (*smart regulation*), di rafforzare la coerenza e le sinergie con altre normative e politiche dell'Unione, di garantire il miglioramento della protezione ambientale e l'accesso del pubblico alle informazioni attraverso la disponibilità delle stesse anche in formato elettronico.

In linea con tali obiettivi il decreto di attuazione introduce nuove norme che rendono maggiormente efficienti le procedure sia di verifica di assoggettabilità a Valutazione di Impatto Ambientale sia della valutazione stessa, che incrementano i livelli di tutela ambientale e che contribuiscono a rilanciare la crescita sostenibile.

Inoltre il Decreto sostituisce l'articolo 14 della Legge n. 241/1990 in tema di Conferenza dei Servizi relativa a progetti sottoposti a VIA e l'articolo 26 del D.Lgs n. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio) che disciplina il ruolo del Ministero della Cultura (già Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo) nel procedimento di VIA.

In ordine di tempo, importantissime sono le modifiche e semplificazioni introdotte dalla Legge 29 luglio 2021 n. 108 di "Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 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 (Pubblicata nella Gazz. Uff. 30 luglio 2021, n. 181, S.O.).

La Legge 108/2021, per alcuni aspetti strettamente connessi alla tipologia di interventi in esame, trova piena applicazione a partire dal 31 luglio 2021, a conclusione della fase transitoria introdotta dall'art. 7 comma 1 del **D.Lgs 23 giugno 2021, n. 92 "Misure urgenti per il rafforzamento del Ministero della Transizione Ecologica e in materia di sport"** [GU Serie Generale n.148 del 23-06-2021], che qui si riporta:

Art. 7

Regime transitorio in materia di VIA e per il funzionamento della Scuola nazionale della pubblica amministrazione

1. *L'articolo 8, comma 2-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si applica alle istanze presentate a partire dal 31 luglio 2021.*

[omissis]

Si applicano pertanto anche al caso in esame tutte le disposizioni stabilite dal D.Lgs 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".

Le semplificazioni 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.

In particolare il D.Lgs 77, come premesso ha introdotto l'ALLEGATO I-bis alla Parte II del D.Lgs 152/2006, e **ha disposto una semplificazione del procedimento per i progetti che concorrono al raggiungimento degli obiettivi indicati dal PNRR/PNIEC, istituendo ad hoc anche una specifica Commissione Tecnica.**

Secondo l'Art. 17 del D.LGS 77/2021, all'art. 8 del D.Lgs 152/2006 è aggiunto il comma 2-bis che recita:

“Per lo svolgimento delle procedure di valutazione ambientale di competenza statale dei progetti ricompresi nel PNRR, di quelli finanziati a valere sul fondo complementare nonché dei progetti attuativi del PNIEC individuati nell'Allegato I-bis del presente decreto, è istituita la Commissione Tecnica PNRR-PNIEC, posta alle dipendenze funzionali del Ministero della transizione ecologica...”.

All'Art. 20 della Legge di Conversione del D.Lgs 77/2021 **ha introdotto una Nuova disciplina della Valutazione di Impatto Ambientale** e disposizioni speciali per gli interventi PNRR-PNIEC, **modificando o integrando l'art. 25 del D.Lgs 152/2006 in merito allo svolgimento e alla tempistica del procedimento.**

In particolare si citano il comma 2 bis e 2 ter dell'art. 25 del D.Lgs 152/2006 secondo cui la Commissione Tecnica PNIEC **si esprime entro il termine di trenta giorni dalla conclusione della fase di consultazione e comunque entro il termine di centotrenta giorni dalla data di pubblicazione della documentazione, predisponendo lo schema di provvedimento di VIA;** il provvedimento conclusivo dovrebbe essere adottato entro i successivi 30 giorni previa acquisizione del concerto del Ministero della Cultura.

In definitiva per i progetti PNIEC il procedimento dovrebbe concludersi in 180 giorni, superati i quali il proponente avrà diritto al rimborso del 50% degli oneri istruttori versati ai sensi dell'art. 23..

Il Capo V del D.LGS 77/2021 detta anche disposizioni in materia paesaggistica istituendo la Soprintendenza Speciale per il PNRR, introducendo ulteriori misure urgenti per l'attuazione del PNRR.

L'art 29 istituisce presso il Ministero della cultura **la Soprintendenza speciale per il PNRR**, al fine di assicurare la più efficace e tempestiva attuazione degli interventi del PNRR, che costituisce ufficio di livello dirigenziale generale straordinario operativo fino al 31 dicembre 2026.

Sempre relativamente agli aspetti paesaggistici il D.LGS 77/2021 disciplina al Capo VI le **misure di accelerazione delle procedure per le fonti rinnovabili** e in particolare si cita l'Art. 30 (Interventi localizzati in aree contermini), secondo cui nei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, localizzati in aree contermini a quelle sottoposte a tutela paesaggistica, **il Ministero della Cultura si esprime nell'ambito della conferenza di servizi con parere obbligatorio non vincolante.**

Il già citato D.Lgs 199/2021 stabilisce che in riferimento agli impianti offshore ricadenti in AREE IDONEE il MIC 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.

Per quanto riguarda la necessità di attivare in seno alla Procedura di Valutazione Ambientale anche Valutazione di Incidenza Ambientale sui siti della rete Natura 2000, si considera quanto segue.

4.2 VALUTAZIONE DI INCIDENZA AMBIENTALE

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".

Secondo le "LINEE GUIDA NAZIONALI PER LA VALUTAZIONE DI INCIDENZA (VIncA) DIRETTIVA 92/43/CEE "HABITAT" ART. 6, paragrafi 3 e 4", adottate in data 28.11.2019, nella premessa "Finalità e struttura delle Linee Guida nazionali per la Valutazione di Incidenza", si evince che tra le caratteristiche delle Valutazione di Incidenza emerge che è **"una procedura, preventiva, vincolante, di verifica caso per caso, che non può prevedere soglie di assoggettabilità, elenchi di semplici esclusioni, né tantomeno è possibile introdurre zone buffer, in assenza di opportune verifiche preliminari. Anche per tali peculiarità la Direttiva "Habitat" non ammette deroghe al proprio articolo 6.3"**.

Le stesse linee guida al **Capitolo 2** (Screening di Incidenza - Livello I), nelle Disposizioni **del paragrafo 2.2.** (Determinazioni sulla fase di screening di Incidenza) – **"Non si possono delimitare aree buffer in modo aprioristico"** citano che *"La Direttiva 92/43/CEE "Habitat", il D.P.R. 357/97 e s.m.i, nonché i diversi documenti di indirizzo della Commissione europea, non prevedono l'individuazione di zone di buffer rispetto ai siti Natura 2000 all'interno delle quali i P/P/P/I/A devono essere o meno assoggettati alle disposizione dell'art. 6.3 della Direttiva. Pertanto, nella discrezionalità tecnica delle Autorità regionali e delle Province Autonome, il criterio relativo alla individuazione di zone definite come buffer deve corrispondere a prevalutazioni condotte sull'effetto diretto ed indiretto di determinate tipologie di P/P/P/I/A nei confronti di singoli siti, poiché i livelli di interferenza possono variare in base alla tipologia delle iniziative e alle caratteristiche sito-specifiche (si veda paragrafo 2.3). Per tale ragione una individuazione aprioristica di zone buffer non può essere accettata, ma deve essere individuata in modo differenziali per i diversi siti e le diverse categorie di progetto, in considerazione dell'area vasta di influenza del P/P/P/I/A"*.

La Regione Emilia Romagna, nell'ambito delle sue competenze in materia, nell'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), stabilisce 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 chiropteri, 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 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; le distanze minime dell'impianto rispetto ai siti di rilevanza naturalistica risultano ragguardevoli, comprese tra gli 11 e i 62 km e dunque esterne ai relativi buffer di 5 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'adeguata 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_R-AVIFAUNA-CHIROTTERI – Aspetti naturalistici, avifauna e chiroterteri), **sono state approfondite le potenziali interazioni tra l'impianto in progetto e le aree protette.**

In particolare, relativamente a quanto disposto al Capitolo 2, paragrafo 2.2 delle Linee Guida Ministeriali secondo cui *"Non si possono delimitare aree buffer in modo aprioristico"*, dalle analisi bibliografiche effettuate per il progetto della centrale eolica off-shore "Rimini", si evince ad esempio che per le specie di avifauna acquatica quali Avocetta, Cavaliere d'Italia, Sterna comune, Fraticello e Gabbiano corallino, emerge una mutua interconnessione tra Laguna di Venezia, Delta del Po, e probabilmente zone umide romagnole, a testimonianza di un'unica popolazione nidificante nel nord-Adriatico, distribuita su più siti.

Nonostante le zone umide romagnole più prossime alle opere progettuali (Comacchio a circa 30 km nord-ovest) siano a distanze considerabili non critiche ai fini della conservazione delle comunità ornitiche o specie di particolare interesse conservazionistico, un'ipotetica incidenza negativa su una popolazione nidificante presso le zone umide di Comacchio potrebbe interessare in realtà una porzione della popolazione complessiva dell'intero sistema delle zone umide dell'Adriatico settentrionale, incidendo quindi sull'intera popolazione e quindi anche su zone umide molto distanti come quelle del Delta del Po poste a circa 80 km nord-nord ovest.

Per tale motivo nel citato studio Naturalistico allegato al SIA e a cui si rimanda, sono state indagate le potenziali incidenze del progetto con habitat e specie di interesse identificate come maggiormente esposte a potenziali rischi.

Dagli approfondimenti effettuati nel presente studio sulle specie di avifauna e chiroterrofauna sensibili individuate, non sono emersi impatti con incidenza significativa negativa da collisione, perdita di habitat, perturbazioni e spostamento e effetti barriera.

Poiché sui comportamenti e spostamenti dell'avifauna prevale sempre un grado di cauta incertezza, a seguito dei monitoraggi ambientali, le cui modalità sono specificate nello Studio Specialistico e nel Progetto di Monitoraggio che fa parte dello Studio di Impatto Ambientale (elaborato OWFRMN_V3-SC3-01_R-PMA Progetto di Monitoraggio Ambientale), la raccolta e l'elaborazione dei dati permetterà di stimare con maggiore precisione gli impatti potenziali e la significatività dell'incidenza.

4.3 CRITERI PER L'ELABORAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Fino all'entrata in vigore del D.Lgs 104/2017, per la definizione dei contenuti e per l'elaborazione dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) si è fatto riferimento al D.P.C.M. 27/12/1988 *"Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'art. 6, L. 8 luglio 1986, n. 349, adottate ai sensi dell'art. 3 del D.P.C.M. 10 agosto 1988, n. 377"*.

Il DPCM 27/12/1988, **oggi definitivamente abrogato dal D.Lgs 104/2017**, ha rappresentato il principale riferimento metodologico, rispetto al quale per oltre 30 anni si è impostato lo SIA articolandolo nei consueti e tradizionali 3 quadri: Programmatico, Progettuale e Ambientale.

Il Codice dell'Ambiente, nella sua versione vigente adeguata al D.Lgs 104/2017, indica all'Art. 22 i contenuti minimi dello Studio di Impatto Ambientale e fa esplicito rimando all'Allegato VII alla Parte Seconda **"Contenuti dello Studio di Impatto Ambientale di cui all'art. 22"**.

lo Studio di Impatto Ambientale, ai sensi del D.Lgs 152/2006 art. 5 comma 1 lettera i), è *il documento che integra gli elaborati progettuali ai fini del procedimento*.

Ai sensi del medesimo Testo Unico dell'Ambiente, art. 5 comma 1 lettera c), *gli Impatti Ambientali sono gli effetti significativi, diretti e indiretti, di un piano, di un programma o di un progetto, sui seguenti fattori:*

- *popolazione e salute umana;*
- *biodiversità, con particolare attenzione alle specie e agli habitat protetti in virtù della direttiva 92/43/CEE e della direttiva 2009/147/CE;*
- *territorio, suolo, acqua, aria e clima;*
- *beni materiali, patrimonio culturale, paesaggio;*
- *interazione tra i fattori sopra elencati.*

Negli impatti ambientali rientrano gli effetti derivanti dalla vulnerabilità del progetto a rischio di gravi incidenti o calamità pertinenti il progetto medesimo

L'Allegato VII alla Parte Seconda indica i Contenuti dello Studio di impatto ambientale di cui all'articolo 22.

La sequenza degli argomenti e i contenuti specifici da trattare, nel 2020 sono stati ulteriormente puntualizzati nelle **Linee Guida Nazionali e Norme Tecniche** per l'elaborazione della documentazione finalizzata allo svolgimento della Valutazione di Impatto Ambientale, redatte dal **Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA)**, la cui adozione è stata prevista dal D.Lgs. 104/2017.

Lo Studio di Impatto Ambientale è stato dunque elaborato in conformità alle Linee Guida adottate nel 2020 dal SNPA, in attuazione delle modifiche normative introdotte con il D.Lgs. 104/2017 alla Parte Seconda del Testo Unico dell'Ambiente (D.Lgs 152/2006).

Il documento di riferimento, denominato "Valutazione di Impatto Ambientale. Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale _ ISBN 978-88-448-0995-9 _ © Linee Guida SNPA, 28/2020", secondo gli estensori:

"... fornisce uno strumento, per la redazione e la valutazione degli studi di impatto ambientale per le opere riportate negli allegati II e III della parte seconda del D.Lgs. 152/06 s.m.i.

Le indicazioni della Linea Guida integrano i contenuti minimi previsti dall'art. 22 e le indicazioni dell'Allegato VII del D.Lgs. 152/06 s.m.i, sono riferite ai diversi contesti ambientali e sono valide per le diverse categorie di opere; l'obiettivo è di fornire indicazioni pratiche chiare e possibilmente esaustive".

Secondo le Linee Guida:

" Il SIA deve esaminare le tematiche ambientali, intese sia come fattori ambientali sia come pressioni, e le loro reciproche interazioni in relazione alla tipologia e alle caratteristiche specifiche dell'opera, nonché al contesto ambientale nel quale si inserisce, con particolare attenzione agli elementi di sensibilità e di criticità ambientali preesistenti".

Secondo le Linee Guida le Tematiche Ambientali da trattare sono distinte nei seguenti Fattori Ambientali e Agenti Fisici (Pressioni):

▪ **Fattori Ambientali**

- A. Popolazione e salute umana
- B. Biodiversità
- C. Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare
- D. Geologia e acque
- E. Atmosfera
- F. Sistema paesaggistico ovvero Paesaggio, Patrimonio culturale e Beni materiali

▪ **Agenti Fisici**

- G.1) Rumore
- G.2) Vibrazioni
- G.3) Radiazioni non ionizzanti (campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici non ionizzanti)
- G.4) Inquinamento luminoso e ottico
- G.5) Radiazioni ionizzanti.

Data la specificità della localizzazione, nello Studio di Impatto Ambientale le tematiche ambientali sono state per lo più riferite all'ambiente marino.

Al tempo stesso sono state indagate le reali implicazioni e i rapporti complessi che possono intercorrere tra un'infrastruttura di produzione energetica da fonte eolica offshore e l'ambito territoriale e il paesaggio che l'accolgono e grande attenzione è stata riservata anche agli aspetti socio economici diretti e indiretti relativi alle attività e agli usi del mare in atto e alla specifica vocazione turistica dell'ambito costiero.

Data la specifica tipologia impiantistica e l'assenza in Italia di progetti analoghi e di linee guida nazionali specifiche, si è fatto riferimento alle **Linee Guida metodologiche già sperimentate nel resto d'Europa** e promosse da Istituzioni Pubbliche e centri di ricerca, elaborate per la verifica e valutazione degli impatti potenziali riferiti ad una centrale eolica offshore, per lo svolgimento degli studi ambientali, per la metodologia delle analisi in mare e per la predisposizione di piani di monitoraggio.

Gli indirizzi adottati in nord Europa, l'analisi dei progetti realizzati ed i monitoraggi pluriennali ad essi connessi, costituiscono una base di riferimento per lo Studio.

Nella PARTE QUINTA del SIA dedicata all'Analisi dello Stato dell'Ambiente (Scenario di Base) e alla definizione dei fattori di perturbazione derivanti dalle opere nelle tre fasi (cantiere, esercizio, dismissione) si descriverà nel dettaglio la metodologia seguita e i principali documenti di riferimento analizzati e seguiti per lo Studio.

Per la predisposizione del Progetto di Monitoraggio si sono seguite come riferimento fondamentale **le Linee Guida ISPRA per la predisposizione del Progetto di Monitoraggio Ambientale (PMA)** delle opere soggette procedure di VIA (2014).

Per la predisposizione della Sintesi Non Tecnica sono state seguite come riferimento **le Linee guida del MITE per la predisposizione della Sintesi non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale (2018)**

In ultimo, per verifica e confronto dei contenuti dello Studio di Impatto Ambientale, si sono consultati alcuni **documenti inviati il 4 ottobre 2021 dal Ministero della Transizione Ecologica**, DGISSEG - DIV. V Regolamentazione delle infrastrutture energetiche, a seguito della Conferenza in modalità telematica tenutasi il 23 settembre 2021 e relativa all'Avviso pubblico - Produzione di energia elettrica mediante impianti eolici offshore galleggianti (MITE 25 giugno 2021).

I documenti inviati ai partecipanti hanno come oggetto i *"Criteri utilizzati dalla Commissione VIA per valutare l'impatto degli impianti"* e un approfondimento sul tema *"Impatto sugli organismi acquatici presenti nei fondali marini"*.

La verifica della documentazione, effettuata in una fase in cui Studio di Impatto Ambientale risultava di fatto in uno stato avanzato di predisposizione, ha confermato la conformità dello stesso ai criteri del MITE e si è verificato che alcuni aspetti rilevanti sono stati approfonditi anche con maggiore definizione rispetto a quanto richiamato.

4.4 ARTICOLAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Sulla base dei riferimenti metodologici adottati e in stretta relazione alle caratteristiche precipue del progetto e del contesto ambientale di riferimento, lo Studio di Impatto Ambientale è strutturato con la seguente articolazione, distinta Parti, capitoli e Allegati comprendenti gli approfondimenti specialistici.

In relazione al progetto in esame, lo Studio di Impatto Ambientale è stato articolato in 6 parti, a cui si aggiungono l'insieme degli studi specialistici di approfondimento tematico, il Progetto di Monitoraggio Ambientale e la Sintesi non Tecnica.

Di seguito si riporta in sintesi il contenuto delle 6 parti di cui si compone lo Studio di Impatto Ambientale.

- **PARTE PRIMA _ INFORMAZIONI GENERALI, MOTIVAZIONI E DATI DEL PROGETTO –ARTICOLAZIONE DELLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE**

La PARTE PRIMA è concepita come un Executive Summary, che fornisce informazioni di sintesi relative a genesi, motivazioni, coerenze, nonché i principali dati del progetto

Avendo già superato la prima fase istruttoria prevista dalla normativa specifica per la tipologia di opere, una sezione si sofferma sulle fasi di consultazione svolte, sullo stato autorizzativo, sui pareri e osservazioni intervenute e sulle principali scelte e ottimizzazioni del progetto operate al fine di superare alcune criticità potenziali emerse nel corso del procedimento, dando conto anche delle alternative di localizzazione e di layout considerate

Questa sezione conclusiva si sofferma sulle norme, la metodologia seguita per la redazione e l'articolazione dello Studio di Impatto Ambientale e elenca gli studi specialistici appositamente commissionati e redatti su alcune tematiche di particolare rilevanza e che necessitano di maggiori approfondimenti.

- **PARTE SECONDA _ AMBITO TEMATICO, CONTESTO PROGRAMMATICO E PIANIFICATORIO**

In riferimento all'ambito tematico in cui si inquadra l'intervento in progetto, ovvero la produzione di energia da fonte rinnovabile eolica in ambiente offshore, e alle ineludibili necessità di avviare azioni contrasto ai cambiamenti climatici e di riduzione in atmosfera di gas climalteranti e nocivi, nelle varie sezioni vengono richiamati i principali atti di programmazione specifica di settore a scala internazionale e nazionale e verificato il rapporto di coerenza dell'opera.

In un'altra sezione, vengono analizzati i principali strumenti di programmazione, pianificazione territoriale e ambientale vigenti, e verificata la coerenza dell'opera e la compatibilità dell'intervento con specifiche norme e prescrizioni.

- **PARTE TERZA _ DESCRIZIONE DELL'AREA DI INTERVENTO IN RELAZIONE ALLA PIANIFICAZIONE DELLO SPAZIO MARITTIMO, ALLE TUTELE E VINCOLI**

Una prima sezione esplicita i criteri di individuazione dell'area di intervento anche in relazione a studi internazionali specifici sugli impianti eolici offshore.

Viene verificata la coerenza della scelta e con gli studi che raccolgono le attività conoscitive e di proposta svolte dalla Regione Emilia Romagna per la Pianificazione dello Spazio Marittimo e del Piano di Gestione.

Una Sezione è dedicata alla lettura, analisi e descrizione delle caratteristiche peculiari del contesto e dell'area in cui è ubicato il progetto, anche in riferimento alle principali aree e beni di interesse naturalistico, paesaggistico e storico-culturale.

Una sezione conclusiva verifica la coerenza dell'opera e la compatibilità dell'intervento con specifiche norme e prescrizioni derivanti da strumenti di tutela e vincoli relativi alle aree di maggiore sensibilità ambientale e paesaggistica.

- **PARTE QUARTA _ DESCRIZIONE DEL PROGETTO, DELLE ALTERNATIVE E DELLE FASI DI COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE**

Nella prima sezione vengono illustrati i principi insediativi e i criteri metodologici e progettuali adottati per definire la configurazione degli aerogeneratori secondo varie ipotesi alternative.

In altra sezione vengono descritte e analizzate le alternative considerate, compresa la cosiddetta Alternativa Zero, o di non intervento; le alternative sono state considerate e comparate con il progetto per aspetti tecnologici, localizzativi, impiantistici e tipologici.

La sezione successiva descrive le opere di progetto e le loro caratteristiche fisiche e tecniche, le quantità e il consumo di mezzi e risorse, nonché le attività e l'organizzazione previste nelle fasi di costruzione, esercizio e dismissione, con l'obiettivo di determinare i potenziali fattori di impatto sulle componenti biotiche e abiotiche che saranno esaminati nella PARTE QUINTA.

- **PARTE QUINTA _ SCENARIO DI BASE E VALUTAZIONE DELLA COMPATIBILITA' AMBIENTALE DELL'OPERA**

Nella prima sezione **introduttiva** sono descritti nel dettaglio i potenziali fattori di impatto prevedibili in relazione alla tipologia dell'opera e la metodologia utilizzata per la valutazione degli impatti attesi e potenziali per ciascuna delle tematiche ambientali, tenuto conto anche delle interazioni tra le stesse.

La sezione seguente, per ciascuna componente analizzata descrive lo stato dell'ambiente (Scenario di base) prima della realizzazione dell'opera, desumibile dalle informazioni disponibili acquisite e dagli studi specialistici e dalle indagini effettuate ad hoc rispetto a alle tematiche ambientali attinenti e potenzialmente interferite dalle opere in progetto; verrà definito lo scenario di riferimento utile per fornire una descrizione dello stato e delle tendenze delle tematiche ambientali rispetto ai quali gli effetti significativi possono essere confrontati e valutati e per costituire la base di confronto del Progetto di monitoraggio ambientale al fine di misurare i cambiamenti una volta iniziate le attività per la realizzazione del progetto.

Sempre nella stessa sezione, pero ogni componente ambientale, a seguire dalla caratterizzazione del relativo scenario di base, viene affrontata la valutazione, qualitativa e quantitativa, degli impatti sul fattore analizzato, sull'intero contesto ambientale e sulla sua prevedibile evoluzione; gli impatti, positivi/negativi, diretti/indiretti, reversibili/irreversibili, temporanei/permanenti, a breve/lungo termine, generati dalle azioni di progetto durante le fasi di cantiere e di esercizio, cumulativi rispetto ad altre opere esistenti e/o approvate, sono descritti mediante adeguati strumenti di rappresentazione, matrici, grafici e cartografie.

Un aspetto particolarmente argomentato è relativo agli aspetti socio-economici dell'intervento e alle ricadute che la realizzazione apporta nel contesto sociale ed economico generale e locale; vengono individuate le misure di mitigazione previste per l'attenuazione degli impatti potenziali negativi; viene precisata l'azione di monitoraggio dei potenziali impatti ambientali significativi e negativi derivanti dalla realizzazione e dall'esercizio dell'intervento proposto.

▪ **PARTE SESTA _ COMPENSAZIONI E AZIONI DI VALORIZZAZIONE**

L'ultima parte dello Studio di Impatto Ambientale è dedicata alla disamina dell'esistenza o meno di impatti residui non mitigabili che possano richiedere misure compensative di riequilibrio ambientale e all'esplicitazione delle azioni di valorizzazione proposte associate al progetto, con una puntuale verifica anche degli strumenti finanziari e gestionali necessari per assicurare ricadute durevoli; il tutto nell'ottica di potenziare gli aspetti positivi del progetto e stabilire le più positive sinergie e interazioni con il contesto terracqueo di riferimento.

Completano lo Studio di Impatto Ambientale:

COMPOSIZIONE DEL GRUPPO DI LAVORO

(Elaborato OWFRMN_V3-01-7_R-GRUPPO-LAVORO Composizione del gruppo di lavoro)

ELENCO ELABORATI

(OWFRMN_V3-01-8_R-ELENCO-ELABORATI Elenco elaborati)

II PROGETTO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

(Elaborato OWFRMN_V3_SC3_01_Progetto di Monitoraggio Ambientale).

Il documento verifica e descrive la presenza di informazioni, attività e sistemi di monitoraggio preesistenti o appositamente avviati con le indagini effettuate per la caratterizzazione delle aree propedeutica all'elaborazione del SIA; illustra l'insieme di azioni che consentono di verificare nelle varie fasi della realizzazione e vita utile dell'opera i potenziali impatti ambientali significativi e negativi derivanti dalla realizzazione e dall'esercizio del progetto; viene specificata la modalità con cui è possibile individuare i segnali necessari per attivare preventivamente e tempestivamente eventuali azioni correttive, qualora le "risposte" ambientali non siano coerenti con le previsioni effettuate nell'ambito del processo di VIA.

LA SINTESI NON TECNICA

(Elaborato OWFRMN_V4-01_Sintesi non Tecnica).

Il documento riporta un riassunto delle informazioni contenute nelle Parti precedenti, predisposta al fine di consentirne un'agevole comprensione da parte del pubblico ed un'agevole riproduzione.

Nella PARTE QUINTA, le componenti analizzate sono le seguenti, raggruppate per tematiche:

1 _ INTRODUZIONE

CLIMA E ATMOSFERA

2 _ CLIMA, ARIA E ATMOSFERA

SUOLO E SOTTOSUOLO

3 _ SUOLO E SOTTOSUOLO MARINO E TERRESTRE

AMBIENTE IDRICO MARINO

4 _ CARATTERISTICHE DELL'AMBIENTE MARINO

5 _ CARATTERISTICHE DEI SEDIMENTI E DELLA COLONNA D'ACQUA

ECOSISTEMI E BIODIVERSITA'

6 _ ECOLOGIA DEI FONDALI E BIOCENOSI BENTONICHE

7 _ PESCI

8 _ FAUNA MARINA DI INTERESSE CONSERVAZIONISTICO – TARTARUGHE MARINE E CETACEI

9 _ AVIFAUNA E CHIROTTERI

AGENTI FISICI

10 _ RUMORE SUBACQUEO

11 _ RUMORE E INQUINAMENTO ACUSTICO

12 _ CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI E ELETTROSMOG

13 _ RADIAZIONI OTTICHE E INQUINAMENTO LUMINOSO

USI DEL MARE E ASPETTI SOCIO ECONOMICI

14 _ NAVIGAZIONE TRAFFICO E PORTI

15 _ ATTIVITÀ MINERARIE OIL & GAS

16 _ DEPOSITI DI SABBIE RELITTE E ATTIVITÀ CONNESSE

17 _ PESCA E ACQUACOLTURA

18 _ TURISMO

19 _ COSTI E BENEFICI AMBIENTALI E SOCIALI

20 _ BENEFICI OCCUPAZIONALI DELLA CENTRALE EOLICA "RIMINI"

21 _ POPOLAZIONE E SALUTE

PAESAGGIO E BENI CULTURALI

22 _ IL PARCO EOLICO OFFSHORE E IL PAESAGGIO DELLA COSTA

23 _ ARCHEOLOGIA

4.4.1 STUDI SPECIALISTICI ALLEGATI ALLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Per alcuni aspetti rilevanti riferiti al contesto ambientale e territoriale di riferimento, sono stati approfondite ulteriormente alcune tematiche ambientali attraverso studi specialistici appositamente commissionati, basati nella maggior parte dei casi su dati inediti appositamente rilevati e sull'esito di indagini e campionamenti sito specifici; la sintesi di tali approfondimenti è riportata nel corpo dello Studio di Impatto Ambientale, ma per la trattazione completa delle tematiche si è preferito allegare in versione integrale i seguenti studi:

- **Anemologia e di producibilità dell'impianto** (OWFRMN_V3-SC1-01_R-ANEMOLOGIA);
- **Studio degli impatti del campo eolico su moto ondoso, vento e idrodinamica** (elaborato OWFRMN_V3-SC1-02_R-MOTO-ONDOSO-IDRODINAMICA);
- **Qualità delle acque, biocenosi e sedimenti** (OWFRMN_V3-SC1-03_R-ACQUA-BIOCENOSI-SEDIMENTI);
- **Tartarughe marine e cetacei** (OWFRMN_V3.SC1.04_R-TARTARUGHE-CETACEI);
- **Aspetti naturalistici, Avifauna e Chiroteri** (OWFRMN_V3-SC1-05_R-AVIFAUNA-CHIROTTERI);
- **Parco eolico e pesca: impatti, sinergie e ipotesi di multi-uso** (OWFRMN_V3-SC1-06_R-PESCA);
- **Studio sui potenziali rischi e interferenze con la navigazione marittima** (OWFRMN_V3-SC1-07_R-RISCHI-NAVIGAZIONE);
- **L'impatto del parco eolico sul turismo della riviera di Rimini** (OWFRMN_V3-SC1-08_R-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-SC1-09_R-INDAGINE-TURISMO);
- **Analisi dei Costi e Benefici Sociali della realizzazione ed esercizio della Centrale eolica offshore "Rimini"** (OWFRMN_V3-SC1-10_R-COSTI-BENEFICI);
- **Valutazione dell'impatto acustico subacqueo del parco eolico offshore al largo di Rimini"** (OWFRMN_V3SC1-11_R-RUMORE-SUBACQUEO);
- **Valutazione di impatto acustico** (OWFRMN_V3-SC1-12_R-ACUSTICA);
- **Paesaggio e Studio di visibilità dell'impianto** (OWFRMN_V3-SC1-13_R-VISIBILITA').

Gli aspetti più specifici relativi all'archeologia e alla coerenza con la normativa vigente di carattere paesaggistico, sono trattati in apposita documentazione contenuta nella Sottocartella **VIA3_SC2_PAESAGGIO-E-ARCHEOLOGIA** che racchiude la **Relazione Paesaggistica** (OWFRMN_V3-SC2-01_R-PAESAGGIO) e la **Verifica preventiva del Rischio Archeologico** (OWFRMN_V3-SC2-02_ALL-1-2-3-4_R-ARCHEOLOGICA).

Gli aspetti più legati al rispetto di normative specifiche e in particolare la valutazione dei Campi Elettrici e Magnetici, gli aspetti geologici e geotecnici e di compatibilità idrologica e idraulica, sono trattati nella sezione delle Relazioni del Progetto.

5 BIBLIOGRAFIA

Si elencano di seguito solo i principali riferimenti consultati, distinti per temi, precisando che in ciascun capitolo dello Studio sono riportati i documenti più pertinenti analizzati (in chiave discorsiva e non in nota) e che tutti gli Studi Specialistici allegati allo Studio di Impatto Ambientale riportano le fonti delle informazioni e in calce i riferimenti bibliografici specifici.

COMUNICAZIONI DELLA COMMISSIONE EUROPEA

- COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE. DOCUMENTO DI ORIENTAMENTO SUGLI IMPIANTI EOLICI E SULLA NORMATIVA DELL'UE IN MATERIA AMBIENTALE. Bruxelles, 18.11.2020
- COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL COMITATO DELLE REGIONI, Strategia dell'UE per sfruttare il potenziale delle energie rinnovabili offshore per un futuro climaticamente neutro. Bruxelles, 19.11.2020
- GREEN DEAL EUROPEO RISOLUZIONE DEL PARLAMENTO EUROPEO DEL 15 GENNAIO 2020 SUL GREEN DEAL EUROPEO (2019/2956(RSP))
- COMUNICAZIONE DELLA COMMISSIONE AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSIGLIO, AL COMITATO ECONOMICO E SOCIALE EUROPEO E AL COMITATO DELLE REGIONI. Energia blu. Realizzare il potenziale dell'energia oceanica dei mari e degli oceani europei entro il 2020 e oltre. Bruxelles, 20.01.2014

ASPETTI GENERALI

- MATTM e ISPRA, (2018), Report MSFD 2018 - Report MSFD 2018 ai sensi degli art. 8 (valutazione ambiente marino), art. 9 (definizione Buono Stato Ambientale – GES) e art. 10 (definizione traguardi ambientali – TARGET) ex art. 17 della Direttiva Quadro sulla Strategia Marina – 2008/56/CE, disponibile su <http://www.db-strategiamarina.isprambiente.it/app/>
- Perini L., Calabrese L., Luciani P., Olivieri M., Galassi G., Spada G., (2017). Sea-level rise along the Emilia- Romagna coast (Northern Italy) in 2100: scenarios and impacts. *Natural Hazards and Earth System Science*, 17, 2271–2287.
- SUPREME Project (2018). How to perform analysis of land-sea interactions, combining MSP and ICZM in the considered project area. Deliverable No 1.3.7.
- SUPREME Project (2019). Addressing MSP Implementation in Case Study Areas - North Adriatic. EASME/EMFF/2015/1.2.1.3/01/S12.742087 -SUPREME. <http://www.msp-supreme.eu/files/c-1-3-8-north-adriatic.pdf>.
- MATTM – Regioni (2018). Linee guida nazionali per la difesa della costa dai fenomeni di erosione e dagli effetti dei cambiamenti climatici.
- Barbanti A, Campostrini P, Musco F, Sarretta A, Gissi E (eds.) (2015) Developing a Maritime Spatial Plan for the Adriatic-Ionian Region. CNR-ISMAR, Venice, IT.

EOLICO OFFSHORE ED ECOSISTEMI MARINI:

- UNESCO-IOC. 2021. Technical Report on Current Conditions and Compatibility of Maritime Uses in the Western Mediterranean. Paris, UNESCO. (IOC Technical Series no 160).
- UNESCO-IOC. 2021. Technical Report on Future Conditions and Scenarios for Marine Spatial Planning and Sustainable Blue Economy Opportunities in the Western Mediterranean. Paris, UNESCO. (IOC Technical Series no 162).
- UNESCO-IOC/European Commission. 2021. MSPglobal International Guide on Marine/Maritime Spatial Planning. Paris, UNESCO. (IOC Manuals and Guides no 89).
- MSP PLATFORM CONFLICT FICHE 8: OFFSHORE WIND AND MARINE CONSERVATION, 04/03/2021
- WWF-France (2019). Safeguarding marine protected areas in the growing Mediterranean blue economy. Recommendations for the offshore wind energy sector. PHAROS4MPAs project. 68 pages.
- MMO (Marine Management Organization) (2013) – Evaluation of the current state of knowledge on potential cumulative effects from offshore wind farms (OWF) to inform marine planning and marine licensing. MMO Project No. 1009.
- Judd A. (2012) – *Guidelines for data acquisition to support marine environmental assessment for offshore renewable energy projects*. CEFAS, 90 pp. (URL: www.marinemangement.org.uk)
- MMO (Marine Management Organization) (2013) – Evaluation of the current state of knowledge on potential cumulative effects from offshore wind farms (OWF) to inform marine planning and marine licensing. MMO Project No. 1009.
- EWEA (European Wind Energy Association) (2011) – *Wind in our sails*. EWEA, 91 pp. (URL: www.ewea.org)
- Boehlert G.W., A.B. Gill (2010) – Environmental and ecological effects of ocean renewable energy development. *Oceanography*, 23, (2), 68-81
- CEFAS (Centre for Environment, Fisheries & Aquaculture Sciences) (2010) – *Strategic review of offshore wind farm monitoring data associated with FEPA licence conditions (+7 annexes)*. CEFAS, partly not paginated (URL: www.cefass.defra.gov.uk)
- BSH (Bundesamt Seeschiffahrt Hydrographie) (2008) – *Standard. Ground investigations for offshore wind farms*. Hamburg & Rostock, Bundesamt Seeschiffahrt Hydrographie, 39 pp. (BSH-Nr. 7004) (URL: www.bsh.de)
- BSH (Bundesamt Seeschiffahrt Hydrographie) (2007) – *Standard. Investigation of the impacts of offshore wind turbines on the marine environment (StUK 3)*. Hamburg & Rostock, Bundesamt Seeschiffahrt Hydrographie, 54 pp. (BSH-Nr. 7003) (URL: www.bsh.de)
- CEFAS (Centre for Environment, Fisheries & Aquaculture Sciences) (2004) – *Offshore wind farms: Guidance note for environmental impact assessment in respect to FEPA and CPA requirements*. Crown Copyright, 45 pp. (URL: www.cefass.defra.gov.uk)
- CMAS (Centre for Marine and Coastal Studies) (2003) – *A base-line assessment of electromagnetic fields generated by offshore cables*. COWRIE-EMF-01-2002, 71 pp.

- Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 –Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle Direttive 2004/17/Ce e 2004/18/CE. Gazzetta Ufficiale Repubblica Italiana, S.O., (107), 1-269 (Nota: testo aggiornato al D. Lgs. n. 296/2010 in URL: www.ambientediritto.it)
- Direttiva 85/337/CEE del Consiglio del 27 giugno 1985 concernente la valutazione dell’impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati. Gazzetta Ufficiale Comunità Europee, Serie L, (175), 40-48
- Direttiva 92/43/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992 relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e fauna selvatiche. Gazzetta Ufficiale Comunità Europee, Serie L, (206), 7-50
- Direttiva 97/49/CE che modifica la Direttiva 79/409/CEE del Consiglio concernente la conservazione degli uccelli. Gazzetta Ufficiale Comunità Europee, Serie L, (223), 9-17
- Direttiva 2008/56/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 giugno 2008 che istituisce un quadro per l’azione comunitaria nel campo della politica per l’ambiente marino (direttiva quadro sulla strategia per l’ambiente marino). Gazzetta Ufficiale Comunità Europee, Serie L, (164), 19-40
- Direttiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 dicembre 2011 concernente la valutazione dell’impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (codificazione). Gazzetta Ufficiale Comunità Europee, Serie L, (26), 1-21
- Elmer K.-H., W.-J. Gerasch, T. Neumann, J. Gabriel, K. Betke, R. Matuscheck, M. Schulz von Glahn (2006) – Standard procedures for the determination and assessment of noise impact on sea life by offshore wind farms. In: J. Koller, J. Koppel, W. Peters (Eds.) – “*Offshore wind energy*”, Berlin & Heidelberg, Springer Verlag.
- Gill A.B, J.A. Kimber (2005) – The potential for cooperative management of Elasmobranchs and offshore renewable energy development in UK waters. Journal Marine Biological Association UK.
- Lindeboom H.J., H.J. Kouenhoven, M.J.N. Bergman, S. Bouma, S. Brassuer, R. Daan, R.C. Fijn, D. de Haan, S. Dirksen R. Van Hal., R. Hille Ris Lambers, R. ter Hofstede, K.L. Krijgsveld, M. Leopold, M. Schedidat (2011) – Short-term ecological effects of an offshore wind farm in the Dutch coastal zone: a compilation. Environmental Research Letters.
- NordVind (2011) – *Wind power in the Nordic region*. NordVind, October 2011, 29 pp. (URL: www.nordvind.org)
- OSPAR Commission (2008) – *Assessment of the environmental impact of offshore wind-farms*. OSPAR Biodiversity Series, 385/2008, 34 pp. (ISBN: 9781906840075) (URL: www.ospar.org)
- OSPAR Commission (2013) – *OSPAR database on offshore wind-farms. Data 2011/2012 (updated in 2013)*. OSPAR Biodiversity Series, 609/2013, not paginated (ISBN: 9781909159426; URL: www.ospar.org)
- Protocol concerning specially protected areas and biological diversity in the Mediterranean. (Revised text). (URL: <http://rac-spa.org>)

- Pagnoni L. (2009) – *L'ambiente: definizioni scientifiche e giuridiche*. (URL: www.valutazioneambientale.net)
- Wahlberg M., H. Wasterberg (2005) – Hearing in fish and their reactions to sounds from offshore wind farms. *Marine Ecology Progress Series*, 288, 295-308

MAMMIFERI MARINI E TARTARUGHE:

- Willsted E., Gill A.B, Birchenough S.N.R, Jude S. 2017 "Assessing the cumulative environmental effects of marine renewable energy developments:establishing common ground". *Science of the total environment*. 577 (2017).19-32
- Goodale M.W, Milman A. "Cumulative adverse effectsof offshore wind energy devolpment on wildlife" *Journal of Environmental Planning and Management* (2016)
- Holcer D., Mackelworth P, Fortuna C., Cebrian D., 2015 "Adriatic sea: important areas for conservation of cetaceans, sea turtles and giant devil rays" Tecnical report UNEP-MAP-RACSPA
- Bearzi, G., Fortuna, C. & Reeves, R., 2012. *Tursiops truncatus* (Mediterranean subpopulation). The IUCN Red List of Threatened Species 2012: e.T16369383A16369386.
- Lauriano, G., Panigada, S., Fortuna, C.M., Holcer, D., Filidei, E. JR, Pierantonio, N. and Donovan, G. 2011. "Monitoring density and abundance of cetaceans in the seas around Italy through aerial survey: a contribution to conservation and the future ACCOBAMS Survey". *International Whaling Commission SC/63/SM6*.
- Bearzi, G., Fortuna, C.M., Reeves, R.R., 2008. Ecology and conservation of common bottlenose dolphins *Tursiops truncatus* in the Mediterranean Sea. *Mamm. Rev.* 39, 92–123.

AVIFAUNA E CHIROTTERI:

- Band et al., 2007; Scottish Natural Heritage, 2000 e 2010. Windfarms and birds: calculating a theoretical collision risk assuming no avoiding action
- Panuccio M., Gustin M., Lucia G., Bogliani G., Agostini N., 2019. Flight Altitude of Migrating European Honey Buzzards Facing the Open Sea. *Ornithological Science* 18(1), 49-57.
- Roscioni F., Pidinchedda E., Preatoni D.G. (EDS.) 2019. IV Convegno Italiano sui Chirotteri, Padova, 17-19 ottobre 2019. Gruppo Italiano Ricerca Chirotteri - Associazione Teriologica Italiana.
- Scarton F., Verza E., Guzzon C., Utmar P., Sgorlon G., Valle R., 2018. Laro-limicoli (Charadriiformes) nidificanti nel litorale nord adriatico (Veneto e Friuli-Venezia Giulia) nel periodo 2008-2014: consistenza, trend e problematiche di conservazione. *Rivista Italiana di Ornitologia - Research in Ornithology*, 88 (2): 33-41, 2018.
- Nardelli R., Andreotti A., Pirrello S., Serra L., 2018. Monitoraggio dei laro-limicoli nidificanti nella Salina di Cervia. Stagione riproduttiva 2018. Convenzione per la concessione di un contributo per un progetto di ricerca scientifica di "monitoraggio avifauna acquatica nidificante del Parco del Delta del po dell'Emilia-Romagna" da parte dell'Ente di gestione per i Parchi e la Biodiversità-Delta del Po. ISPRA - Parco Regionale del Delta del Po Emilia-Romagna, Relazione interna, 57 pp.

- Volponi S., 2018. Monitoraggio dei Caradriformi coloniali e spatola nidificanti nelle Valli di Comacchio. Stagione riproduttiva 2018. Convenzione per la concessione di un contributo per un progetto di ricerca scientifica di "monitoraggio avifauna acquatica nidificante del Parco del Delta del Po dell'Emilia-Romagna" da parte dell'Ente di gestione per i Parchi e la Biodiversità-Delta del Po - Parco Regionale del Delta del Po Emilia-Romagna, Relazione interna, 17 pp.
- Pineda, I. Offshore Wind in Euope. Key trends and statistics 2017. WIND EUROPE: Brüssel (BEL), 2018. p. 33.
- P.O.W.E.R.E.D. - Project of Offshore Wind Energy: Research, Experimentation, Development. IPA Adriatic CBC Programme 2007-2013.
- Soukissian T., Denaxa D., Karathanasi F., Prospathopoulos A., Sarantakos K., Iona A., Georgantas K., Mavrakos S., 2017. Marine Renewable Energy in the Mediterranean Sea: Status and Perspectives. Energies 2017, 10, 56.
- Speakman J.; Gray H.; Furness L., 2009. University of Aberdeen report on effects of offshore wind farms on the energy demands on seabirds. Rep. DECC 2009.
- Spina F. & Volponi S., 2008 - Atlante della Migrazione degli Uccelli in Italia. Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA). Tipografia CSR-Roma.
- Spina F. & Volponi S., 2008. Atlante della Migrazione degli Uccelli in Italia. Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA). Tipografia CSR-Roma.

EOLICO OFFSHORE E PESCA:

- Risoluzione del Parlamento Europeo del 7 luglio 2021 su "Impatto provocato sul settore della pesca dagli impianti eolici off-shore e da altri sistemi energetici rinnovabili" [2019/2158(INI)]
- Direttiva quadro sulla strategia per l'ambiente marino (direttiva 2008/56/CE)
- Strategia dell'UE sulla biodiversità per il 2030 – Riportare la natura nella nostra vita (COM(2020)0380)
- FP7 COEXIST "Interaction in European coastal waters: A roadmap to sustainable integration of aquaculture and fisheries" (Stelzenmüller et al., 2013, Schulze et al., 2010);
- (Regione Emilia-Romagna – Rapporto sull'Economia Ittica in Emilia-Romagna_ anni 2008 e seguenti).
- "Manuale di Pescaturismo" (Ministero delle Politiche Agricole e Forestali, 2005):
- "Recommendations for positive interactions between off-shore wind farms and fisheries" (Commissione Europea 2020);
- Studio per la commissione PECH – "Impatto dell'utilizzo dell'energia eolica off-shore e delle altre energie marine rinnovabili sulla pesca europea" (IPOL | Dipartimento tematico per le politiche strutturali e di coesione);
- European MSP Plattform.
- Linee Guida Europee del 2014 "FLOWW Best Practice Guidance for Off-shore Renewables Developments: Recommendations for Fisheries Liaison".

EOLICO OFFSHORE E TURISMO:

- Guidance on assessing the socio-economic impacts of offshore wind farms (OWFs), Impact Assessment Unit (IAU), Oxford Brookes University, 2020
- Supporting jobs and economics through travel & tourism – A Call for Action to Mitigate the Socio-Economic Impact of Covid-19 and Accelerate Recovery, UNWTO April 2020
- Socio-economic impact study of offshore wind, Danish Shipping, Wind Denmark, and Danish Energy with support from the Danish Maritime Foundation, 1st July 2020
- European perceptions of Climate Change, Eurobarometer / European Commission, September 2019
- Europeans' attitudes on EU Energy Policy, Eurobarometer / European Commission, September 2019
- Community benefits from onshore renewables, University of Edinburgh, 2018
- European Offshore Wind Deployment Centre Environmental Research & Monitoring Programme, Socio-Economic Study, Second Progress Report, Impact Assessment Unit, Oxford Brookes University, February 2019
- Hollandse Kust – where wind & water works, Netherland Enterprise Agency, November 2017
- Hollandse Kust (zuid) – wind farm sites III e IV, Summary of the Environmental Impact Assessment, Netherland Enterprise Agency, 2018
- Scottish Government Good Practice Principles for Community Benefits from Offshore Renewable Energy Developments, November 2018
- Retour d'Experience Tourism & Eolien en mer" (AA.VV. 2018);
- Brighton & Hove Visitor Economy Strategy 2018-2023, Visit Brighton / Brighton & Hove City Council, December 2018
- Methodology for Analyzing the Effects of the Block Island Wind Farm (BIWF) on Rhode Island Recreation and Tourism Activities, U.S. Department of the Interior Bureau of Ocean Energy Management Office of Renewable Energy Programs, December 2018
- Economic impact of visitors in Rhode Island 2019, Rhode Island Commerce Corporation, US Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management, Office of Renewable Energy Programs, December 2018
- Retour d'experience Tourisme & Eolien en Mer, Vues sur Mer-Villes Littorales Durables, Février 2018
- Tourism and Offshore wind, European MSP Platform, 2018
- Local impact, global leadership – The impact of wind energy on jobs and the EU economy, November 2017
- Windfarms do not discourage tourists, economists find (study in Scotland), Ian Johnston, 2 August 2016
- The social acceptance of wind energy, Joint Research Centre, 2016
- Project de parc éolien en mer au large de Dieppe et du Tréport, Bilan débat public, Commission Nationale du débat public, 2015

- "The impact of Off-shore Wind Energy on Tourism. Good practices and Perspectives for the South Baltic Region" (Stiftung Off-shore Windenergie, Rem Consult Hamburg, 2013).

POPOLAZIONE E SALUTE

- DM 27 marzo 2019 del Ministero della Salute _ Linee guida per la valutazione di impatto sanitario (VIS). (19A03537) (GU Serie Generale n.126 del 31-05-2019)
- Linee Guida pubblicate con decreto del Ministero della Salute 27 marzo 2019 sulla Gazzetta Ufficiale n. 126 del 31 maggio 2019
- DGR Emilia-Romagna n. 58 del 24/01/2022 _ Piano regionale della prevenzione 2021 - 2025
- Premiato Stabilimento Tipografico dei Comuni Soc.Coop., Santa Sofia (FC), Gennaio 2022
- "Rapporto Istisan 17/4" dell'Istituto Superiore di Sanita', 2017
- "CCM - Valutazione di Impatto sulla Salute Linee Guida e strumenti per valutatori e proponenti - t4HIA" Centro nazionale per la prevenzione e il controllo delle malattie del Ministero della salute. Giugno 2016
- Patto per il Lavoro e il Clima _ Regione Emilia Romagna, dicembre 2020;
- Strategia di Mitigazione e di Adattamento per i Cambiamenti Climatici (Regione Emilia-Romagna _ 2019)

EOLICO OFFSHORE E PAESAGGIO:

- Simon White, Simon Michaels and Helen King, White 2019. Seascape and visual sensitivity to offshore wind farms in Wales: Strategic assessment and guidance Stage 1- Ready reckoner of visual effects related to turbine size.
- Robert S., 2018. Assessing the visual landscape potential of coastal territories for spatial planning. A case study in the French Mediterranean, Land Use Policy, Volume 72.
- UK Offshore Energy Strategic Environmental Assessment 3, DECC, March 2016.
- Guidelines for Landscape and Visual Impact Assessment, Edition 3, (GLVIA 3) LI and IEMA, 2013.
- IEMA Special Report – The state of environmental impact assessment practice in the UK, IEMA, 2011.
- UK Offshore Energy Strategic Environmental Assessment 2, DECC, March 2011.
- Landscape Institute and Institute of Environmental Management and Assessment 2013. Guidelines for Landscape and Visual Impact Assessment': Third Edition.
- BOWL 2012. Beatrice Offshore Wind Farm Environmental Statement.
- SNH, Natural England 2012. Seascape Character Assessment Guidance.
- Sullivan, Kirchler, Cothen, Winters 2012. Offshore Wind Turbine Visibility and Visual Impact Threshold Distances.
- Horner and MacLennan and Envision 2006. Visual Representation of Windfarms: Good Practice Guidance for Scottish Natural Heritage, The Scottish Renewables Forum and the Scottish Society of Directors of Planning.

-
- Scott, K.E., Anderson, C., Dunsford, H., Benson, J.F. and MacFarlane, R. (SNH, 2005). An Assessment of the Sensitivity and Capacity of the Scottish Seascape in Relation to Wind Farms.
 - Department of Trade and Industry 2005. Guidance on the Assessment of Impact of Offshore Wind Farms: Seascape and Visual Impact Report.
 - Countryside Council for Wales (2001). Guide to Best Practice in Seascape Assess.