



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 QUARTA**

DESCRIZIONE DEL PROGETTO, DELLE
ALTERNATIVE E DELLE FASI DI COSTRUZIONE,
ESERCIZIO E DISMISSIONE

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 bentonici 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 chiroterri



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 ALLA PARTE QUARTA	11
2	MISURAZIONE DEL VENTO, ANEMOLOGIA E STIMA ENERGETICA	12
2.1	MISURAZIONE DELLA FONTE EOLICA	13
2.1.1	CORRELAZIONE DEI DATI	16
2.1.2	VALIDAZIONE DEL MODELLO	18
2.2	CARATTERISTICHE DELL'AEROGENERATORE DI RIFERIMENTO	18
2.3	STIMA DI PRODUCIBILITA'	21
2.3.1	LAYOUT TESTATI E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	22
2.3.2	RESA ENERGETICA NETTA	24
3	CRITERI ADOTTATI PER LA DEFINIZIONE DEL LAYOUT	26
3.1	CRITERI E PRINCIPI COMPOSITIVI ADOTTATI	28
3.2	CARATTERISTICHE DEI LAYOUT ANALIZZATI	31
3.2.1	DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE DEI LAYOUT	34
3.2.1.1	Configurazione LAYOUT A	34
3.2.1.2	Configurazione LAYOUT B	35
3.2.1.3	Configurazione LAYOUT C	36
3.2.1.4	Configurazione LAYOUT D	37
3.3	CONSIDERAZIONI RIASSUNTIVE E SCELTA DEI LAYOUT DI PROGETTO	39
3.3.1	LAYOUT A	41
3.3.2	LAYOUT B	45
4	ALTERNATIVE DI PROGETTO	49
4.1	ALTERNATIVA ZERO O IPOTESI DI NON INTERVENTO	50
4.2	ALTERNATIVE DI PROGETTO CONSIDERATE	53
4.2.1	ALTERNATIVE TECNOLOGICHE	54
4.2.2	ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE	59
4.2.2.1	Alternativa 1 LAYOUT A	61
4.2.2.2	Alternativa 2 LAYOUT B (C-D)	61
4.2.2.3	Scelta delle alternative di localizzazione	62
4.2.3	ALTERNATIVE DI DISPOSIZIONE DEGLI AEROGENERATORI	63
4.2.4	ALTERNATIVA DEL PERCORSO DELL'ELETTRODOTTO TERRESTRE INTERRATO DI COLLEGAMENTO ALLA RTN	65
4.2.5	ALTERNATIVE TIPOLOGICHE	66

4.2.5.1	Alternativa tra impianto eolico offshore e eolico onshore	66
4.2.5.2	Alternativa tra impianto eolico offshore e impianto fotovoltaico su tetti	67
4.2.5.3	Alternativa tra impianto eolico offshore e impianto fotovoltaico a terra	67
5	DESCRIZIONE TECNICA DELLE OPERE	69
5.1	MODIFICHE DEL PROGETTO IN OTTEMPERANZA A OSSERVAZIONI E PARERI	69
5.2	FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DELLE OPERE	72
5.3	AEROGENERATORI	75
5.3.1	SEGNALAZIONI LUMINOSE E CROMATICHE	79
5.4	FONDAZIONI DEGLI AEROGENERATORI	81
5.5	CAVI 66 KV DI COLLEGAMENTO TRA GLI AEROGENERATORI E LA STAZIONE MARINA	85
5.6	STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE SU PIATTAFORMA MARINA	95
5.7	ELETTRODOTTO MARINO 380 KV DI COLLEGAMENTO CON LA COSTA	101
5.8	TRANSIZIONE MARE-TERRA DELL'ELETTRODOTTO MARINO AAT 380 KV _ CON HDD	102
5.9	ELETTRODOTTO 380 KV INTERRATO DI COLLEGAMENTO CON LA STAZIONE UTENTE	106
5.9.1	ATTRAVERSAMENTO MEDIANTE T.O.C. DEL TORRENTE AUSA	112
5.10	STAZIONE UTENTE DI TRANSIZIONE E STALLO 380 KV DI CONNESSIONE RTN	114
5.10.1	STAZIONE DI TRANSIZIONE AEREO_CAVO	116
5.10.1.1	Caratteristiche dell'area e opere civili	117
5.10.2	ELETTRODOTTO AEREO 380 KV DI COLLEGAMENTO CON LA SE TERNA	121
5.10.3	STALLO 380 KV DI COLLEGAMENTO ALLA RTN	122
6	DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI FASI DI CANTIERE A MARE E A TERRA	125
6.1	INDIVIDUAZIONE DELL'AREA DI STOCCAGGIO A TERRA	125
6.2	TRASPORTO DELLE COMPONENTI DALL'AREA DI STOCCAGGIO AL SITO	129
6.3	INSTALLAZIONE DELLE FONDAZIONI DEGLI AEROGENERATORI	129
6.4	FASI DI ASSEMBLAGGIO AEROGENERATORE	132
6.5	INSTALLAZIONE DEGLI AEROGENERATORI	133
6.6	PRINCIPALI FASI DELL'INSTALLAZIONE DELLA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA (SET)	134
6.7	POSA DEI CAVI MARINI	137
6.7.1	LAVORI DI PREINSTALLAZIONE	137
6.7.2	METODI DI INSTALLAZIONE DEL CAVO	137
6.8	REALIZZAZIONE DELL'APPRODO DELL'ELETTRODOTTO MARINO CON TECNOLOGIA HDD	139
6.9	AREA RICEZIONE HDD	142
6.9.1	FLUIDO DI PERFORAZIONE	143

6.10	POSA DELL'ELETTRODOTTO 380 KV INTERRATO _ FASI DI COSTRUZIONE	144
6.10.1	FUORI SERVIZIO NECESSARI ALLA REALIZZAZIONE DELL'ELETTRODOTTO	145
6.10.2	REALIZZAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE TEMPORANEE DI CANTIERE PER LA POSA	145
6.10.3	PICCHETTAMENTO	146
6.10.4	APERTURA DELLA FASCIA DI LAVORO E SCAVO DELLA TRINCEA	146
6.10.5	POSA DEL CAVO	146
6.10.6	SCAVO DELLA TRINCEA IN CORRISPONDENZA DEI TRATTI LUNGO PERCORSO STRADALE	146
6.10.7	RICOPERTURA E RIPRISTINI SU TERRENO NATURALE	148
6.10.8	REALIZZAZIONE ATTRAVERSAMENTO MEDIANTE T.O.C. DEL TORRENTE AUSA	148
6.11	REALIZZAZIONE STAZIONE UTENTE E DELLO STALLO 380 KV	150
6.12	PROGETTO DI SISTEMAZIONI A VERDE DELL'AREA DELLA STAZIONE UTENTE E DELLO STALLO 380 KV	154
6.13	CONSUMO DI RISORSE, MATERIALI OCCORRENTI E MOVIMENTATI, EMISSIONI	158
6.13.1	QUANTITA' DI MATERIALI UTILIZZATI E MOVIMENTATI E CONSUMO DI RISORSE	159
6.13.2	TEMPI DI ATTIVITA', CONSUMI MEDI DI CARBURANTE UTILIZZATO PER TRANSITO/OPERAZIONI IN MARE E RELATIVE EMISSIONI DI AGENTI INQUINANTI	160
7	ASPETTI GENERALI DELL'ORGANIZZAZIONE DEL CANTIERE E CRONOPROGRAMMA	161
7.1	OPERATIVITÀ DEL CANTIERE OFFSHORE	161
7.2	OFFSHORE SIMOPS	161
7.3	CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI	162
8	PROPOSTA DI INDIVIDUAZIONE DI AREE DI SICUREZZA OGGETTO DI REGOLAMENTAZIONE	164
9	DISMISSIONE	168
9.1	METODI PER AFFRONTARE LA DISMISSIONE	168
9.2	REPOWERING	169
9.3	RIMOZIONE DEGLI ELEMENTI	169
9.4	METODOLOGIA DI DISMISSIONE E SMANTELLAMENTO PROPOSTA	173
9.5	EOLICO OFFSHORE NELL'ECONOMIA CIRCOLARE, RIUTILIZZO E RICICLO	175

INDICE DELLE FIGURE

Figura 2.1 – Piattaforma AZALEA B su cui è stato installato il LIDAR	13
Figura 2.2 – Posizione del LIDAR sulla mappa satellitare e posizione dei LAYOUT A e B	13
Figura 2.3 – Rosa dei venti in base all'intensità, e distribuzione di Weibull	14
Figura 2.4 – Rosa dei venti in base alla velocità e frequenza	15

Figura 2.5 – Rosa del vento in prossimità del campo eolico in esame. Dati provenienti dal modello MWM ...	15
Figura 2.6 – Posizione del LIDAR e della stazione di misura a lungo termine ERA5.....	16
Figura 2.7 – ERA5 a 100m: Rosa dei venti Frequenze ed energia, e distribuzione di Weibull	16
Figura 2.8 – Correlazione di lungo termine: Rosa dei venti Frequenze ed energia, e distribuzione di Weibull	17
Figura 2.9 – Rosa dei venti storicizzata e relativa distribuzione delle frequenze di Weibull	17
Figura 2.10 – Cross-check sul profilo verticale delle velocità.....	18
Figura 2.11 – Caratteristiche tecniche, grafico di potenza e coefficiente di spinta della turbina MySE6.45-180 WTGS	20
Figura 3.1 – Carta nautica e “involucro progettuale” (in grigio) che include i layout alternativi proposti.	27
Figura 3.2 – Rosa dei venti e schemi di una classica configurazione a Cluster (in alto a dx) e configurazioni ad archi Layout A (sx) e Layout B (dx).....	29
Figura 3.3 – Vista del progetto: lo specchio acqueo delimitato dagli aerogeneratori favorisce la multi funzionalità.	31
Figura 3.4 – Layout alternativi proposti ricadenti nell’ambito dell’involucro progettuale, riportati su carta nautica.	33
Figura 3.5 – LAYOUT A su Carta Nautica; in evidenza la linea delle 12 Mn e l’Involucro Progettuale (poligono rosso)	34
Figura 3.6 – LAYOUT B su Carta Nautica; in evidenza la linea delle 12 Mn e l’Involucro Progettuale (poligono rosso)	35
Figura 3.7 – LAYOUT C su Carta Nautica; in evidenza la linea delle 12 Mn e l’Involucro Progettuale (poligono rosso)	36
Figura 3.8 – LAYOUT D su Carta Nautica; in evidenza la linea delle 12 Mn e l’Involucro Progettuale (poligono rosso)	37
Figura 3.9 – Simulazione delle perdite di scia dei Layout A (a sinistra) e B.....	40
Figura 3.10 – LAYOUT A _ Elaborazione su mappa da Google Earth; in evidenza la linea delle 12 Mn (in rosso)	41
Figura 3.11 – LAYOUT A _ Elaborazione su mappa da Google Earth; in evidenza la linea delle 12 Mn (in rosso)	41
Figura 3.12 – LAYOUT B _ elaborazione su mappa da Google Earth; in evidenza la linea delle 12 Mn (in rosso)	45
Figura 3.13 – LAYOUT B _ elaborazione su mappa da Google Earth; in evidenza la linea delle 12 Mn (in rosso)	45
Figura 4.1 – Layout a 59 turbine Vestas V162 / 5.6 MW.....	55
Figura 4.2 – Layout a 51 turbine MingYang MyS E6.45 MW	55
Figura 4.3 – Tipologie di fondazioni utilizzate in ragione della profondità e delle caratteristiche dei fondali ..	56

Figura 4.4 – Tipologia di fondazioni utilizzate nelle centrali eoliche offshore installate in Europa al 2020	57
Figura 4.5 – Profondità dei fondali e distanze dalla costa delle centrali offshore esistenti o in progetto al 2020	57
Figura 4.6 – Involucro progettuale con sovrapposizione dei LAYOUT A E B e opere di connessione	60
Figura 4.7 – Viste delle alternative di configurazioni degli aerogeneratori	64
Figura 4.8 – Opere terrestri di connessione alla RTN: tracciato preferenziale (in bianco) e alternativo del cavo interrato	65
Figura 5.1 – Schema dei principali componenti della centrale eolica offshore in progetto	72
Figura 5.2 – Schema descrittivo di una tradizionale turbina eolica ad asse orizzontale	75
Figura 5.3 – Schemi descrittivi del sistema ibrido utilizzato dalla turbina MingYang MySE6.45-180	76
Figura 5.4 – Dimensioni della navicella della turbina MingYang MySE6.45-180	78
Figura 5.5 – Profili e range dimensionali dell'aerogeneratore MingYang MySE6.45-180	80
Figura 5.6 – Vista di un aerogeneratore offshore	81
Figura 5.7 – Schema della fondazione monopilone e della struttura di transizione	81
Figura 5.8 – Modello SACS turbina + elemento di transizione + monopalo (al di sopra del fondale)	82
Figura 5.9 – Modello di battitura e diagrammi di battitura del palo posto alla massima profondità (- 44 m) ..	83
Figura 5.10 – Flussi intorno alla base di un palo verticale e sistemi di protezione con pietrame	84
Figura 5.11 – Sintesi dei dati delle misure di protezione dei pali dai fenomeni di erosione alla base (scouring)	85
Figura 5.12 – Sezione del cavo marino XLPE tripolare in rame, con schermi in piombo, armatura in acciaio e fibra ottica	86
Figura 5.13 – Particolare J_Tube e sistemi di protezione del cavo in uscita dalla turbina	87
Figura 5.14 – Distribuzione dei cavi del LAYOUT A di collegamento tra gli aerogeneratori e la Stazione in mare e aree di sicurezza (tratteggio rosso):	89
Figura 5.15 – Distribuzione dei cavi del LAYOUT B di collegamento tra gli aerogeneratori e la Stazione in mare e aree di sicurezza (tratteggio rosso):	90
Figura 5.16 – Arrivo in Stazione Elettrica del fascio di cavi del LAYOUT A e del LAYOUT B e posizione dei J_tubes	91
Figura 5.17 – Schema Unifilare dei sottocampi e collegamenti alla Stazione Elettrica marina e alla RTN	91
Figura 5.18 – Schema di interrimento del cavo sottomarino	92
Figura 5.19 – Scavalco di una condotta affiorante con crossing bridge in cls ricoperto di pietrame	92
Figura 5.20 – Scavalco di una condotta affiorante con concrete bridge	93
Figura 5.21 – Scavalco di una condotta affiorante con Concrete Mattresses su Concrete Bridge	93

Figura 5.22 – Scavalcamento di una condotta interrata con materassi in cls	94
Figura 5.23 – Sezione prospettica e viste del modello tridimensionale della Stazione Elettrica di Trasformazione	96
Figura 5.24 – principali dimensioni in pianta e elevazione della Piattaforma marina	97
Figura 5.25 – Viste del modello strutturale tridimensionale della Piattaforma marina	99
Figura 5.26 – Inquadramento dell'area di transizione Terra-Mare e posizione HDD.....	103
Figura 5.27 – Planimetria e sezione della transizione Mare-Terra del cavo marino AAT 380 kV.....	103
Figura 5.28 – Planimetria e schema dell'area temporanea di cantiere per il tiro del tratto terminale del cavo marino.....	104
Figura 5.29 – Planimetria e sezione della transizione Mare-Terra del cavo marino AAT 380 kV.....	104
Figura 5.30 – Planimetria e sezioni della buca giunti.	105
Figura 5.31 – Percorso del cavo 380 kV dalla buca giunti alla Stazione di arrivo (in bianco, il tracciato preferenziale).....	106
Figura 5.32 – Sezioni tipiche di interrimento del cavo	108
Figura 5.33 – Sezioni tipiche incroci del cavo 380 kV con reti elettriche MT interrate esistenti	110
Figura 5.34 – Sezioni tipiche incroci del cavo 380 kV con reti di telecomunicazioni esistenti.....	111
Figura 5.35 – Sezioni attraversamento in TOC di strada statale SS 72 e del Torrente Ausa	111
Figura 5.36 – Percorso del cavo 380 kV dalla buca giunti alla Stazione di arrivo (in bianco, il tracciato preferenziale).....	112
Figura 5.37 – Inquadramento della TOC su Carta Tecnica Regionale alla scala 1:5.000, "San Martino Monte l'Abate".	112
Figura 5.38 – Ortofoto ricavata mediante aerofotogrammetria da drone.	113
Figura 5.39 – Opere di connessione alla Stazione TERNA: Stazione Utente (in basso), linea aerea e Stallo 380 kV (in alto).....	114
Figura 5.40 – L'ingombro della stazione utente si è ridotto rispetto a quello del progetto preliminare (tratteggio bianco)	115
Figura 5.41 – Vista dell'area di progetto (parzialmente coperta dagli alberi) dai pressi della chiesa di San Martino	116
Figura 5.42 – Vista dell'area della Stazione Utente, dall'incrocio tra via S. Martino in Venti e la strada privata TERNA	116
Figura 5.43 – Vista dell'area della Stazione Utente (compresa nel riquadro giallo), dalla strada privata TERNA	116
Figura 5.44 – Stazione Utente di Transizione Aereo_Cavo e sistemazioni esterne con quinte morfologiche alberate.....	120

Figura 5.45 – Sezioni longitudinale (in alto) e trasversale della Stazione Utente, con quinte morfologiche di schermo	120
Figura 5.46 – Area di ampliamento della Stazione TERNA, per il posizionamento dello Stallo 380 kV	122
Figura 5.47 – Area di ampliamento della Stazione TERNA, vista da via Ca' Torsani	122
Figura 5.48 – Particolare dell'area Stallo 380 kV; in blu, il tratto di linea San Martino_Gambettola esistente e da interrare	123
Figura 5.49 – Sezione Trasversale (in alto) e longitudinale della area dello Stallo 380 kV e apparecchiature	123
Figura 6.1 _ Possibile area adibita a deposito merci, area Piombone (Porto di Ravenna)	125
Figura 6.2 _ Tragitto mezzi per andare nel campo eolico (circa 63 km).....	126
Figura 6.3 _ Ipotesi di stoccaggio di monopali (stimata con la lunghezza massima pari a 96m)	127
Figura 6.4 _ Ipotesi di stoccaggio di giunti di transizione.....	127
Figura 6.5 _ Ipotesi di stoccaggio di navicella	127
Figura 6.6 _ Ipotesi di stoccaggio della torre.....	128
Figura 6.7 _ Ipotesi di stoccaggio della pale.....	128
Figura 6.8 _ Esempio di stoccaggio componenti turbina eolica su nave.....	129
Figura 6.9 _ Esempi di movimentazione, sollevamento di monopali per offshore.....	130
Figura 6.10 _ Esempio di installazione di un monopalo offshore e del tronchetto di transizione (Fonte: Seaway Heavy Lifting)	130
Figura 6.11 _ Esempio di installazione di un giunto di transizione per fondazione a monopalo	131
Figura 6.12 _ Esempio di installazione di protezione da scouring del monopalo	131
Figura 6.13 _ Esempio di trasporto ed installazione componenti aerogeneratori (progetto Gemini, Van Oord)	132
Figura 6.14 _ Pontone durante l'assemblaggio di una navicella	133
Figura 6.15 _ Trasporto pale tramite chiatta; a destra, con rotore pre assemblato (Fonte: Breakbulk Project Cargo).....	133
Figura 6.16 _ Installazione pale del rotore su Aerogeneratore	134
Figura 6.17 _ Trasporto del Jacket nel campo con chiatta	135
Figura 6.18 _ Installazione: Jacket lifting and lowering.....	135
Figura 6.19 _ Installazione Topside	136
Figura 6.20 _ Esempio di post trenching jetting macchine (DEEPOCEAN)	138
Figura 6.21 _ Sezione di scavo offshore tramite post trenching	138
Figura 6.22 _ Esempi di punta di perforazione HDD e Reamer	139
Figura 6.23 _ Tipica sequenza di HDD	140

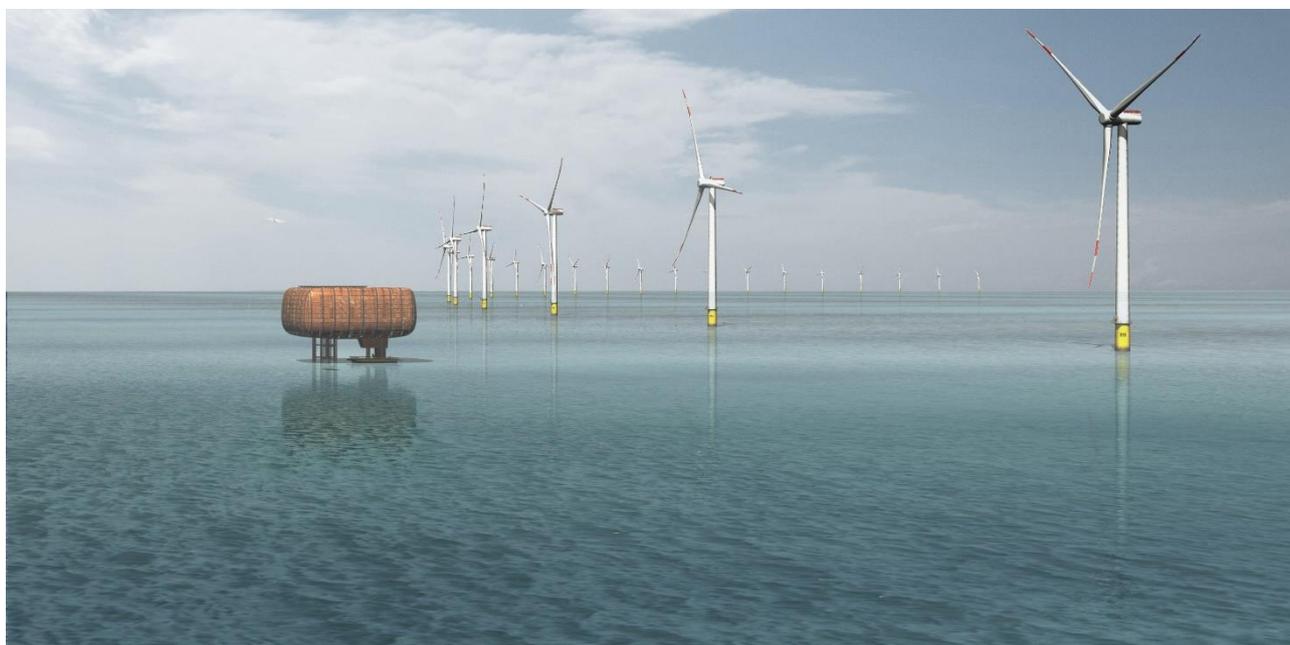
Figura 6.24 _ Tipico di posa del cavo mediante "directional drilling"	141
Figura 6.25 _ Postazione di recupero con palancole per il contenimento il recupero dei fanghi di perforazione	141
Figura 6.26 _ Dimensione area proposta per il cantiere temporaneo per la realizzazione di HDD terra-mare .	142
Figura 6.27 _ Rendering area proposta per la realizzazione postazione di recupero HDD terra-mare.	142
Figura 6.28 _ Foto area proposta per la realizzazione di HDD terra-mare	142
Figura 6.29 _ Esempio di drilling rig per la realizzazione di HDD terra-mare (Burbo Bank)	143
Figura 6.30 _ Tipici di sezione di cavi interrata	144
Figura 6.31 _ Esempio di scavo per interrimento cavo (Hornsea Project One) in campagna.	147
Figura 6.32 _ Esempio di scavo per interrimento su asfalto	147
Figura 6.33 – Schema delle principali fasi di perforazione teleguidata (sonda ratio, perforazione, alesatura).	150
Figura 6.34 – Schema delle aree di ricollocamento terre e realizzazione quinte morfologiche alberate.....	153
Figura 6.35 – Schema delle aree di ricollocamento terre e realizzazione quinte morfologiche alberate.....	156
Figura 6.36 – Viste delle aree limitrofe alla Stazione TERNA esistente, con evidenza della vegetazione esistente.	157
Figura 6.37 – Schema delle associazioni delle specie arboree e arbustive prescelte per rinverdire le quinte morfologiche.....	158
Figura 8.1 – Schema delle aree di sicurezza del LAYOUT A (a sx) e del LAYOUT B (a dx)	165
Figura 8.2 – Particolare aree di sicurezza e dei cavi di arrivo alla Stazione Elettrica marina, per il LAYOUT A (a sx) e B (a dx)	165

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 2.1 – Posizione geografica dell’anemometro LIDAR	13
Tabella 2.2 – Velocità del vento media, frequenze e parametro di forma di Weibull (k) e di scala (A) per ogni settore.....	17
Tabella 2.3 – Cross check delle velocità misurate e modellate (m/s)	18
Tabella 2.4 – Risultati di producibilità comparati per il LAYOUT A ed il LAYOUT B.....	23
Tabella 2.5 – Risultati di producibilità comparati degli altri LAYOUTS testati e proposti come alternativa	23
Tabella 2.6 – Risultati della resa energetica dei LAYOUTS A e B	24
Tabella 2.7 – Dati 2018/2020 della Regione Emilia Romagna e Provincia di Rimini e contributo del progetto.25	
Tabella 3.1 – Tabella riassuntiva dei dati relativi alle configurazioni dei Layout alternativi elaborati per il progetto	39

Tabella 3.2 – Tabella riassuntiva dei dati relativi al LAYOUT A.....	43
Tabella 3.3 – Coordinate geografiche LAYOUT A.....	44
Tabella 3.4 – Tabella riassuntiva dei dati relativi al LAYOUT B.....	47
Tabella 3.5 – Coordinate geografiche LAYOUT B.....	48
Tabella 5.1 – Dati di sintesi delle caratteristiche dell’aerogeneratore	78
Tabella 5.2 – Dati dimensionali e dei pesi dei tronchi della torre	79
Tabella 5.3 – Sintesi delle dimensioni dei monopiloni di fondazione di fondazione	83
Tabella 5.4 – Schema di composizione dei sottocampi dei LAYOUT A e LAYOUT B.....	88
Tabella 5.5 – dimensioni palo di fondazione	99
Tabella 6.1 _ Tabella riepilogativa delle quantità di materiali e risorse impiegate.....	160
Tabella 6.2 _ Tabella riepilogativa dei consumi di combustibile marino e delle emissioni stimate	160
Tabella 7.1 _ Era5 - Point 6 – Distribuzione di Frequenza (%) Hs (m) vs Dir (°N). Periodo di riferimento 2007-2020.	161
Tabella 7.2 _ Cronoprogramma dei Lavori	163

DESCRIZIONE DEL PROGETTO, DELLE ALTERNATIVE E DELLE FASI DI REALIZZAZIONE ESERCIZIO E DISMISSIONE



1 INTRODUZIONE ALLA PARTE QUARTA

Dopo aver esplicitato nella PARTE TERZA dello Studio di Impatto Ambientale i criteri di individuazione dell'area di intervento, partendo da una lettura e da un'analisi delle caratteristiche precipue del contesto e dalla verifica di congruenza con gli studi sulla Pianificazione dello Spazio Marittimo e le normative vigenti, nella Parte Quarta vengono descritti:

- Gli esiti dell'attività propedeutica di misurazione della risorsa eolica, che ha permesso di definire le condizioni anemologiche del sito e che costituisce la base conoscitiva fondamentale per orientare la scelta dell'area di intervento e definire i criteri che regolano la disposizione degli aerogeneratori;
- I criteri di progettazione adottati in base alle condizioni anemologiche del sito e a considerazioni di natura tecnica e paesaggistica che hanno orientato le scelte progettuali delle opere;
- Le principali soluzioni progettuali e le ragionevoli alternative considerate e comparate tra loro, nonché l'ipotesi di non intervento (la cosiddetta Opzione Zero), esplicitando i benefici ambientali derivanti dalla realizzazione o meno della centrale eolica offshore;
- La natura, forma, dimensioni e caratteristiche tecniche delle opere marine e terrestri previste;
- L'articolazione operativa delle fasi di cantiere, di esercizio e dismissione, che fornisce indicazioni utili per la definizione dei potenziali fattori di impatto e le pressioni generate dalla realizzazione delle opere sulle componenti biotiche e abiotiche del contesto, la cui specifica disamina è argomento diffusamente trattato nella PARTE QUINTA dello Studio di Impatto Ambientale;
- Le distanze di sicurezza adottate per limitare il conflitto spaziale con altre attività e usi del mare.

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

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

Come specificato nella PARTE TERZA dello Studio di Impatto Ambientale, l'involucro progettuale complessivo che racchiude tutte le alternative di disposizione degli aerogeneratori considerate, salvaguarda le aree oggetto di vincoli e limiti operativi o di interesse ambientale, tra cui in particolare i giacimenti di depositi di sabbie relitte che costituiscono il limite verso il largo della localizzazione dell'involucro progettuale.

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

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

2 MISURAZIONE DEL VENTO, ANEMOLOGIA E STIMA ENERGETICA



Inteso scientificamente come spostamento prevalentemente orizzontale delle masse d'aria tra zone di differente pressione, il vento è la risorsa di base necessaria per ipotizzare un progetto come quello in esame.

Un impianto eolico, a mare come a terra, utilizza il potenziale energetico del vento convertendo l'energia cinetica in esso contenuta dapprima in energia meccanica e poi in energia elettrica.

Caratterizzare con precisione e sicurezza di dati le condizioni anemologiche del sito di intervento è operazione fondamentale e propedeutica per il progetto di una centrale eolica, che consente:

- di disporre gli aerogeneratori in maniera ottimale rispetto alle direzioni dei venti di maggiore frequenza e più produttivi per caratteristiche e intensità;
- di ridurre le perdite di scia e garantire conseguentemente la massima producibilità in termini di energia generata;
- di contenere le superfici dell'area in cui ricade l'impianto, riducendo le distanze tra gli aerogeneratori.

Come premesso nella PARTE PRIMA dello Studio di Impatto Ambientale, Energia Wind 2020 ha direttamente misurato il vento in mare installando sulla Piattaforma AZALEA B un anemometro LIDAR.

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.

Le condizioni anemologiche rilevate e le elaborazioni dei dati effettuate per l'intero paraggio, lo rendono idoneo per la realizzazione di un parco eolico offshore caratterizzato da un'appropriata sostenibilità tecnico-economica.

Per gli approfondimenti circa le metodologie di analisi dei dati, per le correlazioni effettuate e per le stime di producibilità attesa si rimanda allo studio specialistico allegato allo Studio di Impatto Ambientale e denominato **STUDIO ANEMOLOGICO E DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO** (Codice elaborato OWFRMN_V3-SC1-01_R-ANEMOLOGIA), di cui di seguito si riportano alcune sintesi.

2.1 MISURAZIONE DELLA FONTE EOLICA

I dati anemologici utilizzati nella valutazione provengono da un anemometro LIDAR installato dal proponente sulla piattaforma AZALEA B, a una quota di 27 metri sopra il livello del mare, a circa 15.5 km in direzione Nord-Est dalla costa della città di Rimini, nell'area marina sud orientale della regione Emilia Romagna.



Figura 2.1 – Piattaforma AZALEA B su cui è stato installato il LIDAR

ID MAST	EPSG 32633 WGS84 UTM 33/N	EPSG 32633 WGS84 UTM 33/N
	Long. Est [m]	Lat. Nord [m]
LIDAR	317747	4892962

Tabella 2.1 – Posizione geografica dell'anemometro LIDAR



Figura 2.2 – Posizione del LIDAR sulla mappa satellitare e posizione dei LAYOUT A e B

I dati del vento registrati dal Lidar tra il 2012 e il 2014 sono stati valutati e sintetizzati per poi procedere alla determinazione della valutazione della produzione energetica prevista dell'impianto eolico offshore.

I dati rilevati possono ritenersi rappresentativi di tutta l'area interessata dalla realizzazione dell'impianto in quanto la strumentazione utilizzata è stata posizionata a considerevole distanza da ostacoli o irregolarità territoriali che avrebbero potuto modificare il flusso indisturbato della vena fluida.

Analogamente, la ventosità rilevata nel punto d'installazione della stazione di misura, può essere considerata come attendibile all'interno dell'involucro progettuale in cui ricadono gli aerogeneratori nelle diverse configurazioni alternative, data l'omogeneità di orografia, rugosità ed esposizione ai venti predominanti.

Il monitoraggio ha restituito dati da novembre 2012 a novembre 2014 (gli ultimi dati disponibili arrivano sino a giugno 2015, ma per quest'ultimo periodo la rilevazione non è stata continuativa a causa di manutenzioni).

Tutti i dati grezzi originali del vento registrati dal Lidar sono stati analizzati, ripuliti da registrazioni mancanti ed errori e successivamente sono stati aggregati statisticamente .

E' stato necessario effettuare la "validazione", cioè si è dovuto verificare che i dati non presentassero anomalie dovute a:

- Formazione di ghiaccio
- Cattivo funzionamento delle apparecchiature
- Altri eventi di tipo meteorologico.

Il LIDAR, posizionato a 27 m Slm, ha rilevato i dati di vento a differenti altezze rispetto al livello del mare: 127, 117, 107, 97, 87, 77, 67, 65, 57, 47 e 37 metri.

Per una valutazione delle risorse di vento effettivamente sfruttabili, la velocità di riferimento per il calcolo della producibilità è la velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore scelto (119m), perciò è stato preso in considerazione il set di dati di velocità misurati dal sensore a 117m s.l.m.

I venti registrati dal lidar provengono prevalentemente da Nord-Ovest (Maestrale) e, anche se con frequenza minore, dalla direzione opposta ovvero da Sud-Est; le intensità del vento si attestano intorno ai valori di 5 e 6 m/s con un valore medio pari a 5.57m.

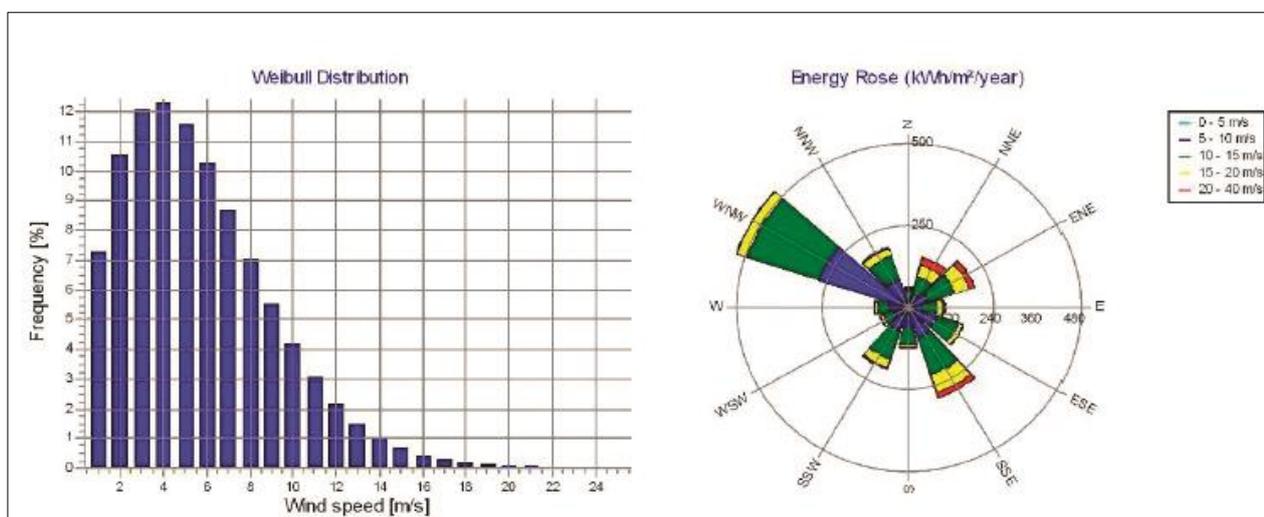


Figura 2.3 – Rosa dei venti in base all'intensità, e distribuzione di Weibull

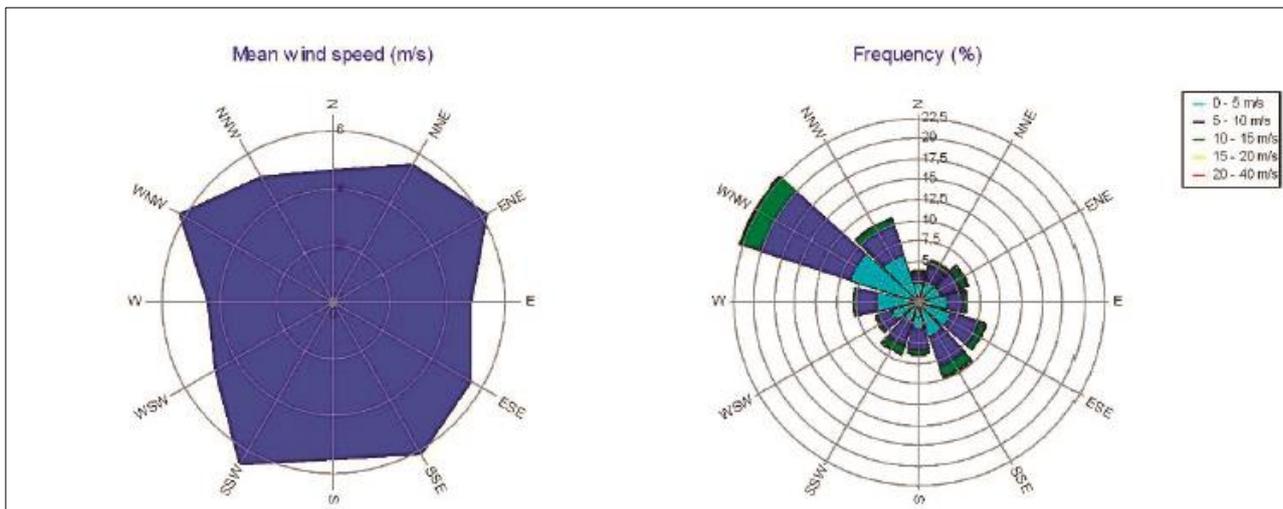


Figura 2.4 – Rosa dei venti in base alla velocità e frequenza

Nel caso in esame si evidenzia che ai fini della producibilità, in termini di costanza, frequenza e velocità, i venti più favorevoli sono quelli provenienti dal Secondo e Quarto Quadrante, tra loro opposti e quindi monodirezionali, condizione determinante per la configurazione degli aerogeneratori che pertanto si dispongono lungo archi perpendicolari alla direzione prevalente.

Si specifica che il paraggio è battuto, sia pure con minore frequenza, dai venti di Bora provenienti da Nord-Est, caratterizzati da forte intensità ma da potenti raffiche che rendono poco significativo il loro contributo in termini di producibilità dell'impianto eolico, che in tali condizioni estreme (velocità > 25 m/s) potrebbe disporsi in modalità di protezione per garantire stabilità e sicurezza dei componenti.

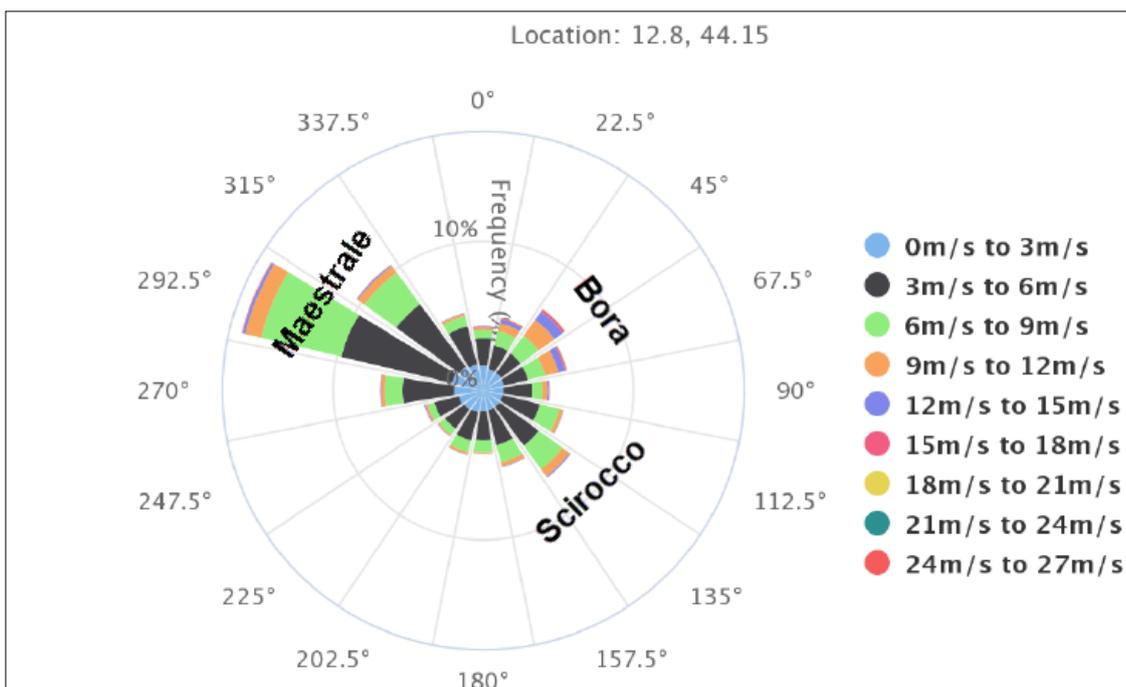


Figura 2.5 – Rosa del vento in prossimità del campo eolico in esame. Dati provenienti dal modello MWM

2.1.1 CORRELAZIONE DEI DATI

Al fine di "stabilizzare" sul lungo termine i dati di velocità del vento misurati a 117 m di altezza dalla stazione Lidar, sono state testate alcune correlazioni statistiche con molte stazioni disponibili a lungo termine (LTS).

A tal proposito sono state testate le correlazioni tra il Lidar e una serie di dati a lungo termine (ERA5) con risultati soddisfacenti.

La stazione a lungo termine utilizzata per la correlazione statistica è denominata ERA5 e presenta un database molto esteso di più di 20 anni (2000-2021) e altezze di monitoraggio di 2-10 e 100 m.

ERA5 rappresenta un set di dati sulla rianalisi climatica sviluppato attraverso il servizio Copernicus Climate Change (C3S) ed elaborato/fornito da ECMWF. Il set di dati ha una risoluzione spaziale elevata (31 km) e la posizione misurata è abbastanza vicina al punto di misurazione Lidar, a una distanza di circa 10 km (9.4 km in direzione nord-est), come mostrato nella figura seguente.

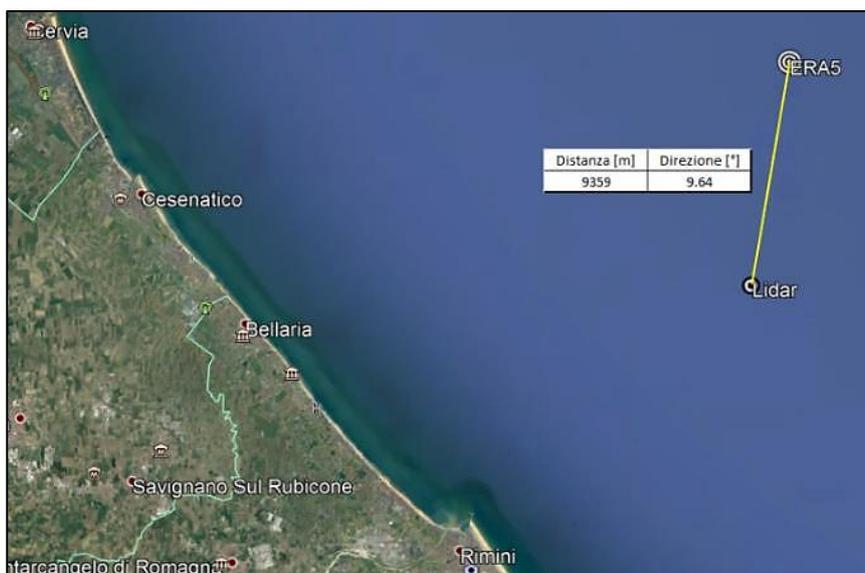


Figura 2.6 – Posizione del LIDAR e della stazione di misura a lungo termine ERA5

Di seguito vengono riportate la rosa dei venti e la distribuzione di Weibull ad un'altezza di 100 metri sul livello del mare per il set di dati di ERA5.

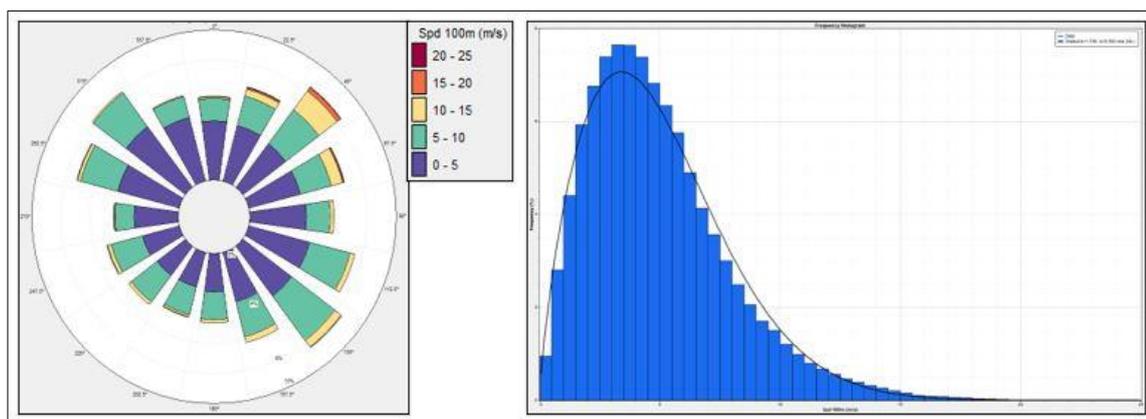


Figura 2.7 – ERA5 a 100m: Rosa dei venti Frequenze ed energia, e distribuzione di Weibull

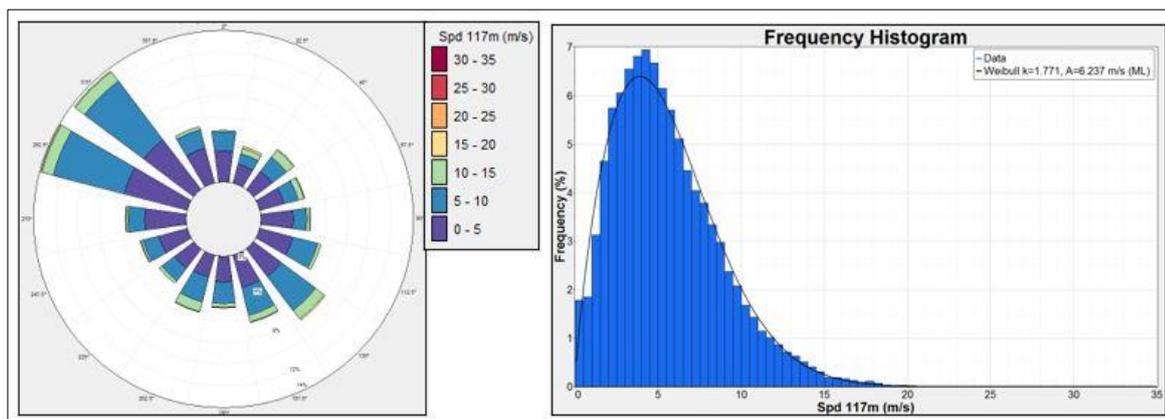


Figura 2.8 – Correlazione di lungo termine: Rosa dei venti Frequenze ed energia, e distribuzione di Weibull

I risultati ottenuti dalla correlazione di lungo termine tra il Lidar e i dati ERA-5 mostrano un valore della velocità media del vento leggermente superiore, che risulta pari a 5,64 m/s.

Dopo aver analizzato e validato i dalla stazione di misura Lidar, a valle della storicizzazione del parametro di velocità del vento ad altezza di 117 m su trend di lungo termine mediante correlazione statistica, è stata elaborata una "Wind Statistic" storicizzata sulla base della quale è stata elaborata la stima preliminare della produzione energetica attesa dalla wind farm di progetto.

Di seguito viene presentato il report di sintesi delle principali caratteristiche anemologiche risultanti dal calcolo della wind statistic storicizzata.

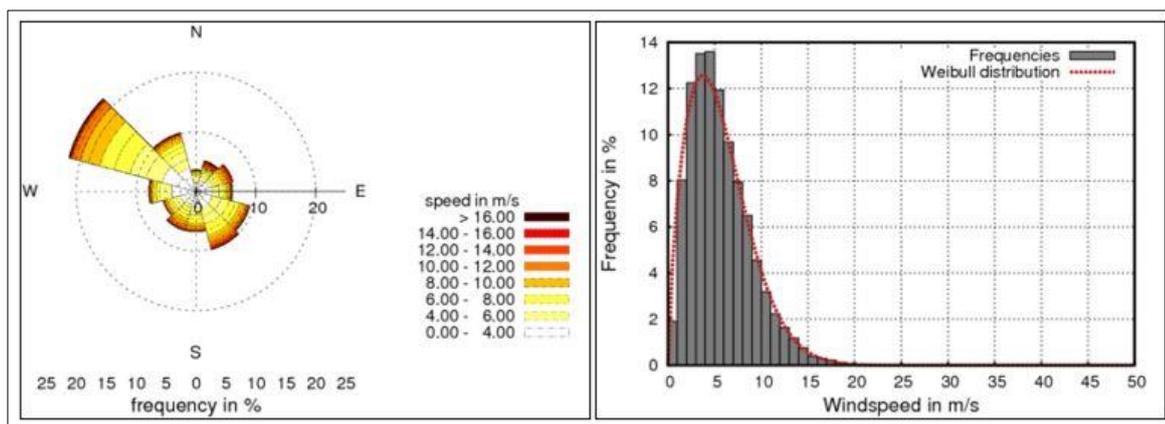


Figura 2.9 – Rosa dei venti storicizzata e relativa distribuzione delle frequenze di Weibull

Sectors (n°)	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Media
Average wind speed (m/s)	4.90	6.40	6.20	4.90	5.60	6.15	5.50	6.10	4.80	4.50	6.10	5.26	5.64
Frequency (%)	3.60	5.30	6.40	6.10	9.30	10.00	6.80	6.80	5.70	7.90	22.00	10.20	100.00
Weibull shape, k	1.50	1.40	1.60	1.40	1.90	1.72	1.90	2.00	1.60	1.60	2.20	1.64	1.71
Weibull scale, A	5.40	6.50	6.80	5.00	6.20	6.72	6.30	7.10	5.30	4.90	6.92	5.71	6.24

Tabella 2.2 – Velocità del vento media, frequenze e parametro di forma di Weibull (k) e di scala (A) per ogni settore

2.1.2 VALIDAZIONE DEL MODELLO

Prima di procedere alla stima della producibilità si è reso necessario un controllo teso alla validazione del modello di calcolo utilizzato.

Il controllo incrociato è un modo per valutare quanto bene o male i risultati numerici riproducono le misurazioni; nella valutazione sono state utilizzate tutte le misurazioni con serie temporali simultanee.

Il controllo incrociato funziona con una coppia di misure alla volta, definendone una come "riferimento" e l'altra come "target"; le speed-ups tra "riferimento" e "target" vengono determinate dai risultati numerici e dalle misurazioni, quindi confrontate.

Il modello è stato validato utilizzando i set di dati misurati dai sensori del Lidar alle altezze di 127m, 117m e 107m.

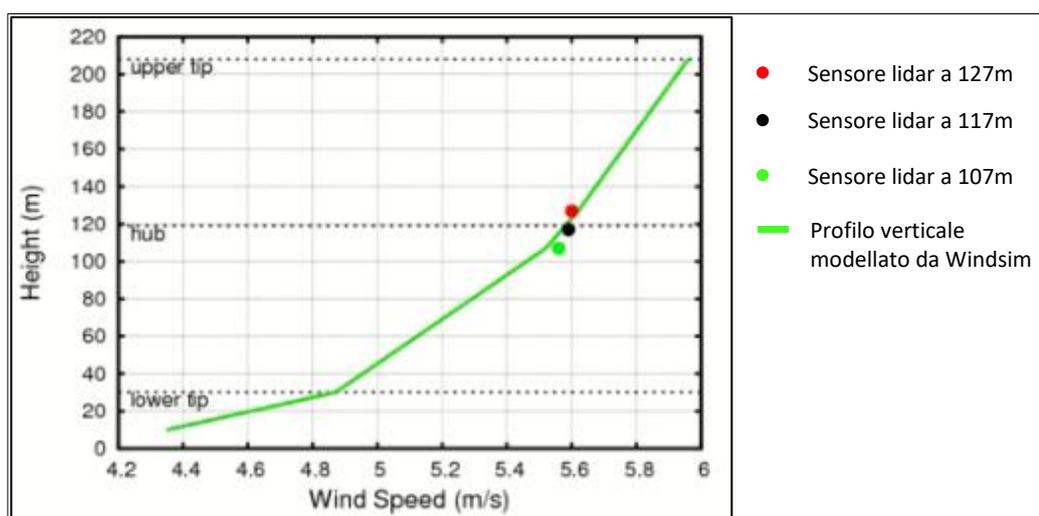


Figura 2.10 – Cross-check sul profilo verticale delle velocità

Reference climatology	Target climatology	Concurrent records	Reference measured (m/s)	Target measured (m/s)	Target Modeled (m/s)	Error (%)
Lidar117	Lidar127	84835	5.59	5.60	5.64	0.76
Lidar117	Lidar107	87877	5.57	5.56	5.52	-0.75
Lidar127	Lidar117	84835	5.60	5.59	5.55	-0.76
Lidar127	Lidar107	84920	5.60	5.58	5.50	-1.51
Lidar107	Lidar117	87877	5.56	5.57	5.62	0.76
Lidar107	Lidar127	84920	5.58	5.60	5.68	1.53

Tabella 2.3 – Cross check delle velocità misurate e modellate (m/s)

2.2 CARATTERISTICHE DELL'AEROGENERATORE DI RIFERIMENTO

Per caratterizzare tutti i dati necessari per la stima di producibilità dell'impianto, sono stati considerati la rugosità, l'orografia, la temperatura media (che si attesta intorno ai 16°C) e la densità dell'aria (considerando un'altezza media sul livello del mare pari a 120 m, si è determinato un valore pari a 1,217 kg/m³).

Successivamente sono stati presi in considerazione le caratteristiche degli aerogeneratori da testare e la relativa curva di potenza resa disponibile dal fornitore.

La curva di potenza descrive la potenza elettrica prodotta da una WTG specifica rispetto alla velocità del vento all'altezza del mozzo.

La curva di potenza viene generalmente fornita dal fornitore della WTG e in genere misurata da una società certificata installando apparecchiature di monitoraggio del vento nei pressi della WTG e misurando i valori corrispondenti di potenza erogata in condizioni standard, a un valore di densità dell'aria normalizzato pari a 1.225 kg/m³ (valore di fatto del tutto analogo a quello di riferimento per il sito).

Risulta pertanto fondamentale selezionare un aerogeneratore di riferimento dalle caratteristiche e curva di potenza noti, al fine di poter elaborare una stima di producibilità attendibile supportata, come nel caso in esame, da dati del vento altrettanto attendibili poiché misurati direttamente in mare.

A partire dalla presentazione del progetto, Energia Wind 2020 srl ha avuto diverse interlocuzioni con aziende di riconosciuta caratura internazionale, al fine di verificare se vi fossero avanzamenti tecnologici significativi nel campo della progettazione e produzione su scala industriale di turbine aventi caratteristiche ottimali per renderle idonee alle peculiarità anemologiche del paraggio interessato.

La tecnologia si sta evolvendo rapidamente e punta alla produzione di turbine di potenza nominale sempre più elevata (le turbine offshore ormai raggiungono e superano anche i 12 MW).

Tuttavia la ricerca si orienta e spinge prevalentemente per soddisfare le richieste dei mercati dei paesi del nord Europa che già da anni hanno puntato sull'eolico offshore, ma i cui mari sono caratterizzati da condizioni di vento spesso estreme.

Ne consegue che la scelta si riduce in relazione all'individuazione di turbine adatte ai mari del Mediterraneo e dell'Adriatico in particolare, che hanno condizioni di vento differenti dai Mari del Nord.

Nell'ultimo periodo sono state prodotte e installate numerose turbine che sicuramente possono risultare al momento ottimali per il progetto in esame.

Sono state testate turbine da 6,45, e sino ad 8,3 MW con diametro del rotore sino a 180 m ma con altezza complessiva sempre rimanente nel range di progetto (h massima 220 m) esistenti sul mercato da tempo o di recente produzione ma già installate in numero considerevole soprattutto nei paesi dell'Est Asiatico.

I risultati sono stati estremamente soddisfacenti testando turbine diverse di potenza sino a 6,45 MW, già ad oggi installate e disponibili, mentre almeno al momento i test effettuati con macchine di potenza superiore dimostrano che le stesse non sono ancora idonee per i venti dell'adriatico centro settentrionale.

Le turbine più potenti testate, essendo di classe I, risultano molto "pesanti" proprio per far fronte a condizioni di vento totalmente differenti in termini di intensità e di velocità delle raffiche, tanto che la producibilità attesa scende di circa il 15 % a parità di diametro del rotore e di altezza al mozzo.

Per tutte queste ragioni, l'aerogeneratore preso a riferimento per il progetto definitivo è dell'azienda cinese MINGYANG, modello MySE6.45-180 WTGS, che si è rivelato particolarmente idoneo per caratteristiche tecnologiche, curva di potenza, dimensioni complessive, profilo aerodinamico delle pale.

L'aerogeneratore è dotato di un generatore del tipo Hybrid Drive ovvero con tre modalità di generazione a seconda della velocità del vento: medium speed Gearbox, generatore sincrono a magneti permanenti, convertitore a piena potenza.

Il rotore dell'aerogeneratore di progetto è tripala a passo variabile in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro posto sopravvento al sostegno, con mozzo rigido in acciaio.

Per quanto riguarda le caratteristiche dimensionali, la torre di sostegno, tubolare metallica a tronco di cono con un diametro di base di circa 7.5m, è fornita di lunghezza pari a 111/125, il diametro del rotore è pari a 178/180 m, e il tronco di transizione con la fondazione è pari a 9/10 m.

Date le caratteristiche dimensionali, l'altezza massima, a seconda delle configurazioni prescelte, è compresa in un range di 210/220 m al top.

Per le stime di producibilità è stata considerata un'altezza al mozzo di 119 m e altezza massima di 210 m.



Potenza nominale turbina [kW]	6450
Diametro rotore[m]	178
Altezza mozzo [m]	119
Velocità vento di cut-in [m/s]	3
Velocità vento nominale [m/s]	10.5
Velocità vento di cut-out[m/s]	25

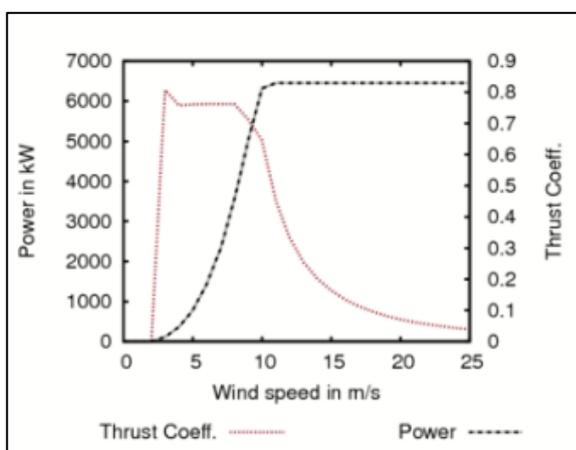


Figura 2.11 – Caratteristiche tecniche, grafico di potenza e coefficiente di spinta della turbina MySE6.45-180 WTGS

2.3 STIMA DI PRODUCIBILITA'

Per condurre lo studio della producibilità dell'impianto (AEP) è stato utilizzato l'approccio numerico basato sul software Windsim, uno dei principali e più completi strumenti di analisi del vento attualmente disponibili sul mercato.

Windsim è un software di micro-siting basato sul CFD (Computational Fluid Dynamics).

La modellazione numerica del flusso, basata sulla fluidodinamica computazionale, viene utilizzata per trasferire le condizioni del vento da un punto di misurazione (nel nostro caso il Lidar) alle posizioni della turbina eolica all'altezza del mozzo o in qualsiasi altra posizione all'interno del parco eolico, ottenendo quindi una mappa tridimensionale delle risorse eoliche ad alta risoluzione.

Le condizioni di vento medie attese nel sito (ottenute dal Lidar) vengono poi utilizzate per scalare le simulazioni e ottenere la risorsa eolica nel dominio 3D.

La produzione di energia lorda è la produzione di energia del parco eolico, calcolata tenendo conto dell'orografia e della rugosità del terreno e della presenza di impianti esistenti, della distribuzione della velocità del vento a flusso libero prevista all'altezza del mozzo di ogni posizione della turbina e della curva di potenza della turbina fornita dal produttore.

Il software inoltre calcola la densità dell'aria nella zona interessata, in modo da poter determinare le perdite energetiche dovute al cambio di densità dell'aria attraverso il rotore dell'aerogeneratore.

Nello specifico, il sito presenta una densità dell'aria di 1,217 kg/m³ ad altezza del mozzo, valore molto prossimo a quello a cui vengono testate le curve di potenza delle turbine pari a 1.225 kg/m³.

La distribuzione della velocità del vento a flusso libero è ottenuta dal modello di calcolo di WindSim e dalle condizioni del vento in loco a lungo termine.

Le turbine eoliche, estraendo energia dal vento, fanno sì che la velocità della risorsa a valle dell'aerogeneratore si riduca; man mano che il flusso procede, la scia si disperde e si recuperano le condizioni di flusso libero.

L'effetto "wake" viene calcolato da un modello analitico di scia fornendo quindi la potenziale produzione di energia annua.

A questa vengono poi sottratte le perdite di altra natura per stimare la P50, ovvero la stima della produzione media attesa calcolata con le condizioni medie di vento, ovvero la produzione annua attesa avente la probabilità del 50% di essere superata.

Gli effetti di scia provocati dalla reciproca schermatura tra le singole turbine eoliche sono calcolati mediante due differenti modelli di scia:

- **Wake model 1:** si basa sulla teoria del deficit di slancio ed è spesso indicato come il "modello di Jensen"; questo modello fornisce una semplice espansione lineare della scia, determinata dal fattore di decadimento della scia k , fattore che aumenta con l'aumentare del livello di turbolenza ambientale, un intervallo tipico è compreso tra 0,04 e 0,075;
- **Wake model 2:** il modello 2 è derivato dalle equazioni dello strato limite turbolento e da un'ipotesi di somiglianza, ed è spesso indicato come "modello di Larsen"

Per quanto riguarda il modello di Jensen è quello più utilizzato per ottenere la bancabilità dei progetti eolici.

Il modello di Larsen invece sembra che si adatti meglio ai campi eolici offshore e che stimi in maniera più precisa le perdite di scia rispetto al primo modello.

Per completezza si è deciso di riportare i risultati per entrambi i modelli di scia.

Gli elementi su cui i modelli si basano per determinare la diminuzione del valore della velocità della vena fluida a valle dell'aerogeneratore rispetto al flusso indisturbato a monte di essa sono:

- Distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo nelle posizioni previste per ciascun aerogeneratore;
- Layout parco eolico;
- Diametro rotore;
- Curva del coefficiente di spinta per il tipo di aerogeneratore impiegato.

Tali modelli sono implementati all'interno del codice di calcolo Windsim.

Il risultato del modello di scia è la distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo nelle posizioni previste per ciascun aerogeneratore comprensiva degli effetti di scia.

2.3.1 LAYOUT TESTATI E STIMA DI PRODUCIBILITÀ

E' stata in primo luogo valutata la producibilità del layout A, riferito alla configurazione presentata come integrazione volontaria nell'ambito del procedimento istruttorio concluso, con 51 aerogeneratori disposti lungo tre archi sfalsati, collocato all'interno delle acque territoriali e compreso tra le 6 e le 12 Mn.

Sono stati successivamente valutati differenti LAYOUTS alternativi al primo, organizzati sempre con lo stesso numero di aerogeneratori ma con diverse configurazioni collocate tra le 9 e le 18 Mn.

Per ciascun LAYOUT testato, sono state mantenuti costanti l'altezza mozzo degli aerogeneratori, posta a 119 m s.l.m., e la tipologia di turbina, di potenza nominale pari a 6.45 MW per una potenza totale di impianto pari a 330 MW.

Per ognuno di essi sono state calcolate le perdite di scia e l'AEP e una volta confrontati i risultati è stato scelto il layout rappresentativo delle alternative da comparare al LAYOUT A per diversi aspetti di natura ambientale.

Le stime delle diverse ipotesi non differiscono significativamente in quanto ogni configurazione garantisce una produzione annua di oltre 760 GWh (considerando le perdite di scia; 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 e nello Studio di Impatto Ambientale è stato considerato rappresentativo delle alternative proposte e comparato al LAYOUT A per i vari aspetti ambientali considerati.

Nella tabella a seguire vengono indicate per ogni layout testato la producibilità annua a flusso libero e con la perdite dovute alle scie, il contributo in percentuale delle scie e il numero delle ore a pieno carico.

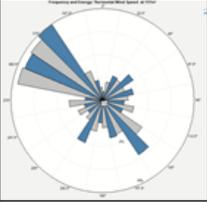
	Simulazioni		N. turbine	gross AEP	AEP with wake losses	wake loss	full load hours	Yearly % load hours
			n.	MWh/y	MWh/y	%	h	%
	Layout A	Windsim wake1	51	813942	761069	6.5	2314	26%
		Windsim wake2			773048	5.0	2350	27%
	Layout B	Windsim wake1	51	814033	764462	6.1	2324	27%
		Windsim wake2			776147	4.7	2360	27%

Tabella 2.4 – Risultati di producibilità comparati per il LAYOUT A ed il LAYOUT B

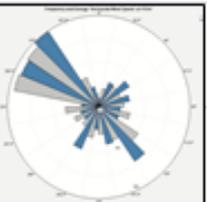
	Simulazioni		N. turbine	gross AEP	AEP with wake losses	wake loss	full load hours	Yearly % load hours
			n.	MWh/y	MWh/y	%	h	%
	Layout B1	Windsim wake1	51	813151	761371	6.4	2315	26%
		Windsim wake2			774181	4.8	2354	27%
	Layout B2	Windsim wake1	51	813127	765579	5.9	2327	27%
		Windsim wake2			776026	4.6	2359	27%
	Layout B3	Windsim wake1	51	813748	766398	5.8	2330	27%
		Windsim wake2			777758	4.4	2364	27%

Tabella 2.5 – Risultati di producibilità comparati degli altri LAYOUTS testati e proposti come alternativa

2.3.2 RESA ENERGETICA NETTA

I rendimenti energetici calcolati si basano sulle caratteristiche delle curve di potenza, sugli effetti delle perdite di scia e sulle condizioni del vento calcolate.

Non tengono conto delle riduzioni e condizioni disponibilità limitata di turbine eoliche, perdite elettriche e delle condizioni atmosferiche eccezionali.

I valori di perdita determinati preliminarmente per questi effetti sono stimati mediante calcoli specifici di progetto o assunti in base all'esperienza.

Per la stima di producibilità netta bisogna tenere conto di altri effetti che possono essere considerati come causa rilevante di riduzione della produzione di energia, sinteticamente indicati di seguito:

- perdite del cablaggio e della stazione di interconnessione che derivano dalla progettazione specifica della connessione di rete e dei componenti coinvolti;
- disponibilità degli aerogeneratori stimata come valore medio durante il normale servizio e corrispondenza alle condizioni contrattuali standard concordate per un parco eolico; va considerato che le perdite dipendono fortemente dalla strategia del sistema di controllo della turbina eolica e che la disponibilità è spesso inferiore per i primi mesi di funzionamento.

Le potenziali fonti di perdite di energia sono state valutate e detratte dall'AEP lordo e sono stimate su valori empirici noti, in un valore rappresentativo considerato pari a circa 7% al fine di ottenere l'AEP netto o P50.

La P50 è la stima della produzione media attesa calcolata con le condizioni medie di vento, ovvero la produzione annua attesa avente la probabilità del 50% di essere superata.

Risultati da Windsim	Layout A	Layout B
Produzione energetica lorda [GWh/y]	813.94	814.03
Produzione energetica lorda al netto delle scie [GWh/y]	773.05	776.15
Altre perdite (6.85%)		
Disponibilità aerogeneratori [%]	3	3
Efficienza elettrica [%]	3	3
Condizioni atmosferiche e degradazione pale [%]	1	1
Calcolo resa energetica P50		
P50 [GWh/y]	720.09	722.97

Tabella 2.6 – Risultati della resa energetica dei LAYOUTS A e B

Sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità netta media annua P50 della centrale eolica per il LAYOUT A sia pari a 720.09 GWh/anno, corrispondenti a 2189 ore equivalenti annue a potenza nominale, mentre per il LAYOUT B sia pari a 722.97 GWh/anno, corrispondenti a 2198 ore equivalenti annue a potenza nominale.

I valori sono stati cautelativamente ridotti a 710 GWh/anno, valore preso come riferimento per le elaborazioni relative al calcolo delle emissioni evitate e le valutazioni nell'Anali Costi Benefici Sociali.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, si è ipotizzato che quella dell'impianto eolico in esame vada a sostituire una quota attualmente prodotta da centrali a ciclo combinato a gas naturale.

Come anticipato nella PARTE PRIMA introduttiva e diffusamente precisato nella PARTE QUINTA e precisamente nel Capitolo dedicato agli effetti del progetto su Clima e Atmosfera, una tale produzione di energia ha **effetti estremamente POSITIVI in termini di emissioni evitate in atmosfera.**

Altrettanto **POSITIVO** è l'impatto del progetto anche in termini di **Contributo di produzione elettrica e di incidenza sui consumi sia a livello regionale che provinciale.**

Riferendosi ai dati TERNA del 202°, la realizzazione del progetto, attraverso la produzione stimata di 710 GWh annui, consentirebbe di ridurre il deficit regionale di circa il 3%, di **coprire il 47,3% del consumo elettrico dell'intera Provincia di Rimini**, stimato in 1503,2 GWh/anno, **il 2,65% dei consumi regionali e di soddisfare 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.

La centrale eolica offshore garantirebbe di incrementare di circa il 12% la quota regionale di energia prodotta da impianti da fonte rinnovabile e di aumentare del 2,5% la relativa percentuale di copertura dei consumi totali dell'Emilia Romagna, che passerebbe dall'attuale 24% al 26,5% (fonte Terna _ Dati regionali 2020).

Riferendosi ai dati del 2018 e 2019, non condizionati dalla crisi pandemica, la realizzazione del progetto, attraverso la produzione stimata di 710 GWh annui, consentirebbe di **coprire il 43% el consumo elettrico dell'intera Provincia di Rimini.**

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

E' opportuno specificare che i dati sopra riportati vanno considerati come riferimento per dare conto del valore dell'energia prodotta in termini di contributo al soddisfacimento dei consumi elettrici, fermo restando che l'immissione in rete non determina un automatismo diretto nei confronti dei territori presi come riferimento; tuttavia l'energia prodotta dall'impianto verrà immessa in una stazione ubicata in comune di Rimini ed è quindi altamente probabile che i nodi di distribuzione si apriranno laddove vi sarà richiesta e sarà quindi utilizzata e consumata nel territorio provinciale e regionale, fortemente energivori.

3 CRITERI ADOTTATI PER LA DEFINIZIONE DEL LAYOUT

Nella PARTE TERZA dello Studio di Impatto Ambientale si è argomentato sui criteri di scelta del sito e di definizione dei limiti della zona interessata dal progetto, evidenziando l'attenzione prestata alle caratteristiche ambientali, ai limiti e vincoli esistenti e sottolineando la costante ricerca perseguita, tesa a favorire le migliori interazioni con il contesto terracqueo di riferimento, tenendo sempre in gran conto la conformazione e le caratteristiche dell'ambito costiero, i punti di vista principali e i recettori sensibili nonché gli usi che interessano lo spazio di mare e in generale l'area vasta di intervento.

Definita la collocazione geografica del sito di impianto e assunti i limiti dell'**involucro progettuale** in cui ricadono gli aerogeneratori, la precisazione del layout e delle alternative discende dalla migliore combinazione tra aspetti produttivi e il rispetto dei criteri insediativi assunti, per far sì che il progetto che ne deriva possa trovare le sue giuste motivazioni in termini di efficienza e produzione energetica nonché le appropriate configurazioni, misure e proporzioni a scala geografica.

L'**involucro progettuale**, ha dei limiti rilevanti in termini di superficie in modo da contenere le diverse alternative di layout studiate con il medesimo numero di aerogeneratori, concepite sulla base dei medesimi criteri progettuali e pressoché equivalenti in termini di produzione di energia elettrica attesa.

Prescindendo dall'ubicazione degli aerogeneratori all'interno dell'**involucro progettuale** complessivo che ingloba il progetto preliminare e le alternative proposte, le varianti di layout sono tutte declinazioni di un medesimo principio e le differenze tra loro consistono principalmente nella ridefinizione delle geometrie che regolano l'impianto.

I vari layout, a parità di collocazione geografica e di funzionalità complessiva dell'impianto, sono stati proposti per ottimizzare le producibilità e i rapporti percettivi con il bacino visuale interessato.

Al tempo stesso, per l'elaborazione delle proposte sono state recepite le osservazioni e i pareri intervenuti nella PRIMA FASE istruttoria in modo da superare alcune criticità emerse e rendere l'impianto il più possibile compatibile con altri usi e attività svolte in mare.

Per la definizione delle diverse configurazioni alternative proposte, si è partiti da considerazioni di carattere paesaggistico e tecnico, con l'obiettivo duplice di ottimizzare la producibilità e migliorare i rapporti percettivi con il bacino visuale interessato.

Ponendo dunque la massima attenzione sia alla natura del contesto costiero e sia alla massima efficienza e produttività della centrale eolica, la scelta dei layout e dei relativi principi compositivi, si è basata su:

- Criteri di carattere paesaggistico e di rispetto ambientale;
- criteri di razionalizzazione dell'utilizzo dello spazio marino per favorire interazioni con altri usi;
- criteri di carattere tecnico e anemologico finalizzati all'ottimizzazione della produzione.

I criteri e i principi compositivi da essi derivanti sono descritti nel successivo paragrafo.

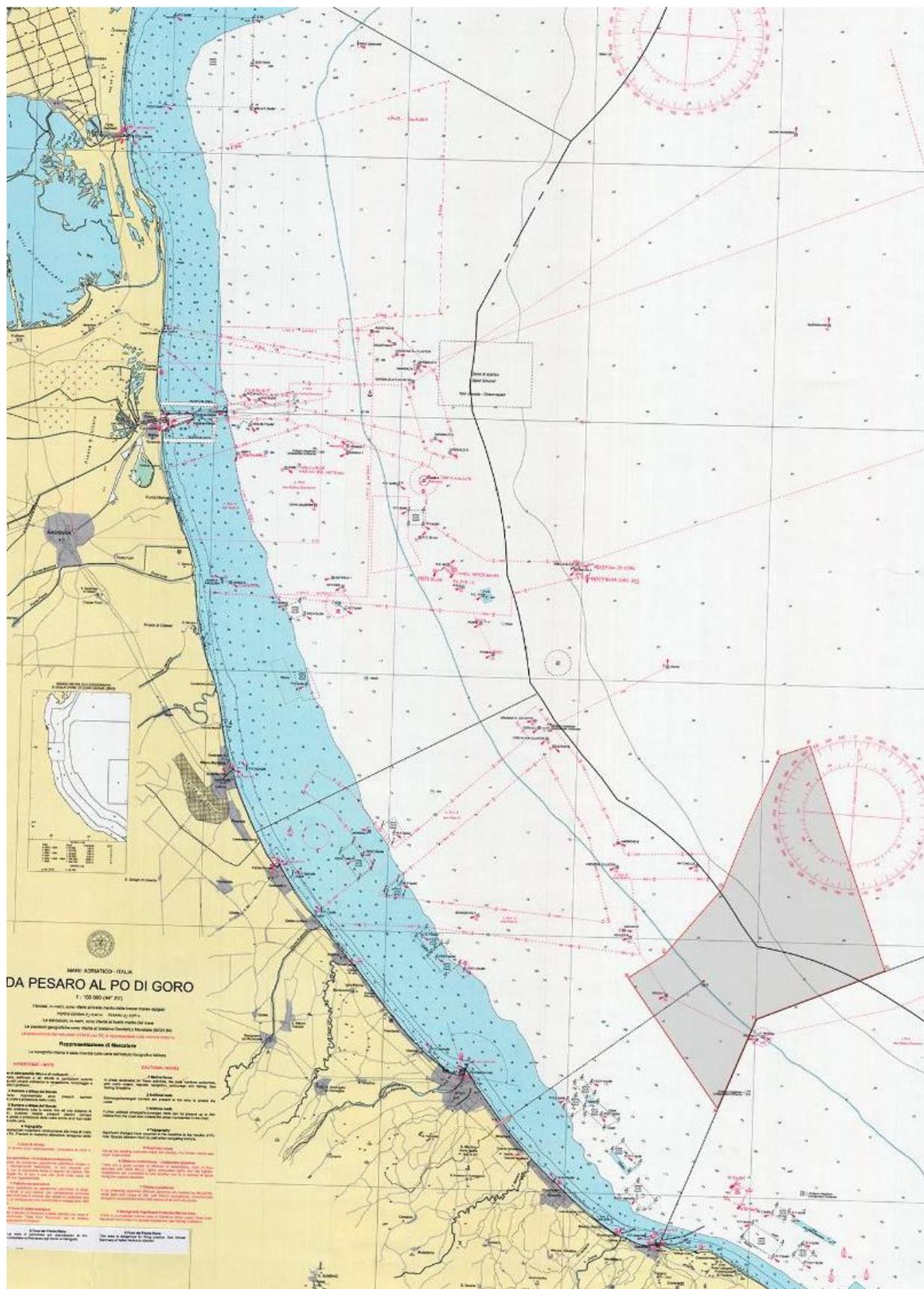


Figura 3.1 – Carta nautica e “involucro progettuale” (in grigio) che include i layout alternativi proposti.

3.1 CRITERI E PRINCIPI COMPOSITIVI ADOTTATI

In mare, contrariamente a ciò che avviene per gli impianti eolici onshore, la ricerca di variazioni planimetriche rischia di essere arbitraria data l'assenza di tracciati viari, condizioni orografiche e strutture insediative a cui fare riferimento; l'unica possibilità da ricercare potrebbe essere legata alla producibilità, alla compatibilità con altri usi (come ad esempio l'utilizzo delle piattaforme metanifere, l'estrazione mineraria e la pesca) e soprattutto in relazione alla visibilità dell'impianto dai diversi punti della costa.

Si è constatato che generalmente gli impianti offshore, inserendosi in un ambiente marino e ad una considerevole distanza dalla costa, spesso semplificano il rapporto di relazione con il territorio costiero prospiciente.

Non ci si confronta direttamente con strutture stratificate nel tempo, ma prevalentemente con il mare e con l'orizzonte, e gli impianti si caratterizzano per una totale astrazione sia fisica che concettuale; tale condizione porta solitamente a scegliere configurazioni progettuali molto attente agli aspetti tecnici e produttivi, ma che spesso risultano indifferenti alle caratteristiche morfologiche dei litorali e agli altri usi del mare.

In merito agli aspetti tecnici, per la maggior parte degli impianti eolici offshore realizzati nel mondo, vengono utilizzati due fondamentali criteri di composizione secondo cui gli aerogeneratori sono disposti o su singole linee, rette o curve, o su più file seguendo una griglia regolare (layout a cluster).

Entrambe le disposizioni, modulando le interdistanze tra gli aerogeneratori e tra le file su cui si dispongono, permettono di ottimizzare la produttività dell'impianto e di razionalizzare il collegamento elettrico.

Per quanto riguarda l'aspetto percettivo che si determina nel caso di un numero consistente di aerogeneratori, la disposizione su un'unica linea trova il suo limite nell'eccessiva occupazione dello skyline e dell'orizzonte, mentre **la disposizione a cluster**, inevitabilmente genera un effetto di sovrapposizione e di addensamento che difficilmente si riesce a limitare e a controllare soprattutto se, come in questo caso, la costa è bassa e relativamente vicina e se i punti di vista sono molteplici e consentono di tralasciare l'impianto da più direzioni.

Nel caso in esame, i layout proposti si basano su dispositivi compositivi e architettonici che mutuano e reinterpretano quelli abitualmente utilizzati, cercando di superarne i limiti e gli aspetti critici.

Tutte le combinazioni proposte perseguono l'obiettivo di relazionarsi all'andamento della linea di costa, di controllare le relazioni percettive, di mantenere elevata la produttività, di rendere in ogni caso lo specchio d'acqua attraversabile e quindi di definire un impianto con caratteristiche tali da rendere possibile l'attivazione di tutti gli strumenti di valorizzazione culturale, economica, didattica e turistica associati ad una centrale eolica offshore, in analogia a quanto realizzato nelle migliori pratiche realizzate nei mari del nord Europa e in coerenza con i principi di "**coesistenza e multi funzionalità**" indicati e auspicati dalle Direttive Europee che orientano i criteri di Pianificazione dello Spazio Marittimo .

La scelta operata per definire le configurazioni di layout proposte, ha positive implicazioni anche per gli aspetti produttivi.

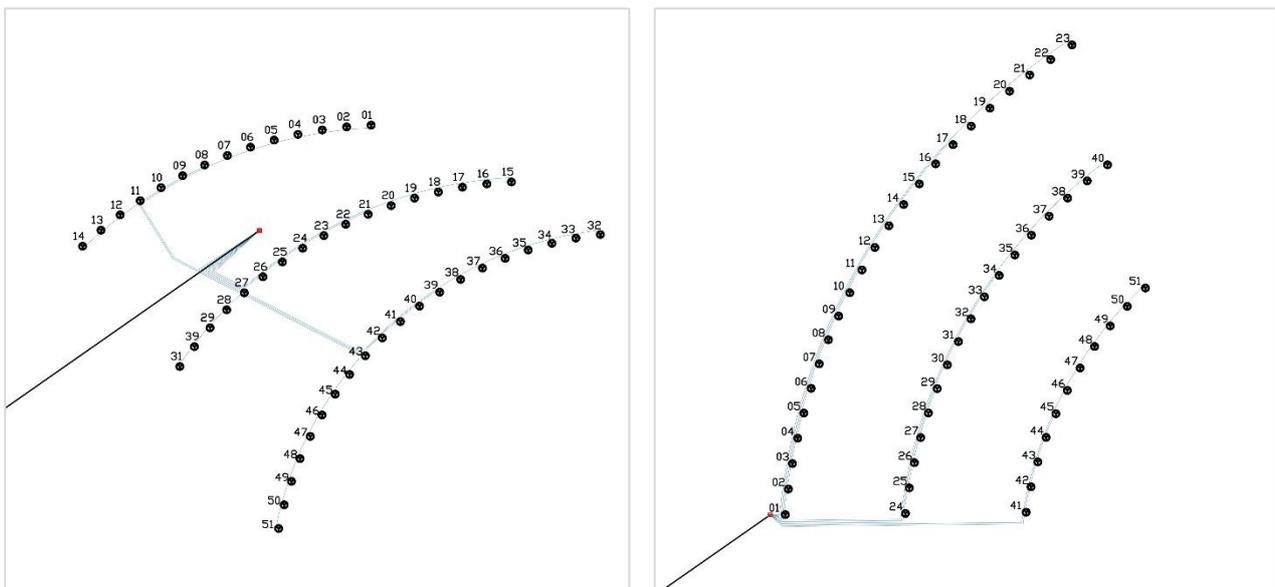
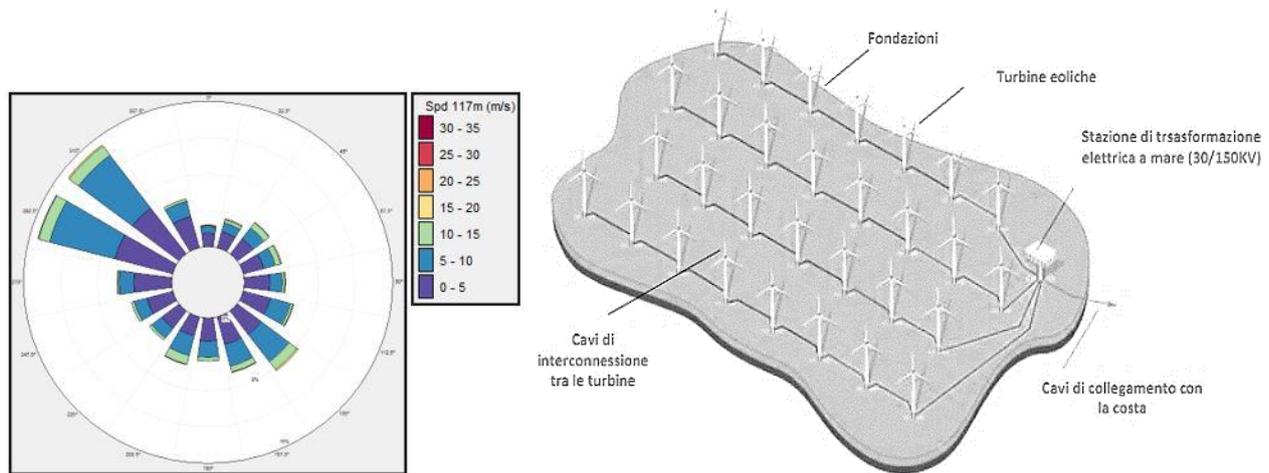


Figura 3.2 – Rosa dei venti e schemi di una classica configurazione a Cluster (in alto a dx) e configurazioni ad archi Layout A (sx) e Layout B (dx)

Dallo studio delle condizioni anemologiche e del relativo comportamento rispetto ad esse degli aerogeneratori in termini di efficienza, come precisato nel capitolo precedente, emerge che il paraggio è battuto da venti che nel corso dell’anno, sia pure con diversa intensità, spirano dalla maggior parte dei quadranti ma i venti più produttivi risultano provenienti dal 2° e 4° quadrante.

In generale, se gli aerogeneratori vengono disposti lungo un’unica fila perpendicolare alla direzione dei venti dominanti, è possibile utilizzare il criterio dei 3 diametri di distanza minima reciproca, per assicurare efficienza e ridurre le perdite di scia dovute a interferenze.

Nel caso specifico, tenendo esclusivamente conto dei venti e degli aspetti produttivi, la disposizione lungo una sola linea apparirebbe ottimale, anche se le distanze reciproche tra le torri andrebbero aumentate in quanto non è possibile considerare solo una direzione dei venti come dominante.

D'altra parte, dato il consistente numero di aerogeneratori, la disposizione lungo un'unica fila non risulta praticabile perché comporterebbe un'eccessiva lunghezza con conseguente interferenza sia con aree di particolare sensibilità ambientale (giacimenti di sabbie relitte) e sia con le rotte di navigazione.

Si evidenzia che se si dispongono gli aerogeneratori su più file, le distanze reciproche tra gli aerogeneratori devono superare i 3 Diametri e quelle tra le file stesse devono superare di gran lunga i 3 e 5 diametri di distanza (dati consigliati in letteratura) per eliminare le interferenze reciproche che a volte mettono in crisi il corretto funzionamento e la vita utile delle turbine.

Nelle configurazioni a cluster con la disposizione a griglia degli aerogeneratori, gli stessi subiscono invece considerevoli perdite dovute a interferenze; infatti, la disposizione a cluster fa sì che secondo alcune direzioni del vento si compone un numero consistente di file, condizione che penalizza gli aerogeneratori che si trovano in scia rispetto ad altri.

Per questi motivi e a seguito dello studio di caratterizzazione anemologica del sito, **il criterio progettuale adottato ha escluso categoricamente la classica disposizione a «cluster» e prevede la disposizione delle turbine lungo linee curve o rette**, distanziate minimo 10 diametri, variamente combinate tra loro a formare figure che mantengono un andamento complessivo pressoché perpendicolare alla linea di costa e alla direzione dei venti prevalenti che spirano prevalentemente da Nord-Ovest e Sud Est.

Questa modalità ha permesso di "svuotare" l'area di compresa tra le linee, limitando a 3 il numero delle file con effetti estremamente positivi in merito agli aspetti produttivi e di efficienza.

Gli aerogeneratori che si dispongono lungo gli archi e le linee di costruzione, hanno un'interdistanza di circa 4 diametri (compresa tra 680 m e 720 m a seconda delle configurazioni).

Le varie applicazioni del metodo utilizzato, verificato con approfondite analisi per ciascun layout proposto, elevano la produttività complessiva dell'impianto e, al tempo stesso, risolvono il problema dell'effetto selva generato dalle configurazioni a cluster e dell'eccessiva lunghezza del braccio di mare nelle configurazioni lungo un'unica direttrice, ottimizzando in tal modo l'occupazione dell'area marina e consentendo la coesistenza altri usi del mare compatibili (navigazione, pesca, diving, pesca sportiva etc).

All'interno dell'involucro progettuale individuato sarà comunque possibile ottenere miglioramenti e ottimizzazioni anche in considerazione della possibilità di riduzione del numero di turbine attraverso l'utilizzo di aerogeneratori di maggiore potenza, al momento non disponibili date le caratteristiche di media ventosità del sito; come precisato precedentemente, al momento i test effettuati con macchine di potenza superiore dimostrano che le stesse non sono ancora idonee per i venti dell'Adriatico centro settentrionale.

L'applicazione dei criteri sopra elencati, ha orientato i principi compositivi e ha determinato i seguenti esiti:

- **Notevole riduzione dell'area marina necessaria** (inferiore almeno di 4 volte rispetto a una soluzione a «cluster»).

L'applicazione di tutte le indicazioni pervenute dallo studio dei dati derivanti dall'approfondita campagna di misurazione anemometrica condotta in mare nell'area di progetto, ha infatti consentito di definire proposte progettuali estremamente precise e ottimizzate in termini di producibilità e di occupazione dell'area marina; la massima occupazione spaziale dell'involucro delle singole configurazioni elaborate è di 80 kmq, per una potenza di impianto di 330 MW garantita da 51 aerogeneratori che possono funzionare con perdite di scia estremamente contenute.

Il perfezionamento della modellazione dei dati del vento ha consentito di ottimizzare lo stesso progetto preliminare presentato come integrazione volontaria e valutato nella PRIMA FASE ISTRUTTORIA; modulando le interdistanze tra gli archi e l'inclinazione degli stessi e sempre rimanendo all'interno dell'area marina richiesta in concessione, si è potuto **ridurre l'involuppo dello specchio d'acqua da 80 kmq a 71,5 kmq.**

- **Possibilità di coesistenza con altri usi all'interno dello spazio marino impegnato dall'impianto.**

In tutte le alternative ipotizzate gli aerogeneratori nel loro insieme generano spazi aperti e transitabili, che consentono di rendere l'impianto il più possibile compatibile con altri usi del mare; questa condizione risolve o quanto meno minimizza i conflitti spaziali e produce effetti significativi di segno positivo sugli aspetti socioeconomici e in generale favorisce l'accettazione della del progetto da parte dei portatori di interesse specifici e della popolazione in generale, tra cui spesso è diffusa la convinzione che un parco eolico offshore essere un ostacolo per altre attività economiche (per gli approfondimenti su questi aspetti si rimanda ai capitoli 17, 18 e 19 della PARTE QUINTA dello Studio di Impatto Ambientale e agli studi specialistici richiamati, aventi a tema le altre attività e usi del mare).



Figura 3.3 – Vista del progetto: lo specchio acqueo delimitato dagli aerogeneratori favorisce la multi funzionalità.

3.2 CARATTERISTICHE DEI LAYOUT ANALIZZATI

Come riportato nel precedente capitolo dedicato alla misurazione e caratterizzazione anemologica del sito, per tutti i LAYOUT elaborati sono state condotte stime di producibilità e valutazione delle perdite di scia.

Le stime delle diverse ipotesi non differiscono significativamente, e ogni configurazione garantisce una produzione annua stimata cautelativamente in **710 GWh** al netto delle perdite di scia ed elettriche e di disponibilità a causa di malfunzionamenti o operazioni di manutenzione.

Come anticipato nella PARTE PRIMA introduttiva dello Studio di Impatto Ambientale, per quanto riguarda le alternative considerate si precisa quanto segue:

- Per tutti i Layout considerati restano invariate la posizione della Stazione di Trasformazione Elettrica ubicata in mare nonché le opere di connessione alla RTN;
- 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 elaborati dalla Regione Emilia Romagna finalizzati alla definizione della Pianificazione dello Spazio Marittimo nella Regione Adriatico-Ionica prevista dal D.lgs 201/2016; in particolare risultano coerenti con lo Studio "Tra la Terra e il Mare _ Analisi e proposte per la pianificazione dello Spazio Marittimo in Emilia-Romagna _ 2018" e con il recente studio "Portodimare _ 2021" (rispetto a quest'ultimo, con particolare riguardo alle configurazioni alternative che si dispongono oltre le 12 MN);

- Il progetto ricade in un'area appropriata in termini di funzione, 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 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 meno del 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.

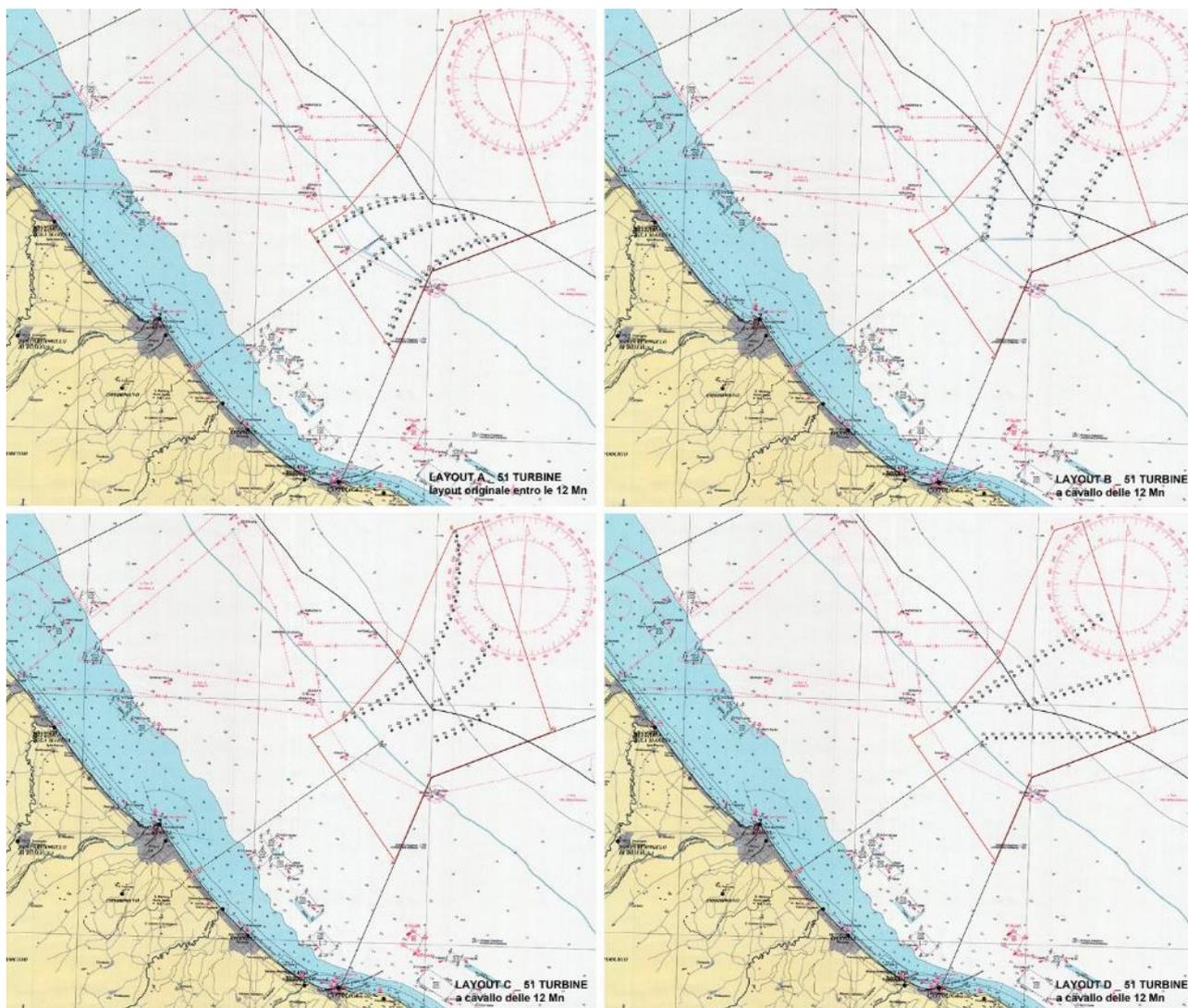


Figura 3.4 – Layout alternativi proposti ricadenti nell’ambito dell’involucro progettuale, riportati su carta nautica.

3.2.1 DESCRIZIONE DELLE CARATTERISTICHE DEI LAYOUT

Si descrivono di seguito le principali caratteristiche localizzative e geometriche dei singoli Layout considerati e altre informazioni utili quali le distanze dalle piattaforme esistenti e da punti notevoli della costa, utili per una comparazione tra le diverse proposte.

3.2.1.1 Configurazione LAYOUT A

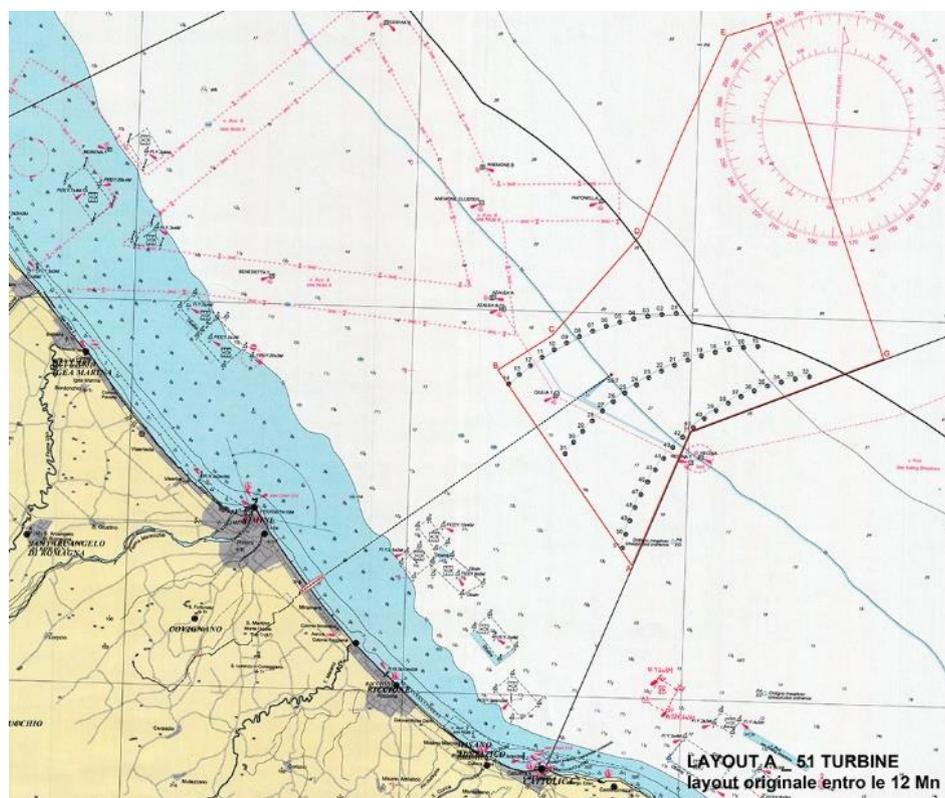


Figura 3.5 – LAYOUT A su Carta Nautica; in evidenza la linea delle 12 Mn e l’Involucro Progettuale (poligono rosso)

Il LAYOUT A, compreso tra le 6 e le 12 MN, ottimizza con minimi spostamenti 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 **ritenendolo ammissibile in termini di localizzazione**.

Con l’ottimizzazione del progetto elaborata in recepimento di alcune osservazioni e indicazioni pervenute nel corso del procedimento istruttorio, è stato possibile ridurre l’area di inviluppo del progetto (inizialmente pari a 80 kmq).

Il LAYOUT A occupa un’area marina di 71,5 kmq, interamente compresa entro le acque territoriali, all’interno delle quali vige una normativa certa e codificata che regola i rapporti concessori e le procedure autorizzative (regolamentate dalla citata Circolare n. 40/2012 del MIMS, già MIT).

Secondo tale configurazione, gli aerogeneratori si dispongono lungo 3 archi non concentrici o paralleli ma sfalsati e di diversa lunghezza, che definiscono una figura svasata “a vela” rastremata verso il largo; gli archi sono disposti prevalentemente secondo direttrici perpendicolari alla direzione dei venti dominanti al fine di ottimizzare al massimo la producibilità pur riducendo le interdistanze tra le turbine.

L'arco a nord ovest misura 8,84 km, l'arco centrale misura 10,88 km, l'arco a sud est misura 12,9 km per un totale di sviluppo di 62,6 km.

Lungo gli archi gli aerogeneratori mantengono una distanza reciproca di 680 m e si dispongono in serie da 14, 17 e 20, procedendo da nord ovest verso sud est, interessando batimetrie comprese tra -15 e -34 m dal medio mare.

La distanza tra i tre archi è sempre variabile, data la configurazione svasata, e in ogni caso compresa tra 4,3 km e 5,3 km verso costa e i 4,2 e i 2,8 km verso il largo; la minima distanza trasversale tra gli archi è pari a 1,95 km (tra gli aerogeneratori numero 15 e numero 35).

Il layout "A" definisce degli ambiti di attraversamento, dei corridoi svasati che si allargano verso costa e si rastremano verso il largo; le distanze tra le turbine e tra gli archi molto elevate sono condizione che permettono il transito, anche trasversale, di pescherecci e imbarcazioni da diporto senza precludere altri usi del mare.

Per quanto riguarda gli aspetti percettivi, si rimarca che il layout non risulta parallelo alla linea di costa ma si protende verso il largo; in tal modo le turbine si allontanano anche visivamente dalla spiaggia e non risultano percepibili con un fronte omogeneo, ma la visibilità è regolata dall'effetto prospettico determinato da distanze via via sempre crescenti.

Tuttavia il LAYOUT A è quello più prossimo alla costa e con le maggiori interazioni percettive potenziali.

3.2.1.2 Configurazione LAYOUT B

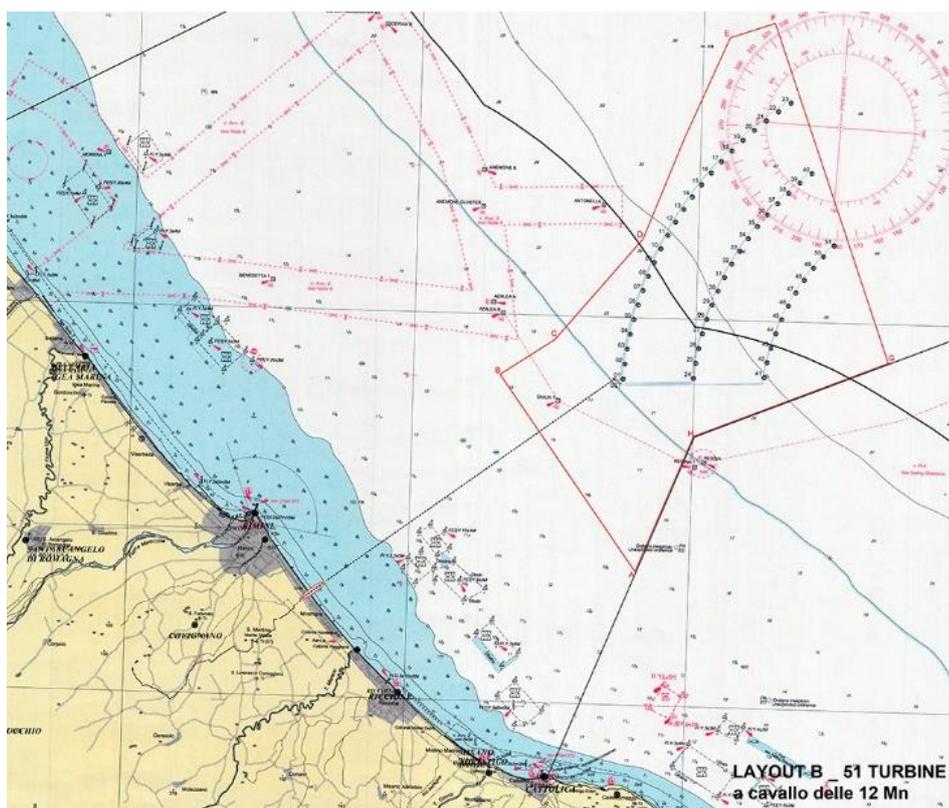


Figura 3.6 – LAYOUT B su Carta Nautica; in evidenza la linea delle 12 Mn e l'Involucro Progettuale (poligono rosso)

Il **LAYOUT B**, compreso tra le 9,5 e le 17 MN, si insedia a cavallo del limite delle acque territoriali interessando in parte l'area marina presentata nella prima fase istruttoria nell'ambito del procedimento di concessione demaniale; occupa un'area marina di **80 kmq**, di cui **21 kmq** entro le acque territoriali e **59 kmq** all'esterno.

Gli aerogeneratori si dispongono lungo 3 archi concentrici disposti perpendicolarmente alla direzione dei venti dominanti al fine di ottimizzare al massimo la producibilità; l'arco a nord ovest misura 15,84 km, l'arco centrale misura 11,51 km, l'arco a sud est misura 7,2 km per una lunghezza totale di 31,55 km.

Lungo gli archi gli aerogeneratori mantengono una distanza reciproca di 720 m e si dispongono in serie da 23, 17 e 11, procedendo da nord ovest verso sud est, interessando batimetrie comprese tra -21 e -43 m dal medio mare.

La distanza tra i tre archi è costante e corrisponde a 3300 m (oltre 18 volte il diametro del rotore).

Il LAYOUT B definisce dei corridoi di attraversamento dalla costa verso il largo; le distanze tra le turbine e tra gli archi molto elevate sono condizione che permettono il transito, anche trasversale, di pescherecci e imbarcazioni da diporto senza precludere altri usi del mare.

Per quanto riguarda gli aspetti percettivi, si rimarca che il layout non risulta parallelo alla linea di costa ma si protende verso il largo; in tal modo le turbine si allontanano anche visivamente dalla spiaggia e non risultano percepibili come un fronte omogeneo.

Il LAYOUT B è quello con l'**occupazione di campo visivo MINORE** da tutti i punti della costa considerati.

3.2.1.3 Configurazione LAYOUT C

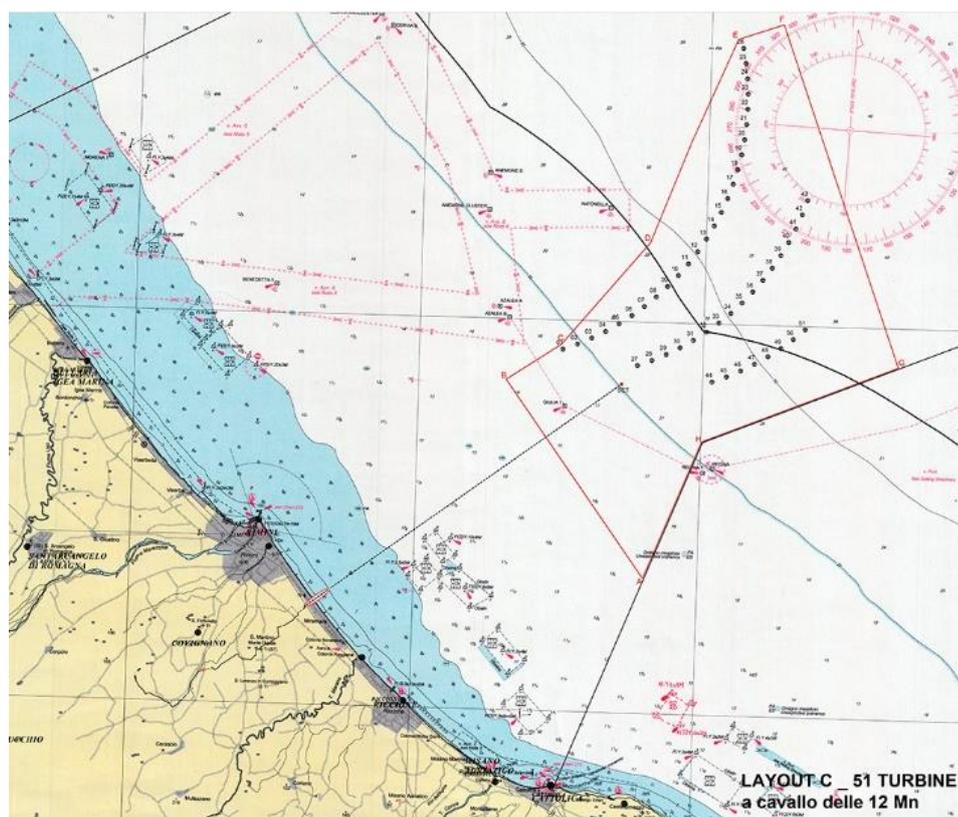


Figura 3.7 – LAYOUT C su Carta Nautica; in evidenza la linea delle 12 Mn e l'Involucro Progettuale (poligono rosso)

Il **LAYOUT C**, compreso tra le 9,5 e le 17 MN, si insedia a cavallo del limite delle acque territoriali alla stregua del LAYOUT B e D, occupando un'area marina di **75,9 kmq**, di cui **28,8 kmq** entro le acque territoriali e **47,1 kmq** all'esterno.

Gli aerogeneratori si dispongono lungo 3 archi non paralleli disposti perpendicolarmente alla direzione dei venti dominanti al fine di ottimizzare al massimo la producibilità; l'arco a nord ovest misura 17,9 km, l'arco centrale misura 11,5 km, l'arco a sud est misura 5 km per una lunghezza totale di 34,4 km.

Come si evince dai dati, il LAYOUT C per la sua configurazione allungata, risulta quello con la minore occupazione dell'area marina ma con la maggiore estensione lineare (cavi di connessione).

Lungo gli archi gli aerogeneratori mantengono una distanza reciproca di 720 m e si dispongono in serie da 26, 17 e 8, procedendo da nord ovest verso sud est, interessando batimetrie comprese tra -20 e -43 m dal medio mare; la distanza tra i tre archi è variabile da un minimo di 2 km ad un massimo di 3,5 km.

Il LAYOUT C, analogamente agli altri permette il transito, anche trasversale, di pescherecci e imbarcazioni.

Per quanto riguarda gli aspetti percettivi, si rimarca che anche LAYOUT C non risulta parallelo alla linea di costa ma si protende verso il largo; in tal modo le turbine si allontanano anche visivamente dalla spiaggia e non risultano percepibili come un fronte omogeneo.

Il LAYOUT C ha un'occupazione di campo visivo **media** dalla spiaggia di Rimini e **estremamente ridotta** dalla spiaggia di Cattolica.

3.2.1.4 Configurazione LAYOUT D

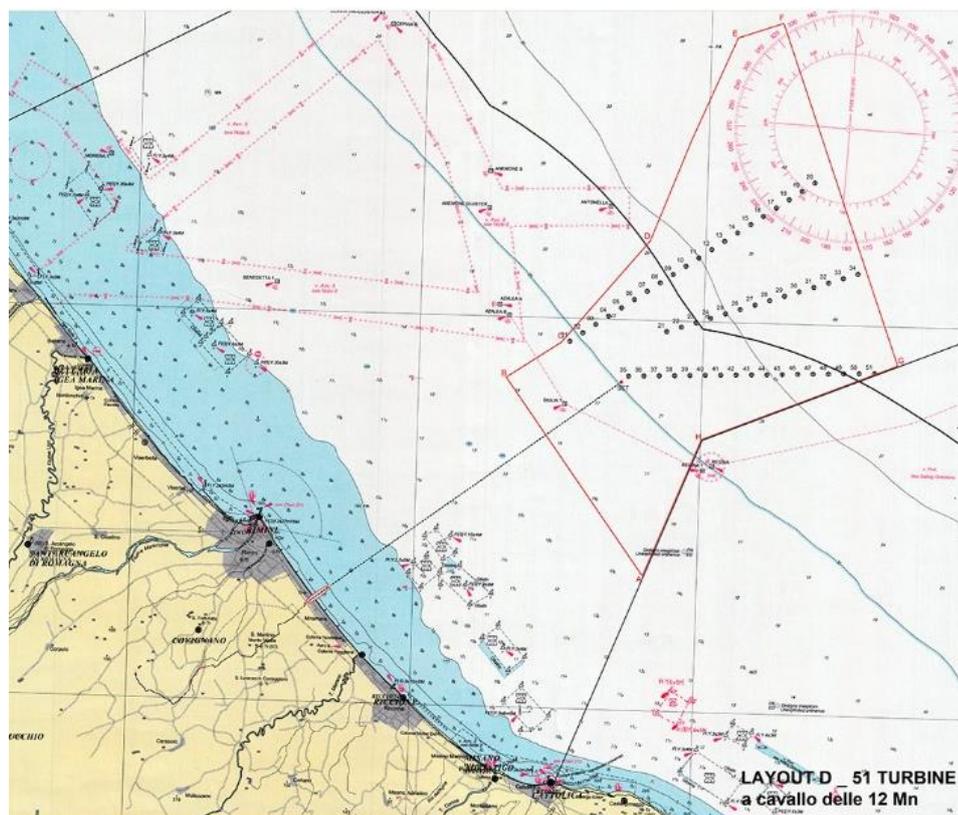


Figura 3.8 – LAYOUT D su Carta Nautica; in evidenza la linea delle 12 Mn e l’Involucro Progettuale (poligono rosso)

Il **LAYOUT D**, compreso tra le 9 e le 16,5 MN, si insedia a cavallo del limite delle acque territoriali alla stregua del LAYOUT B e D, occupando un'area marina di **78,5 kmq**, di cui **28 kmq** entro le acque territoriali e **50,5 kmq** all'esterno.

Gli aerogeneratori si dispongono lungo 3 linee rette divergenti verso il largo con una linea mediana che segue la direttrice della bisettrice di un triangolo isoscele di costruzione; l'involuppo che ne deriva ha una forma vagamente trapezoidale.

La linea nord ovest misura 11,5 km, la mediana misura 9,4 km, la linea a sud est misura 11,5 km per una lunghezza totale di 32,4 km.

Lungo le linee gli aerogeneratori mantengono una distanza reciproca di 720 m e si dispongono in serie da 20, 14 e 17, procedendo da nord ovest verso sud est, interessando batimetrie comprese tra -20 e -43 m dal medio mare.

La distanza tra le tre linee è variabile da un minimo di 2 km ad un massimo di 4,7 km.

Il LAYOUT D, analogamente agli altri permette il transito, anche trasversale, di pescherecci e imbarcazioni e le attività di pesca a strascico saranno regolamentate esclusivamente in prossimità degli aerogeneratori e lungo le condotte sottomarine e la sottostazione elettrica.

Per quanto riguarda gli aspetti percettivi, si rimarca che il layout non risulta parallelo alla linea di costa ma si protende verso il largo; in tal modo le turbine si allontanano anche visivamente dalla spiaggia e non risultano percepibili come un fronte omogeneo.

Il LAYOUT D ha un'occupazione di campo visivo **estremamente ridotta** dalla spiaggia di Rimini e **alta** dalla spiaggia di Cattolica.

3.3 CONSIDERAZIONI RIASSUNTIVE E SCELTA DEI LAYOUT DI PROGETTO

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 km ²	21 km ²	20,8 km ²	28 km ²
	fuori 12 Mn	0	59 km ²	47,1 km ²	50,5 km ²
	totale	71,5 km ²	80 km ²	68 km ²	78,5 km ²
Area impegnata		14,1 km ²	12,6 km ²	15,2 km ²	15,7 km ²
Lunghezza archi e sviluppo totale	1 km	8841	15835	17900	11475
	2 km	10881	11513	11500	9360
	3 km	12922	7200	5000	11520
	totale	32644	31548	34400	32355
Producibilità netta GWh/anno		722,8	725,7	723,8	725,5

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

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

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

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

Come si evince dalla Tabella riassuntiva, i tre layout B, C, D ricadono all'interno dello stesso aereale 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.

Tutti i layout considerati, a prescindere dalle configurazioni elaborate, dimostrano come la conoscenza dettagliata delle caratteristiche della risorsa eolica sia fondamentale per ridurre le perdite di scia e mantenere elevata la producibilità pur occupando minore superficie marina.

I layout comparati hanno infatti bassissime perdite di scia.

Limitandosi ai Layout A e B (rappresentativo delle alternative considerate) le perdite sono le seguenti:

- Layout A: 6.50% calcolate in base al Wake Model 1 e 5.03% in base al Wake Model 2;
- Layout B: 6.09% calcolate in base al Wake Model 1 e 4.66% in base al Wake Model 2.

Come emerge dalle figure seguenti la distanza tra gli archi evita interferenze di scia e al tempo stesso definisce ambiti aperti, canali molto ampi che riducono il conflitto spaziale con altri usi del mare consentendo il transito di imbarcazioni da diporto e commerciali di piccola e media stazza, nonché l'operatività dei pescherecci con alcune limitazioni per la pesca a strascico (§ Capitolo 8 in merito alle misure di sicurezza proposte).

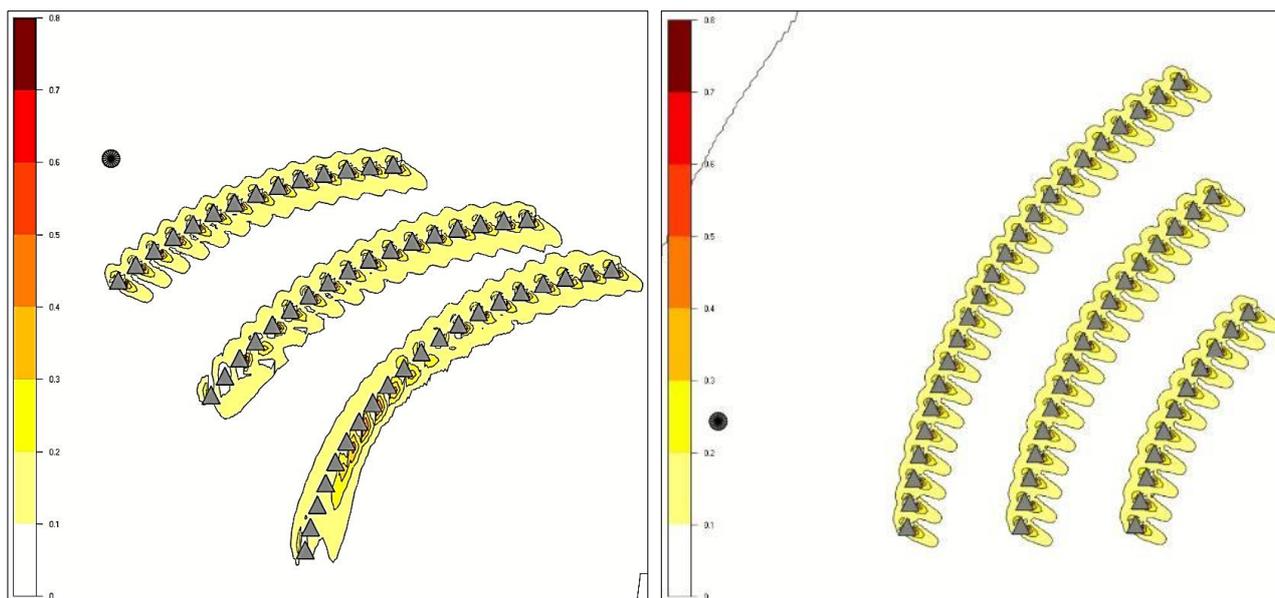


Figura 3.9 – Simulazione delle perdite di scia dei Layout A (a sinistra) e B.

Si riportano di seguito le caratteristiche dei LAYOUT A e B, compreso le distanze minime degli aerogeneratori dalle piattaforme di estrazione metanifera e dai principali punti notevoli della costa; segue una tabella con le coordinate degli aerogeneratori.

3.3.1 LAYOUT A

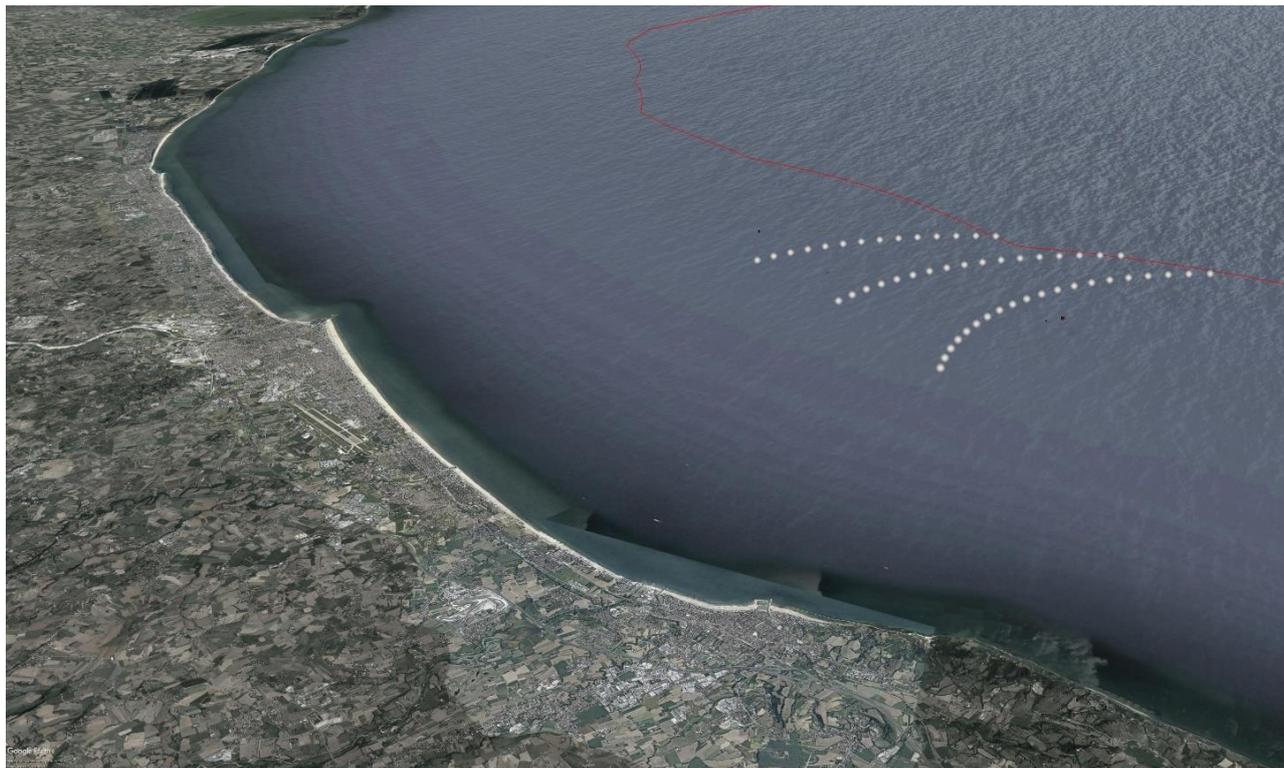


Figura 3.10 – LAYOUT A _ Elaborazione su mappa da Google Earth; in evidenza la linea delle 12 Mn (in rosso)

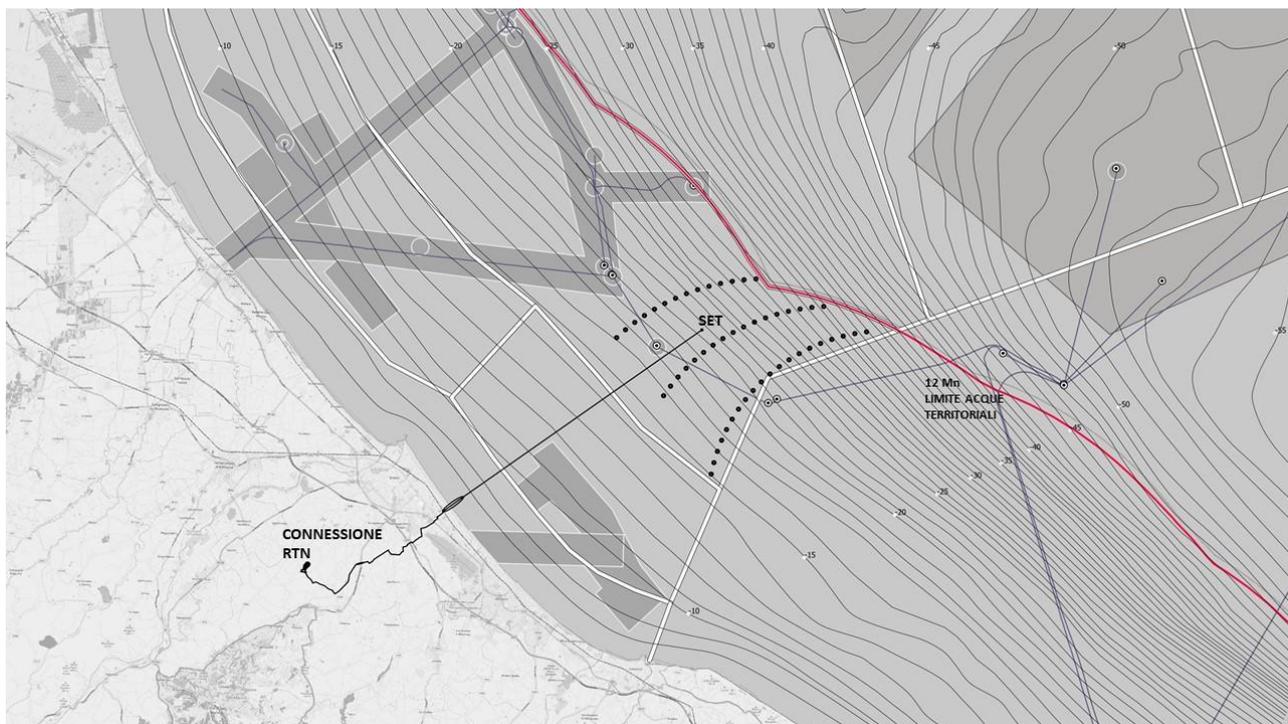


Figura 3.11 – LAYOUT A _ Elaborazione su mappa da Google Earth; in evidenza la linea delle 12 Mn (in rosso)

DATI DI SINTESI LAYOUT A		
NUMERO TURBINE	N	51
POTENZA NOMINALE TURBINA	MW	6,45
POTENZA TOTALE IMPIANTO	MW	330
DISTANZA MINIMA DALLA COSTA	Mn	6 (11,2 km)
DISTANZA MASSIMA DALLA COSTA	Mn	11,5 (21,3 km)
DISTANZA STAZIONI ELETTRICA A MARE DALLA COSTA	km	17,6
AREA MARINA INTERESSATA	kmq	71,5
LUNGHEZZA CAVI 66kV TRA WTG	km	79,1
PRINCIPALI MISURE DEL LAYOUT		
DISTANZA TRA LE TURBINE:	m	680
LUNGHEZZA ARCHI partendo da Nord		
1 ARCO	m	8.840
2 ARCO	m	10.880
3 ARCO	m	12.920
DISTANZA TRA L'ARCO 1 E 2		
imboccatura verso la costa WGA 14-31	m	4.260
distanza mediana	m	3.500
Imboccatura verso il largo WGA 1-15	m	4.360
Imboccatura verso il largo WGA 1-20	m	2.200
DISTANZA TRA L'ARCO 2 E 3		
imboccatura verso la costa WGA 31 -51	m	5.260
distanza mediana	m	3.100
Imboccatura verso il largo WGA 15 - 32	m	2.700
Imboccatura verso il largo WGA 15 - 34	m	2.000
PRINCIPALI DISTANZE DALLA COSTA		
CESENATICO		
distanza minima – WGA 14	km	26,7
distanza massima – WGA 32	km	40
BELLARIA		
distanza minima – WGA 14	km	20
distanza massima – WGA 32	km	34,3
RIMINI PORTO		
distanza minima – WGA 14	km	13,3
distanza massima – WGA 32	km	27
RIMINI SPIAGGIA		
distanza minima – WGA 31	km	14
distanza massima – WGA 32	km	26
COVIGNANO BELVEDERE		
distanza minima – WGA 31	km	19,4
distanza massima – WGA 32	km	31,4
RICCIONE		
distanza minima – WGA 51	km	12,8
distanza massima – WGA 32	km	24,6

MISANO		
distanza minima – WGA 51	km	12,2
distanza massima – WGA 32	km	24
CATTOLICA		
distanza minima – WGA 51	km	11,2
distanza massima – WGA 01	km	23
GABICCE MONTE		
distanza minima – WGA 31	km	12
distanza massima – WGA 1	km	23
PESARO		
distanza minima – WGA 31	km	18
distanza massima – WGA 1	km	27,8
GRADARA		
distanza minima – WGA 51	km	14
distanza massima – WGA 1	km	25,6
DISTANZA DALLE PIATTAFORME		
PIATTAFORMA AZALEA B		
distanza minima – WGA 11	km	2,9
PIATTAFORMA GIULIA		
distanza minima – WGA 12	km	1,9
PIATTAFORMA REGINA 1		
distanza minima – WGA 12	km	1,1
PIATTAFORMA REGINA		
distanza minima – WGA 42	km	1,3

Tabella 3.2 – Tabella riassuntiva dei dati relativi al LAYOUT A

COORDINATE DEGLI AEROGENERATORI (EPSG 32633 – WGS84/UTM 33/N)

LAYOUT A		
TURBINA N.	Est	Nord
1	325928	4892794
2	325249	4892745
3	324575	4892658
4	323906	4892535
5	323245	4892375
6	322594	4892179
7	321954	4891949
8	321328	891683
9	320718	4891384
10	320124	4891052
11	319550	4890688
12	318996	4890294
13	318465	4889869
14	317957	4889417
15	329803	4891210
16	329125	4891156

17	328452	4891063
18	327785	4890931
19	327126	4890761
20	326479	4890554
21	325844	4890309
22	325224	4890029
23	324622	4889713
24	324039	4889364
25	323477	4888981
26	322938	4888567
27	322423	4888122
28	321935	4887648
29	321475	4887147
30	321045	4886621
31	320645	4886071
32	332257	4889748
33	331584	4889647
34	330920	4889502
35	330267	4889314
36	329627	4889082
37	329005	4888809
38	328402	4888494
39	327821	4888141
40	327264	4887750
41	326735	4887323
42	326235	4886862
43	325767	4886369
44	325332	4885846
45	324933	4885296
46	324571	4884720
47	324248	4884122
48	323966	4883503
49	323725	4882867
50	323527	4882217
51	323372	4881555

Tabella 3.3 – Coordinate geografiche LAYOUT A

3.3.2 LAYOUT B



Figura 3.12 – LAYOUT B _ elaborazione su mappa da Google Earth; in evidenza la linea delle 12 Mn (in rosso)

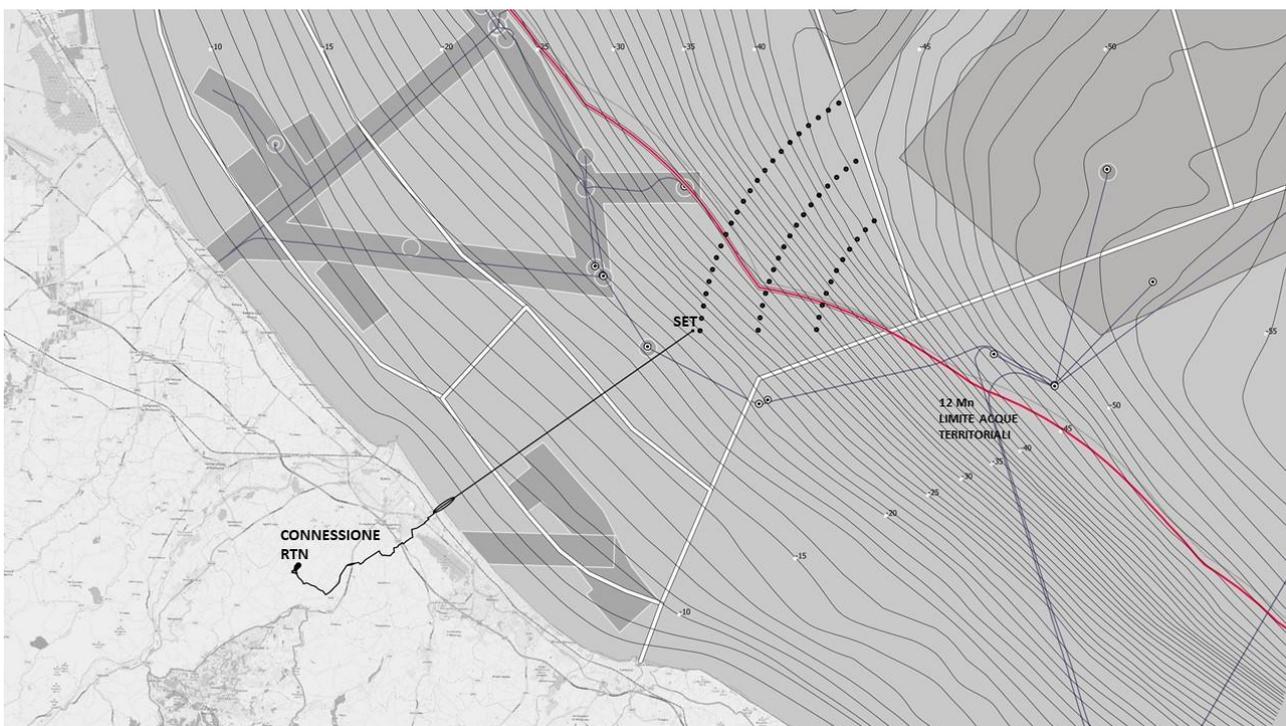


Figura 3.13 – LAYOUT B _ elaborazione su mappa da Google Earth; in evidenza la linea delle 12 Mn (in rosso)

DATI DI SINTESI LAYOUT B		
NUMERO TURBINE	N	51
POTENZA NOMINALE TURBINA	MW	6,45
POTENZA TOTALE IMPIANTO	MW	330
DISTANZA MINIMA DALLA COSTA	Mn	9,5 (17,6 km)
DISTANZA MASSIMA DALLA COSTA	Mn	17 (31,5 km)
DISTANZA STAZIONI ELETTRICA A MARE DALLA COSTA	km	17,6 km
AREA MARINA INTERESSATA	kmq	80
LUNGHEZZA CAVI 66kV TRA WTG	km	90,4
PRINCIPALI MISURE DEL LAYOUT		
DISTANZA TRA LE TURBINE:	m	720
LUNGHEZZA ARCHI partendo da Nord		
1 ARCO	m	15.840
2 ARCO	m	11.520
3 ARCO	m	7.200
DISTANZA TRA GLI ARCHI		
distanza costante tra tutti gli archi	m	3.300
PRINCIPALI DISTANZE DALLA COSTA		
CESENATICO		
distanza minima – WGA 6	km	32
distanza massima – WGA 51	km	40,8
BELLARIA		
distanza minima – WGA 1	km	25,4
distanza massima – WGA 51	km	35,7
RIMINI PORTO		
distanza minima – WGA 1	km	18,5
distanza massima – WGA 23	km	32
RIMINI SPIAGGIA		
distanza minima – WGA 1	km	18,5
distanza massima – WGA 23	km	32
COVIGNANO BELVEDERE		
distanza minima – WGA 1	km	23,5
distanza massima – WGA 23	km	37,5
RICCIONE		
distanza minima – WGA 1	km	18,3
distanza massima – WGA 32	km	33,4
MISANO		
distanza minima – WGA 1	km	19,5
distanza massima – WGA 32	km	34,7
CATTOLICA		
distanza minima – WGA 1	km	19,2
distanza massima – WGA 32	km	34,1
GABICCE MONTE		
distanza minima – WGA 24	km	19,7
distanza massima – WGA 32	km	34

PESARO		
distanza minima – WGA 4	km	24,5
distanza massima – WGA 32	km	37,4
GRADARA		
distanza minima – WGA 1	km	22,2
distanza massima – WGA 32	km	36,6
DISTANZA DALLE PIATTAFORME		
PIATTAFORMA AZALEA B		
distanza minima – WGA 4	km	5,9
PIATTAFORMA GIULIA		
distanza minima – WGA 1	km	3,1
PIATTAFORMA REGINA 1		
distanza minima – WGA 24	km	4,2
PIATTAFORMA REGINA		
distanza minima – WGA 24	km	4,1

Tabella 3.4 – Tabella riassuntiva dei dati relativi al LAYOUT B

LAYOUT B		
TURBINA N.	Est	Nord
1	323257	4889864
2	323342	4890579
3	323456	4891290
4	323599	4891996
5	323770	4892695
6	323969	4893387
7	324197	4894070
8	324451	4894744
9	324733	4895406
10	325042	4896057
11	325377	4896694
12	325737	4897317
13	326122	4897926
14	326532	4898518
15	326965	4899093
16	327422	4899650
17	327900	4900188
18	328400	4900706
19	328921	4901203
20	329461	4901679
21	330020	4902132
22	330598	4902563
23	331192	4902970
24	326581	4889897
25	326687	4890610
26	326828	4891316
27	327004	4892014

28	327215	4892702
29	327460	4893379
30	327739	4894043
31	328050	4894692
32	328393	4895325
33	328767	4895940
34	329172	4896536
35	329605	4897111
36	330067	4897663
37	330556	4898192
38	331070	4898696
39	331609	4899173
40	332171	4899623
41	329919	4889931
42	330058	4890637
43	330243	4891333
44	330472	4892016
45	330745	4892682
46	331060	4893329
47	331417	4893955
48	331813	4894556
49	332247	4895131
50	332717	4895676
51	333222	4896189

Tabella 3.5 – Coordinate geografiche LAYOUT B

4 ALTERNATIVE DI PROGETTO

Per effettuare una corretta valutazione degli impatti sull'ambiente, sono state considerate alcune ipotesi alternative possibili per il layout di progetto nonché il mantenimento dello stato di fatto; quest'ultimo caso considera gli effetti che ricadrebbero sull'ambiente qualora la centrale eolica non venisse realizzata.

Con la **Direttiva 2014/52/UE** è stato introdotto il concetto di "alternative ragionevoli" escludendo di fatto la cosiddetta "alternativa zero", in quanto verrebbero meno tutte le motivazioni che sottendono alla presentazione di un progetto.

Ad ogni modo la normativa italiana in materia di VIA, considera ancora l'ipotesi dell'alternativa zero.

Secondo le Linee Guida Nazionali e Norme Tecniche redatte dal **Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA)** denominate "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":

"Ciascuna delle ragionevoli alternative sviluppata all'interno degli areali deve essere analizzata in modo dettagliato e a scala adeguata per ogni tematica ambientale coinvolta, al fine di effettuare il confronto tra i singoli elementi dell'intervento in termini di localizzazione, aspetti tipologico-costruttivi e dimensionali, processo, uso di risorse, scarichi, rifiuti ed emissioni, sia in fase di cantiere sia di esercizio.

Per ognuna di esse va individuata l'area di sito e l'area vasta, come definita al § 2 "Principi generali e definizioni".

L'analisi deve comprendere anche l'Alternativa "0", cioè la non realizzazione dell'intervento.

La scelta della migliore alternativa deve essere valutata sotto il profilo dell'impatto ambientale, relativamente alle singole tematiche ambientali e alle loro interazioni, attraverso metodologie scientifiche ripercorribili che consentano di descrivere e confrontare in termini qualitativi e quantitativi la sostenibilità di ogni alternativa proposta".

Nella PARTE QUINTA dello Studio di Impatto Ambientale per i fattori ambientali considerati sono state effettuate, laddove pertinenti, le comparazioni tra le alternative localizzative e di progetto considerate.

Gli elaborati grafici di inquadramento e relativi ai vincoli territoriali, riportano le diverse configurazioni che nel caso specifico si riferiscono in particolare alla localizzazione e disposizione degli aerogeneratori e al tracciato delle opere terrestri di connessione (cavo AAT interrato terrestre).

Le opzioni e alternative considerate sono:

- Alternativa zero: ipotesi che prevede il mantenimento dello stato di fatto;
- Alternative tecnologiche (aerogeneratori, tipologia di fondazioni);
- Alternative relative alla localizzazione del progetto;
- Alternative di disposizione degli aerogeneratori;
- Alternative del tracciato degli elettrodotti terrestri di collegamento alla RTN;
- Alternative tipologiche, con un confronto, a parità di potenza installata, tra la centrale eolica offshore rispetto ad altre forme di generazione elettrica da fonti rinnovabili.

Nei seguenti paragrafi saranno evidenziati in sintesi i vantaggi e gli svantaggi di ogni opzione in relazione soprattutto ai potenziali impatti sull'ambiente, rispetto ai quali si rimanda per approfondimenti alla PARTE QUINTA dello Studio di Impatto Ambientale.

4.1 ALTERNATIVA ZERO O IPOTESI DI NON INTERVENTO

L'Alternativa zero o di non intervento è l'ipotesi che prevede il mantenimento dello stato di fatto.

Il mantenimento dello stato di fatto, se rapportato esclusivamente alle implicazioni del progetto, consentirebbe ovviamente di non determinare alcuna interferenza rispetto agli usi attuali e futuri dello specchio d'acqua individuato, alcun impatto potenziale di tipo visivo o acustico e anche l'impatto potenziale sulle componenti ambientali e in particolare sull'avifauna e sull'ecosistema marino sarebbe nullo.

Tuttavia, come diffusamente descritto e analizzato nella PARTE QUINTA dello Studio di Impatto Ambientale, a seguito degli approfondimenti effettuati per la caratterizzazione dello scenario di base (sostenuti da studi specialistici e indagini appositamente eseguite), emerge che per la maggior parte dei fattori ambientali analizzati l'impatto atteso del progetto sia sostanzialmente compatibile con le istanze di protezione dell'ambiente in tutte le sue componenti e laddove sono ipotizzabili dei rischi insiti in qualsiasi opera di trasformazione di rilevante portata, le misure di mitigazioni proposte e testate per analoghi impianti offshore realizzati in altri contesti, hanno dimostrato la propria efficacia e non lasciano prevedere impatti residui.

Nelle argomentazioni effettuate sui diversi fattori ambientali nella PARTE QUINTA dello Studio di Impatto Ambientale, a cui si rimanda, si è sottolineato che lo stato di fatto, a prescindere dalla realizzazione del progetto, ha delle implicazioni negative sull'ambiente per una serie di ragioni:

- l'area vasta interessata dal progetto è tutt'altro che in buono stato a causa delle massicce attività di estrazione mineraria (che comportano evidenti danni ambientali);
- La attività di pesca a strascico, massivamente praticata nell'area di interesse, oltre a distruggere e impoverire i fondali e impattare sulle risorse biologiche, determinano l'accelerazione dei processi di acidificazione dei mari, fenomeno gravissimo, dovuto all'eccesso di CO₂ che i mari stessi assorbono, e che ne varia la composizione chimica con gravi effetti sullo zooplancton che è alla base delle catene alimentari, con conseguenze su distribuzione, produttività e composizione delle specie della produzione ittica;
- uno studio recente pubblicato su Nature mostra come i fondali marini siano il più grande deposito di carbonio del mondo e la pesca a strascico muove questi fondali liberando carbonio, che acidifica l'acqua comportando notevoli problemi e disperdendosi in parte in atmosfera contribuendo al riscaldamento globale; lo studio calcola che gli impatti climatici della pesca a strascico sono comparabili con le emissioni annuali di anidride carbonica prodotte dall'aviazione a livello mondiale;
- L'Adriatico centro settentrionale è un bacino fortemente sensibile agli effetti del cambiamento climatico e per gran parte dei fattori ambientali analizzati sono richiamati nello Studio gli impatti attesi nel medio e lungo periodo dipendenti da tale fattore; emerge che gli ambienti naturali, gli ecosistemi e le attività produttive che si basano sulla disponibilità di risorse naturali, risentono fortemente delle conseguenze del cambiamento climatico.

L'eolico offshore, come tutte le energie rinnovabili, rappresenta una tra le forme di contrasto ai cambiamenti climatici più efficaci e di larga scala disponibili.

E' evidente che non basta realizzare un impianto del genere per risolvere i problemi ma al tempo stesso sembra opportuno richiamare i benefici ambientali che ne possono derivare.

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.

L'alternativa zero sarebbe assolutamente in controtendenza rispetto agli obiettivi, internazionali e nazionali di decarbonizzazione nella produzione di energia e di sostegno alla diffusione delle fonti rinnovabili, tra cui gli impianti offshore rappresentano una tecnologia matura e fortemente competitiva in termini di efficacia produttiva e di riduzione di consumo di suolo in ambito onshore.

Dalle stime effettuate **la Centrale Eolica Offshore può fornire un significativo contributo sia in termini di emissioni evitate che di copertura del fabbisogno di energia elettrica** (si rimanda per i dettagli alla PARTE QUINTA e in particolare ai Capitoli dedicati a Clima e Atmosfera e all'Analisi di costi benefici sociali).

Per quanto riguarda le emissioni evitate, considerando con un approccio estremamente cautelativo le quelle generate da una centrale termoelettrica a ciclo combinato alimentata a gas naturale (tecnologia tradizionale tra le meno inquinanti) e sottraendo quelle dipendenti dal ciclo produttivo, di installazione ed esercizio della centrale eolica offshore, in 30 anni di vita utile dell'impianto si eviterebbe il rilascio in atmosfera di

- 9.340.000 tonnellate di CO₂ (anidride carbonica);
- 1.354,68 tonnellate di SO₂ (ossidi di zolfo);
- 2.769 tonnellate di NO_x (ossidi di azoto).

Per quanto riguarda il contributo in termini di energia, la realizzazione del progetto, attraverso la produzione stimata di 710 GWh annui, consentirebbe di **coprire il 47,3% del consumo elettrico dell'intera Provincia di Rimini**, stimato in 1503,2 GWh/anno, e soddisferebbe 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; la centrale eolica offshore garantirebbe di incrementare di circa il 12% la quota regionale di energia prodotta da impianti da fonte rinnovabile e di aumentare del 2,5% la relativa percentuale di copertura dei consumi totali dell'Emilia Romagna, che passerebbe dall'attuale 24% al 26,5% (fonte Terna _ Dati regionali 2020).

L'ipotesi di non intervento vanificherebbe i benefici legati alla realizzazione della Centrale Eolica Offshore, che emergono in maniera eclatante dal bilancio dell'**Analisi Costi e Benefici Sociali** allegata allo studio di Impatto Ambientale e di cui una sintesi è riportata nella PARTE QUINTA del presente documento.

Attraverso lo studio, complesso e articolato, si è valutata con il metodo **dell'Analisi Costi-Benefici Sociali** l'efficienza in termini socioeconomici della costruzione e operazione di un impianto eolico offshore al largo della costa di Rimini.

L'analisi prende in esame sia gli aspetti finanziari, che gli impatti ambientali e socioeconomici per l'intera collettività; questi ultimi relativi in particolare a:

- riduzione delle emissioni di CO₂;
- potenziali impatti sui settori del turismo, della pesca e dell'acquacoltura.

Sono stato elaborati per ciascun impatto considerato uno scenario di riferimento (ipotesi di non intervento dell'impianto), uno scenario di intervento ritenuto il più probabile e ipotesi derivanti da stress del modello.

La costruzione di ogni scenario si è basata sui dati a disposizione, sull'evoluzione storica degli indicatori analizzati e dallo studio delle *best-practices* e dei casi studio internazionali.

Il rapporto tra benefici e costi sociali risulta pari a circa 2,5 con evidente saldo positivo tra benefici e costi.

L'analisi costi benefici e gli approfondimenti fatti negli studi specialistici dedicati alle attività di pesca commerciale e al turismo, **rafforzano lo scenario di intervento rispetto all'Alternativa zero.**

Riguardo alla pesca, partendo da realizzazioni analoghe i cui effetti sono stati monitorati nel tempo ma riportando il tutto alla scala del nord Adriatico dove comunque la pesca a strascico è la più praticata, in caso di non realizzazione verranno meno i benefici derivanti dai Reef artificiali che andranno a formarsi ai piedi delle turbine.

La zona "cuscinetto di sicurezza" che circonda le turbine eoliche può diventare una mini-riserva marina di fatto (di superficie complessiva di oltre 100.000 mq) in cui, come dimostrano i tanti studi fatti su parchi eolici offshore realizzati, si verificano aspetti positivi sulle catene alimentari e sull'abbondanza e la distribuzione delle specie locali. L'introduzione di materiali rigidi e duri in mare porterà all'insediamento di organismi marini e, nelle settimane e nei mesi successivi si assisterà a una progressione ecologica che aumenta la diversità delle specie.

Entrambi questi effetti, reef e spillover, potranno generare un IMPATTO POSITIVO del progetto sulle risorse biologiche e conseguentemente sulle attività di pesca sia nelle aree di progetto e circostanti.

Per quanto riguarda il Turismo, l'analisi Costi Benefici e lo studio specialistico allegato allo Studio di Impatto Ambientale, prendono in considerazione anche scenari che prevedono che la presenza dell'impianto consolidi e aumenti le presenze proposte e che intorno all'impianto il settore turistico, come da tradizione consolidata, riesca ad intercettare la nuova tendenza sociale "green" e trasformarla in domanda riuscendo conseguentemente ad animare e alimentare nuove forme di offerta mirata di prodotti turistici legati alla tutela dell'ambiente e al mare.

Attraverso l'attivazione di diverse forme di valorizzazione, è molto verosimile che la centrale eolica offshore possa diventare un'occasione per la riviera riminese per proporre e offrire nuove attrazioni turistiche.

Queste ipotesi di medio e lungo periodo, se si realizzassero le attività sinergiche richiamate nel capitolo sulle opere di valorizzazione e compensazione (centro visitatori, turismo didattico, visite guidate, pesca turismo e diving, ricerca scientifica etc) porterebbero ad un impatto POSITIVO.

Nell'analisi dei costi e benefici sociali, per seguire un approccio metodologico cautelativo adottato per studi in ambito europeo su progetti analoghi, **non sono stati considerati ulteriori effetti positivi sul tessuto socio economico e derivanti dalle ricadute occupazionali.**

Nel Capitolo 20 della PARTE QUINTA, l'argomento è stato affrontato e emerge che le ricadute economiche e occupazionali sul territorio interessato dall'impianto sarebbero tutt'altro che irrilevanti, **attestandosi sulla cifra complessiva stimata di 682 unità tra risorse dirette (226), indirette (264) e indotto (192).**

In generale secondo un'analisi del Worldwatch Institute che tiene conto dell'intero ciclo produttivo e sino alla realizzazione ed esercizio degli impianti eolici offshore, l'occupazione diretta creata per ogni GWh prodotto da fonte eolica è di 542 addetti, mentre quella creata per la stessa produzione di elettricità dall'utilizzo del carbone (compresa l'estrazione del minerale) è di 116 addetti.

L'occupazione nel settore eolico è associata alle seguenti principali tipologie di attività:

costruzione (generatori eolici, moltiplicatori di giri, rotore - cioè pale e mozzo - torre, freni, sistemi elettronici, navicella), **installazione** (consulenza, fondazioni, installazioni elettriche, cavi e connessione alla rete, trasformatori, sistemi di controllo remoto, strade, potenziamento della rete elettrica) e **gestione/manutenzione**.

Il capitolo sopra richiamato, sviluppa nel dettaglio le ricadute occupazionali dirette ed economiche sull'indotto generate dalla Centrale eolica offshore "Rimini".

In definitiva, la Centrale eolica offshore, oltre a garantire innegabili benefici ambientali, interessa in maniera positiva, direttamente e indirettamente, ambiti diversi ma compatibili con la produzione di energia in mare.

In particolare interessa la piccola pesca locale e artigianale, il ripopolamento ittico e le forme sostenibili di acquacoltura, la pesca sportiva, il diving, i trasporti marittimi e porti, l'ambiente marino, la ricerca marina e ambientale, l'energia offshore, la cantieristica navale e le industrie legate al mare, la sorveglianza marittima, il turismo marittimo e costiero, l'occupazione nei settori marittimi e in quelli specialistici legati alle progettazioni, installazioni e manutenzioni.

Attraverso un progetto che prevede l'attuazione di soluzioni win-win per la tutela ambientale e lo sviluppo socioeconomico, si intendono favorire i molteplici interessi legati al mare e in definitiva contribuire allo sviluppo della regione costiera interessata che è sicuramente a forte vocazione turistica, in cerca di rilancio economico ed occupazionale compatibili con la protezione ambientale e con la tutela e valorizzazione del paesaggio costiero.

A parte tutte le precedenti considerazioni, il progetto della centrale di produzione elettrica da fonte rinnovabile eolica, 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.

Per tutto quanto considerato, si ritiene che "l'Alternativa zero" non comporti un bilancio ambientale complessivo di segno positivo e che viceversa vanifichi tutti gli aspetti positivi connessi al progetto in esame.

4.2 ALTERNATIVE DI PROGETTO CONSIDERATE

Il progetto, come previsto dalle norme in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, prevede delle alternative, che attengono principalmente alla localizzazione e disposizione degli aerogeneratori all'interno delle aree individuate (di cui si è diffusamente trattato nel precedente Capitolo 3), al tracciato delle opere terrestri di connessione (cavo AT interrato).

A seguire, la tipologia impiantistica (eolico offshore) sarà comparata con altre disponibili a parità di potenza.

4.2.1 ALTERNATIVE TECNOLOGICHE

Si riportano di seguito alcune considerazioni sulle tecnologie prese in considerazione per il progetto.

- Aerogeneratori

Per quanto riguarda gli aerogeneratori, nel capitolo 2.2 si è chiarito come allo stato attuale il modello di aerogeneratore preso a riferimento per il progetto, rappresenta la soluzione più idonea in merito alle caratteristiche anemologiche del paraggio.

Per lo sviluppo del progetto si erano preliminarmente considerate le caratteristiche tecniche della turbina **Vestas V162-5.2/5.6 MW** con generatore sincrono ibrido (a magneti permanenti ma non direct drive) mentre come alternativa è stata considerata anche la SG 5.8/6.2_170 con generatore asincrono del tipo più diffuso, con alberi motore e moltiplicatore di giri.

Nell'integrazione volontaria del progetto inviata agli atti del procedimento il 25 settembre 2020, è stata considerata come alternativa la turbina del tipo MingYang MySE6.45-180 con generatore del Hybrid Drive (con tre modalità di generazione a seconda della velocità del vento: medium speed Gearbox, generatore sincrono a magneti permanenti, convertitore a piena potenza).

La previsione di utilizzare quest'ultimo aerogeneratore ha consentito di ridurre il numero di aerogeneratori previsti nel progetto preliminare presentato il 20 marzo 2020, passando da 59 a 51 turbine (vedi immagini sotto riportate).

Le caratteristiche dimensionali dello stesso aerogeneratore sono state indicate per l'ottenimento del parere di ENAC/ENAV in merito alla sicurezza per la navigazione aerea.

Per il progetto definitivo e la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, sono state testate senza positivi risultati anche turbine di maggior potenza comprese tra 6,5 e 8,3 MW.

A valle dei test effettuati, rispetto alle alternative valutate si conferma come riferimento l'aerogeneratore **MingYang MyS E6.45 MW -180 con hub a 110/125 m di altezza**, diametro del rotore pari a 180 m, tronco di transizione con la fondazione pari a 9/10 m, con altezza complessiva massima pari a 220 m dal medio mare.

Tuttavia l'industria specializzata è molto attiva nella ricerca di soluzioni innovative e di turbine offshore adatte per venti diversi da quelli dei mari del nord e compatibili con le condizioni del Mediterraneo e in particolare del Mare Adriatico centro settentrionale.

In considerazione del continuo aggiornamento e miglioramento delle tecnologie disponibili, in fase di progetto esecutivo e prima dell'Autorizzazione unica saranno sicuramente presi in considerazione aerogeneratori più performanti e di maggiore potenza, al fine di migliorare la producibilità e ridurre il numero a parità di potenza nominale complessiva installata (330 MW).

Nel caso di riduzione del numero di aerogeneratori, si preferiranno configurazioni di layout che potranno garantire una maggiore distanza degli aerogeneratori dalla costa rimanendo sempre all'interno dell'involucro progettuale definito e analizzato per aspetti ambientali.

Eventuali alternative future saranno prese in considerazione esclusivamente rimanendo nei range dimensionali indicati e tali da non comportare modifiche sostanziali al progetto e solo nel caso in cui la caratteristiche delle turbine fossero ritenute idonee con le condizioni anemologiche del sito di impianto.

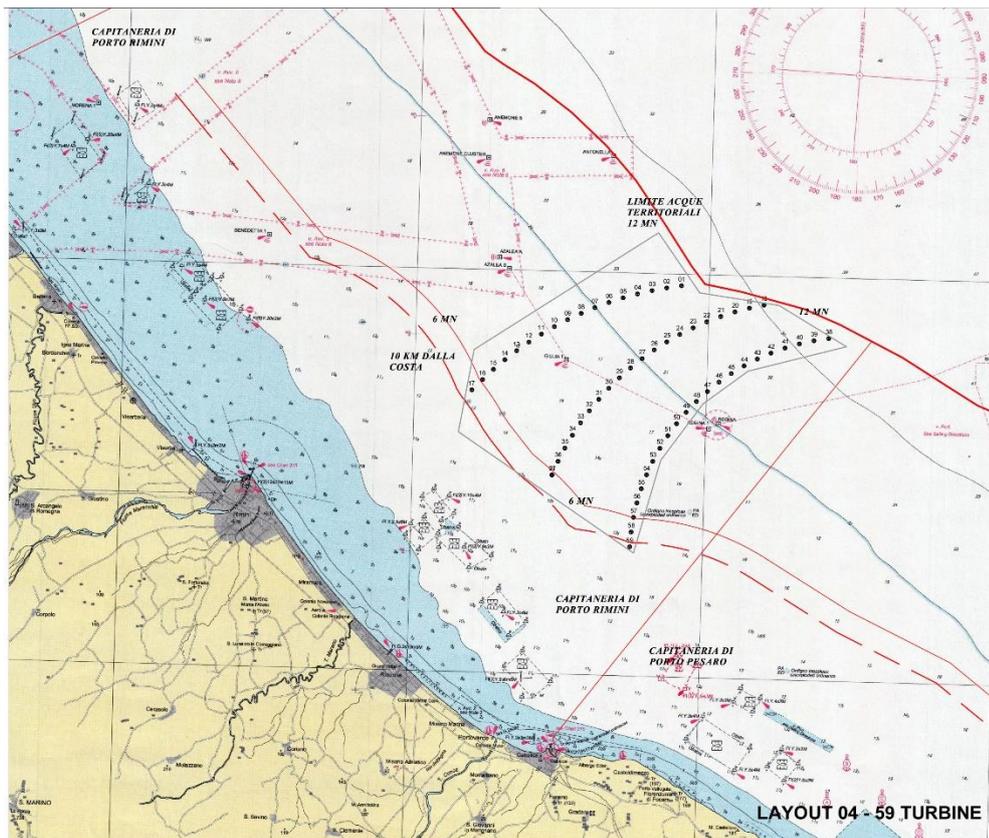


Figura 4.1 – Layout a 59 turbine Vestas V162 / 5.6 MW

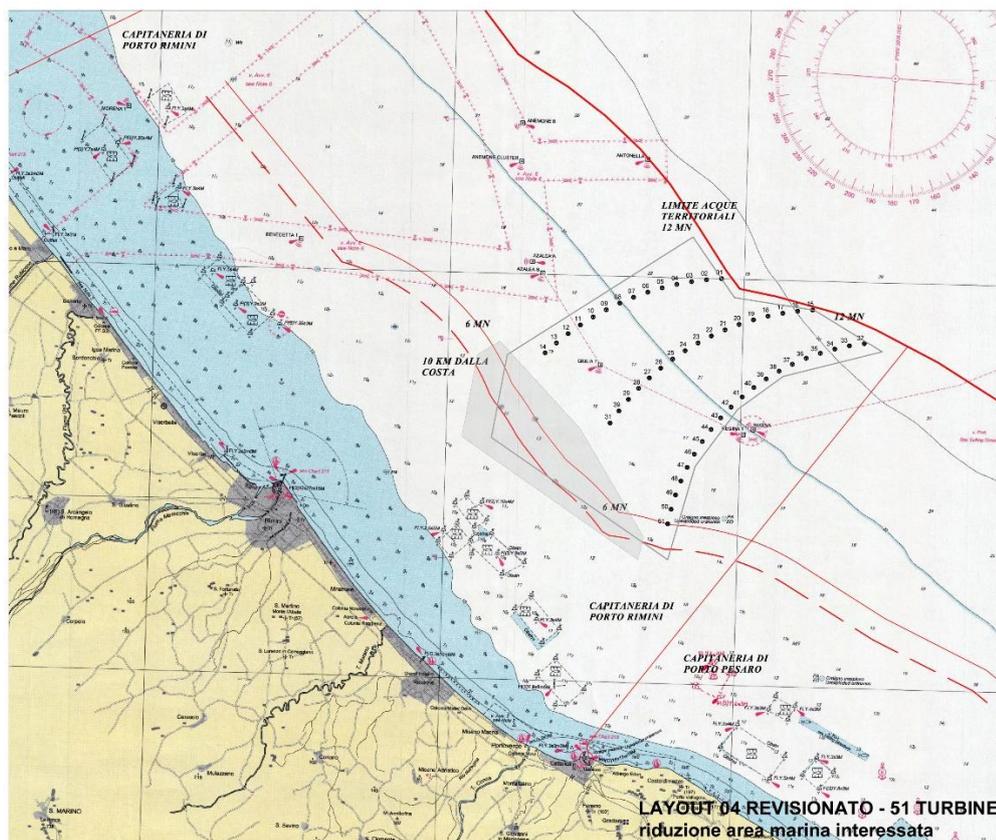


Figura 4.2 – Layout a 51 turbine MingYang MyS E6.45 MW

▪ Tipologia di fondazione

La scelta della tipologia di fondazione si basa su diversi criteri, con particolare riguardo alla profondità della colonna d'acqua e alle caratteristiche biocenotiche, geologiche e geotecniche dei fondali; le tipologie si distinguono in due categorie: fisse e flottanti.

Le principali strutture di fondazione sono:

- Le fondazioni monopilone, che sono utilizzate prevalentemente su fondali sabbiosi, morfologicamente regolari e caratterizzati da batimetrie non superiori ai 50 m;
- le fondazioni a Jacket, che sono preferite quando i fondali sono morfologicamente più articolati e con profondità massime che raggiungono i 100m;
- le varie soluzioni flottanti, ancora in fase sperimentale, che per poter essere efficaci hanno bisogno di una colonna d'acqua molto profonda e fondali prevalentemente rocciosi che consentono l'ancoraggio del complesso di catenarie di collegamento ai corpi morti sommersi.



Figura 4.3 – Tipologie di fondazioni utilizzate in ragione della profondità e delle caratteristiche dei fondali

Come si evince dal grafico seguente, la maggior parte degli impianti eolici installati in Europa utilizzano prevalentemente fondazioni monopilone (seguite a distanza da tripile, tripod o jacket), e al contempo sono in fase di sperimentazione diversi progetti di fondazioni flottanti.

Dai dati di installazione a tutto il 2020 emerge che:

- I monopiloni salgono a 4.681 unità complessive e anche in funzione delle batimetrie in cui solitamente vengono installati gli aerogeneratori offshore, costituiscono l'81,2 % di tutte le fondazioni installate.
- Il jacket risulta essere la seconda sottostruttura più utilizzata con il 9,9%; le altre tecnologie sono ad oggi molto meno utilizzate;

- la base a gravità (5%), il treppiede (2,2%) e il tripile (1,4%) erano presenti sino al 2019, ma hanno visto la loro quota cumulativa ridotta perché nessuna è stata installata nel 2020;
- tutte le fondazioni galleggianti, nelle varie forme attualmente testate (longheroni o chiatte galleggianti o fondazioni semisommerse), rappresentano solo lo 0,2% rispetto al totale.

Cumulative number of foundations installed by substructure type?

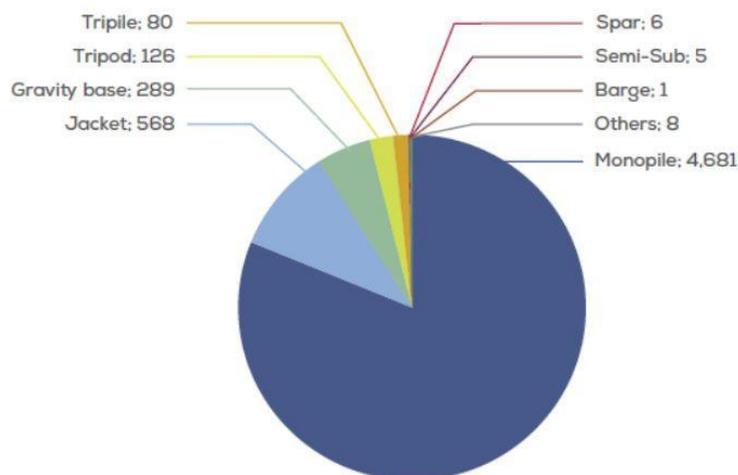


Figura 4.4 – Tipologia di fondazioni utilizzate nelle centrali eoliche offshore installate in Europa al 2020

La netta prevalenza di fondazioni a monopilone o comunque fisse è strettamente correlata alla profondità media dei fondali in cui sono localizzati gli aerogeneratori realizzati in Europa; nei mari del nord la batimetria media si attesta intorno ai 27,1 m, mentre rispetto alla distanza dalla costa, gli aerogeneratori risultano in maggior numero ad una distanza compresa tra i 10 e i 30 km.

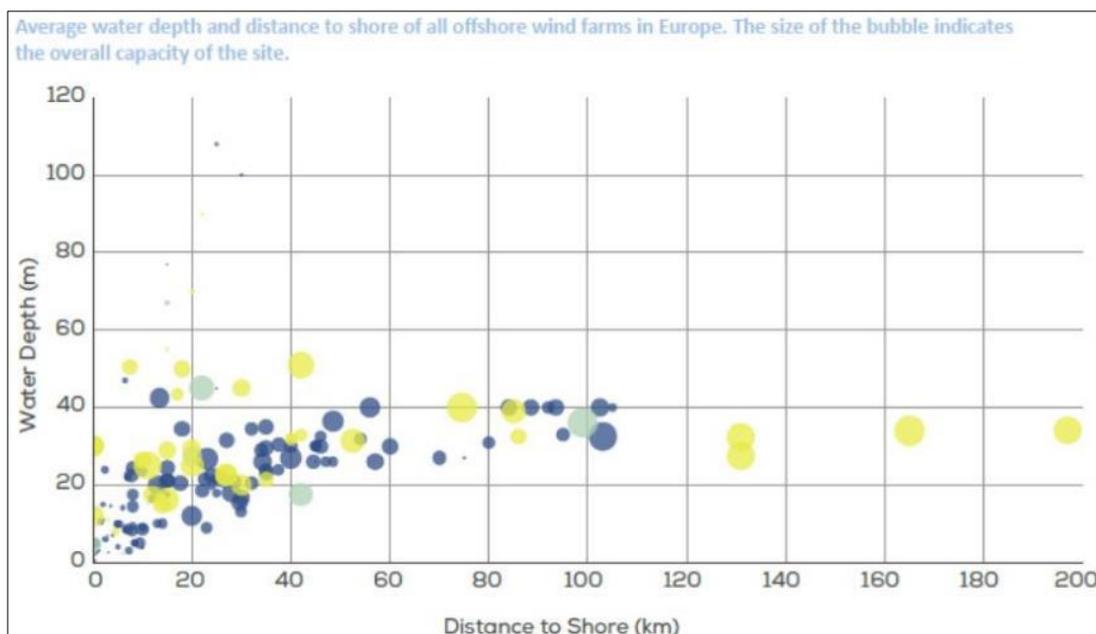


Figura 4.5 – Profondità dei fondali e distanze dalla costa delle centrali offshore esistenti o in progetto al 2020

Si sottolinea che da almeno un decennio c'è una grande spinta alla ricerca tecnologica relativa alle fondazioni flottanti, che consentono di poter ubicare gli impianti in acque profonde e a maggior distanza dalla costa, sfruttare venti di maggiore potenza, ridurre i conflitti potenziali con alcuni usi del mare e l'impatto visivo.

Dai dati desunti da vari studi e in particolare da Windeurope.org, la flotta eolica galleggiante in Europa è ancora molto ridotta nei numeri e ha raggiunto un totale di 62 MW a fine del 2020 (l'83% a livello globale).

L'utilizzo di tale tecnologia è cresciuto nel corso dell'anno con la messa in servizio di alcuni progetti:

Windfloat Atlantic (25 MW) in Portogallo;

Kincardine (50 MW), che è ora in costruzione al largo della costa di Aberdeen, e quando sarà operativo, lo farà diventare il più grande progetto con cinque turbine V164-9,5 MW.

Hywind Tampen (88 MW), che ha acquisito gli investimenti finanziari nel 2019 ed è in fase di pre-costruzione, il progetto mira a ridurre il costo del 40% rispetto a Hywind Scotland, il primo impianto dimostrativo.

Quest'anno in Germania sono stati testati due prototipi in scala e la Spagna altrettanti progetti di fondazione innovativi.

EnBW ha testato la piattaforma offshore galleggiante Nezy 2 (1:10) nella Baia di Greifswald nel Mar Baltico; il modello combina due turbine in un'unica piattaforma e testeranno un prototipo di fondazione nel 2021/22.

SAITEC ha testato il BlueSATH (1:6) al largo della costa di Santander; il concetto SATH (Swinging Around Twin Hull) è progettato per allinearsi attorno ad un unico punto di ormeggio seguendo la direzione del vento e delle onde.

RWE Renewables ha siglato un accordo di cooperazione per testare un prototipo in scala reale (DemoSATH) nel 2022.

L'ambizione europea di sviluppo di progetti galleggianti **per il prossimo decennio** è di oltre 7 GW.

Francia, Norvegia e Regno Unito sono gli Stati i più ambiziosi, ma saranno coinvolti anche altri paesi, tra cui Portogallo, Irlanda, Spagna, Italia e Grecia.

La Francia metterà all'asta il primo dei tre siti da 250 MW e la Norvegia aprirà due aree (4,5 GW in totale) per lo sviluppo nel 2021 di impianti galleggianti.

La Scozia sta attualmente ospitando il più grande contratto di locazione dei fondali marini (ScotWind) e si aspetta applicazioni per progetti galleggianti poiché le profondità dell'acqua sono elevate.

Questo sviluppo in Scozia vuole essere tempestivo in quanto gli emendamenti del Crown Estate amendments to the UK's Contracts for Difference del Regno Unito includono un plafond separato per le tecnologie emergenti, come il floating, che al momento risultano meno competitivi.

Da queste brevi informazioni appare evidente che la tecnologia del floating è ancora in uno stato sperimentale e ci vorrà ancora qualche anno per avere delle certe indicazioni sulla reale fattibilità realizzativa, fermo restando che poi dovrà organizzarsi allo scopo il sistema industriale dei vari paesi per rendere tale tipologia di fondazione efficiente e sostenibile anche per aspetti economici.

A parte la disponibilità a livello industriale vi sono delle differenze anche in merito agli impatti potenziali.

La fondazione monopilone è sicuramente quella meno invasiva rispetto al fondale marino e con meno implicazioni di tipo ambientale rispetto alla colonna d'acqua.

Minore impatto è sicuramente determinato dal monopilone sui fondali, che non vengono alterati se non in stretta corrispondenza del punto di infissione; **ben altro impatto è causato dall'installazione dei corpi morti delle fondazioni flottanti, che dragano il fondale sino a quando viene assicurato l'ancoraggio.**

Minore impatto è determinato dal monopilone rispetto al transito di pesci e rispetto alle attività di navigazione e pesca; le catenarie necessarie l'ancoraggio delle fondazioni flottanti sono certamente più invasive e necessitano di aree di sicurezza molto estese.

Maggiore impatto è determinato dalle fondazioni monopilone in merito al disturbo temporaneo in fase di battitura del palo; aspetto che non riguarda le fondazioni flottanti;

Volendo considerare aspetti positivi sugli ecosistemi, certamente i monopiloni e le scogliere anti scouring poste sul fondale, creano possibilità di attecchimento di vegetazione e organismi incrostanti e reef artificiali sommersi che determinano effetto spillover con arricchimento potenziale delle risorse biocenotiche e biologiche; tali effetti sono estremamente ridotti per le fondazioni flottanti e limitate ai corpi morti sommersi.

In definitiva, per il progetto in esame viene confermata la scelta tecnologica che prevede l'utilizzo di fondazioni a monopilone, soluzione che viene ritenuta la più idonea in ragione delle seguenti motivazioni:

- la profondità dei fondali dell'area di installazione, compresa tra -15 e -43 m, fa sì che non vi siano ragionevoli alternative alle fondazioni fisse; l'altezza della colonna d'acqua e le motivazioni tecniche e ambientali richiamate, sconsigliano di prendere in considerazione tecnologie flottanti;
- la fondazione a monopilone, rispetto ad altre tipologie fisse, ha minor impatto sui fondali;
- La fondazione monopilone, dato l'elevatissimo numero di installazioni, è testata e disponibile a livello industriale e gli effetti sull'ecosistema marino sono stimabili con poche incertezze, in virtù dei monitoraggi effettuati nei siti di installazione in tutte le fasi di realizzazione ed esercizio.

4.2.2 ALTERNATIVE DI LOCALIZZAZIONE

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

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

L'area marina individuata già per il progetto preliminare, in cui ricade il LAYOUT A, è risultata ammissibile per i profili relativi alla concessione del demanio marittimo, per aspetti giuridici relativi a diritti attinenti gli usi pubblici del mare (traffico, navigazione, pesca, diporto, ecc.) legittimati da appositi atti e risulta coerente con gli studi e le conseguenti proposte della regione Emilia-Romagna sulla Pianificazione dello Spazio Marittimo (recepite a livello statale), nonché con recenti disposizioni legislative, ricadendo in gran parte nel raggio di 2 Mn da piattaforme in disuso (AZALEA A, REGINA 1 e GIULIA 1) e pertanto in AREA IDONEA per impianti di

produzione di energia da fonte rinnovabile in ambito offshore, ai sensi del D.lgs 199/2021 (art. 23) che disciplina i criteri di localizzazione nelle more dell'adozione del piano di gestione dello spazio marittimo.

Tuttavia nel corso del procedimento sono pervenute diverse osservazioni e pareri che hanno sollecitato la possibilità di verificare un allontanamento del progetto dalla costa, per attenuare il potenziale impatto visivo degli aerogeneratori e per risolvere alcuni potenziali conflitti con le attività di pesca commerciale.

In risposta a tali sollecitazioni, in conferenza di servizi 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 le criticità sollevate nelle osservazioni.

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.

L'areale complessivo 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.

Pur essendo ubicati i LAYOUT A e B in area contigua e sovrapponibile per la parte che ricade entro le 12 Mn, vi sono delle differenze nell'ambito dell'aerale rispetto a potenziali impatti su alcuni fattori ambientali, come emerge da tutte le valutazioni fatte a partire dall'approfondimento dello Scenario di Base, avvalendosi di specifici studi specialistici il cui esito ha orientato le proposte

Rispetto all'aerale in cui ricadono i LAYOUT A e B, rappresentativo di tutte le configurazioni di layout, si riportano sinteticamente alcune considerazioni derivanti dagli approfondimenti effettuati e utili per una comparazione tra le possibili alternative di localizzazione del progetto.



Figura 4.6 – Involucro progettuale con sovrapposizione dei LAYOUT A E B e opere di connessione

4.2.2.1 Alternativa 1 LAYOUT A

Tra le proposte presentate come alternative localizzative, viene in prima istanza confermato l'aerale in cui ricade il LAYOUT A presentato come integrazione volontaria il 25/09/2020 e ottimizzato, 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 risulta coerente con gli studi elaborati dalla Regione Emilia Romagna finalizzati alla Pianificazione dello Spazio Marino e in particolare 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 DGR n. 277 del 01/03/2021 della proposta regionale di Piano di Gestione dello Spazio Marittimo (**unità A3_07 il cui uso prioritario è ENERGIA con specifica indicazione all'eolico offshore** per l'elevata presenza di piattaforme in uso, di strutture di supporto, condotte sottomarine); la proposta è recepita nella VAS della Pianificazione dello Spazio Marino;
- 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 dello Studio di Impatto Ambientale 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 falcata 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 a marzo 2020 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.

4.2.2.2 Alternativa 2 LAYOUT B (C-D)

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.

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 previsioni degli studi finalizzati alla Pianificazione Marittima.

Il progetto ricade in un'area vocata secondo la DGR n. 277 del 01/03/2021 della proposta regionale di Piano di Gestione dello Spazio Marittimo (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); nel recepimento del MIMS l'area A7_01 è rinominata A7_04 per Uso Generico.

Le principali differenze tra le due aree proposte si possono riassumere nei seguenti punti:

- 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;
- nella 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.

4.2.2.3 Scelta delle alternative di localizzazione

Secondo le Linee Guida Nazionali e Norme Tecniche per la redazione dello Studio di Impatto Ambientale redatte dal Sistema Nazionale per la Protezione dell'Ambiente (SNPA) andrebbe identificata la migliore alternativa possibile a valle della valutazione sotto il profilo dell'impatto ambientale, relativamente alle singole componenti analizzate e ai potenziali impatti attesi e alle loro interazioni.

Da quanto riportato nel precedente paragrafo 4.2.1 emerge una sostanziale equivalenza del peso complessivo degli impatti attesi, la cui magnitudo non raggiunge mai un grado tale da poter far propendere decisamente la valutazione verso una delle alternative localizzative e di configurazione considerate

La principale e più marcata differenza attiene principalmente agli aspetti programmatici e ai profili giuridici relativi alle competenze amministrative in ambito marittimo e normativi che regolano il profilo autorizzativo.

Per aspetti programmatici la differenza principale risiede nel fatto che nella parte entro le 12 Mn esistono piattaforme in disuso e quindi gran parte dell'aerale dell'ALTERNATIVA 1 ricade in AREE IDONEE secondo il decreto cosiddetto RED II (D.lgs 199/2021)

Per aspetti giuridici e normativi, la differenza sostanziale è che la parte dell'involucro progettuale che ricade nelle acque territoriali è regolato da norme certe e codificate ai fini del rilascio della concessione demaniale marittima e in materia di Autorizzazione Unica prevista dall'Art. 12 del D.lgs 387/2003.

Grande incertezza invece sussiste per le acque esterne alle 12 Mn, calcolata dalla linea di base, che definiscono il limite delle acque territoriali; secondo le previsioni del D.lgs 199/2021, si dovrebbe fare chiarezza circa la modalità di svolgimento del procedimento autorizzativo.

Come premesso nella PARTE PRIMA introduttiva, ciò 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), in cui si precisa che **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.

Questa sostanziale differenza farebbe propendere al momento per l'areale e il LAYOUT A che compongono l'ALTERNATIVA 1; il LAYOUT A occupa tra l'altro una minore superficie di specchio acqueo e ha una minore lunghezza dello sviluppo dei cavi di collegamento tra gli aerogeneratori.

Tuttavia tale scelta di oggettiva opportunità precluderebbe agli enti valutatori e ai Comuni costieri che hanno osservato in merito, di prendere in considerazione ipotesi che prevedono una maggiore distanza dalla costa degli aerogeneratori, aspetto preso in considerazione per identificare le alternative.

Per tali motivi, 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"), ribadendo la scelta di aver operato su un involucro progettuale complessivo e data la contiguità delle aree individuate in esso ricadenti, **si portano all'attenzione della Commissione di Valutazione di Impatto Ambientale e degli enti partecipanti al procedimento tutte le configurazioni alternative proposte, di cui il LAYOUT B è rappresentativo, confidando che nell'ambito temporale del procedimento vengano superate le attuali e oggettive incertezze autorizzative per gli impianti offshore ubicati esternamente al limite delle acque territoriali.**

4.2.3 ALTERNATIVE DI DISPOSIZIONE DEGLI AEROGENERATORI

Come ampiamente descritto nei precedenti capitoli, il progetto prevede diverse configurazioni di layout all'interno dell'involucro progettuale che include anche lo specchio d'acqua preliminarmente richiesto in concessione.

Precisamente sono state considerate 4 configurazioni, ognuna delle quali si pone in alternativa alla classica disposizione a *cluster*, le cui criticità dal punto di vista tecnico e percettivo sono state evidenziate, e con una disposizione degli aerogeneratori tale da raggiungere tutti gli obiettivi e i criteri di progettazione adottati sia in termini di ottimizzazione e di efficienza produttiva, sia in termini di reale occupazione dello specchio d'acqua e sia in termini di percezione e relazioni paesaggistiche determinate.

In tutti i layout proposti, lo spazio compreso tra gli archi di costruzione invita ad un attraversamento e si può ipotizzare che, navigando all'interno del suggestivo "peristilio arcuato" generato dagli aerogeneratori, il punto di riferimento visivo e fisico possa essere determinato dalla stazione elettrica marina, concepita con una connotazione fortemente "architettonica" non solo per assolvere alle funzioni tecniche ma anche per diventare il presidio in mare delle attività di monitoraggio ambientale, didattiche e turistiche associate.

Le configurazioni proposte sono strettamente relazionate all'area di ubicazione ma non imm modificabili e la necessità di identificare a priori una scelta di disposizione è contraria alla logica di operare tenendo conto di un involucro progettuale, secondo quanto richiamato dalla Commissione Europea nella Comunicazione DOCUMENTO DI ORIENTAMENTO SUGLI IMPIANTI EOLICI E SULLA NORMATIVA DELL'UE IN MATERIA AMBIENTALE (Bruxelles, 18.11.2020 C(2020) 7730 final).

Avendo precisato i criteri tecnici e compositivi che regolano i layout e rispettandoli anche in caso di eventuali modifiche, si ritiene dunque preferibile in fase di Valutazione di Impatto Ambientale ragionare su un ambito piuttosto che sulla disposizione degli aerogeneratori, all'interno del quale è opportuno garantire la flessibilità necessaria per risolvere eventuali criticità che dovessero emergere dal confronto in fase del procedimento di VIA nonché una certa libertà per l'ottimizzazione dei parametri delle turbine eoliche, almeno sino alla fase del progetto esecutivo e prima della fase di costruzione.

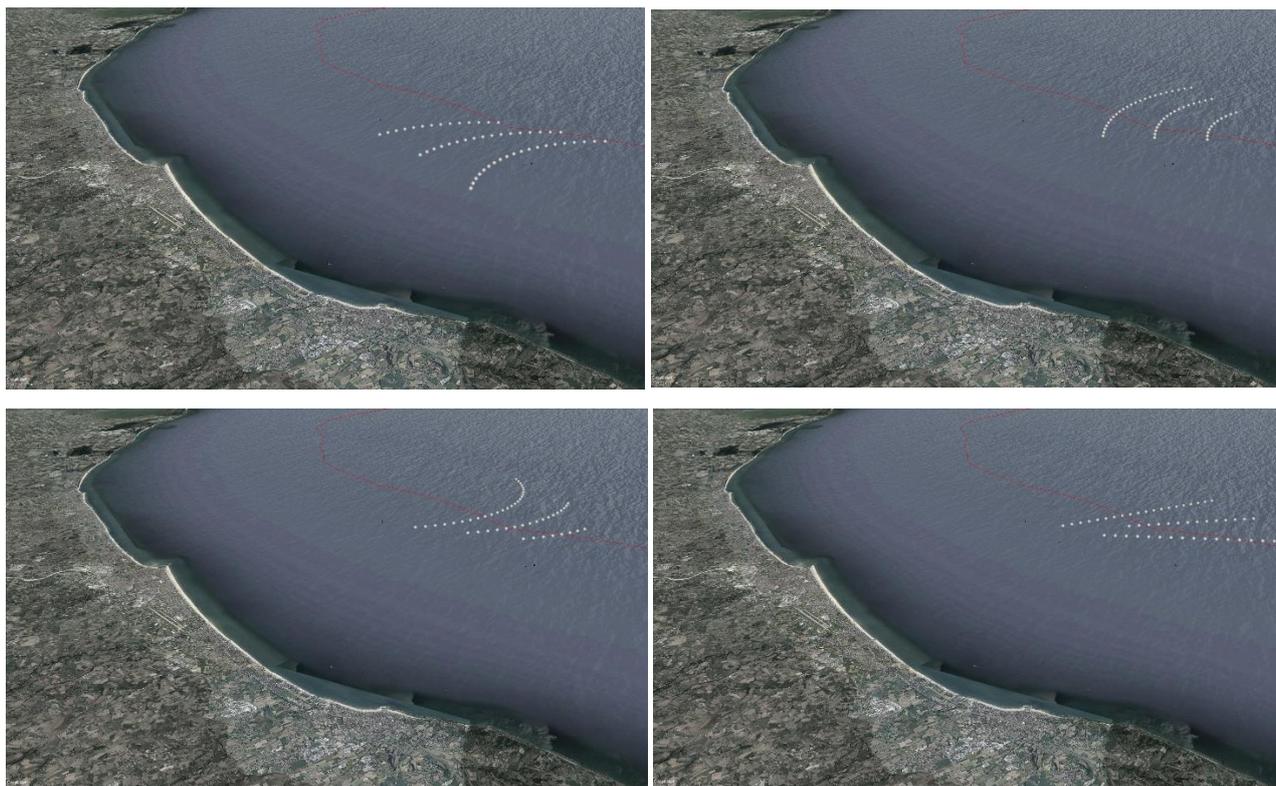


Figura 4.7 – Viste delle alternative di configurazioni degli aerogeneratori

4.2.4 ALTERNATIVA DEL PERCORSO DELL'ELETTRODOTTO TERRESTRE INTERRATO DI COLLEGAMENTO ALLA RTN

Il progetto prevede 2 soluzioni alternative del percorso del cavo terrestre in AAT 380 kV di connessione tra la buca giunti (di collegamento dei cavi marini e terrestri) e la Stazione di Transizione Aereo_Cavo prevista in progetto e ubicata in prossimità della Stazione Elettrica TERNA 380/150 kV San Martino in Venti.

Le differenze di tracciato sono proposte per garantire alternative rispetto all'allineamento con la viabilità principale extra comunale e per avere differenti modalità di attraversamento del reticolo idrografico; in entrambi i casi il tracciato della condotta elettrica terrestre ricade prevalentemente su viabilità esistente.

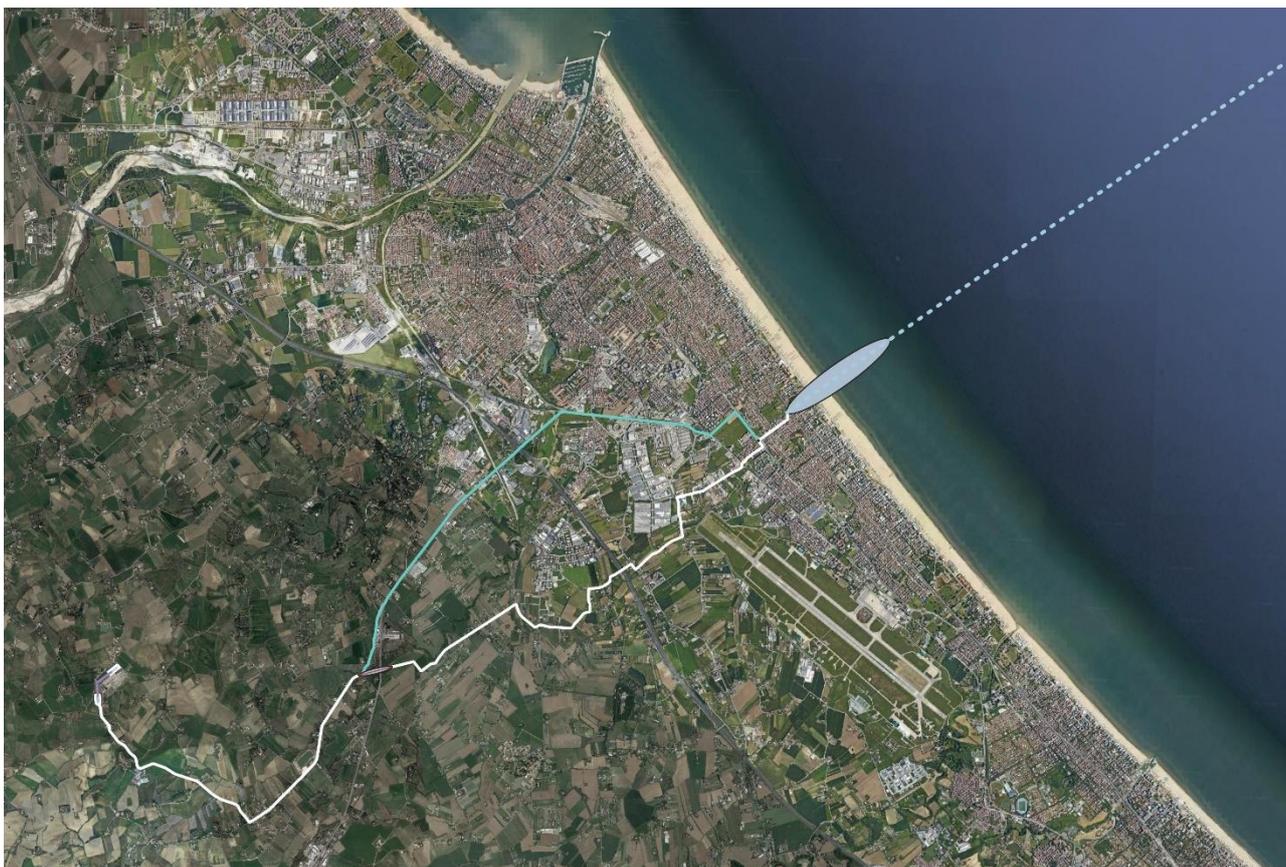


Figura 4.8 – Opere terrestri di connessione alla RTN: tracciato preferenziale (in bianco) e alternativo del cavo interrato

Il tracciato preferenziale, lungo circa 11,7 km, in uscita dal centro urbano segue per gran parte del tracciato viabilità secondaria meno trafficata, con pochi nodi di interferenza con infrastrutture principali e che attraversa un ambito rurale caratterizzato da piccoli agglomerati e da edifici sparsi.

Il tracciato alternativo si sovrappone al precedente per circa 500 m in uscita dalla buca giunti e per circa 4,6 km nel tratto in arrivo in Stazione e se ne distacca per un tratto centrale attestandosi lungo strade esistenti di viabilità ordinaria di grande traffico, che in periferia e in ambito extra urbano risultano di competenza ANAS, e che non sono circondate da edilizia abitativa o rurale.

A fronte di una sostanziale parità di lunghezza, il tracciato ritenuto preferenziale ha il vantaggio di poter consentire la realizzazione dell'opera interrata con minore interferenza con assi di traffico importanti e di poter

quindi gestire il cantiere mobile con maggiore flessibilità e maggiore sicurezza, fermo restando una necessaria organizzazione delle fasi operative al fine di non creare disagio ai pochi residenti e ai conduttori dei terreni agricoli.

Lo svantaggio di tale percorso, rispetto all'alternativa, è che nei tratti extraurbani in cui attraversa abitati sparsi le ridotte larghezze della sezione stradale e la ridotta distanza dei fabbricati dalla banchina impone particolari accorgimenti ai fini di mitigare il rumore e di contenere le emissioni elettromagnetiche utilizzando sistemi di protezione del cavo interrato.

Per tali motivi tutto il percorso è stato oggetto di una puntuale verifica in situ e di caratterizzazione del clima acustico effettuata con misurazioni ante operam al fine di valutare con precisione la pressione acustica sui recettori durante le fasi di cantiere.

In entrambi i casi in pochi tratti si segnalano interferenze con aree oggetto di tutela per aspetti paesaggistici e idrogeologici (con maggiore incidenza del tracciato ritenuto preferenziale) e in maniera diffusa con impianti interrati di fornitura di pubblici servizi.

Le modalità di attraversamento delle aree oggetto di tutela (in interrato e in TOC in corrispondenza di corsi d'acqua) garantiscono di non apportare modifiche né della morfologia e né dell'aspetto esteriore dei luoghi.

Analogamente, le interferenze di natura tecnologica con altri impianti di pubblici servizi saranno regolate secondo le modalità concordate con i gestori delle reti.

Entrambe le soluzioni si ritengono praticabili dal punto di vista degli impatti attesi ed è preferibile che la soluzione finale sia stabilita in accordo con gli uffici comunali e con gli enti gestori delle strade e delle reti.

4.2.5 ALTERNATIVE TIPOLOGICHE

Nel paragrafo dedicato alla descrizione dell'ipotesi dell'Alternativa Zero o di non intervento si sono messi in rilievo tutti i benefici che è possibile attendersi dalla realizzazione dell'impianto eolico offshore.

Alcuni di questi sono precipui di un impianto eolico offshore, con particolare riferimento alle richiamate potenziali interazioni positive con gli ecosistemi marini e con alcune attività economiche direttamente o indirettamente connesse al mare.

Altri benefici, e in particolare quelli legati alla produzione di energia a basse emissioni di CO₂, il contenimento del consumo delle risorse naturali e le ricadute occupazionali, possono essere raggiunti anche con la realizzazione di altre tipologie di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, sia pure con condizioni e impatti totalmente differenti.

4.2.5.1 Alternativa tra impianto eolico offshore e eolico onshore

Restando nell'ambito degli impianti eolici, è evidente che se 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.

4.2.5.2 Alternativa tra impianto eolico offshore e impianto fotovoltaico su tetti

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.

Risulta impraticabile 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.

4.2.5.3 Alternativa tra impianto eolico offshore e impianto fotovoltaico a terra

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).

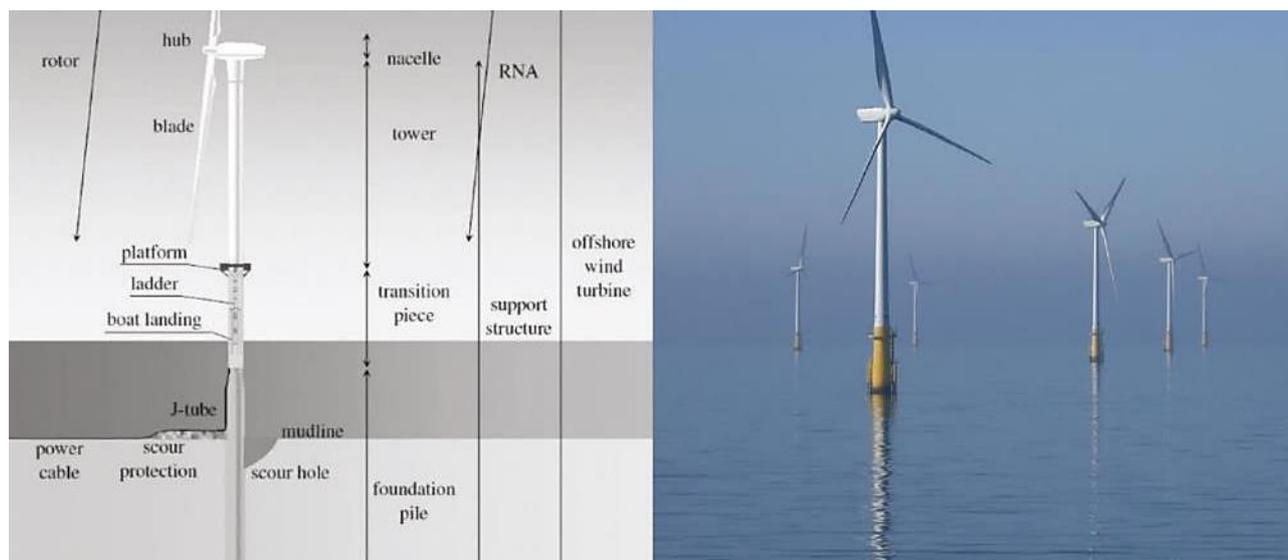
A parte il consumo di suolo, parametro di confronto non utilizzabile con una centrale eolica offshore, per una comparazione in termini ambientali si può considerare quanto segue:

- 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.

5 DESCRIZIONE TECNICA DELLE OPERE



Il Capitolo è dedicato ad una descrizione delle principali opere previste e riporta una sintesi di alcune delle relazioni specialistiche allegate al Progetto Definitivo.

In particolare, per gli approfondimenti si rimanda ai seguenti documenti:

- OWFRMN_V2-SC2-01-1_R-GENERALE _ Relazione Generale;
- OWFRMN_V2-SC2-01-2_R-TECNICA _ Relazione tecnica;
- OWFRMN_V2-SC2-02-1_R-OPERE-ELETTRICHE _ Opere elettriche (marine e terrestri) di connessione
- OWFRMN_V2-SC2-02-2_R-TRACCIATO-CAVO-380kV _ Descrizione tracciato elettrodotto 380 kV;
- OWFRMN_V2-SC2-08_R-LOGISTICA-E-CANTIERE _ Aspetti logistici organizzazione del cantiere ;
- OWFRMN_V2-SC2-06-1_R-SISMICA- STRUTTURE-MARE _ Relazione sismica e sulle strutture;
- OWFRMN_V2-SC2-06-2_R-SISMICA- STRUTTURE-TERRA _ Relazione sismica e sulle strutture.

5.1 MODIFICHE DEL PROGETTO IN OTTEMPERANZA A OSSERVAZIONI E PARERI

Prima di entrare nel merito della descrizione delle singole opere si ritiene opportuno richiamare quanto premesso nella PARTE PRIMA introduttiva dello Studio di Impatto Ambientale.

Per rispondere concretamente ad alcune osservazioni e richieste specifiche degli Enti e portatori di interesse intervenuti nel corso del procedimento sin qui svolto e per migliorare le caratteristiche e le prestazioni dell'impianto, il progetto preliminare presentato è stato approfondito e ottimizzato in fase di predisposizione del progetto definitivo e per l'avvio della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.

Le ottimizzazioni e modifiche interessano fundamentalmente le modalità di trasformazione dell'energia generata dalle turbine eoliche e conseguentemente le opere elettriche e civili di connessione alla RTN.

Si precisa che l'ottimizzazione non riguarda le opere di 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.

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 analoga 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;
- hanno un più elevato punto di fiamma, di oltre 300 °C ben più alto dei 130-140 °C degli oli minerali; ciò implica che in presenza di un sovraccarico un trasformatore normale si spegne automaticamente per evitare incidenti, mentre un trasformatore a fluido vegetale continua a lavorare senza rischi, mantenendo le stesse caratteristiche fisiche e chimiche anche ad elevate temperature, gestendo quindi i picchi energetici senza problemi.
- anche qualora si infiammino accidentalmente, hanno la capacità di spegnersi autonomamente in pochi secondi, migliorando così anche i livelli di sicurezza.

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

5.2 FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DELLE OPERE

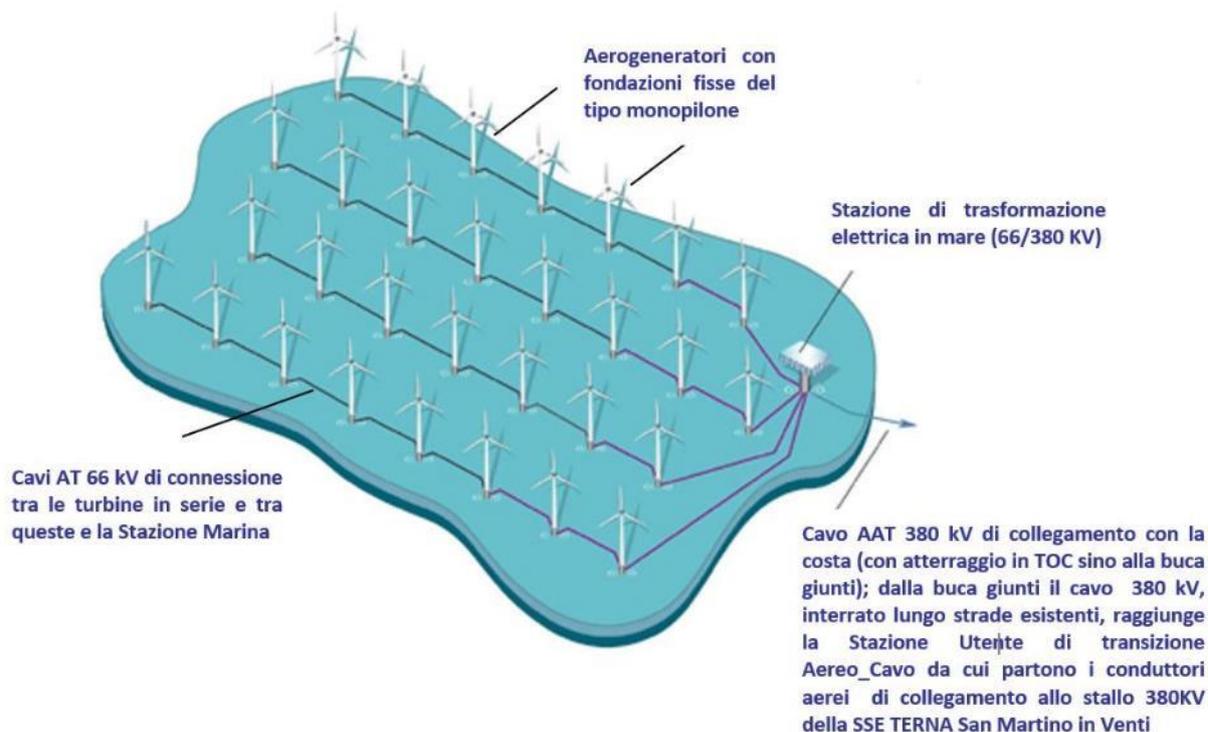


Figura 5.1 – Schema dei principali componenti della centrale eolica offshore in progetto

Il progetto prevede la realizzazione di 51 aerogeneratori tripala ad asse orizzontale con un range di altezza massima pari a 220 m, e che a seconda delle configurazioni proposte hanno una distanza minima dalla costa compresa tra 6 e 9 Mn (11,1 o 16,6 km) e si dispongono verso il largo sino alle 18 Mn (33,3 km).

Come si evince dallo schema, l'energia prodotta da ciascuna turbina eolica (in uscita a bassa tensione da 30/710V, viene trasformata in corrente alternata ad Alta Tensione (66 kV) dai trasformatori in esteri naturali alloggiati nella cabina di macchina posta ai piedi della torre di sostegno.

L'energia viene convogliata attraverso i cavi in uscita dal trasformatore che discendono in un tubo rigido agganciato al monopilone sino al fondale, dove vengono interrati a circa 1,5 m di profondità.

Per un raggio di circa 25 m dal monopilone, al fine di evitare lo scalzamento della fondazione e dei cavi stessi a causa delle correnti sottomarine, si prevede una protezione con scogliere sommerse di pietrame di cava,

I cavi in uscita da ciascun aerogeneratore sono collegati in serie in otto sezioni e i fasci che si compongono si dirigono verso la Stazione Elettrica su piattaforma marina dove avviene la trasformazione da Alta verso Altissima Tensione (66/380 kV).

La piattaforma marina, fondata su un Jacket con quattro gambe e ancorata con pali di fondazione, ospita i trasformatori, le apparecchiature di compensazione delle reattanze, i quadri elettrici, le sale controllo e una serie di locali di servizio e accessori.

In uscita dalla Stazione Elettrica marina, l'elettrodotto AAT da 380 kV, posato 1,5 m sotto il fondale e protetto, si dirige verso terra e dopo un percorso di 18,15 km raggiunge la buca giunti, ubicata a terra a circa 500 m dalla linea di battigia, dove avviene la giunzione tra cavi marini e terrestri.

La transizione mare_terra del cavo, avviene con HDD (Horizontal Directional Drilling) o TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata), con punto di infissione in mare a circa 940 m dalla costa, ben più al largo delle acque di balneazione, e uscita oltre la linea ferroviaria e la Metro_Mare con un percorso totale di 1,45 km.

L'elettrodotto AAT da 380 kV, in uscita dalla buca giunti, procede interrato con una terna di cavi isolati interrati principalmente lungo viabilità esistente, sino a raggiungere dopo circa 11,7 km la Stazione di Transizione Aereo_Cavo, ubicata in prossimità della Stazione Elettrica TERNA San Martino in Venti.

Laddove l'elettrodotto interrato su strade esistenti attraversa nuclei sparsi abitati, verrà protetto da canali schermanti ferromagnetici che contengono il campo di induzione magnetica.

La Stazione di Transizione ospita alcuni locali di servizio, le apparecchiature di compensazione delle reattanze e il portale sbarre da cui partono i conduttori dell'elettrodotto aereo 380 kV, lungo circa 450 m, di collegamento allo stallo 380 kV della Stazione TERNA; i conduttori sono sostenuti da tre tralicci alti 21 m;

Lo stallo è realizzato in adiacenza al confine Nord occidentale della Stazione TERNA, in ampliamento della stessa e rispettando le medesime quote del piazzale esistente, e ospita il portale sbarre di connessione alla sezione 380 kV.

Per la realizzazione del nuovo stallo, come indicato dal gestore della rete TERNA, è previsto l'interramento dell'ultima campata di un elettrodotto aereo a 132 kV "San Martino-Gambettola" esistente.

L'ultima campata dell'elettrodotto aereo esistente, 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.

In funzione delle ottimizzazioni previste e dello schema funzionale sopra sintetizzato, le principali opere da realizzare sono di seguito elencate.

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;
- 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 mare_terra);

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;
- 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;
- 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;

Si descrivono di seguito le caratteristiche dimensionali e di funzionamento delle principali opere da realizzare.

5.3 AEROGENERATORI

I 51 aerogeneratori di riferimento per la realizzazione della centrale eolica offshore prevedono l'utilizzo di turbine con rotore tripala ad asse orizzontale installate su di una torre tubolare di tipo tronco conico.

Una turbina eolica ad asse orizzontale è costituita principalmente da un sostegno (Torre) che supporta alla sommità la Navicella costituita da un basamento ed un involucro esterno, all'interno della quale sono alloggiati l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico, il sistema di controllo ed i dispositivi ausiliari (Raffreddamento, Attuatori idraulici, *Inverter* di potenza, Trasformatore elettrico, Quadro elettrico, ecc.), come descritto nello schema seguente.

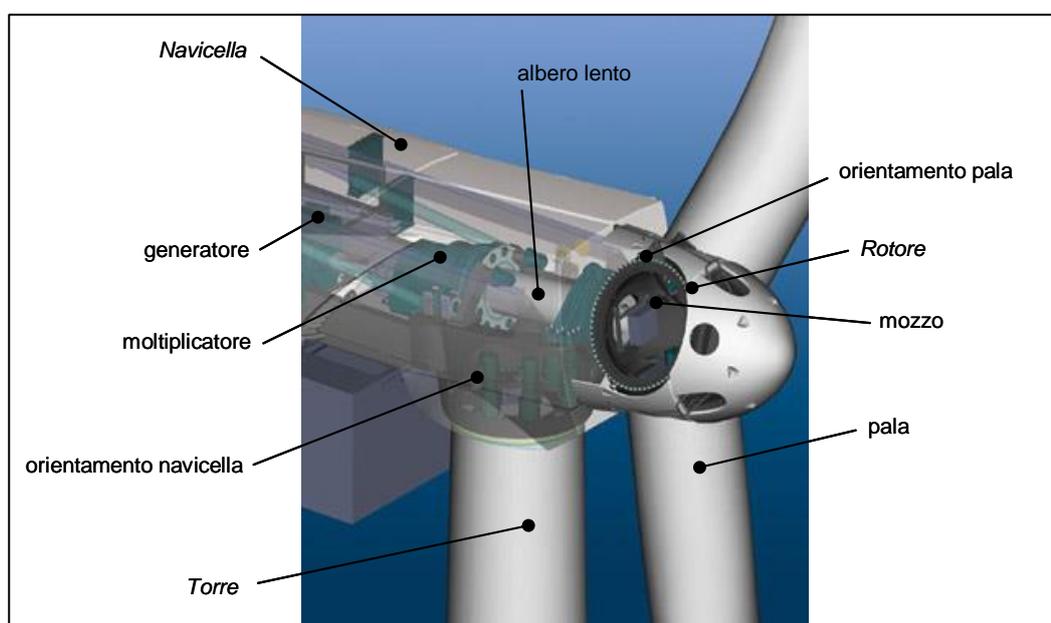


Figura 5.2 – Schema descrittivo di una tradizionale turbina eolica ad asse orizzontale

All'esterno della Navicella, all'estremità dell'albero lento, è fissato il rotore, costituito da un mozzo in acciaio, sul quale sono montate le 3 pale in materiale composito, le quali hanno il compito di trasformare l'energia cinetica del vento in spinta aerodinamica e conseguentemente in energia meccanica di rotazione; in alternativa, alcune case produttrici utilizzano generatori sincroni a magneti permanenti o sistemi ibridi (come per la turbina individuata come riferimento per il progetto).

Per ottimizzare l'energia da estrarre in funzione della velocità e direzione del vento, sia la navicella che le singole pale del Rotore possono ruotare in modo da tenere l'asse della macchina sempre parallelo alla direzione del vento e l'angolo di calettamento alla radice delle pale variabile in funzione della velocità del vento stessa;

tali funzioni vengono regolate dal sistema di controllo elettronico della macchina così come tutti gli stati di funzionamento della stessa, compreso il controllo di imbardata che consente di orientare le pale in modo da seguire la direzione del vento ed assorbire la massima energia potenziale o assumere una posizione libera di stallo e di sicurezza quando l'intensità del vento supera i valori massimi di funzionamento.

La turbina scelta modifica sostanzialmente il sistema di trasmissione, generazione e conversione di una turbina tradizionale e introduce molteplici innovazioni tecnologiche.

Le turbine di riferimento del progetto sono prodotte dalla cinese **MingYang MySE 6.45-180** e sono dotate di un generatore del tipo **Hybrid Drive** (con tre modalità di generazione a seconda della velocità del vento (generatore sincrono a magneti permanenti, medium speed Gearbox e convertitore a piena potenza).

Il sistema Ibrido sfrutta appieno i vantaggi della trasmissione diretta (garantita dal generatore sincrono a magneti permanenti) e quelli dei sistemi delle catene di trasmissione tipici di una turbina tradizionale a doppia alimentazione; il cuscinetto di banco, il riduttore e il generatore sono integrati in una scocca rigida, in modo da rendere il design più compatto, sfruttare appieno lo spazio all'interno della navicella e accorciare la distanza tra la pala del rotore e la torre; adottando tali caratteristiche di trasmissione il layout tradizionale della turbina eolica viene cambiato radicalmente nel design.

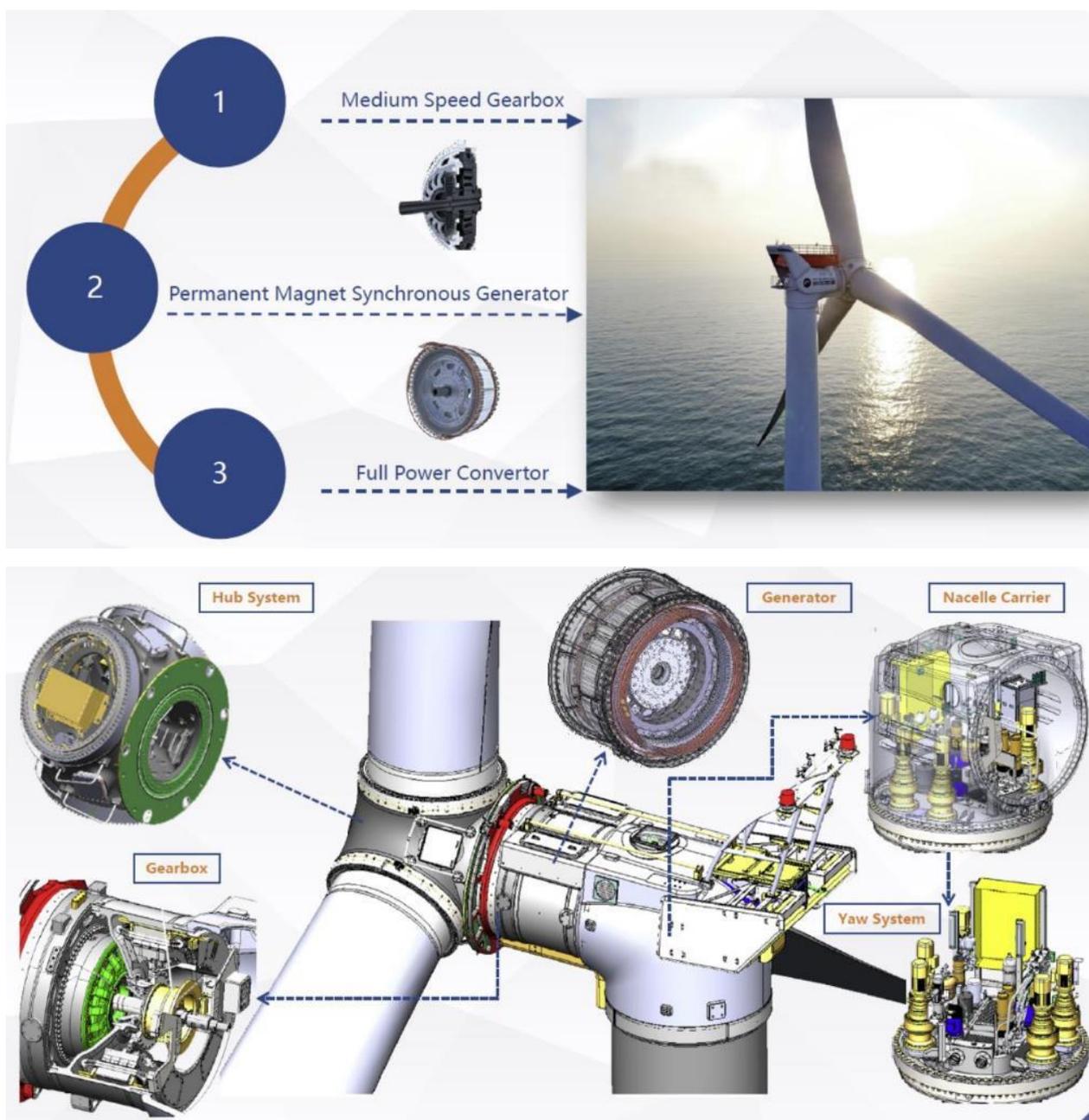


Figura 5.3 – Schemi descrittivi del sistema ibrido utilizzato dalla turbina MingYang MySE6.45-180

La leggerezza è uno dei vantaggi più significativi di questo tipo di sistema; il peso della navicella e della torre sono ridotti e favoriscono la massima produzione di energia riducendo i costi di fondazione, trasporto, installazione ; **queste caratteristiche sono rilevanti per impianti ubicati in siti con ventosità media e bassa.**

Il rotore dell'aerogeneratore di progetto è tripala a passo variabile in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro posto sopravvento al sostegno, con mozzo rigido in acciaio, di diametro pari a 178/180 m; il profilo aerodinamico della pala è stato particolarmente studiato e testato; in condizioni di vento estremo, la pala del rotore è posta in posizione libera, in modo da ridurre il carico su se stessa e sulla turbina; la sicurezza è garantita da un sofisticato sistema di controllo elettronico.

Il sistema di imbardata ha una struttura interna, dove vengono applicati 13 set di dispositivi di imbardata; il dispositivo è costituito dal motore di imbardata e da un riduttore.

Il cuscinetto principale è del tipo a rulli conici a doppia corona e viene utilizzato per trasferire il carico della pala del rotore sulla struttura di supporto della catena di trasmissione; la razionale disposizione del cuscinetto principale e del riduttore garantisce che il carico sul rotore la lama non urti gli ingranaggi.

Lo statore del generatore sincrono a magneti permanenti è installato nell'alloggiamento del generatore ed è dotato di uno speciale sistema di raffreddamento ad acqua; la tecnologia avanzata a magneti permanenti può garantire che la turbina raggiunga prestazioni di alta efficienza sia in condizioni di potenza parziale che di piena potenza.

Il generatore sincrono a magneti permanenti può massimizzare la conversione dell'energia del vento in energia elettrica; il generatore è collegato alla rete elettrica tramite un convertitore a piena potenza, che include tre processi di rettifica, inversione e connessione alla rete; tale tipologia di conversione consente al sistema di adattarsi a un'ampia gamma di velocità del rotore.

La turbina MySE 6.45-180 WTGS utilizza una trasmissione a ingranaggi planetari a due stadi che riduce in modo significativo il numero di cambi rispetto al tradizionale riduttore a doppia alimentazione; l'albero di trasmissione del medium speed Gearbox, ha una velocità media di 300 giri/min rispetto a quello alta velocità tradizionale (per doppia alimentazione) che è pari a 1.500~1.800 giri/min.

Il riduttore ha un rapporto di trasmissione di 1:23.187, risulta più compatto e il rapporto di trasmissione inferiore riduce il calore generato dall'attrito relativo tra le parti di contatto; il cambio è dotato della tecnologia a perno elastico e la struttura di supporto degli ingranaggi è studiata appositamente per distribuire pressione e attriti.

Il cambio è dotato di lubrificazione forzata centralizzata, impianto di raffreddamento, olio rilevamento della temperatura, rilevamento del livello del liquido, rilevamento della pressione e altri sensori.

Il supporto della navicella è equivalente al telaio principale di una tradizionale turbina ed è collegata alla torre per sostenere l'intera struttura della navicella; il gomito della navicella è una struttura fusa in ghisa sferoidale (QT400), con buona prestazioni di assorbimento delle vibrazioni.

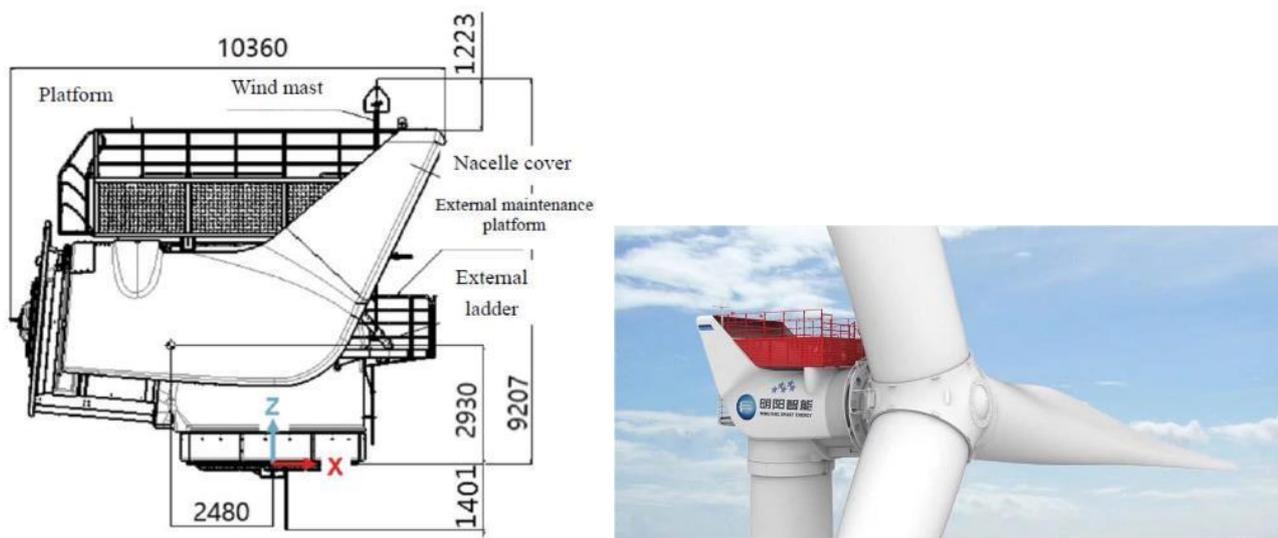


Figura 5.4 – Dimensioni della navicella della turbina MingYang MySE6.45-180

La torre di sostegno è tubolare metallica e rastremata verso l’alto, essendo costituita da 4 elementi troncoconici con diametro di base e al top, altezze e spessori dell’acciaio variabili; è realizzata in acciaio con caratteristiche meccaniche del tipo Q345D.

La torre è fornita con due altezze possibili comprese tra 110 e 120 m e l’altezza dell’hub rientra in un range compreso tra 120 e 130 m in funzione dell’elemento di transizione torre_fondazione che viene calcolato in base alla massima onda di progetto calcolato per il paraggio e al relativo franco di sicurezza.

Considerati i carichi agenti (pesi e azioni del vento) è stata modellizzata la struttura ad elementi finiti e sono stati calcolati i diametri della torre di sostegno; a seguito dei calcoli, il diametro di base è di 7 m con spessore di acciaio pari a 72 mm mentre all’innesto della navicella, il tronco superiore ha un diametro pari a 4,05 m e uno spessore di acciaio pari a 40 mm (§ OWFRMN_V2.SC2.06.1 _Relazione sismica e sulle strutture in mare)

Si riportano di seguito alcuni dati di sintesi dell’aerogeneratore MingYang MySE6.45-180 .

Potenza nominale turbina [kW]	6450/7000* (*nominale)
Range Diametro rotore[m]	178/180
Superficie spazzata [m ²]	24884
Max Giri al minuto [rpm]	12.3
Velocità vento di cut-in [m/s]	3
Velocità vento nominale [m/s]	10.5
Velocità vento di cut-out[m/s]	25
Range Altezza mozzo [m]	120/130 m
Range Altezza al top [m]	208/210

Tabella 5.1 – Dati di sintesi delle caratteristiche dell’aerogeneratore

Tube section	Dimension parameter /mm	Weight/t	note
Upper section	Φ4050×Φ5425×25050	95	Including accessories, power torsion cable
Middle 2	Φ5425×Φ7000×28700	130	Including accessories, power cable
Middle 1	Φ7000×Φ7000×22800	130	Including accessories
Lower section	Φ7000×Φ7350×22950	205	Including accessories, electric cabinet

Tabella 5.2 – Dati dimensionali e dei pesi dei tronchi della torre

In considerazione dei range dimensionali del rotore (178/200 m considerati) la massima altezza al top rientra nel range dimensionale compreso tra 208 e 220 m.

Ogni sezione della torre è dotata di piattaforma di manutenzione, sistema di illuminazione, passerella e altri accessori; all'interno della torre è installato un ascensore e sulla scala di salita è installato un dispositivo di protezione anticaduta.

Alle pareti della torre sono ancorati i cavi discendenti verso la cabina macchina del trasformatore interno, le apparecchiature di illuminazione e l'alimentazione elettrica di manutenzione.

Gli aerogeneratori sono dotati di molteplici sistemi di sicurezza, con sistemi che funzionano in base a configurazioni che tengono conto delle possibili catene di eventi o di guasti.

Sono presenti i sistemi di protezione dai fulmini e di protezione della messa a terra.

Le turbine sono dotate di sistemi SCADA per il controllo e il monitoraggio del corretto funzionamento

Per quanto riguarda i materiali di finitura le torri degli aerogeneratori sono state progettate in maniera tale da resistere ai problemi di corrosione mediante l'uso di pitture speciali, vernici epossidiche ad altissima resistenza, di colore grigio chiaro antiriflesso del tipo RAL 7035 (light grey).

5.3.1 SEGNALAZIONI LUMINOSE E CROMATICHE

Le turbine devono essere dotate di luci segnaletiche in considerazione del traffico aereo e marino.

Ai sensi del Capitolo 11 del RCEA (Regolamento per la Costruzione e l'Esercizio degli Aeroporti) devono essere segnalati e illuminati tutti quegli oggetti che costituiscono ostacolo alla navigazione.

Gli aerogeneratori costituiscono "Ostacolo oggetto di pubblicazione per le caratteristiche fisiche (>100 m o 45 sull'acqua), e pertanto le segnalazioni devono essere sia cromatiche che luminose.

Per quanto riguarda le segnalazioni cromatiche, in riferimento alle tabelle delle norme di riferimento, avendo gli aerogeneratori un'altezza al top pari a 220 m e quindi compresa tra 210 e 270 m, l'ampiezza delle bande segnaletiche deve essere pari a $220:9=24,44$ m.

Per tutti i 51 aerogeneratori di progetto, la banda sarà realizzata su ciascuna delle tre pale e riporterà cromatismi rossi e bianchi alternati, ciascuno di lunghezza pari a 8,15 m (1/3 di 24,44 m).

Per quanto riguarda le segnalazioni luminose, in ottemperanza alle disposizioni normative, su tutti i 51 aerogeneratori saranno installate lampade di segnalazione ostacoli, bianche, ad alta intensità e intermittenti con frequenza di 40-60 lampi al minuto (flashing) e un'intensità pari a 200000 cd di giorno, 20000 cd al tramonto e 2000 cd di notte.

Per gli aerogeneratori non è possibile collocare le segnalazioni luminose all'estremità delle pale; le lampade (nel numero di 2) saranno dunque collocate, come di solito, alla sommità della navicella che sormonta la torre in acciaio, a circa 130 m dal medio mare.

In aggiunta, si prevede di dotare ciascuno dei 51 aerogeneratori di luci intermedie poste a circa 40 m dal medio mare e disposte intorno alla torre tubolare in acciaio con disposizione ogni 120° (tre lampade di alta intensità).

Per garantire la sicurezza alla navigazione marittima e per operazioni di manutenzione notturne, il tronco di transizione sarà equipaggiato di segnali luminosi secondo le prescrizioni degli enti competenti.

Durante la fase di esercizio della centrale non è richiesta l'assistenza continua (ogni turbina deve essere controllata almeno due volte all'anno) salvo effettuare interventi in caso di malfunzionamenti.

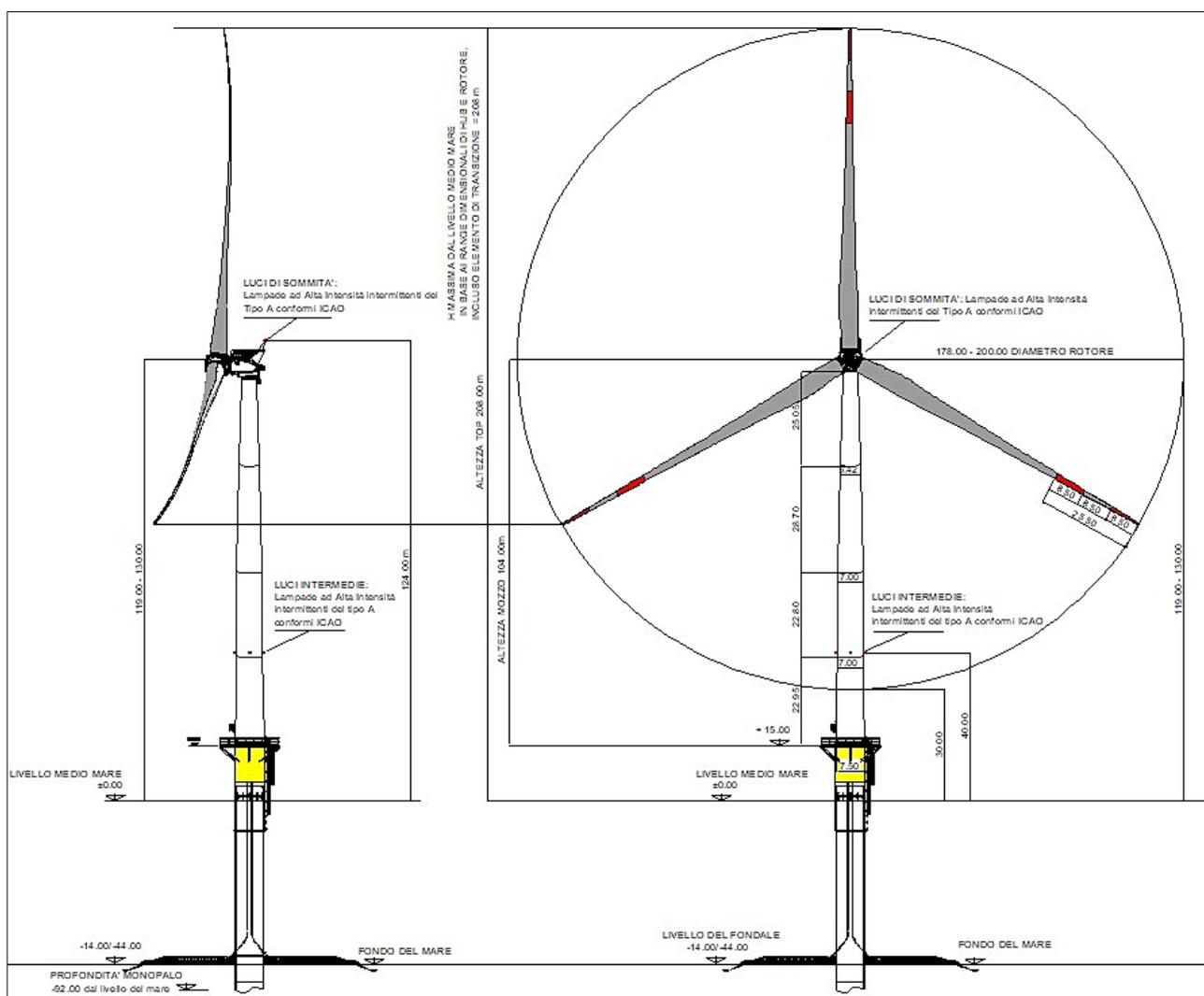


Figura 5.5 – Profili e range dimensionali dell'aerogeneratore MingYang MySE6.45-180



Figura 5.6 – Vista di un aerogeneratore offshore

5.4 FONDAZIONI DEGLI AEROGENERATORI

Date le caratteristiche geologiche dei fondali e dell'andamento morfobatimetrico, la tipologia di fondazione prescelta è quella del monopilone, che risulta più idonea per installazioni di aerogeneratori offshore nell'area di progetto e in generale nel medio e alto Mare Adriatico.

Per la fondazione degli aerogeneratori in progetto viene dunque viene considerato l'impiego di monopiloni in acciaio battuti e infissi nel fondale, sui quali vengono installate le cosiddette strutture di transizione che collegano la parte del palo emergente dal fondo alla torre di sostegno della turbina eolica; il collegamento avviene attraverso la flangia di base della torre; all'elemento di transizione sono ancorati le strutture passacavi e le scale di accesso alla piattaforma di servizio dell'aerogeneratore.

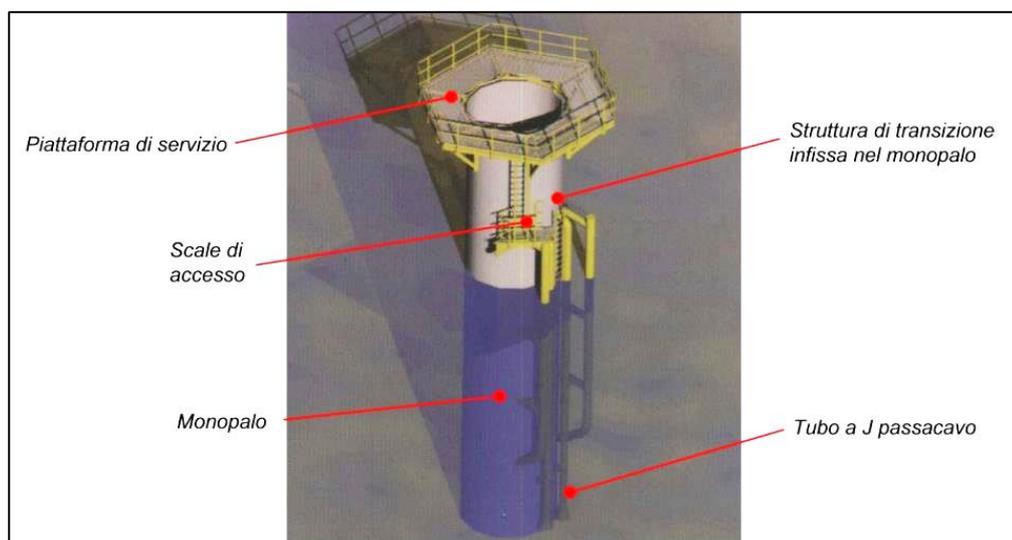


Figura 5.7 – Schema della fondazione monopilone e della struttura di transizione

Sulla base delle caratteristiche geologiche, sismiche e geotecniche del sito, desunte da dati disponibili di letteratura e da indagini geognostiche di dettaglio eseguite per le piattaforme metanifere nell'area di intervento, sono stati elaborati la modellazione dei componenti strutturali, stimati i carichi agenti sull'aerogeneratore e sulla fondazione (determinati dal vento, dalle onde, dalle correnti) e eseguiti i calcoli strutturali ai fini di determinare in via preliminare il dimensionamento e la profondità di infissione dei piloni (per approfondimenti vedi elaborato OWFRMN_V2-SC2-06-1_R-SISMICA-STRUTTURE-MARE).

I dati di base di natura geologica e geotecnica assunti per il calcolo, saranno precisati prima del progetto esecutivo attraverso indagini geognostiche puntuali riferite all'esatta posizione di ciascun aerogeneratore **(l'esatta posizione degli aerogeneratori, proposti in diverse configurazioni alternative, sarà nota solo a valle della fase di Valutazione di Impatto Ambientale).**

Per tali motivi per il calcolo sono stati assunti dei coefficienti di sicurezza tali da considerare sempre le condizioni peggiori sia in termini di forze agenti che di caratteristiche geologiche e geognostiche.

Il dimensionamento tiene conto della profondità minima e massima dello specchio d'acqua in cui sono ubicati gli aerogeneratori nelle diverse configurazioni, e che risulta quindi compresa tra -14 e -44 m (è stato considerato un franco di un metro in meno e in più sia per la minima che per la massima).

In base alle diverse condizioni sono stati considerati i diversi effetti della spinta idrodinamica.

La turbina eolica è stata modellata ad elementi finiti per mezzo del software SACS vers. 1.3; la parte del rotore è stata modellata in termini di peso e forza vento sullo stesso; la torre, l'elemento di transizione e la parte di fondazione al di sopra del fondale marino sono stati modellati per mezzo di elementi conici e cilindrici; per modellare l'elemento di transizione si è tenuto conto del riempimento in calcestruzzo.

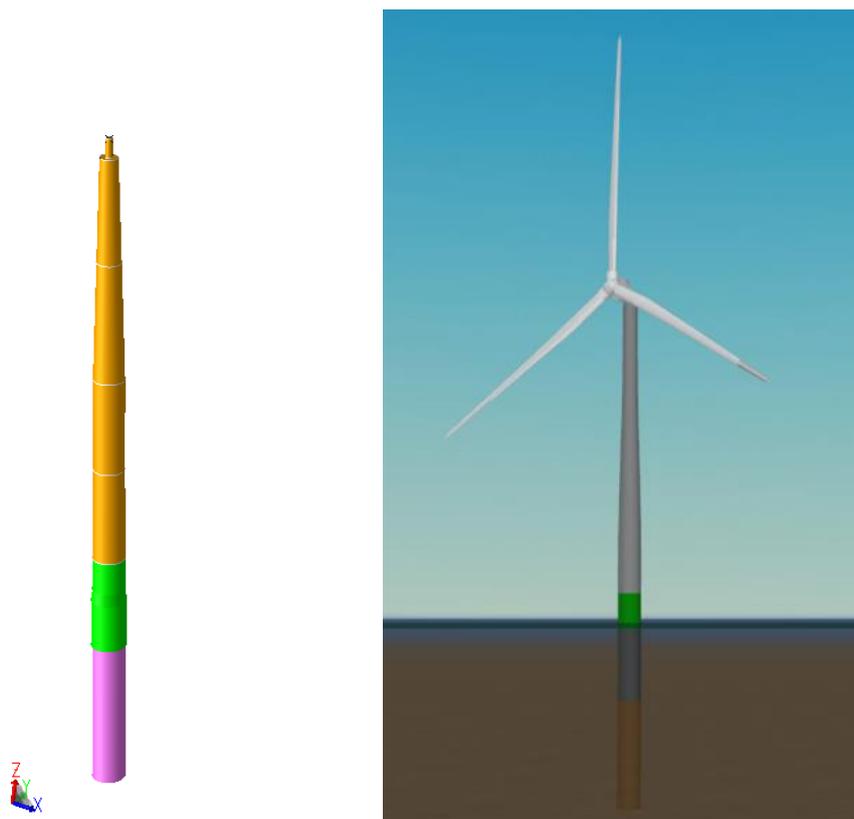


Figura 5.8 – Modello SACS turbina + elemento di transizione + monopalo (al di sopra del fondale)

Dai calcoli risulta che il monopilone avrà un diametro di 7,5 m, uno spessore di acciaio da 82 mm e una lunghezza compresa tra 66 m (per la profondità minima di -14 m dal medio mare) e 96 m (per la profondità massima di -44 m dal medio mare).

ITEM	OD [m]	WT [mm]	Total Length [m]
Palo di fondazione	7.5	82	66 (WD min 14m)
			96 (WD max 44m)

Tabella 5.3 – Sintesi delle dimensioni dei monopiloni di fondazione di fondazione

Il palo di fondazione verrà collegato alla torre sovrastante per mezzo di un elemento di transizione di lunghezza complessiva pari a 23m, di cui una parte sommersa; il livello superiore dell'elemento di transizione e conseguente la piattaforma di servizio si troveranno ad una quota di 9/10 m di altezza dal medio mare.

Dai risultati delle analisi svolte emerge che la turbina e il relativo monopalo sono in grado di sostenere in sicurezza i carichi applicati (sia in condizioni statiche che sismiche).

Nella relazione di calcolo è stato approfondito il tema della battitura del palo simulando attraverso un modello matematico il comportamento di un palo guidato da un martello a percussione o da un martello vibrante.

Sulla base delle caratteristiche del terreno selezionato, della dimensione del palo, dei pesi e della lunghezza di infissione necessaria, sono stati selezionati i martelli e calcolati i colpi di battitura per metro di infissione, l'energia di impatto e i tempi di battitura.

I pali risultano essere installabili con un martello pari a 5500 kJ in un tempo inferiore alle 3 h.

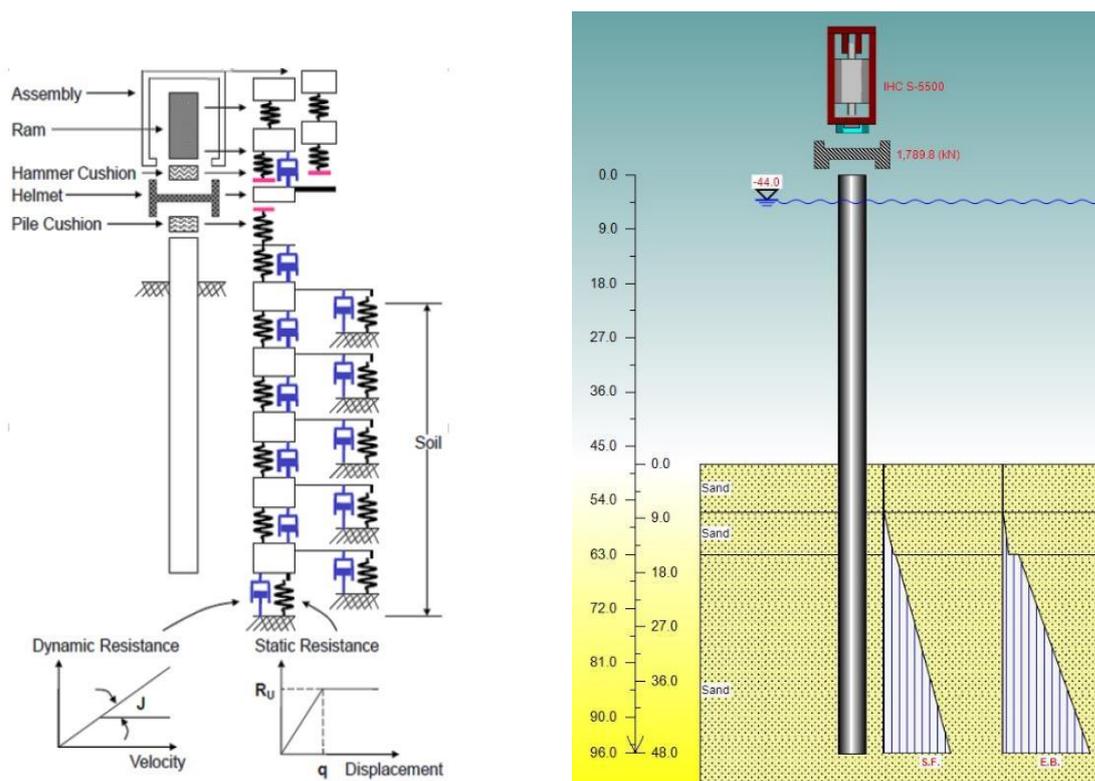


Figura 5.9 – Modello di battitura e diagrammi di battitura del palo posto alla massima profondità (-44 m)

La relazione strutturale affronta anche il tema dei fenomeni erosione alla base del palo dovuti all'azione delle onde e delle correnti sottomarine.

La normativa di riferimento utilizzata per il studio del fenomeno dello Scouring è la DNVGL-ST-0126, la quale consente di capire se si verifica il fenomeno dell'erosione, di calcolare la sua profondità attorno al palo, il tempo per raggiungere tale profondità, permettendo in seguito di progettare una protezione per salvaguardare l'integrità della fondazione della turbina.

In generale, un palo verticale immerso in flusso di onde e correnti, causerà la formazione di:

- "Lee-wake vortices" dietro il palo, alla base (tipico di onde)
- "Streamlines" di contrazione attorno al palo (tipico di correnti)
- "Horseshoe vortex" di fronte al palo, alla base (tipico sia di onde che di correnti)
- "Diffraction" delle onde.

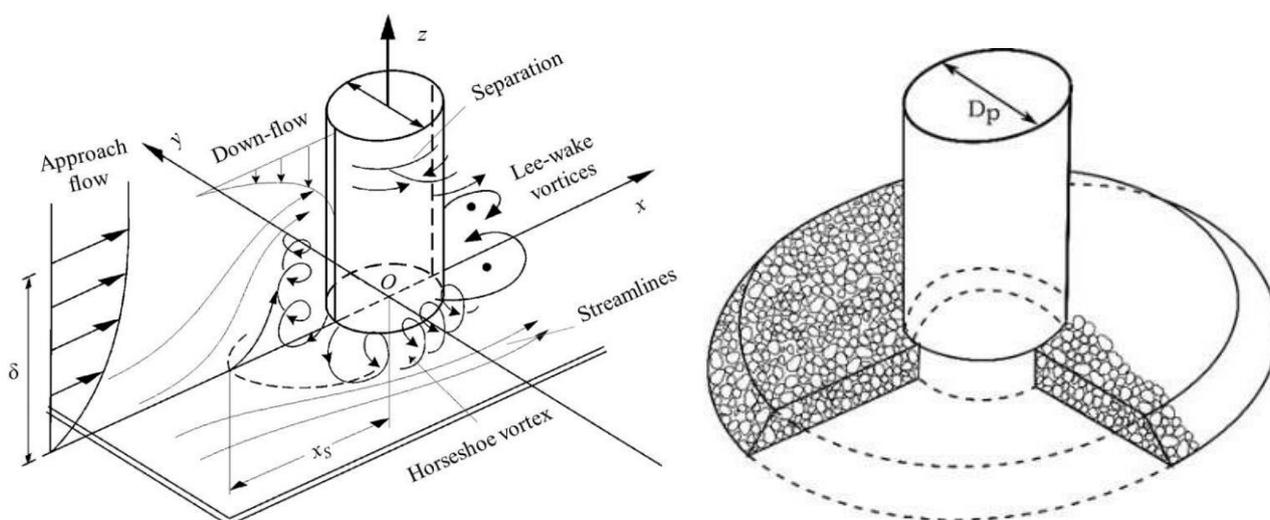
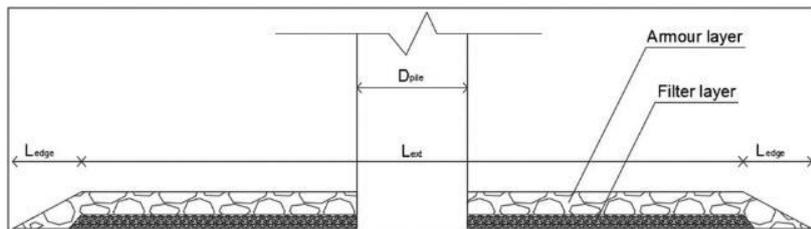


Figura 5.10 – Flussi intorno alla base di un palo verticale e sistemi di protezione con pietrame

In base ai calcoli effettuati, la protezione da fenomeno scouring è assicurata dall'utilizzo di pietrame con uno **strato filtrante** appoggiato al fondale di granulometria pari a 0,17 m e di altezza pari a 0,5 m, e con soprastante **strato di armatura** di granulometria pari a 0,34 m e di altezza pari a 0,85 m.

Ipotizzando una protezione circolare, il diametro sarà pari a circa 49 m per una superficie di circa 1900 mq e un volume di pietrame di 2250 mc per singola turbina; considerando 51 monopiloni, le scogliere sommerse di protezione, di superficie complessiva pari a circa **100.000 mq** (10 ettari) creeranno un **reef artificiale**, ottimale per l'attecchimento di vegetazione e organismi incrostanti e per favorire la presenza di pesci.



Dati	[m]	Descrizione
D ₅₀	0.34	Diametro grani strato Armour
D _{50_filt}	0.17	Diametro grani strato Filter
L _{ext}	44	Estensione della protezione
L _{edge}	2.55	Estensione dell'angolo di protezione
S _{armo}	0.85	Altezza strato Armour
S _{filt}	0.5	Altezza strato Filter

Figura 5.11 – Sintesi dei dati delle misure di protezione dei pali dai fenomeni di erosione alla base (scouring)

5.5 CAVI 66 KV DI COLLEGAMENTO TRA GLI AEROGENERATORI E LA STAZIONE MARINA

Ciascun aerogeneratore produce energia a bassa tensione (710 V) che viene trasformata in Alta Tensione (66 kV) dai trasformatori alloggiati nella cabina di macchina posta ai piedi della torre di sostegno.

Il cavo discendente dalla torre di ogni aerogeneratore viene collegato al quadro AT, nella cassetta di terminazione (JSB), in cui si attesta il cavo sottomarino di collegamento alla sottostazione elettrica a mare.

Tale cavo sottomarino è costituito da uno o più circuiti di potenza e da un insieme di fibre ottiche per soddisfare le esigenze di trasmissione dei segnali di controllo.

Il cavo sottomarino si compone di 1 terna di cavi a 66 kV, composta da cavi tripolari di sezione calcolata tra 95 mm² e 400 mm² (massima per collegamenti in serie tra WTG); i conduttori sono del tipo circolare in rame, isolati in XLPE, schermo in piombo e armatura in acciaio, con rivestimento esterno a bassa emissione di fumi.

Il cavo in fibra ottica, a 24 o 48 fibre, sarà alloggiato all'interno del cavo di energia protetto da idoneo setto separatore come mostrato nella figura seguente.

La temperatura massima di esercizio in regime continuativo è pari a 90 °C, con una sovratemperatura massima pari a 105 °C, in sovraccarico, e a 250 °C, in cortocircuito.

I cavi hanno caratteristiche compatibili con le norme, come riferito nell'Allegata **Relazione Opere marine e terrestri di connessione alla RTN (§ elaborato OWFRMN_V2-SC2-02-1_R-OPERE-ELETTRICHE)** a cui si rimanda per approfondimenti.

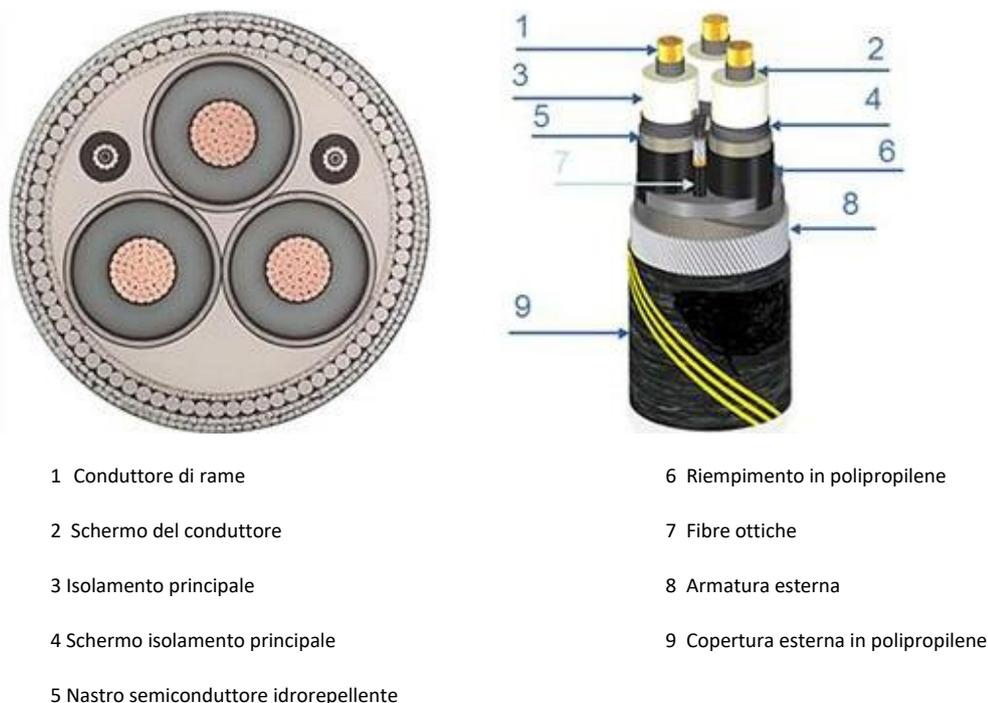


Figura 5.12 – Sezione del cavo marino XLPE tripolare in rame, con schermi in piombo, armatura in acciaio e fibra ottica

Il cavo sottomarino, uscente dalla cassetta di terminazione posizionata sulla torre, è guidato verso il fondale lungo la verticale della torre stessa per poi curvare in prossimità del fondo assecondato da un tubo a J (**J_Tube**) che ne garantisce la curvatura di posa.

Giunto al livello del fondale, il J-Tube dispone il cavo in orizzontale in direzione della Sottostazione marina.

Per eliminare effetti di scalzamento dovuto ai fenomeni erosivi che si verificano alla base del monopilone e per proteggerlo da danni accidentali dovuti alle attrezzature di pesca, l'elettrodotto uscente dal J-Tube andrà posato al di sopra della citata protezione anti scouring e ricoperto da uno strato Post-lay di materiale inerte.

Per la protezione dell'elettrodotto Post-lay, si è optato per una completa copertura del cavo, con uno strato di pietrame di altezza e larghezza rispettivamente pari a 1 m e 3 m.

La protezione corrisponde al tratto in uscita dalla base del monopalo protetto da pietrame (area circolare di circa 49 m di diametro) a cui corrisponde all'incirca un volume di materiale pari a circa 150 m³ per ogni cavo uscente dai monopali; la protezione sarà disposta quindi su tutta la superficie protetta da scouring con circa 300 m³ per aerogeneratore per complessivi 15.500 m³ di pietrame.

Precedentemente alla fase di installazione degli Elettrodotti marini, oltre al gravel dumping come protezione di pesca, devono essere predisposti i cosiddetti Inflatable Grout Bag (sacchetti gonfiabili di cemento) utili per compensare il dislivello tra cavo in uscita dal monopalo e il fondale marino; il cavo è protetto con un Bend restrictor (limitatore di curvatura) che sgravano il cavo dal peso del gravel dumping di protezione.

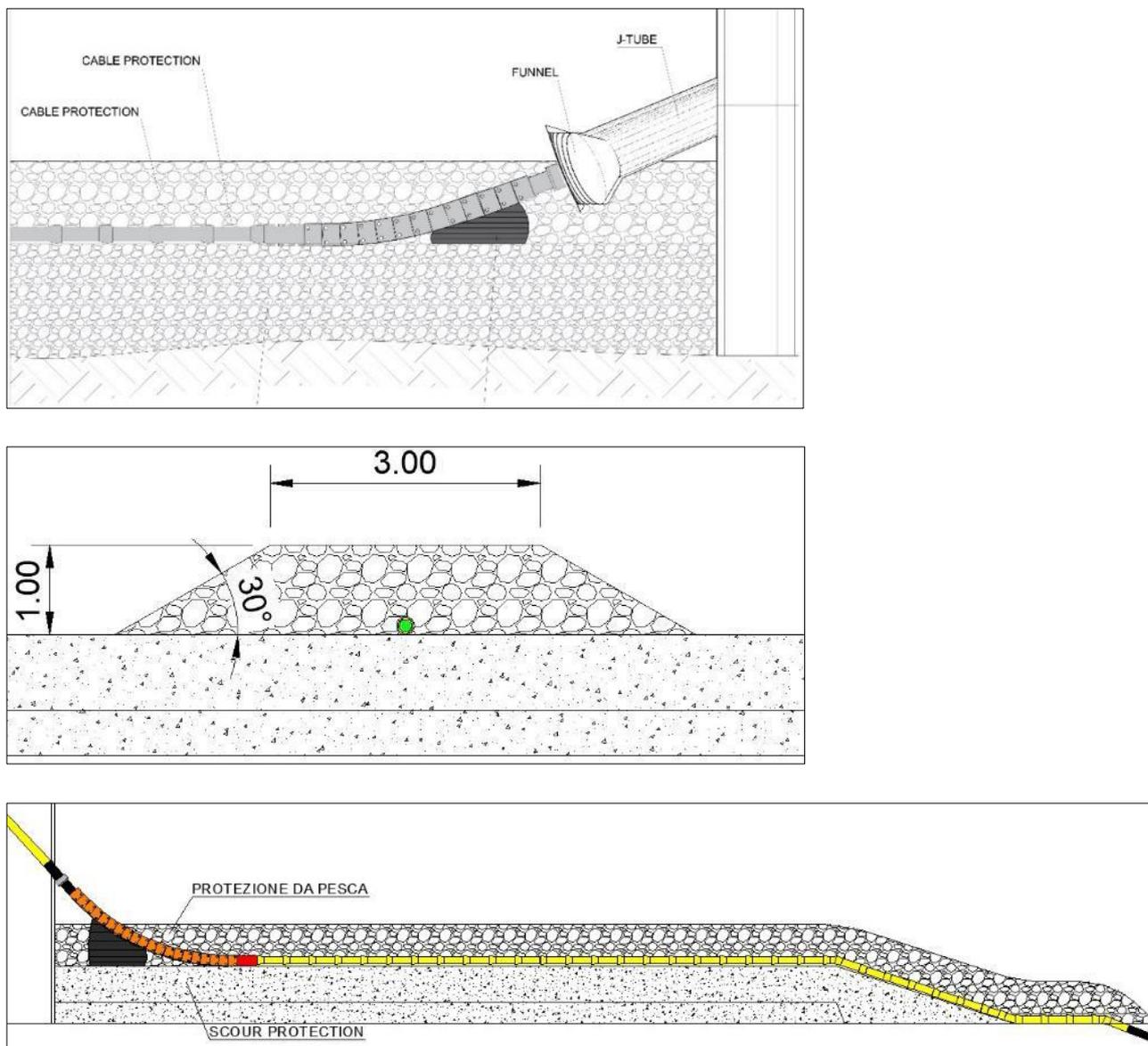


Figura 5.13 – Particolare J_Tube e sistemi di protezione del cavo in uscita dalla turbina.

Superata l'area protetta dal pietrame, i cavi vengono interrati alla profondità di un 1/1,5 m sotto il fondo marino, principalmente mediante l'uso di getti d'acqua (con fondale sabbioso) in modo da proteggere il cavo stesso, con l'ausilio di appositi mezzi come riportato nel prossimo capitolo dedicato alla descrizione delle fasi di cantiere e di realizzazione dell'opera.

Nei tratti di percorso parallelo tra diversi conduttori, **questi sono posti ad una distanza di circa 20 m**, per consentire un'agevole posa e la migliore operatività di mezzi utilizzati.

I 51 aerogeneratori sono raggruppati in serie e i cavi in AT da 66 kV convergono verso la Stazione Elettrica su piattaforma marina dove avviene la trasformazione da alta verso Altissima Tensione (66/380 kV).

Per entrambi i layout presi in considerazione come alternativi (LAYOUT A e LAYOUT B), sulla base della portata massima dei cavi, la rete di collegamento tra gli aerogeneratori è suddivisa in otto sottocampi.

LAYOUT A			
Sottocampo	Numero WTG	Codice WTG	Potenza installata MW
SC1	7	01, 02, 03, 04, 05, 06, 07	45,15
SC2	7	08, 09, 10, 11, 12, 13, 14	45,15
SC3	6	15, 16, 17, 18, 19, 20	38,70
SC4	6	21, 22, 23, 24, 25, 26	38,70
SC5	5	27, 28, 29, 30, 31	32,25
SC6	7	32, 33, 34, 35, 36, 37, 38	45,15
SC7	5	39, 40, 41, 42, 43	32,25
SC8	8	44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51	51,60
LAYOUT B			
Sottocampo	Numero WTG	Codice WTG	Potenza installata MW
SC1	7	01, 02, 03, 04, 05, 06, 07	45,15
SC2	7	08, 09, 10, 11, 12, 13, 14	45,15
SC3	6	15, 16, 17, 18, 19, 20	38,70
SC4	6	21, 22, 23, 24, 25, 26	38,70
SC5	5	27, 28, 29, 30, 31	32,25
SC6	7	32, 33, 34, 35, 36, 37, 38	45,15
SC7	5	39, 40, 41, 42, 43	32,25
SC8	8	44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51	51,60

Tabella 5.4 – Schema di composizione dei sottocampi dei LAYOUT A e LAYOUT B

Ciascun sottocampo sarà collegato con linea dedicata alla stazione di utente in AT; la tensione nominale di esercizio di ciascuna delle otto linee sarà di **66 kV**, per una corrente nominale totale di **2887 A**.

Gli elettrodotti marini saranno pertanto otto, uno per ciascun sottocampo.

Il loro tracciato è stato individuato sulla base delle carte nautiche disponibili, cercando di ridurre il più possibile la lunghezza del cavo, pur nel rispetto dei vincoli ambientali e delle altre condotte presenti nell'area d'intervento, in particolare la condotta ENI di collegamento tra le piattaforme del Gruppo AZALEA con il GRUPPO REGINA, che passa per la piattaforma monotubolare GIULIA.

La condotta ENI viene attraversata trasversalmente in 3 punti dalle linee cavi dei sottocampi 2, 5 e 7 del LAYOUT A. mentre non vi sono attraversamenti previsti nel LAYOUT B.

Un ulteriore attraversamento, comune per entrambi i layout, è relativo al cavo AAT 380 kV di collegamento tra la Stazione Marina e la terraferma.

La figure seguenti mostrano per entrambi i layout la geometria dei tracciati dei cavi 66 kV per la connessione tra i vari aerogeneratori, e tra questi e la stazione elettrica di trasformazione SET su piattaforma marina.

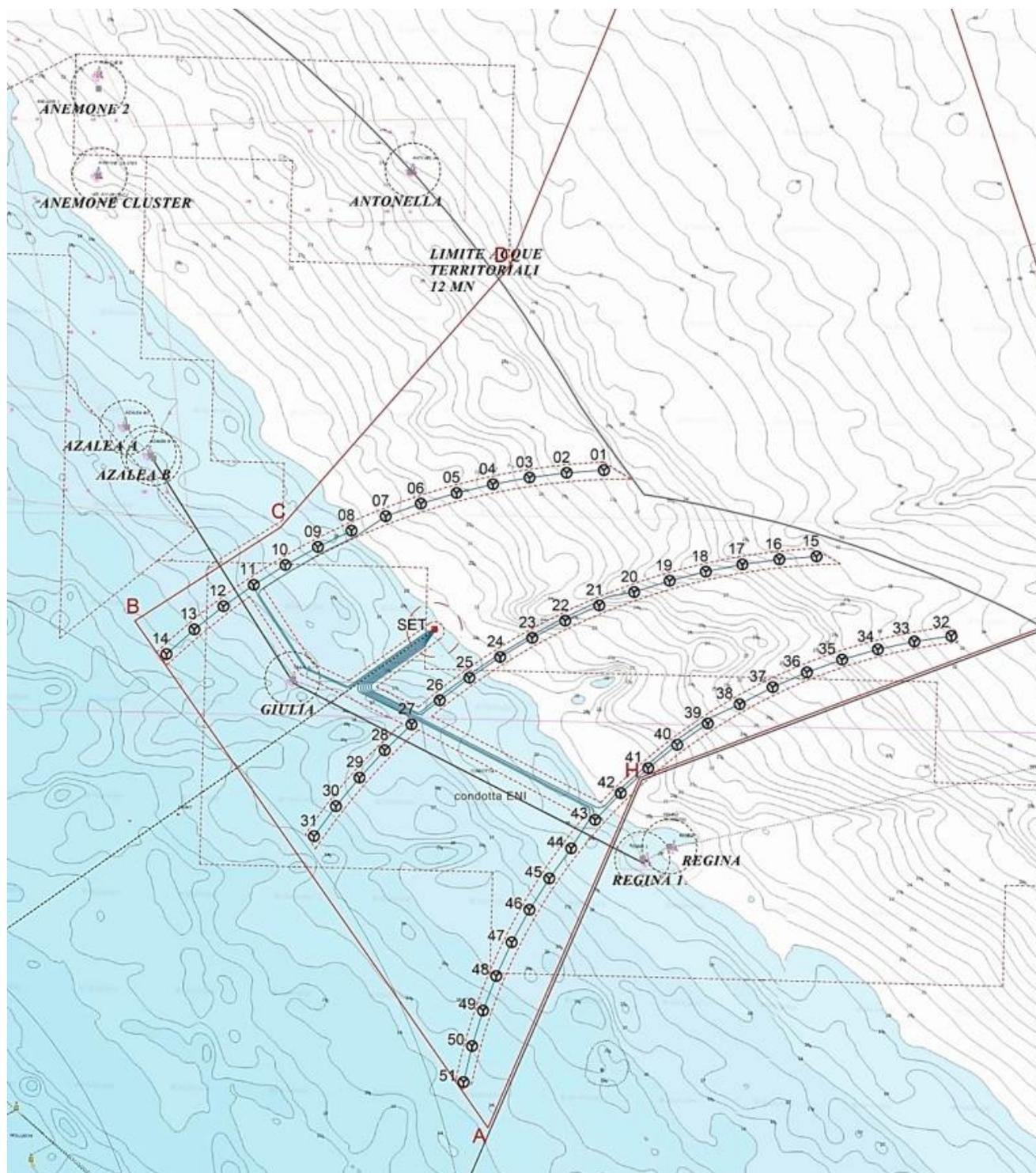


Figura 5.14 – Distribuzione dei cavi del LAYOUT A di collegamento tra gli aerogeneratori e la Stazione in mare e aree di sicurezza (tratteggio rosso):

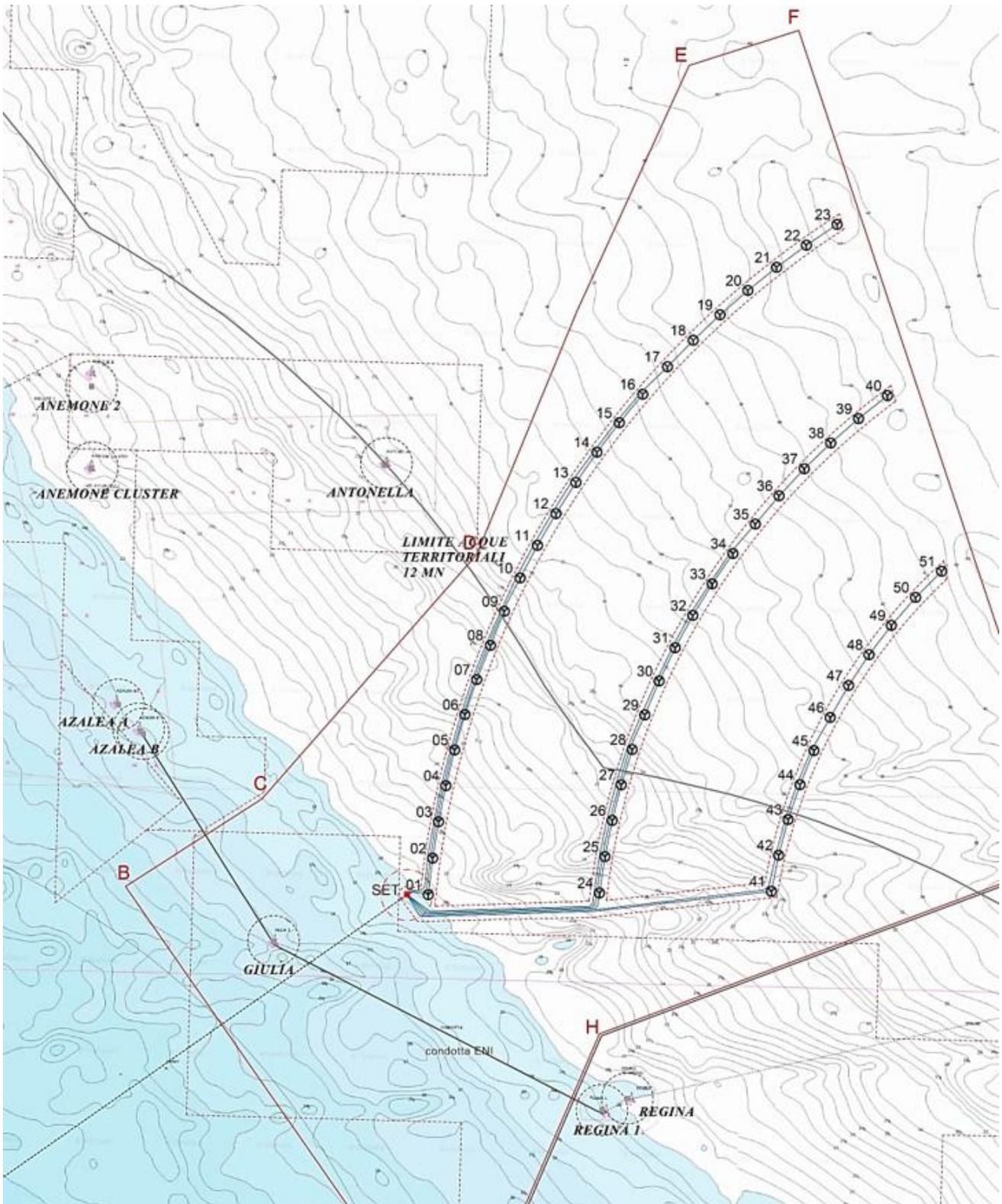


Figura 5.15 – Distribuzione dei cavi del LAYOUT B di collegamento tra gli aerogeneratori e la Stazione in mare e aree di sicurezza (tratteggio rosso):

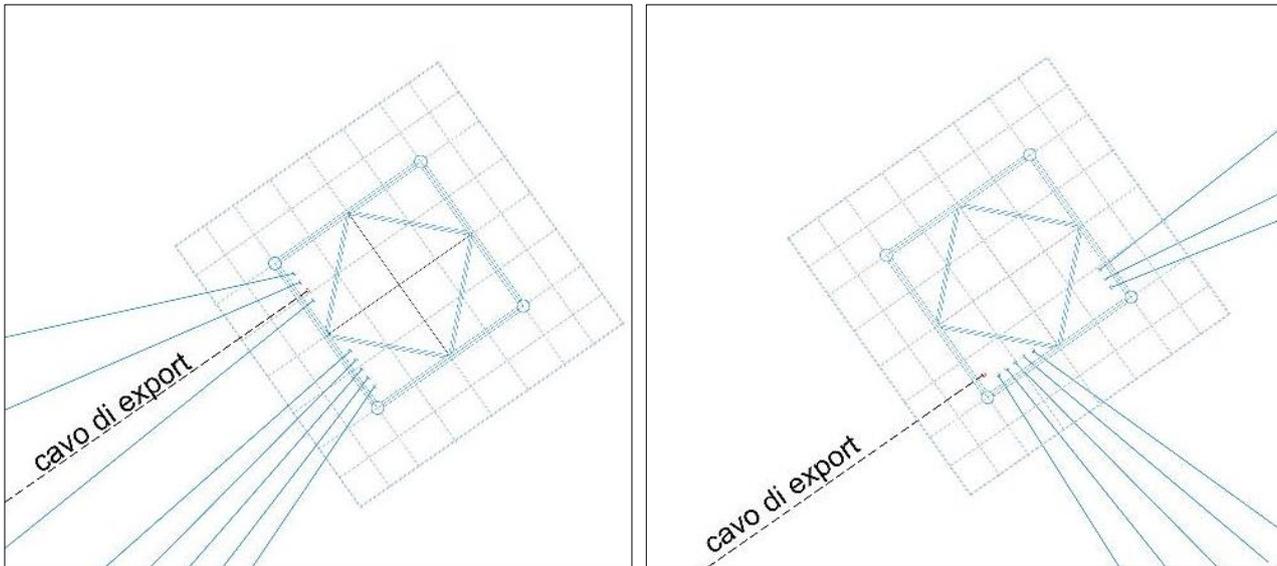


Figura 5.16 – Arrivo in Stazione Elettrica del fascio di cavi del LAYOUT A e del LAYOUT B e posizione dei J_tubes

Per il LAYOUT A la lunghezza complessiva dei cavi compreso 10 % extra di scorta è pari a circa 87,2 km.

Per il LAYOUT B La lunghezza complessiva dei cavi compreso 10 % extra di scorta è pari a circa 99,5 km.

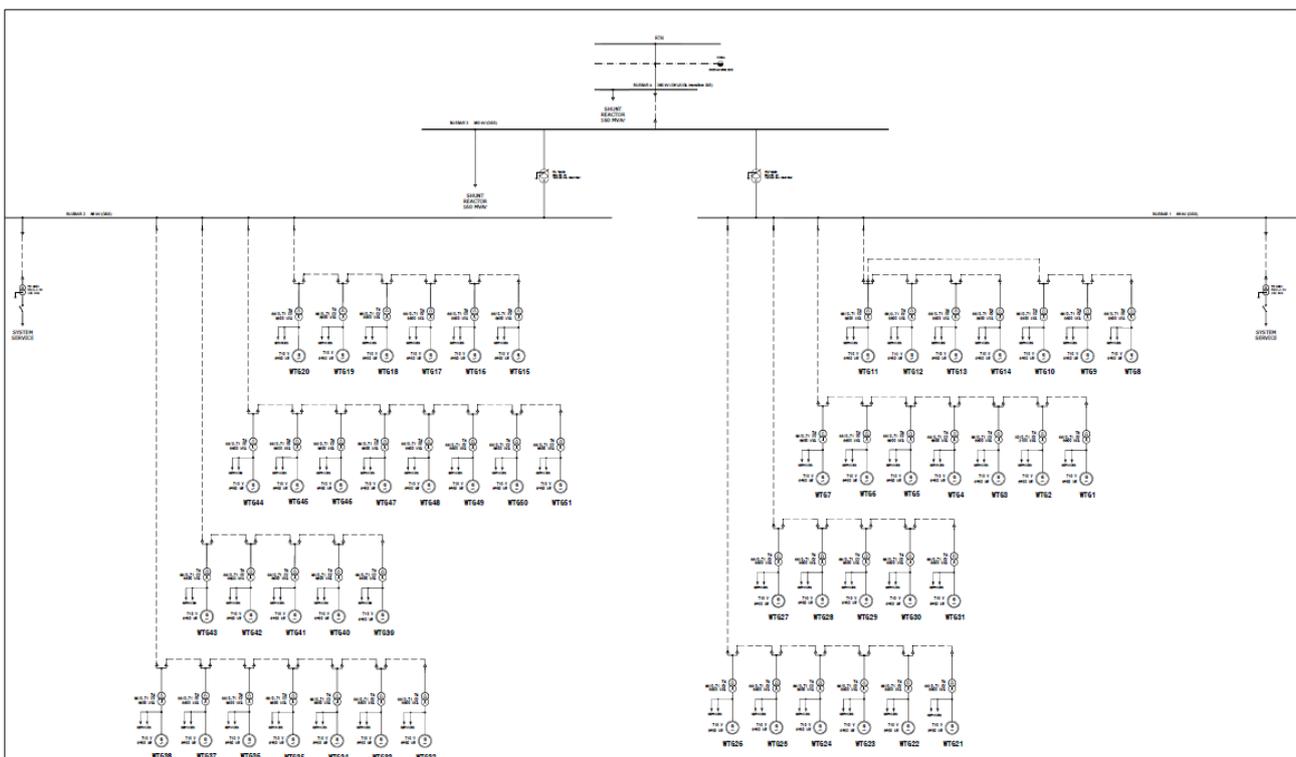


Figura 5.17 – Schema Unifilare dei sottocampi e collegamenti alla Stazione Elettrica marina e alla RTN

Per le attività di realizzazione della rete di collegamento si prevede di utilizzare una nave posacavi di adeguate dimensioni opportunamente attrezzata per le operazioni di posa dei cavi sottomarini.

Si anticipa che gli elettrodotti sottomarini andranno protetti da potenziale interazione con traffico marino e in particolare dalla attrezzatura da pesca.

Il metodo di protezione principale degli elettrodotti a mare è l'interramento (offshore post trenching) e infatti si prevede un interrimento ad una profondità di 1/1,5 m sotto il fondale.

Ove non sia possibile effettuare l'interrimento adeguato, ad esempio in corrispondenza di attraversamenti con condotte esistenti, un equivalente sistema di protezione deve essere garantito, utilizzando ad esempio gusci, uraduct o equivalente, materassi articolati in calcestruzzo, ghiaia.

Ove le condotte/cavidotti da attraversare siano interrate, da confermare con survey geofisiche, si potranno installare dei materassi in calcestruzzo per proteggere e garantire la separazione con il cavo da installare.

Ove le condotte da attraversare siano esposte, adeguate strutture di supporto ("bridge" in calcestruzzo o acciaio) andranno installate per garantire da un lato una distanza minima di separazione tra gli oggetti, dall'altro un adeguato raggio di curvatura per l'elettrodotto da installare.

La distanza minima di separazione da garantire (tra condotte/elettrodotti esistenti e i nuovi elettrodotti) sarà minimo di 0.5 m.

Le soluzioni proposte dovranno essere concordate, durante la fase di esecuzione, tra l'esecutore dei lavori e il proprietario della condotta da attraversare.

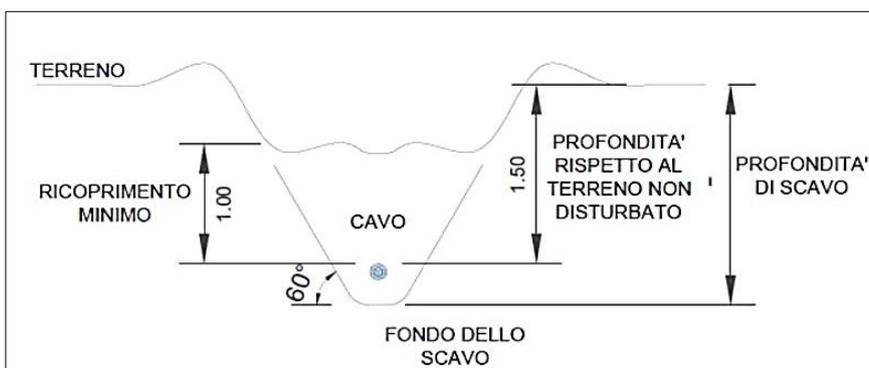


Figura 5.18 – Schema di interrimento del cavo sottomarino

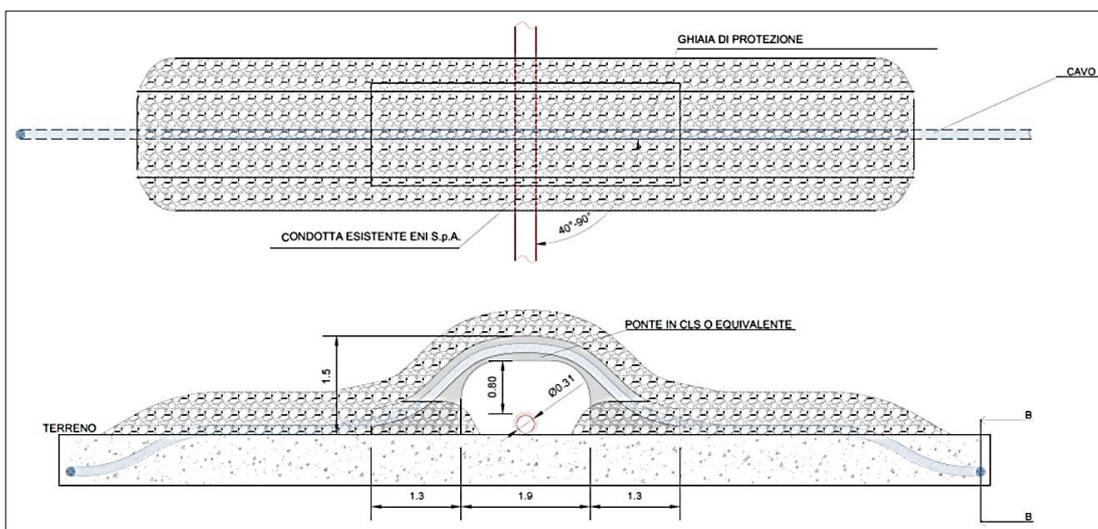


Figura 5.19 – Scavalcamento di una condotta affiorante con crossing bridge in cls ricoperto di pietrame

In caso di attraversamento di condotte interrate, in alternativa ai materassi in pietrame possono essere protetti da materassi in calcestruzzo, particolari sistemi di protezione di condotte e cavi sottomarini, caratterizzati da un alto grado di flessibilità in entrambe le direzioni, longitudinale e trasversale.

I blocchi in calcestruzzo che compongono il materasso sono uniti da una fune in polipropilene, di un opportuno diametro e resistenza, in accordo con le normative ISO, formando una serie di asole che permettono la movimentazione del materasso e la sua posa in opera.

Possono anche essere utilizzati come alternativa al gravel dumping usato come protezione da pesca.

In definitiva, lo schema di collegamento tra aerogeneratori è stato pensato in modo da evitare il più possibile gli attraversamenti tra cavi di progetto e condotte esistenti.

Rispetto alle soluzioni individuate, nei casi in cui le condotte da attraversare siano interrate si possono utilizzare dei concrete mattresses, mentre nel caso di attraversamento di condotte affioranti si considera come soluzione ottimale l'uso dei Concrete Bridge (ricoperto o meno di pietrame).

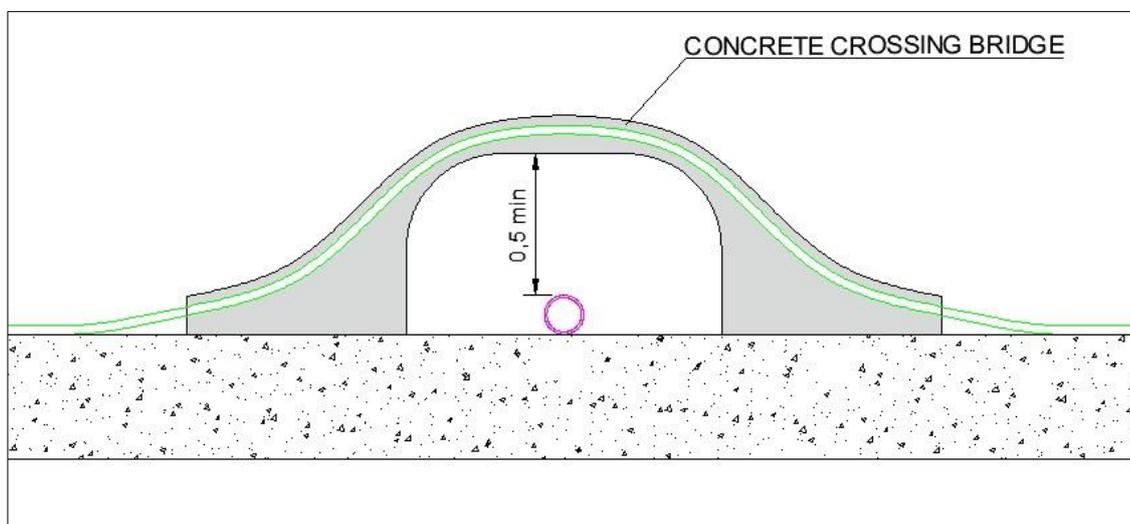


Figura 5.20 – Scavalco di una condotta affiorante con concrete bridge

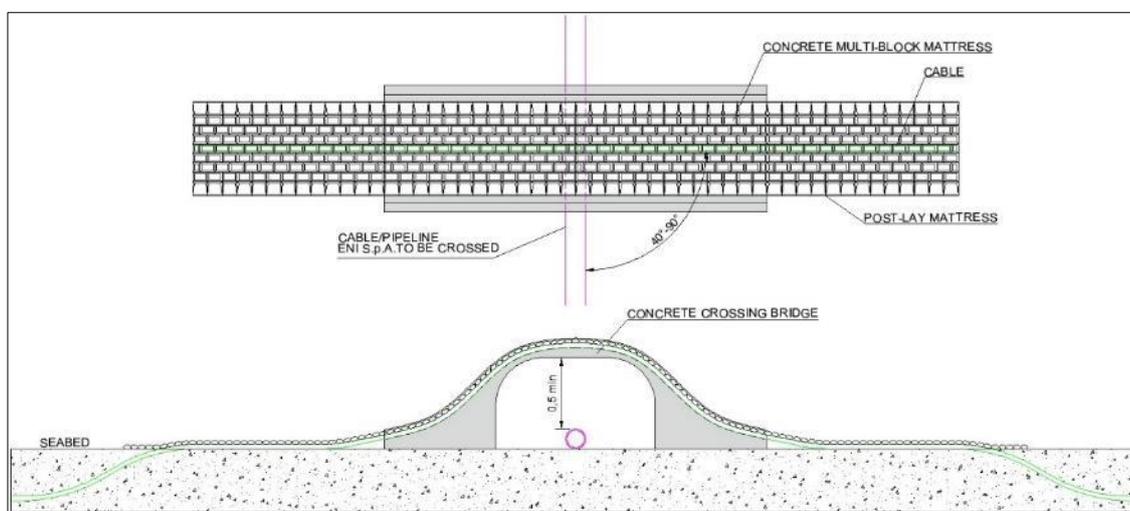


Figura 5.21 – Scavalco di una condotta affiorante con Concrete Mattresses su Concrete Bridge

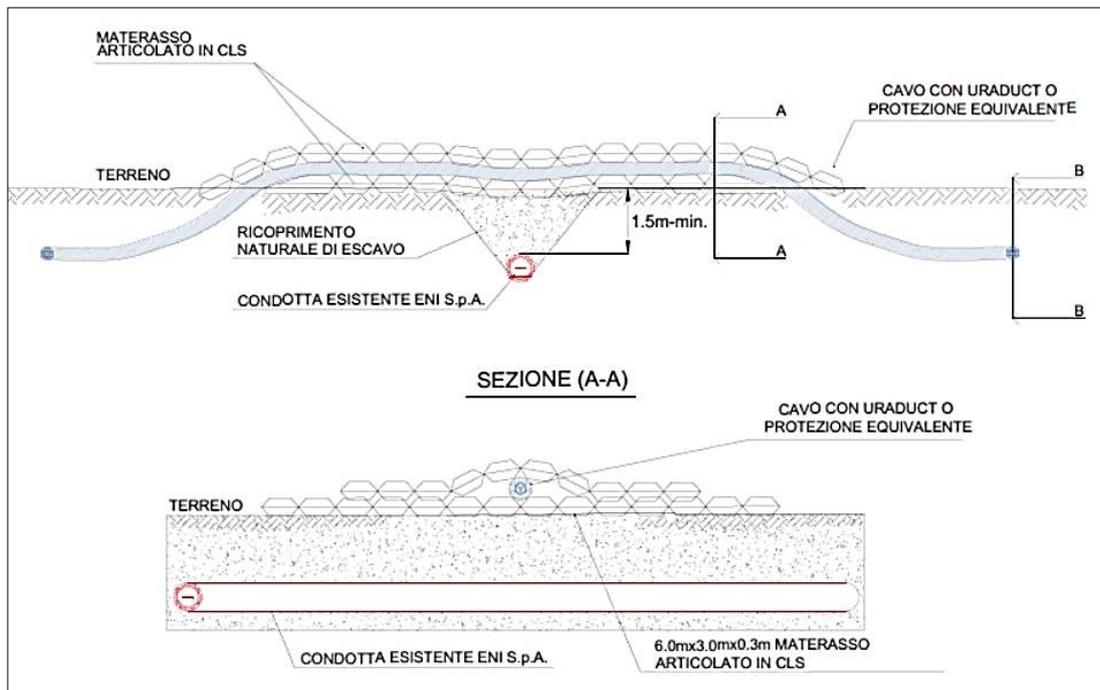


Figura 5.22 – Scavalcamento di una condotta interrata con materassi in cls

5.6 STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE SU PIATTAFORMA MARINA



La stazione di trasformazione elettrica marina raccoglie i cavi provenienti dai vari sottocampi alla tensione di 66 kV e dopo la trasformazione del voltaggio a 380 kV invia l'energia ai cavi di collegamento con la costa, secondo lo schema unifilare riportato negli elaborati OWFRMN_V2-SC4-03-1-2_D-UNIFILARE_LAY-A e LAY-B.

La Stazione Elettrica di trasformazione è stata progettata non solo per assolvere alle funzioni tecniche di trasformazione elettrica ma anche per assumere il ruolo di presidio in mare fulcro delle attività di monitoraggio ambientale, didattiche e turistiche associate alla realizzazione della centrale eolica offshore.

Nelle intenzioni del proponente, la scelta di attribuire alla stazione questo doppio ruolo può costituire un fondamentale elemento di valorizzazione, capace di proiettare il progetto entro un programma culturale e scientifico di ampio respiro e in un'ottica di coinvolgimento degli abitanti e dei frequentatori della costa.

Per tali motivi, per la progettazione della piattaforma marina sono stati reinterpretati standard strutturali largamente utilizzati e testati nelle operazioni di montaggio, con la logica di attribuire all'edificio tecnico anche una connotazione fortemente "architettonica", che possa renderlo riconoscibile e adeguato anche visivamente al doppio ruolo di presidio tecnico-culturale che gli viene assegnato.

Per assolvere alle funzioni previste dal progetto di valorizzazione, la stazione elettrica in mare ospita in un'area di sicurezza separata dai locali apparecchiature, in cui sono ubicati degli ambienti adibiti alla ricerca e al monitoraggio ambientale e che possono essere utilizzati anche per visite didattiche guidate.

Per assolvere alla funzione di presidio in mare accogliente, pur nel rispetto delle necessarie esigenze di autonomia tecnico-funzionali e di sicurezza, al di sotto della struttura in elevazione sorretta da pilotis è attrezzata una piazza d'acqua coperta, con pontone galleggiante che può consentire un temporaneo ormeggio per piccole imbarcazioni che trasbordano non solo i manutentori ma anche turisti, visitatori e i ricercatori interessati dalle attività di monitoraggio; dalla banchina partono i collegamenti verticali che portano ai vari piani che ospitano sia le apparecchiature tecniche (trasformatori, reattore, quadri e sale controllo) che locali accessori e di servizio; la piattaforma è dotata in copertura di un eliporto.

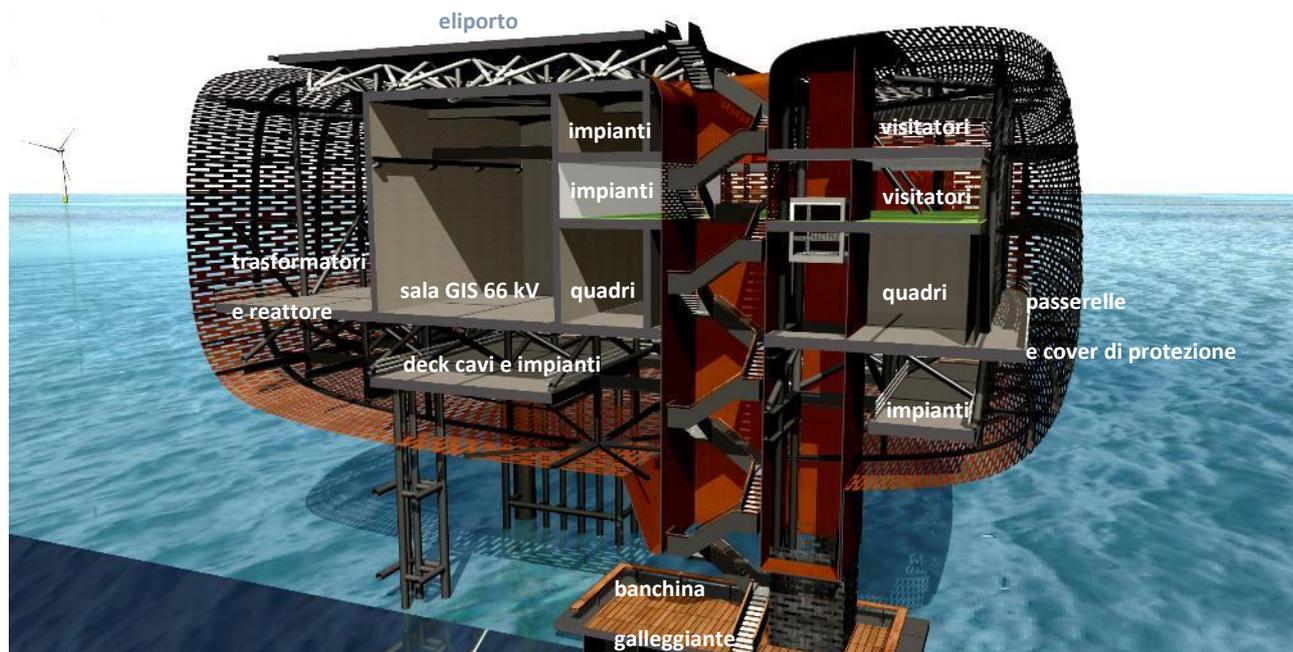


Figura 5.23 – Sezione prospettica e viste del modello tridimensionale della Stazione Elettrica di Trasformazione

Per quanto riguarda l'ubicazione rispetto al paraggio considerato, il baricentro della piattaforma di sostegno della stazione elettrica ha le seguenti coordinate, secondo il sistema EPSG 32633 WGS84 UTM 33/N:

Latitudine Est (m) 322839.20 E

Longitudine Nord (m) 4889860.12 N

La batimetria corrispondente è – 20 m dal medio mare.

La piattaforma dista circa 9,5 Mn dalla costa (17, 6 km), 2,7 km dalla Piattaforma Giulia e circa 5,7 km sia dalla Piattaforma Azalea B che dalla Piattaforma Regina 1,

La posizione è mantenuta invariata indipendentemente dalla posizione degli aerogeneratori proposte nella configurazioni di layout proposte come alternative.

Per ciò che riguarda gli aspetti dimensionali, la nuova stazione elettrica 66/380 kV sarà realizzata su una piattaforma a più livelli, con struttura metallica, sostenuta da un jacket convenzionale di 4 gambe controventate nella parte sommersa, distanti tra loro 25 m e fissate al fondale con altrettanti monopiloni.

Il Jacket sostiene il cosiddetto Topside, costituito da un vano tecnico di base "Cellar Deck" di altezza pari a 4 m, in cui vengono distribuiti i cavi in arrivo e in uscita e gli impianti ausiliari, e da un ponte principale "Main Deck" alto 13 m, che conterrà l'equipaggiamento elettrico di trasformazione 66/380 kV, le sale controllo e tutti gli annessi necessari al funzionamento; l'altezza complessiva del Topside è pari a 17 m (18,8 se si considerano gli elementi di transizione di collegamento al Jacket di sostegno).

L'intradosso del Cellar Deck è posto a 15 m dal medio mare e pertanto l'altezza complessiva della piattaforma dal pelo dell'acqua è di 32 m e dal fondale è di 52 m, considerando la batimetria di – 20 m dal medio mare.

La base strutturale dei piani operativi è quadrata di 45x 45 m di lato, a cui sono collegate delle passerelle e la struttura di sostegno della scocca metallica di protezione (che sporge al massimo 4,3 m da ogni lato), costituita da pannelli di lamiera di acciaio con asole preforate che consentono l'aerazione delle apparecchiature poste sul ponte principale all'esterno dei locali dell'edificio principale; la superficie della base strutturale è pari a 2.050 mq mentre la superficie complessiva dell'impronta che include passerelle e rivestimento è pari a circa 2.800 mq.

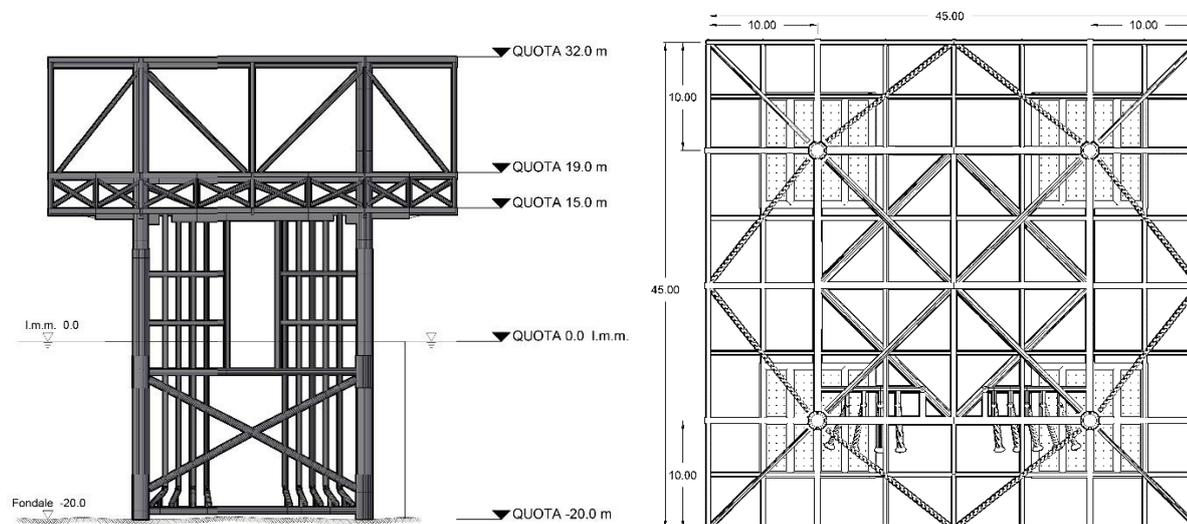


Figura 5.24 – principali dimensioni in pianta e elevazione della Piattaforma marina

Per quanto concerne gli aspetti strutturali, seguito si riportano le caratteristiche principali.

JACKET

- Gambe: 4 piloni 183.8 cm x 5.5 cm Carbon Steel 355; le gambe sono controventate e irrigidite da una struttura di collegamento, posta a circa 3,4 m di profondità rispetto al medio mare, in modo da consentire l'accosto alla piattaforma di ormeggio galleggiante a imbarcazioni di manutenzione, da diporto o della Guardia costiera e di emergenza e in generale a tutti i natanti che abbiano un pescaggio non superiore a 1,5 m;
- Fondazione temporanea per installazione: mudmat Carbon Steel 355;
- Fondazione permanente: 4 pali 167.5 x 4.4 m, Carbon Steel 355, di lunghezza totale pari a 80 m;
- La struttura sarà protetta dalla corrosione tramite opportuna verniciatura e tramite protezione catodica passiva (anodi sacrificali) opportunamente dimensionati.

TOPSIDE

- 3 Decks portanti: Cellar Deck quota 15 m, Main Deck quota +19 m e Cover e Helideck quota +32 m;
- Il Cellar Deck e il Main Deck sono ravvicinati tra loro e collegati tramite pilastri e controventi di irrigidimento
- Il Cellar Deck ospiterà: cavi, serbatoi olio e acqua, impianti vari;
- Sul main deck verranno posizionati in esterno i dispositivi principali quali: reattori e trasformatori e barre e portali impianti di collegamento elettrico, e all'interno di un edificio chiuso la Sala GIS della sezione 66 kV, sale quadri e controllo, altri impianti, uffici, servizi e vani accessori;
- Agganciati alle strutture portanti è prevista la struttura di protezione e irrigidimento dei J-tubes che proteggono i cavi elettrici in entrata e in uscita dalla Stazione Elettrica.
- Strutture secondarie:
 - Nell'edificio principale saranno ospitati locali dedicati a uffici, alla ricerca scientifica e ai visitatori, disposti su due livelli che verranno sostenuti tramite un telaio strutturale in acciaio;
 - La scala di accesso e l'ascensore verranno sostenuti tramite telaio in acciaio agganciato alle strutture metalliche del Topside e appeso al Cellar Deck, in modo da poter partire a circa 2 m dalla banchina galleggiante di ormeggio e raggiungere la copertura, collegando di fatto tutte le elevazioni, dalla superficie marina all'helideck.
 - Un telaio perimetrale sosterrà la cover di protezione, delle passerelle di manutenzione e relative scalette di collegamento.

Analogamente a quanto eseguito per il calcolo strutturale degli aerogeneratori e relative fondazioni, sono stati valutati tutte le forze e i carichi agenti sulla struttura e la Piattaforma è stata modellata utilizzando il software di analisi strutturale ad elementi finiti SACS versione 11.3, basandosi su un modello tridimensionale comprendente i pali di fondazione, il sistema di irrigidimento strutturale (jacket), la parte superiore della piattaforma (Topside) ed i J-tube che proteggono i cavi elettrici; per approfondimenti sulle scelte strutturali e il dimensionamento della struttura si rimanda allo studio specialistico allegato al Progetto Definitivo (codice elaborato OWFRMN_V2-SC2-06-1_R-SISMICA-STRUTTURE-MARE).

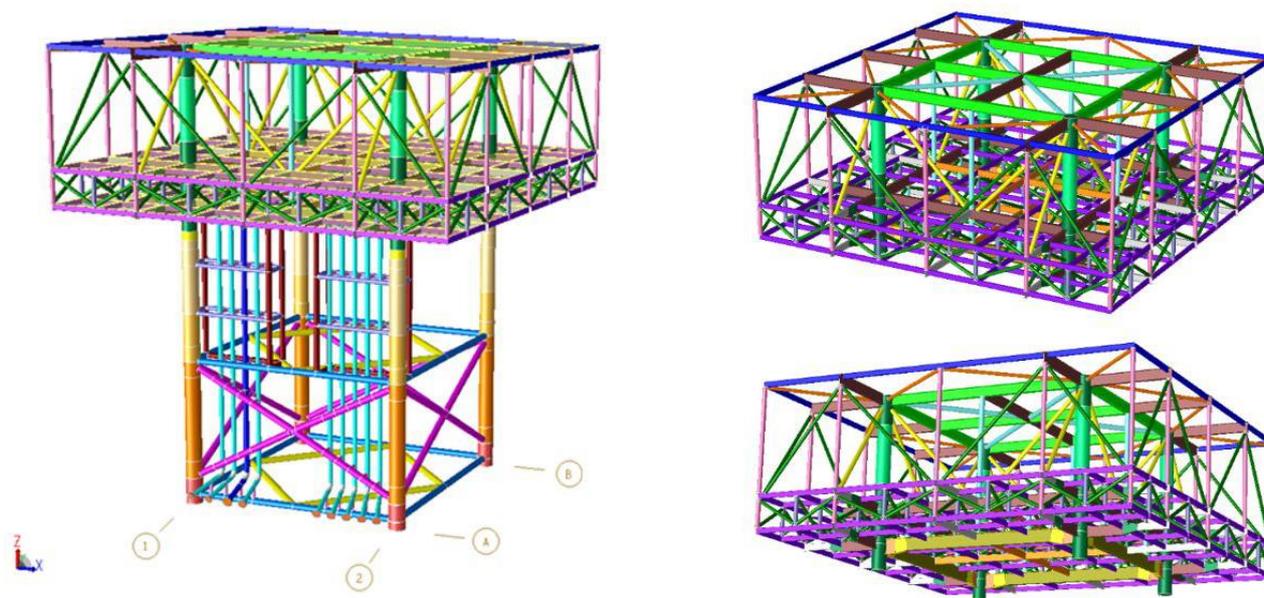


Figura 5.25 – Viste del modello strutturale tridimensionale della Piattaforma marina

Per quanto riguarda le fondazioni, dai calcoli strutturali discende che sono previsti quattro pali (battuti all'interno delle gambe del jacket) in acciaio, da 44 mm di spessore e con le seguenti dimensioni:

ITEM	OD [m]	WT [mm]	Total Length [m]
Pali di fondazione	1.675	44	80

Tabella 5.5 – dimensioni palo di fondazione

I pali risultano essere installabili dal punto di vista della battitura con un martello pari a 5500 kJ in un tempo inferiore alle 3 h.

Per quanto riguarda gli aspetti distributivi, come detto nel Cellare deck passeranno i cavi in arrivo e in uscita che saranno distribuiti verso le apparecchiature nonché le vasche di contenimento degli oli, i serbatoi dell'acqua, delle schiume anti incendio e del gasolio del gruppo elettrogeno, i contenitori Imhoff degli scarichi fognanti e altre tubazioni impiantistiche.

Il Main Deck ospita al livello base la parte elettrica che sarà composta da due sezioni, una a 380 kV in SF6 o SF6-free e l'altra a 66 kV SF6-free, nonché le sale quadri e controllo e servizi ausiliari e accessori.

Le apparecchiature elettromeccaniche che necessitano di maggiore aerazione per il funzionamento ottimale, ovvero i due trasformatori 66/330 kV da 180/200 MVA e il reattore shunt da 160 Mvar in tre banchi per la compensazione della potenza reattiva, sono disposte perimetralmente secondo una disposizione a ferro di cavallo con i trasformatori su lati paralleli e il reattore sul lato ad essi perpendicolare.

I due trasformatori occupano una dimensione in pianta di 11 x 5 m e sono alloggiati sul ponte in vano di 15 x 9 m sezionato da parete taglia fuoco.

Gli spazi esterni suddetti, si sviluppano intorno ad un edificio centrale con sagoma a T, costituito da struttura metallica e tamponato con pannellature sandwich coibentate e fono assorbenti .

L'edificio ha una grande sala centrale a tutta altezza, di dimensioni pari a 25 x 12 m e di altezza libera pari a 11,8 m, destinata a contenere le apparecchiature GIS e il carro ponte di portata pari a 10 ton necessario per le operazioni di manutenzione e movimentazione delle apparecchiature.

Affianca la sala GIS un altro corpo dell'edificio, suddiviso in tre livelli compreso il piano del Main deck, che ospiterà al piano inferiore le sale quadri e controllo delle sezioni 66 kV e 380 kV, locali accessori per impianti e magazzino, i servizi igienici e gli spogliatoi del personale di manutenzione.

Al piano intermedio sarà presente un'area per il passaggio dei collegamenti della sezione GIS a 380 kV e per gli impianti HVAC, i servizi igienici (planimetricamente corrispondenti su ciascun livello) alcuni uffici e in una sezione distaccata sarà presente un'area visitatori dedicata alla didattica ed una parte di uffici per i ricercatori.

Al piano superiore ci saranno ancora spazi dedicati ai visitatori, con una grande terrazza panoramica e altri locali destinati a impianti e servizi.

Infine, a livello di coperture è previsto un eliporto raggiungibile dai collegamenti verticali principali.

Sarà inoltre predisposta una struttura per l'approdo di imbarcazioni con scale ed un camminamento per accedere in piattaforma all'edificio.

Per quanto riguarda gli aspetti impiantistici, si riportano di seguito le caratteristiche principali.

La sezione a 380 kV sarà del tipo con isolamento in SF6 (o ove possibile con tecnologia SF6-free) e sarà costituita da:

- n° 1 sistema a semplice sbarra con sezionatori di terra sbarre ad entrambe le estremità e TV di sbarra su un lato;
- n° 1 stallo linea in cavo;
- n° 2 stalli primario trasformatore;
- n° 1 stallo per reattore;

La sezione a 66 kV sarà del tipo con isolamento in aria (SF6-free) con componenti analoghi a quelli che saranno usati per gli aerogeneratori e sarà suddivisa in due sottosezioni (una per ogni trasformatore principale) ciascuna costituita da:

- n° 1 sistema a semplice sbarra;
- n° 4 stalli linea arrivo sottocampo;
- n° 1 stallo trasformazione servizi ausiliari
- n° 4 stalli disponibili;
- n° 1 stallo secondario trasformatore;

Tutte le apparecchiature suddette saranno contenute rispettivamente nell'edificio che ospiterà l'impianto GIS (Gas Insulated Substation) a 380 kV e la sala quadri a 66 kV.

Sono inoltre previste le seguenti apparecchiature esterne:

- n° 2 ATR Trasformatori 380/660 kV con potenza di 180/200 MVA (sovraccaricabili fino a 220 MVA), isolati in estere naturale;
- N. 2 reattori shunt 160 Mvar 380 kV (banco con 3 reattori monofase di potenza unitaria 53.33 Mvar), isolati in estere naturale.

Tali apparecchiature saranno collocate all'esterno, lungo il perimetro della stazione e saranno collegate con quelle presenti nell'edificio GIS tramite condotti metallici isolati in SF6 (o SF6-free) per la sezione 380 kV, e in cavo per la sezione 66 kV.

I Servizi Ausiliari (S.A.) della nuova stazione elettrica saranno progettati e realizzati con riferimento agli attuali standard elettrici nazionali; saranno alimentati da trasformatori AT/BT derivati dalla rete a 66 kV ed integrati da un gruppo elettrogeno di emergenza che assicuri l'alimentazione dei servizi essenziali in caso di mancanza di tensione alle sbarre dei quadri principali BT.

Le utenze fondamentali quali protezioni, comandi interruttori e sezionatori, segnalazioni, ecc saranno alimentate in corrente continua a 110 V tramite batterie tenute in tampone da raddrizzatori.

La stazione sarà dotata di rete Terra e da impianti di protezione dalle scariche elettriche atmosferiche.

La Stazione sarà interconnessa per le telecomunicazioni con la fibra ottica che seguirà il tracciato dell'elettrodotto marino di collegamento con la terraferma.

5.7 ELETTRODOTTO MARINO 380 KV DI COLLEGAMENTO CON LA COSTA

Elevata la tensione da 66 kV a 380 kV (lo stesso livello di tensione di consegna alla RTN) nella Stazione Elettrica di Trasformazione su piattaforma marina, l'energia sarà convogliata verso terra da una linea elettrica in cavo sottomarino che dopo un percorso di 18,15 km raggiungerà la buca giunti di transizione terra-mare.

A circa 930 m dalla battigia, ben all'esterno delle acque di balneazione, il cavo viene realizzato con la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) e pertanto la distanza del cavo marino dalla linea di costa è pari a 17,6 km e prosegue per altri 0,53 Km sino alla buca giunti.

L'elettrodotto sarà costituito da un cavo tripolare con conduttori di fase realizzati in rame, isolati in XLPE, schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene.

Ciascun conduttore di energia avrà una sezione di 630 mm² e sarà posto ad una profondità di 1/1,5 m sotto il fondale, con le stesse modalità previste per i cavi di collegamento tra gli aerogeneratori e con le medesime modalità di attraversamento delle condotte esistenti descritte nel paragrafo 5.2.3.

Le caratteristiche elettriche principali del collegamento sono le seguenti:

Frequenza nominale 50 Hz

Tensione nominale 380 kV

Potenza nominale dell'impianto da collegare 330 MW

Intensità di corrente (per fase) 527 A

Intensità di corrente massima ammessa nelle condizioni di posa 715 A

- Composizione del collegamento

Per l'elettrodotto in oggetto sono previsti i seguenti componenti:

- n. 3 conduttori di energia;
- n. 3 terminali cavo per esterno ed installazione in ambiente marino;
- n. 3 giunti cavo marino/terrestre;
- n. 1 sistema di telecomunicazioni (fibra ottica).

La rotta del tracciato è stata studiata cercando di contemperare al meglio gli interessi pubblici e privati coinvolti e ha considerato in particolare:

- le aree sensibili per aspetti ambientali e quelle oggetto di restrizioni o vincoli tecnici;
- le aree di concessione per acquacoltura;
- cavi e condotte sottomarine esistenti, in esercizio e fuori servizio;
- profondità, caratteristiche del fondale e vincoli tecnici di superamento con opportuni angoli di attraversamento altri cavi e gasdotti esistenti.
- Questi obiettivi hanno permesso di stabilire la posizione della buca giunti e quella della Stazione Elettrica di Trasformazione in mare in modo da poterle collegare con una linea retta e senza spezzate.

5.8 TRANSIZIONE MARE-TERRA DELL'ELETTRODOTTO MARINO AAT 380 KV _ CON HDD

Come precisato nel paragrafo 5.1, l'utilizzo di un unico cavo AAT 380 kV in luogo delle due terne di cavi da 150 kV previste nel progetto preliminare, ha consentito di modificare totalmente la modalità di approdo e di realizzare la transizione Mare-Terra.

Nella soluzione proposta la transizione del cavo avviene con la tecnica denominata Horizontal Directional Drilling (HDD) o Trivellazione Orizzontale Controllata, 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; per l'esecuzione, una serie di aste teleguidate da una testa di perforazione vengono introdotte nel terreno, creando il percorso del cavo da posare.

Il cavo viene installato a circa 30 m di profondità anche per la parte di attraversamento terrestre, per poi risalire a circa 250 m dall'arrivo con un andamento lineare dopo aver piegato dolcemente con una circa di raggio pari a circa 1070 m.

Nella parte terrestre, l'asse del cavo sotterraneo, considerando la proiezione orizzontale sul piano strada, approda in corrispondenza della località Bellariva di Rimini (nel tratto immediatamente a sud est del nuovo circolo velico di Bellariva, compreso tra il bagno 98 e 99), attraversa il Lungomare G. Di Vittorio e tutti gli edifici prospicienti e si allinea su Viale Portofino a margine sud dell'omonimo sottopasso.



Figura 5.26 – Inquadramento dell’area di transizione Terra-Mare e posizione HDD

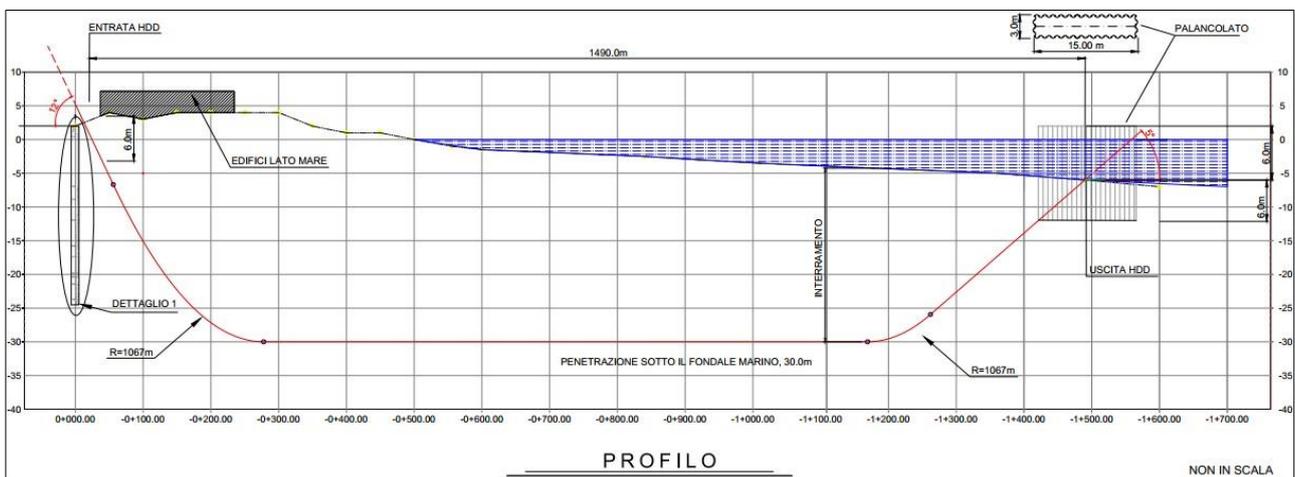


Figura 5.27 – Planimetria e sezione della transizione Mare-Terra del cavo marino AAT 380 kV

Le operazioni necessarie presuppongono l'apprestamento di un'area di cantiere a mare e una a terra di dimensioni pari a circa 65x50 m e di superficie pari a 3250 mq; lo slargo compreso tra il sottopasso di Viale Portofino e viale Siracusa si presta perfettamente allo scopo.

Al termine della Trivellazione Teleguidata, il cavo in uscita viene piegato e portato nella buca giunti.

La buca giunti viene posizionata nello slargo compreso tra il sottopasso di Viale Portofino e Viale Siracusa, nella parte a monte della ferrovia e della linea Metro-Mare, dalla parte opposta rispetto al mare.

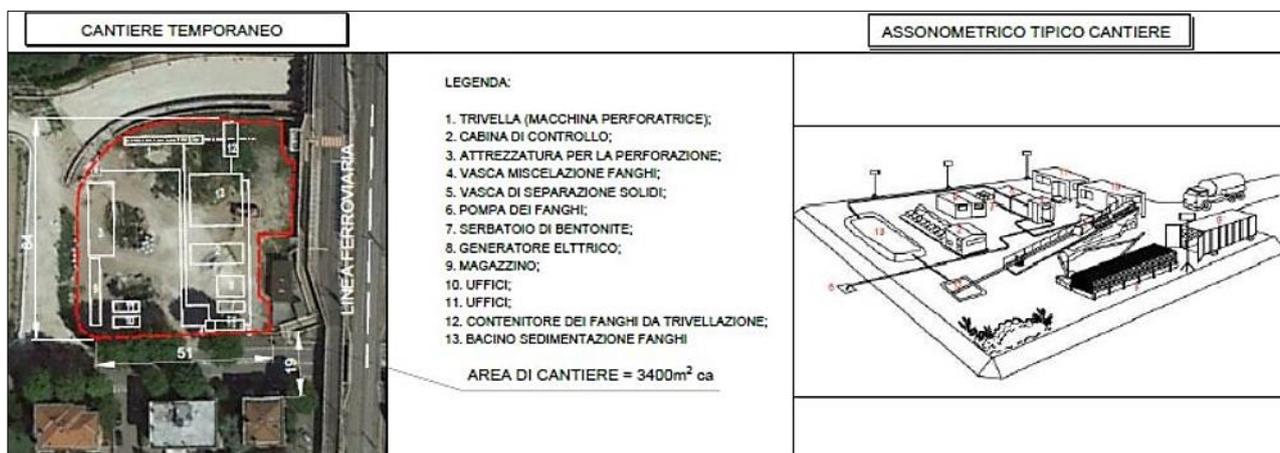


Figura 5.28 – Planimetria e schema dell'area temporanea di cantiere per il tiro del tratto terminale del cavo marino.

La buca giunti interrata è rettangolare e ha una dimensione di 14x3 m e sarà posizionata a 37 m dall'area di occupazione delle più vicine rotaie ferroviarie (rispettando la distanza minima di 30 m prevista dall'art. 49 del DPR 753 del 11/07/1980); sarà disposta in un piccolo parcheggio attiguo a Viale Siracusa, con il lato lungo parallelo ai binari e allineata al vialetto pedonale che divide l'area verde compresa tra la Metro Mare e l'area edificabile prevista da un Piano Urbanistico Esecutivo non ancora attuato.

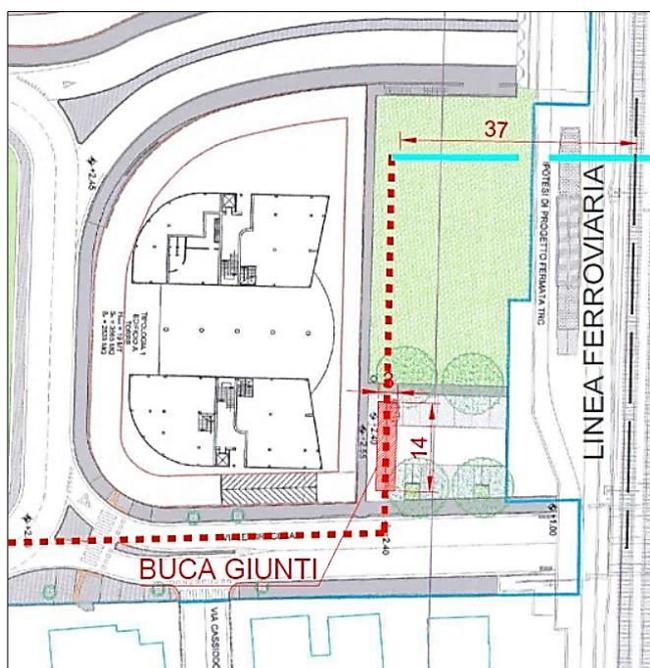


Figura 5.29 – Planimetria e sezione della transizione Mare-Terra del cavo marino AAT 380 kV

All'interno della buca il giunto terra-mare del cavo è completamente interrato alla profondità di 2 m e la sua presenza sarà segnalata da apposito cartello monitor.

All'interno della buca sono posizionate delle lastre di protezione poste a contatto con i cavi e con i giunti, mentre il resto dello spazio è occupato da sabbia a bassa resistività termica, cemento magro e strato di inerti.

Nella buca giunti il cavo tripolare marino viene sfioccato ed i relativi conduttori di fase sono connessi ai conduttori unipolari che costituiscono il collegamento in cavo terrestre.

Le fibre ottiche presenti nel cavo sottomarino sono connesse in una sezione separata del giunto (optical fibre) la cui presenza sarà segnalata da apposito cartello monitor.

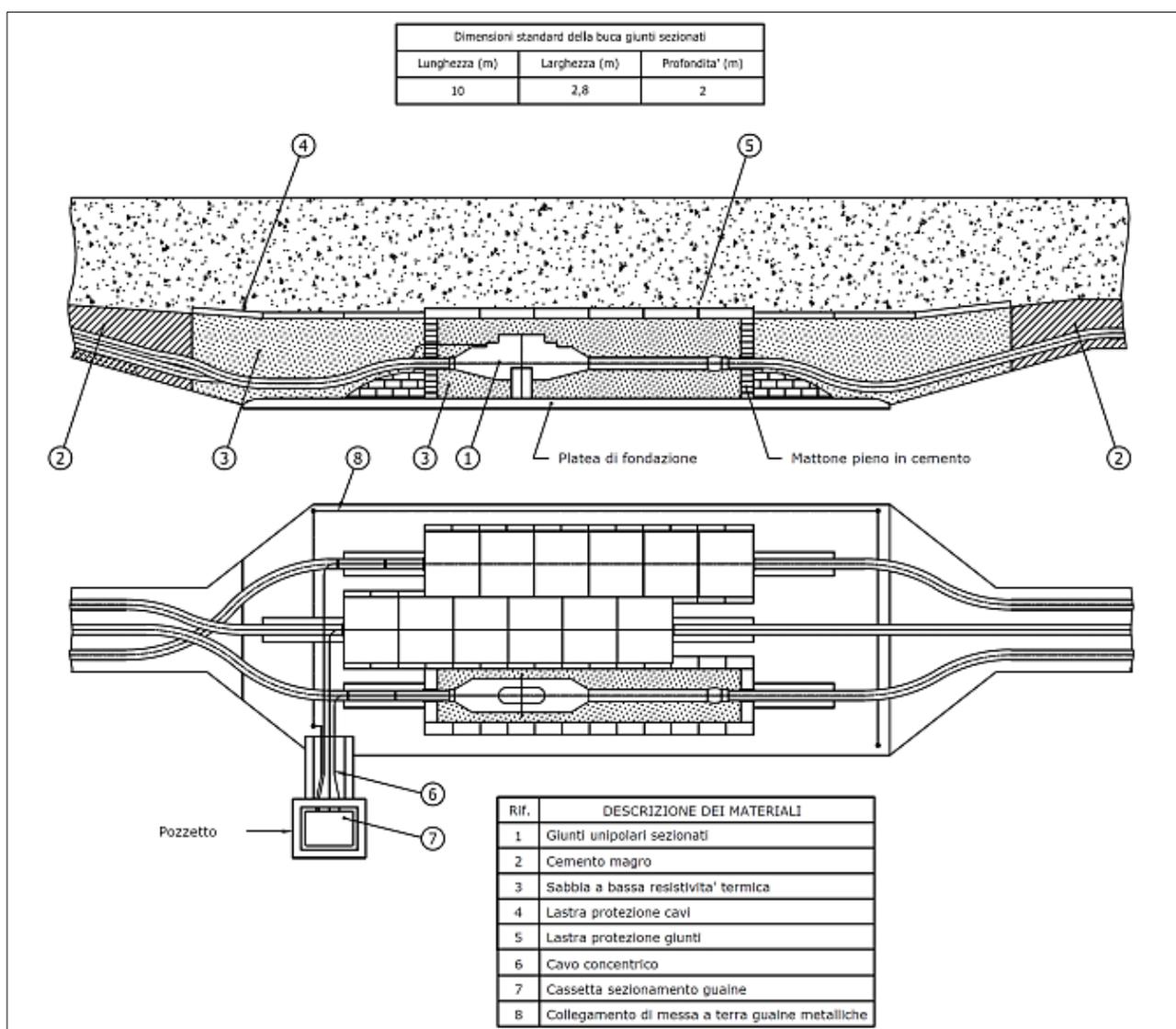


Figura 5.30 – Planimetria e sezioni della buca giunti.

Per quanto la DPA calcolata sia molto contenuta, data l'ubicazione prossima ad uno spazio pubblico, la buca giunti **sarà protetta da canali schermanti ferromagnetici di contenimento dell'induzione magnetica.**

Le dimensioni di una buca giunti sono di circa 8/10 m x 2,5 m. Tutti i dettagli relativi alla fase di esecuzione dei lavori in mare, della posa e protezione dei cavi marini, inclusa la realizzazione dell'approdo dell'elettrodotta

marino mediante un tratto di trivellazione teleguidata, sono descritti nel seguente capitolo 6 che sintetizza quanto riportato nel documento allegato al Progetto definitivo (§ elaborato codice OWFRMN_V2-SC2-08_R-LOGISTICA-E-CANTIERE).

5.9 ELETTRODOTTO 380 KV INTERRATO DI COLLEGAMENTO CON LA STAZIONE UTENTE

L'elettrodotto AAT da 380 kV, in uscita dalla buca giunti e con la medesima sezione (conduttori di sezione pari a 630 mm²), procede interrato con una terna di cavi isolati interrati principalmente lungo viabilità esistente, sino a raggiungere dopo circa 11,7 km la Stazione di Transizione Aereo_Cavo, dove parte il portale dell'elettrodotto aereo 380 kV, lungo circa 450 m, di collegamento allo stallo 380 kV della Stazione TERNA.

Il tracciato è stato individuato seguendo criteri di minimizzazione di impatto ambientale e prediligendo un percorso quasi interamente stradale, in modo da garantire allo stesso tempo anche una buona accessibilità ed una discreta facilità di posa.

Come specificato nel paragrafo 4.2.3, **il progetto prevede 2 soluzioni** alternative del percorso del cavo terrestre in AAT 380 di lunghezza sostanzialmente pari e che seguono in partenza e in arrivo lo stesso percorso, distaccandosi nella parte centrale; le comparazioni sono riportate nel medesimo paragrafo 4.2.3.

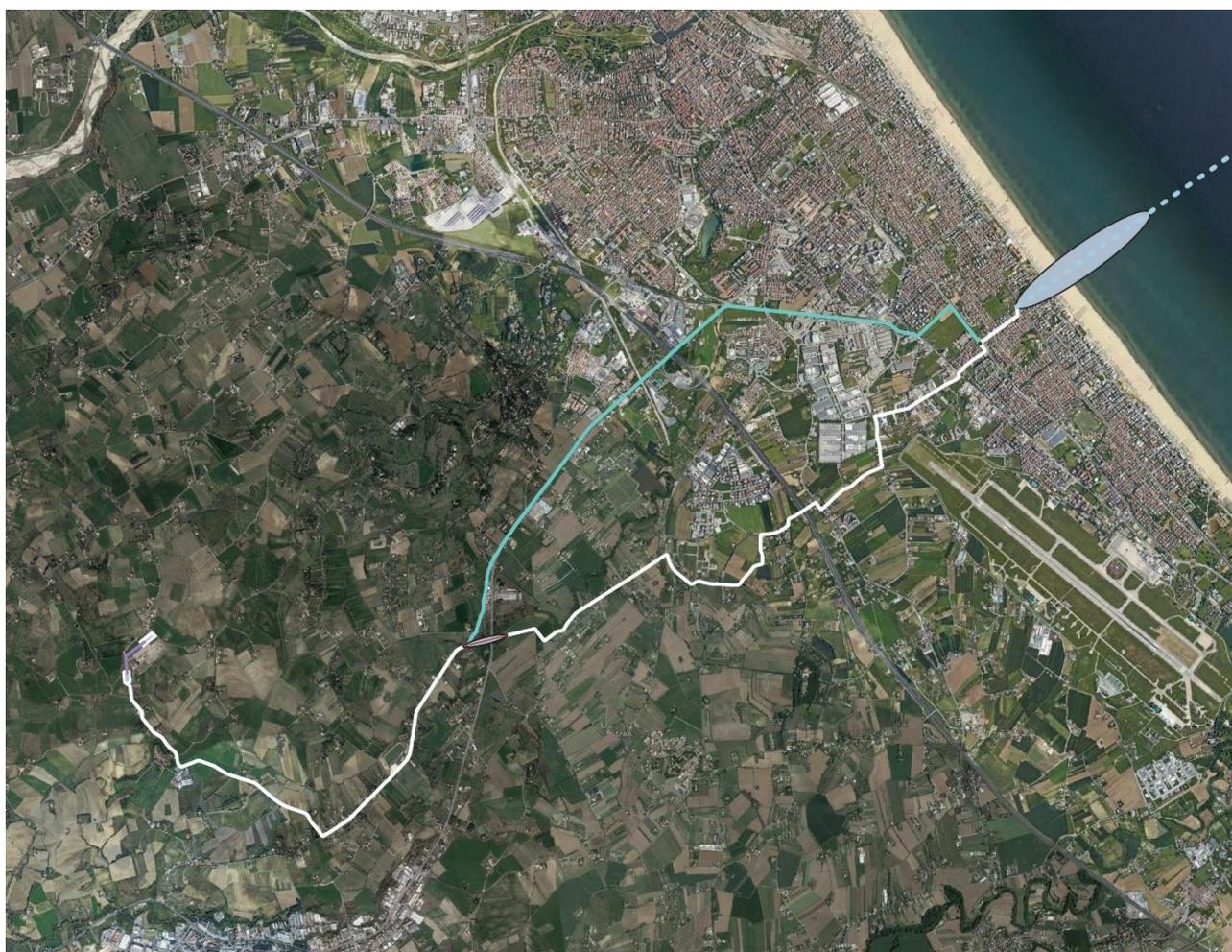


Figura 5.31 – Percorso del cavo 380 kV dalla buca giunti alla Stazione di arrivo (in bianco, il tracciato preferenziale)

Si descrivono di seguito i due percorsi.

PERCORSO PREFERENZIALE DEL CAVO AT INTERRATO (LUNGHEZZA CIRCA 11,7 Km)

- Il percorso parte dalla buca giunti, e si attesta lungo Viale Siracusa per 420 m attraversando la rotonda di Via Giuseppe Melucci; (all'incrocio con Via Giuseppe Melucci si distacca il percorso alternativo);
- Si allinea con Via Giuseppe Melucci per 90 m;
- Piega su Via Antonio Rosmini Serbati per circa 350 m, attraversando la rotonda dei Vigili del Fuoco;
- Piega su Via Bernadino Varisco e si allinea per circa 840 m;
- Piega su Via Macanno e si allinea per circa 470 m;
- Piega su Via Acquabona e si allinea per circa 690 m;
- Piega su Via Coriano e si allinea per circa 85 m;
- Piega su Via Monte l'Abate e si allinea per circa 350 m (sottopassando l'Autostrada A14);
- Piega su Via Ca' Sabbioni e si allinea per circa 250 m;
- Piega su Via Ca' del Drago e si allinea per circa 920 m;
- Piega su Via Montescudo e si allinea per circa 370 m;
- Piega su via Maceri e si allinea per circa 1350 m;
- Si distacca da Via Maceri e prosegue nei terreni agricoli lungo confini catastali per circa 400 m;
- Attraversa con TOC lunga 380 m sia il Torrente Ausa che la SS 72 Consolare Rimini-San Marino;
- La TOC ha il foro di uscita su Via Santa Aquilina e il cavo la segue per circa 2200 m; (nel punto terminale della TOC si ricollega il percorso alternativo che segue di seguito descritto);
- Piega su Via San Martino in Venti e si allinea per circa 2600 m;
- In corrispondenza della strada di accesso alla SE TERNA San Martino in Venti, prosegue nei terreni per circa 150 m sino a raggiungere la Stazione di transizione cavo-aereo ubicata a Ovest della Stazione esistente;
- Tratto interno alla STAZIONE DI TRANSIZIONE CAVO-AEREO lungo circa 70 m;
- Collegamento aereo di 450 m allo stallo 380 kV della SE SAN MARTINO IN VENTI.

PERCORSO ALTERNATIVO DEL CAVO AT (LUNGHEZZA CIRCA 11,6 Km)

- Il percorso si sovrappone per gran parte a quello del percorso preferenziale sopra descritto; si descrive per comodità di lettura l'intero tracciato.
- Il percorso parte dalla buca giunti, e si attesta lungo Viale Siracusa per 420 m attraversando la rotonda di Via Giuseppe Melucci;
- Si attesta lungo Viale Siracusa per 420 m attraversando la rotonda di Via Giuseppe Melucci; (all'incrocio con Via Giuseppe Melucci si distacca dal percorso preferenziale)
- Piega su Via Giuseppe Melucci e si allinea per 418 m.;

- Attraversa il campo G. Colonnella per 402 m.;
- Piega su Via Flaminia e la segue per circa 230 m attraversando la rotonda verso SS 16 adriatica;
- Si allinea in banchina Sud Ovest della SS 16 Adriatica per 1500 m;
- Si allinea in banchina su SS 72 Strada Consolare Rimini – San Marino per circa 3030 m;
- Piega su Via Santa Aquilina e la segue per circa 900 m sino al punto di uscita della TOC prevista nel percorso preferenziale; il cavo si ricollega allo stesso sino alla Stazione di transizione cavo-aereo;
- Prosegue su Via Santa Aquilina per circa 2200 m;
- Piega su Via San Martino in Venti e si allinea per circa 2600 m;
- In corrispondenza della strada di accesso alla SE TERNA San Martino in Venti, prosegue nei terreni per circa 150 m sino a raggiungere la Stazione di transizione cavo-aereo ubicata a Ovest della Stazione esistente;
- Tratto interno alla STAZIONE DI TRANSIZIONE CAVO-AEREO lungo circa 70 m;
- Collegamento aereo 450 m allo stallo 380 kV della SE SAN MARTINO IN VENTI.

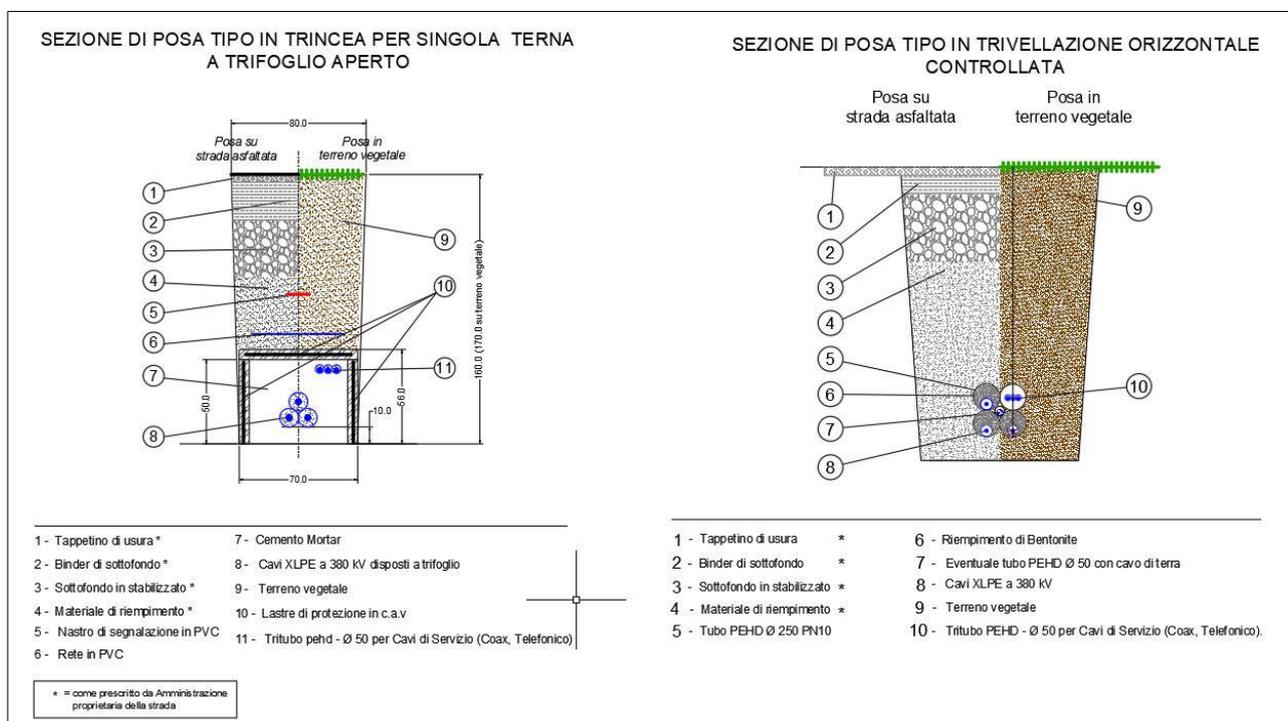


Figura 5.32 – Sezioni tipiche di interrimento del cavo

Per quanto riguarda la modalità di posa, i cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di 1,6 m, con disposizione delle fasi a trifoglio e configurazione degli schermi cross-bonded.

Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di un bauletto di cemento magro protetto superiormente da una lastra prefabbricata in cemento armato dello spessore di 6 cm.

Nei tratti di attraversamento prossimi a nuclei abitati i **cavi saranno protetti da canali schermanti ferromagnetici** che contengono il campo di induzione magnetica.

La restante parte della trincea verrà riempita seguendo le disposizione degli enti proprietari delle strade interessate, così come le modalità di ripristino del manto stradale.

Il cavidotto sarà segnalato superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Lungo il percorso dell'elettrodotto AAT 380 kV è necessario realizzare delle buche giunti intermedie per la giunzione dei cavi (circa 20/25 nodi di giunzione di due tratte di cavo della lunghezza di 500/600 m).

Le dimensioni di una buca giunti intermedia sono di circa 8/10 m x 2,5 m e le sezioni specifiche e le modalità di realizzazione sono analoghe a quelle descritte nel paragrafo precedente.

Gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17; in corrispondenza di attraversamenti stradali o ferroviari i cavi saranno installati in tubiere con le modalità e le dimensioni indicative di cui alle tavole allegate.

In corrispondenza di ponti i cavi saranno staffati alla spalla (lato valle) del ponte stesso con opportune staffe tripolari (vedi tavole allegate).

E' previsto inoltre il posizionamento di targhette resistenti ed inalterabili (di tipo non intrusivo) sulla sede stradale, per la segnalazione del tracciato del cavo.

In merito alle interferenze con altre infrastrutture a rete interrata, si considera quanto segue.

In caso di interferenza con altre linee elettriche interrate i cavi aventi la stessa tensione possono essere posati alla stessa profondità, ad una distanza di circa 3 volte il loro diametro nel caso di posa diretta.

Negli incroci, la distanza fra i due cavi non sarà inferiore 0,30 m ed inoltre il cavo posto superiormente sarà protetto, per una lunghezza non inferiore ad 1 m, mediante un dispositivo di protezione identico a quello previsto per i parallelismi; tali dispositivi saranno disposti simmetricamente rispetto all'altro cavo.

Ove, per giustificate esigenze tecniche, non possa essere rispettato il distanziamento minimo di cui sopra, anche sul cavo sottostante sarà applicata una protezione analoga a quella prescritta per il cavo situato superiormente.

Nei parallelismi con cavi di telecomunicazione i cavi elettrici saranno di regola posati alla maggiore distanza possibile dalla linea di telecomunicazione; quando vengono posati lungo la stessa strada si cercherà di posare le due linee possibilmente ai lati opposti di questa.

Ove, per giustificate esigenze tecniche, non sia possibile attuare quanto sopra è ammesso posare i cavi in vicinanza purché sia mantenuta tra i due cavi una distanza minima, in proiezione sul piano orizzontale, non inferiore a 0,30 m.

Qualora detta distanza non possa essere rispettata si applicherà sui cavi uno dei seguenti dispositivi di protezione:

- Cassetta metallica zincata a caldo;
- Tubazione in acciaio zincato a caldo;

- Tubazione in PVC o fibrocemento, rivestite esternamente con uno spessore di calcestruzzo non inferiore a 10 cm.

I predetti dispositivi potranno essere omessi sul cavo posato alla maggiore profondità quando la differenza di quota tra i due cavi è uguale o superiore a 0,15 m.

La distanza in proiezione orizzontale tra cavi elettrici e tubazioni metalliche interrato parallelamente ad esse non deve essere inferiore a 0,30 m.

Si può tuttavia derogare dalla prescrizione suddetta previo accordo tra gli esercenti quando:

- la differenza di quota fra le superfici esterne delle strutture interessate è superiore a 0,50 m;
- tale differenza è compresa tra 0,30 m e 0,50 m, ma si interpongono fra le due strutture elementi separatori non metallici nei tratti in cui la tubazione non è contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Non saranno effettuati giunti sui cavi a distanza inferiore ad 1 m dal punto di incrocio.

Nessuna prescrizione è data nel caso in cui la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi elettrici e di tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione, è superiore a 0,50 m.

Le distanze suddette possono ulteriormente essere ridotte, previo accordo fra gli Enti proprietari o Concessionari, se entrambe le strutture sono contenute in un manufatto di protezione non metallico.

Prescrizioni analoghe dovranno essere osservate nel caso in cui non risulti possibile tenere l'incrocio a distanza uguale o superiore a 1 m dal giunto di un cavo, oppure nei tratti che precedono o seguono immediatamente incroci eseguiti sotto angoli inferiori a 60° e per i quali non risulti possibile osservare prescrizioni sul distanziamento.

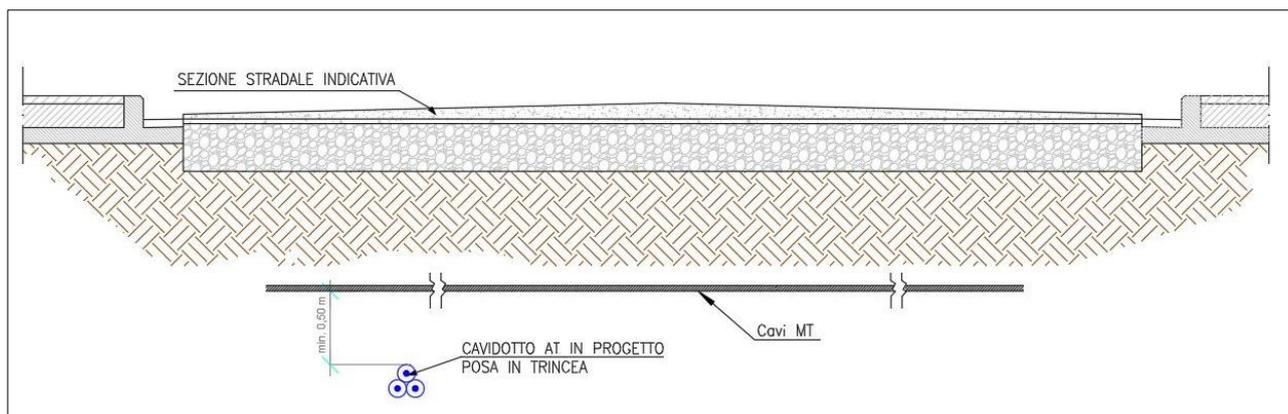


Figura 5.33 – Sezioni tipiche incroci del cavo 380 kV con reti elettriche MT interrate esistenti

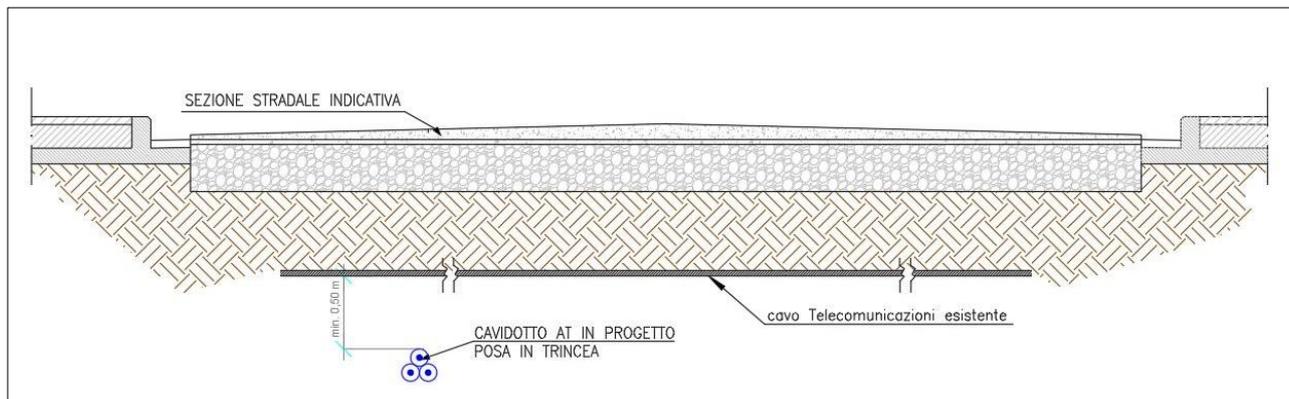


Figura 5.34 – Sezioni tipiche incroci del cavo 380 kV con reti di telecomunicazioni esistenti

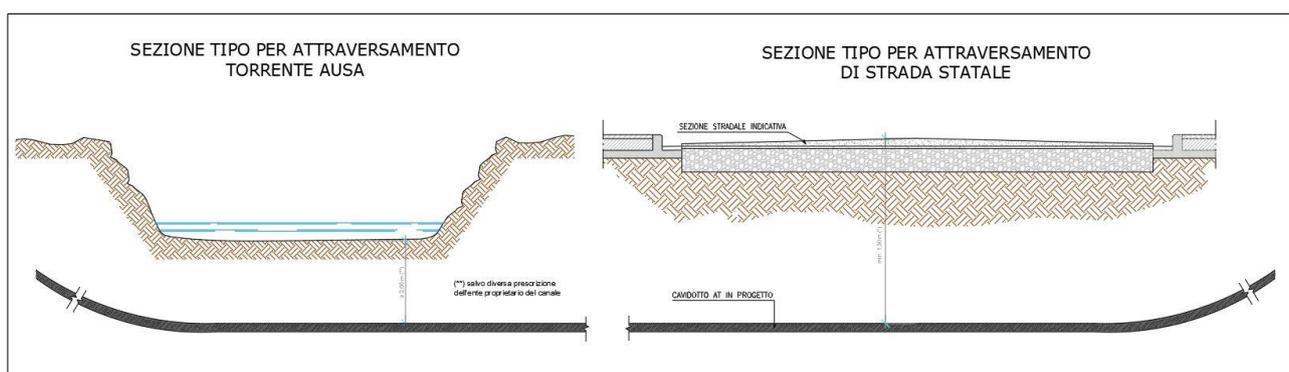


Figura 5.35 – Sezioni attraversamento in TOC di strada statale SS 72 e del Torrente Ausa

5.9.1 ATTRAVERSAMENTO MEDIANTE T.O.C. DEL TORRENTE AUSA

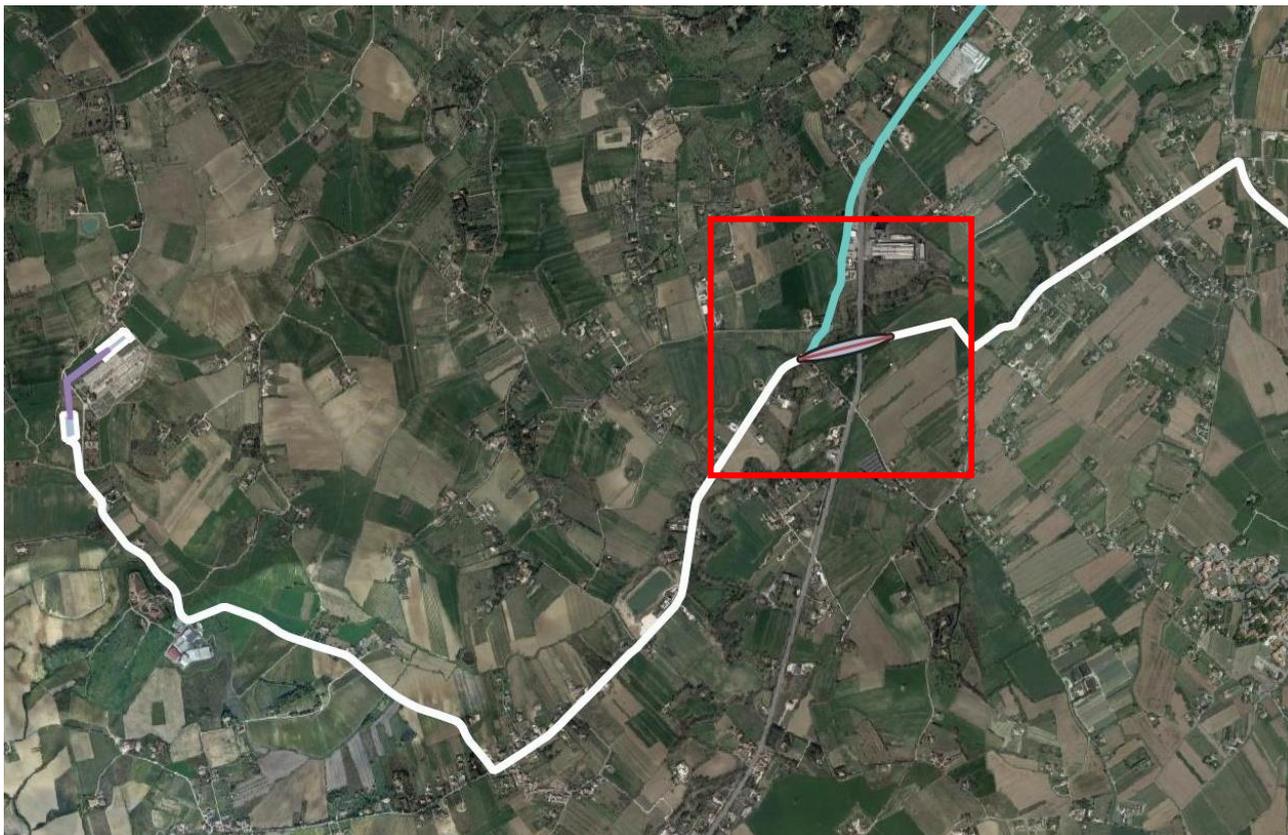


Figura 5.36 – Percorso del cavo 380 kV dalla buca giunti alla Stazione di arrivo (in bianco, il tracciato preferenziale)

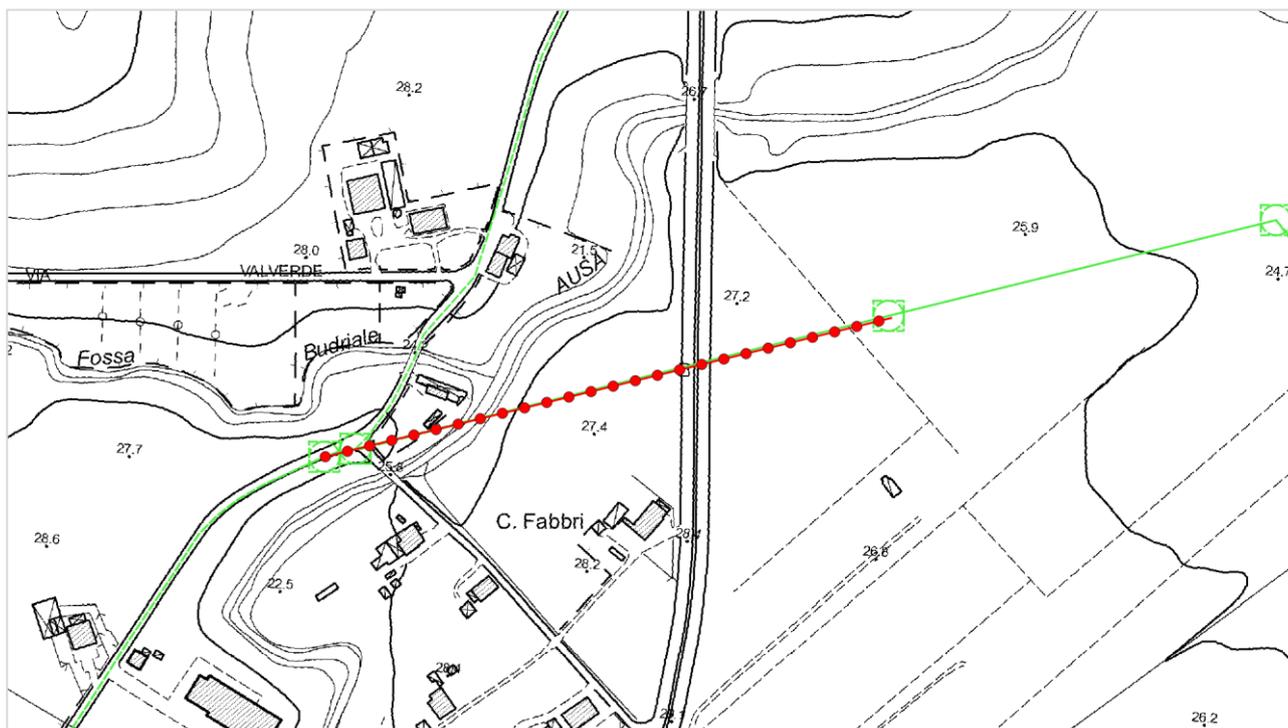


Figura 5.37 – Inquadramento della TOC su Carta Tecnica Regionale alla scala 1:5.000, "San Martino Monte l'Abate".

Il tracciato preferenziale del cavo prevede che nel tratto di collegamento tra via Maceri e via Sant'Aquilina, vengano attraversati con TOC, lunga circa 380 m, sia la statale SS 72 Consolare Rimini-San Marino che il Torrente Ausa che scorre in prossimità; la profondità di posa al di sotto del fondo dell'alveo è di 2 m, in base ai calcoli riportati nello studio di compatibilità idraulica (§ OWFRMN_V2-SC2-07_ R-IDROLOGICA).

Il corso del Torrente Ausa nella zona in studio risulta inciso rispetto al piano campagna delle zone circostanti e le sponde sono interessate da una folta vegetazione arbustiva ed arborea. Immediatamente a monte della zona di intervento l'alveo presenta uno stretto meandro verso ovest ed il fondo non mostra significativi segni di erosione.

Una visione più di dettaglio della zona di arrivo della T.O.C. su via Santa Aquilina è possibile dalla ortofoto riportata nella figura seguente ottenuta da volo mediante SAPR (drone) appositamente realizzato per il lavoro in oggetto.

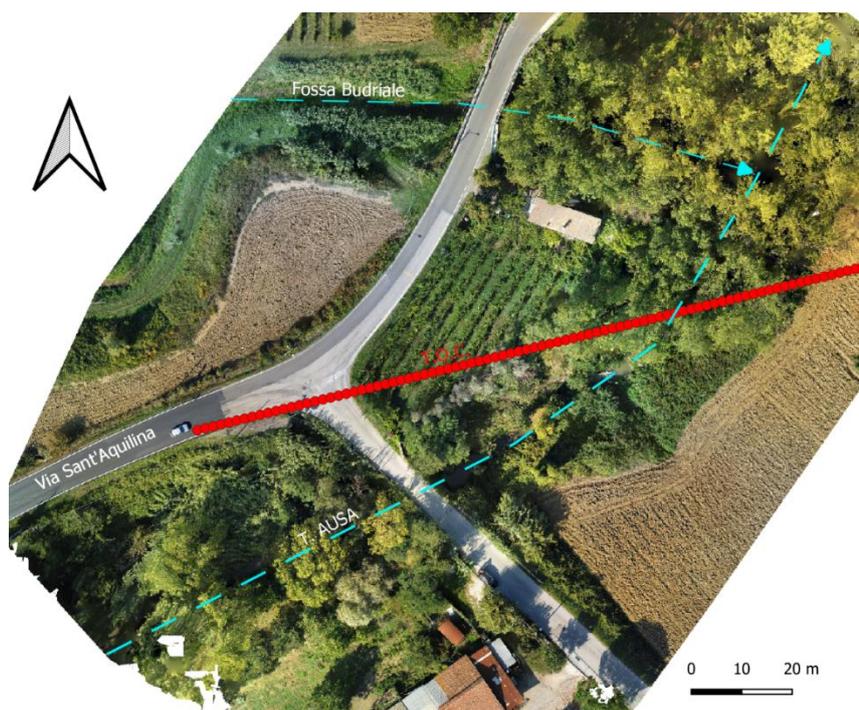


Figura 5.38 – Ortofoto ricavata mediante aerofotogrammetria da drone.

Questo tipo di perforazione consiste essenzialmente nella realizzazione di un cavidotto sotterraneo mediante il radio-controllo del suo andamento plano-altimetrico.

Il controllo della perforazione è reso possibile dall'utilizzo di una sonda radio montata in cima alla punta di perforazione; questa sonda dialogando con l'unità operativa esterna permette di controllare e correggere in tempo reale gli eventuali errori.

5.10 STAZIONE UTENTE DI TRANSIZIONE E STALLO 380 KV DI CONNESSIONE RTN

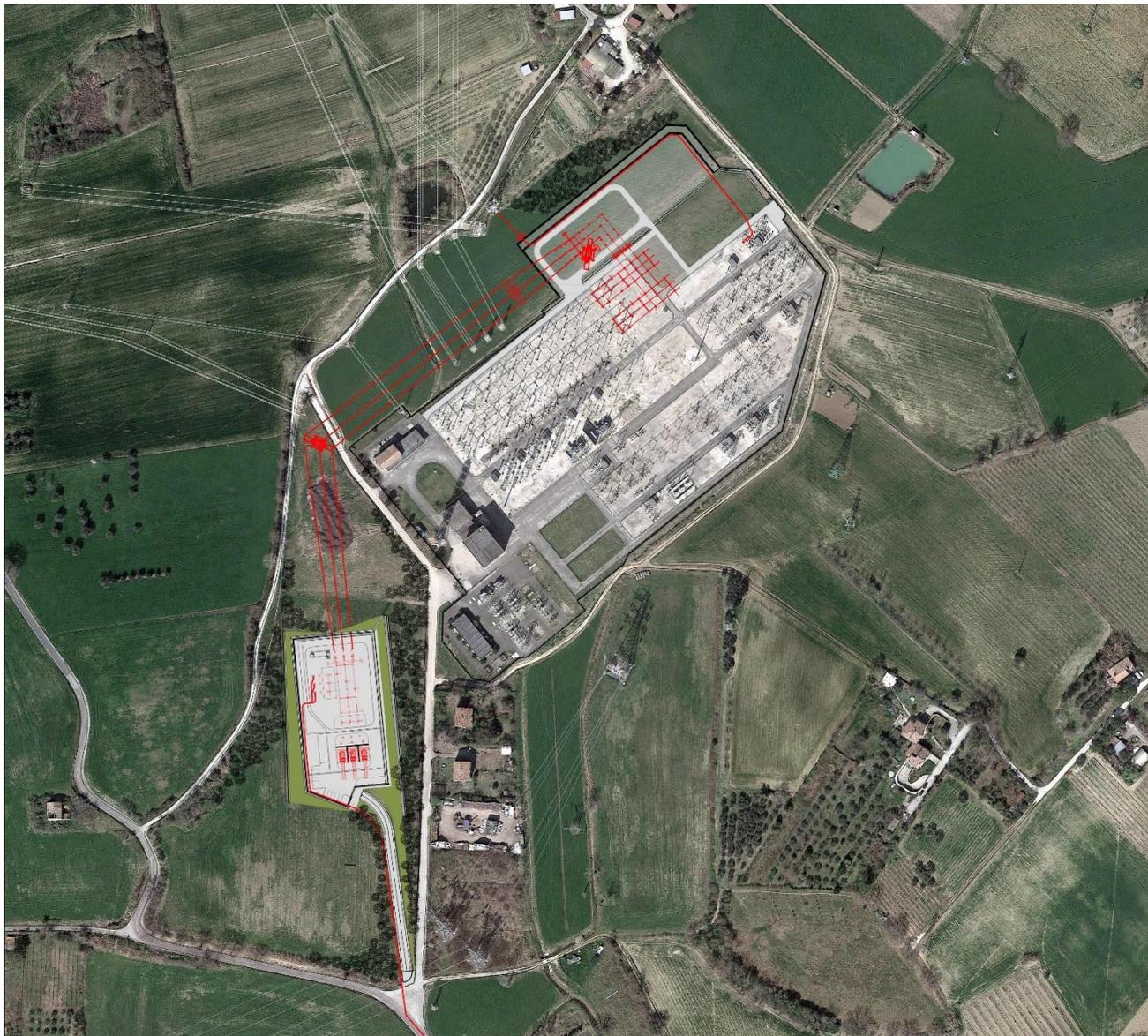


Figura 5.39 – Opere di connessione alla Stazione TERN: Stazione Utente (in basso), linea aerea e Stallo 380 kV (in alto)

Il proponente ha ricevuto da TERN (comunicazione TERN/P2019-0056289 del 06/08/2019) la soluzione di connessione (Codice Pratica 201400164) per una potenza complessiva di 330 MW, che stabilisce come modalità il collegamento in antenna a 380 kV con la sezione a 380 kV della stazione elettrica esistente "San Martino in Venti" nel comune di Rimini.

A seguito di interlocuzioni con i responsabili di Stazione e con gli uffici tecnici di TERN, sono stati elaborati e trasmessi approfondimenti tecnici rispetto ai quali TERN ha rilasciato il Benestare al progetto di connessione, ritenendolo rispondente al Codice di Rete (comunicazione GRUPPO TERN/P20210043904 del data 28/05/2021).

Per il posizionamento dello stallo 380 kV dedicato, TERN ha richiesto un ampliamento del lato nord ovest della Stazione TERN esistente e l'adeguamento a carico del proponente di alcune linee entranti.

Ferma restante la modalità del tratto conclusivo di interconnessione con le apparecchiature TERNA, oggetto del benessere, la scelta progettuale di anticipare nella stazione Elettrica Marina la trasformazione a 380 kV e quindi di elevare alla tensione di allacciamento alla RTN, comporta che la Stazione Elettrica terrestre assolve al compito di garantire la transizione del cavo da interrato ad aereo, allo scopo di collegarlo con la sezione a 380 kV della stazione elettrica esistente "San Martino in Venti".

Poiché la Stazione terrestre non è più adibita alla trasformazione elettrica assicura esclusivamente la Transizione Aereo/cavo e non sono più necessarie alcune apparecchiature che trovano spazio nella stazione marina (sezione 66 kV e trasformatori 66/380 kV), conseguentemente si riducono sensibilmente sia la superficie, che passa da 10.200 mq a 5.600 mq, e sia quella degli edifici quadri e controllo.

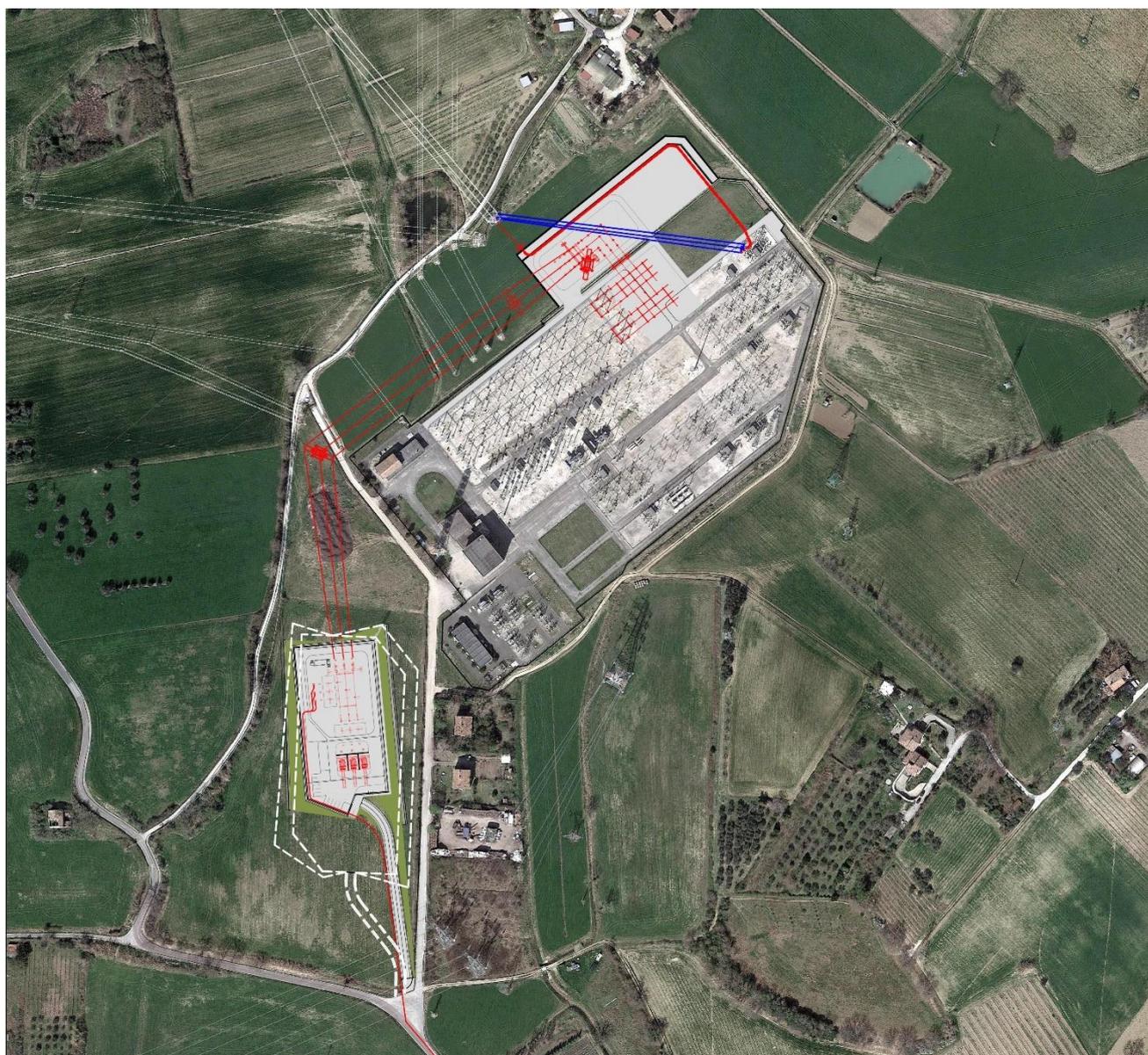


Figura 5.40 – L'ingombro della stazione utente si è ridotto rispetto a quello del progetto preliminare (tratteggio bianco)

Si descrivono di seguito le caratteristiche della Stazione di Transizione Aereo_Cavo, del breve tratto di linea aerea e dello stallo 380 kV di connessione alla RTN.

5.10.1 STAZIONE DI TRANSIZIONE AEREO_CAVO



Figura 5.41 – Vista dell'area di progetto (parzialmente coperta dagli alberi) dai pressi della chiesa di San Martino



Figura 5.42 – Vista dell'area della Stazione Utente, dall'incrocio tra via S. Martino in Venti e la strada privata TERNA



Figura 5.43 – Vista dell'area della Stazione Utente (compresa nel riquadro giallo), dalla strada privata TERNA

Nella Stazione di Transizione Aereo_Cavo vengono posizionati:

- La sezione in alta tensione a 380 kV, composta da uno stallo di arrivo in cavo interrato ed una partenza linea aerea, con apparati di misura e protezione (TV e TA):
 - Lo stallo arrivo cavo interrato è comprensivo di terminali cavo, interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna;
 - Lo stallo di partenza è comprensivo di portale aereo, interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura (TA e TV) per le protezioni;
- un reattore shunt da 160 Mvar per la compensazione della potenza reattiva (reattore in tre banchi 53 Mvar), protetto da muri anti fuoco, alti circa 8 m;
- locale di misura accessibile dall'esterno e edificio quadri e controllo;

- Sistemi di protezione, monitoraggio, comando e controllo:
- Sistemi ausiliari;
- Cunicoli cavi, vani interrati accessori, disoleatore e impianti trattamento acque del piazzale.

5.10.1.1 Caratteristiche dell'area e opere civili

La Stazione di transizione è ubicata in un terreno agricolo coltivato a seminativo di forma vagamente trapezoidale, di superficie pari a circa 4,5 ha, delimitato a nord dalla Stazione TERNA San Martino in Venti, a est dalla strada privata di accesso alla Stazione, a sud da via San Martino in Venti e a ovest da via Ca Torsani.

Per aspetti geologici l'area si trova in una zona di transizione tra i depositi alluvionali (AES8 – Subsistema di Ravenna), caratterizzati da limi argillosi e sabbiosi, e la formazione geologica Pliocenica delle Argille Azzurre (FAA) caratterizzata da argille marnose e siltose con rara presenza di livelli arenitici.

La stratificazione mostra inclinazione di circa 15° ed immersione verso SE determinando una giacitura a franappoggio-traverpoggio per i versanti presenti a nord ed ovest della centrale.

Si tratta di depositi compatti (resistenza all'avanzamento della punta del penetrometro -qc- generalmente superiori a 50 kg/cm²), con locale presenza di depositi di alterazione eluvio-colluviali meno consistenti che possono raggiungere spessori anche non trascurabili.

Le aree interessate dal progetto non mostrano fenomeni di dissesto attivi o quiescenti e non risultano a rischio di frana né inserite come area a rischio idraulico dal Pianto Stralcio di Assetto Idrogeomorfologico.

Il collegamento dell'impianto alla viabilità sarà garantito dalla strada di accesso alla vicina stazione di rete ed un nuovo tratto di viabilità dedicato alla stazione di transizione.

La nuova strada di accesso parte dallo slargo su via San Martino in Venti a fianco al cancello che dà accesso alla strada privata TERNA.

La nuova strada ha una lunghezza di circa 130 m e una sezione di 7 m, compreso le banchine laterali di un m; la strada supera un dislivello di circa 7 m, sino al cancello di ingresso della Stazione, con una pendenza del 5,5 %; la strada, data la morfologia del pendio, è realizzata a mezza costa con opere di scavo rinterro.

Il terreno in cui si realizza il piazzale è mediamente acclive con pendenze maggiori in direzione est ovest (circa il 14 %); tra via Ca Torsani e la strada privata TERNA, c'è un salto di quota di circa 15 m (altimetria compresa tra 65 e 48 m slm).

La Stazione di Transizione Aereo_Cavo in progetto, occupa la parte mediana del lotto con un piazzale principale di forma rettangolare di 100 x 54 m, con il lato maggiore disposto in direzione nord-nord-ovest.

L'area del piazzale occupa una superficie pari a 5.600 mq mentre l'area complessivamente occupata da strada, scarpate e aree di regimentazione delle acque impegna un'area complessiva di circa 10.700 mq.

Per assecondare l'andamento del declivio, il piazzale di stazione si dispone a quota media di 53 m slm, seguendo con il lato maggiore l'andamento delle curve di livello in senso perpendicolare alla massima pendenza, ed è leggermente inclinato rispetto all'andamento della strada privata di bordo, dalla quale il limite a sud dista circa 21 m e quello a nord 34 m; rispetto a via Ca Torsani la distanza minima è di 23 m calcolata dallo spigolo posto a nord ovest del piazzale.

Il raggiungimento della quota del piazzale è del piazzale si ottiene con una modellazione in scavo rinterro.

In senso trasversale, per regolare il salto di quota tra la parte a monte e quella a valle del piazzale, si rende necessario contenere il terreno a monte dello scavo con la realizzazione di un muro a scarpa di sostegno alto 3 m fuori terra m, raccordato in testa al pendio retrostante da scarpate in terra.

L'andamento morfologico del pendio non è costante e la pendenza è maggiore nella sezione trasversale della parte a sud del piazzale e minore nella parte a nord.

L'altezza del muro di sostegno rimane costante e varia in funzione della pendenza la scarpata a monte in termini di inclinazione; a monte delle scarpate è previsto un fosso di guardia per la regimentazione delle acque meteoriche e una gabbionata di contenimento; una gabbionata a due livelli è prevista anche per la parte a valle del piazzale, per contenere il terreno in rilevato.

A monte del muro di sostegno e dopo la sua realizzazione parte del terreno in scavo viene sostituito da materiale inerte per assicurare il drenaggio e evitare il diretto contatto con le parte in cemento armato; alla base del muro, dalla parte a monte, sarà posizionato un tubo drenante rivestito di geotessuto, che convoglierà le acque raccolte verso il recapito naturale costituito da un fosso esistente a nord del piazzale.

Il bilancio delle terre movimentate è maggiore per la parte in scavo rispetto ai rinterri; il terreno vegetale e gli esuberanti di materiale scavato, opportunamente vagliati e caratterizzati secondo quanto riferito nella relazione di terre e rocce da scavo, saranno parzialmente ricollocati nelle aree esterne al piazzale, per creare delle quinte morfologiche piantumate con una combinazione di arbusti e alberi di alto fusto, che assolveranno anche alla funzione di schermare visivamente le opere elettromeccaniche della stazione.

Il piazzale ha una fondazione di tipo stradale, con cassonetto di sottofondo in pietrame di grossa pezzatura, strato mediano di media pezzatura e strato di stabilizzato in misto di cava compattato e rullato; la piazzole in cui sono ubicati gli armamenti, i portali e il reattore sono finite con ghiaio e totalmente drenanti e permeabili.

Le strade carrabili perimetrali sono trattate superficialmente con asfalto ecologico drenante circondate perimetralmente da marciapiede in blocchetti autobloccanti posati a secco.

L'edificio principale ha dimensioni in pianta pari a 20x4,25 m e altezza pari a 3,40 m e all'interno saranno alloggiati le apparecchiature di comando e controllo telecomunicazioni e misure.

L'edificio potrà essere realizzato in opera o utilizzando box prefabbricati in CIs; in entrambi i casi l'edificio sarà appoggiato su una platea di fondazione con sovrastante vasca in CLS che consentirà l'ingresso cavi.

Il pavimento sarà realizzato di tipo flottante con area sottostante adibita al passaggio e distribuzione cavi.

Gli accessi e le griglie di aerazione saranno standardizzate secondo le norme ENEL/TERNA.

L'edificio misure è un box prefabbricato delle dimensioni in pianta (di dimensioni pari a 3,5x2,5 di altezza pari 3,4 m e ospita le apparecchiature di misura del carico in arrivo di energia prodotta dall'impianto.

Le piazzole per l'installazione delle apparecchiature saranno ricoperte con adeguato strato di ghiaia stabilizzato; tali finiture superficiali contribuiranno a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT.

Le fondazioni dei sostegni sbarre, delle apparecchiature e degli ingressi di linea in stazione sono realizzate in calcestruzzo armato gettato in opera; per le sbarre e per le apparecchiature, con l'esclusione degli interruttori, potranno essere realizzate anche fondazioni di tipo prefabbricato, con caratteristiche comunque uguali o superiori a quelle delle fondazioni gettate in opera.

Le caratteristiche delle fondazioni sono riportate nei disegni allegati; le coperture dei pozzetti e dei cunicoli facenti parte delle suddette fondazioni, saranno in PRFV con resistenza di 2000 daN.

I cunicoli per cavetteria saranno realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, oppure prefabbricati; le coperture in PRFV saranno carrabili con resistenza di 5000 dN.

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

Il progetto illuminotecnico prevede di preservare la prevalente condizione di buio che caratterizza l'area circostante collinare in cui ricade l'opera, che come detto è attigua alla Stazione TERNA esistente.

Nelle normali condizioni di esercizio, il progetto prevede di illuminare, con proiettori ad accensione crepuscolare di limitata potenza (max 150 W), schermati e a diffusione concentrata, esclusivamente gli accessi alle aree di Stazione e dello Stallo 380 kV, le porte di ingresso degli edifici misure e controllo; saranno evidenziati con luci segna passi i percorsi pedonali e carrabili.

Tutte le apparecchiature utilizzate avranno parabole schermate e diffusori a fascio concentrato, per limitare la diffusione luminosa ed evitare totalmente fenomeni di abbagliamento.

Esclusivamente nel caso di esigenze di manutenzione o di intervento notturno sugli impianti, sarà possibile avere l'illuminazione sufficiente attraverso l'accensione, dall'edificio quadri e controllo o in remoto, di Multi Proiettori da 150 W (con luce fredda, orientabili, con alette e schermature antiabbagliamento) orientati sugli ambiti operativi (reattore, sbarre, sostegni, cunicoli); i corpi illuminanti saranno installati su palo, schermati e orientati verso il basso ben al di sotto della linea di orizzonte.

L'impianto di illuminazione utilizza tecnologia LED di basso consumo, ed una sensoristica che permette di ottimizzarne l'impiego.

Il sistema di recinzione, conforme alla norma CEI 99-2, è composto da setti in c.a e da pannellature di orso-grill di altezza pari a 2 m, ancorate su cordolo alto 0,50 m; il lato sud è ruotato e consente di realizzare uno slargo di accesso e un piccolo parcheggio interno.

I muri di sostegno disposti sul lato lungo a Ovest del piazzale, girano con la medesima altezza sino a metà del lato corto a nord e per tutto il lato corto a sud, fungendo anche da recinzione; le recinzioni in orso-grill sono disposte sui i lati lunghi del piazzale e sino alla metà del lato nord; i tratti di recinzione a ovest, sono ancorati direttamente sulla testa dei muri di sostegno, mentre sugli altri lati sono ancorati su un cordolo o muretti in c.a. per raggiungere l'altezza prescritta di 2,5 m.

E' previsto un cancello carrabile largo m 7,00; l'ingresso sarà inserito fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato.

Tutti particolari costruttivi sono riportati negli allegati grafici del progetto definitivo (§ elaborati OWFRMN_V2-SC4-11-1_D-STAZIONE-E-STALLO-380kV e seguenti).



Figura 5.44 – Stazione Utente di Transizione Aereo_Cavo e sistemazioni esterne con quinte morfologiche alberate

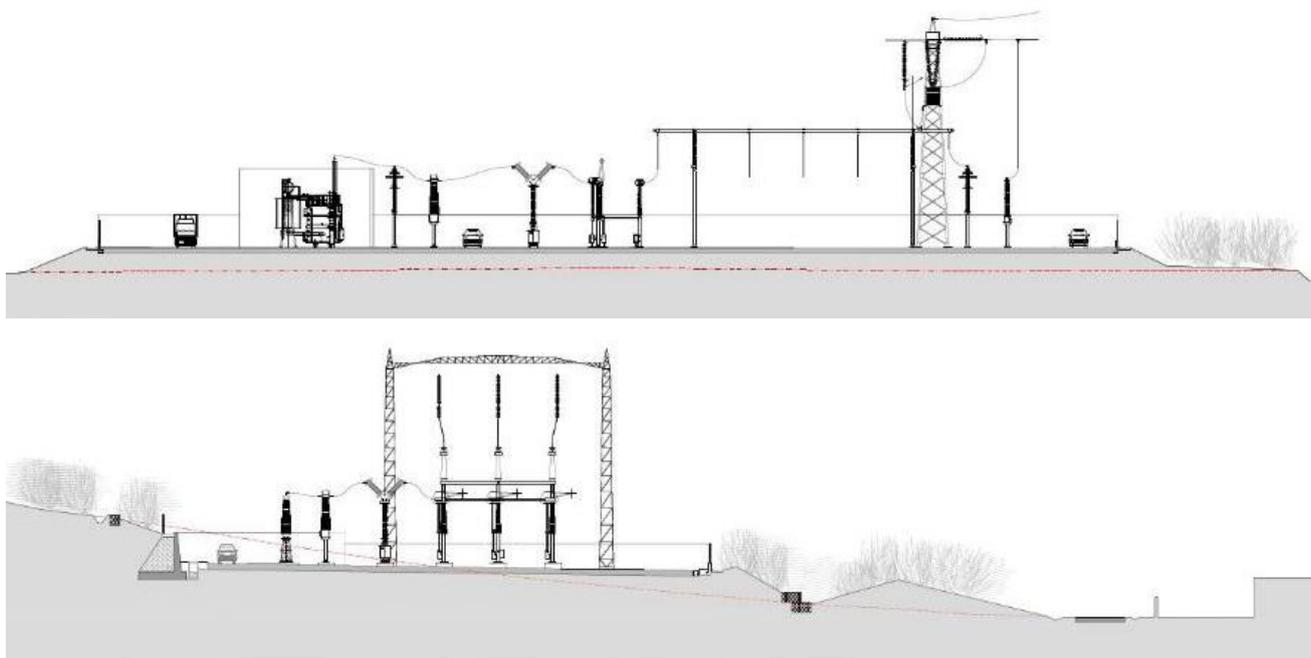


Figura 5.45 – Sezioni longitudinale (in alto) e trasversale della Stazione Utente, con quinte morfologiche di schermo

5.10.2 ELETTRODOTTO AEREO 380 KV DI COLLEGAMENTO CON LA SE TERNA

La linea aerea a 380 kV, di lunghezza pari a 350 m, parte dal portale installato nelle Stazione di Transizione Aereo-Cavo, attraversa il terreno agricolo in cui ricade la stazione stessa, per poi allinearsi alla recinzione nord della Stazione TERNA fino a giungere all'area dedicata alla realizzazione dell'ampliamento che ospita lo Stallo di connessione alla RTN.

La linea elettrica aerea AT 380 kV è costituita da una palificazione a semplice terna armata con tre fasi ciascuna composta da un fascio di 2 (binato) conduttori di energia e una corda di guardia e da n.4 sostegni di seguito elencati:

- N.1 Portale tipo h=21 ubicato all'interno della stazione elettrica utente di transizione aereo-cavo;
- N.2 Sostegni (P1) tipo CA27 e (P2) EA27;
- N.1 Portale tipo h=21 ubicato all'interno dello Stallo 380 kV ubicato nella parte in ampliamento della stazione elettrica 150/380 kV "San Martino in Venti".

I sostegni, data la brevità della linea, saranno installati ad una distanza di circa 150-200 m.

I sostegni saranno del tipo a delta rovesciato (E) a semplice terna o tronco-piramidali con mensole a bandiera (EP), di varie altezze secondo le caratteristiche altimetriche del terreno, in angolari di acciaio ad elementi zincati a caldo e bullonati; gli angolari di acciaio sono raggruppati in elementi strutturali.

Il calcolo delle sollecitazioni meccaniche ed il dimensionamento delle membrature è stato eseguito conformemente a quanto disposto dal D.M. 21/03/1988 e le verifiche sono state effettuate per l'impiego sia in zona "A" che in zona "B".

La linea elettrica aerea attraversa le seguenti opere:

- Diverse linee elettriche in media tensione aeree entranti nella cabina primaria adiacente alla SE 150/380 kV "San Martino in Venti";
- Un fosso naturale per la regimentazione delle acque meteoriche;
- La strada di accesso alla cabina primaria adiacente;
- Una linea di telecomunicazioni aerea;
- Un piccolo canale di regimentazione delle acque meteoriche;

Le caratteristiche elettriche dell'elettrodotto sono le seguenti:

Frequenza nominale	50 Hz
Tensione nominale	380 kV
Corrente nominale	1500 A
Potenza nominale	1000 MVA

Nelle campate, ciascuna fase sarà costituita da un fascio di 2 conduttori collegati fra loro da distanziatori (fascio binato) e ciascun conduttore di energia sarà costituito da una corda di alluminio-acciaio della sezione complessiva di 585,3 mmq composta da n. 19 fili di acciaio del diametro 2,10 mm e da n. 54 fili di alluminio del diametro di 3,50 mm, con un diametro complessivo di 31,50 mm.

Il carico di rottura teorico di tale conduttore sarà di 16852 daN.

I conduttori avranno un'altezza da terra non inferiore a metri 11,50, arrotondamento per eccesso di quella minima prevista dall'art. 2.1.05 del D.M. 16/01/1991.

L'elettrodotto sarà inoltre equipaggiato con due corde di guardia destinate, oltre che a proteggere l'elettrodotto stesso dalle scariche atmosferiche, a migliorare la messa a terra dei sostegni; ciascuna corda di guardia, in acciaio zincato del diametro di 11,50 mm e sezione di 78,94 mmq, sarà costituita da n. 19 fili del diametro di 2,30 mm (tavola LC 23); il carico di rottura teorico della corda di guardia sarà di 10645 daN.

I conduttori e le funi di guardia in acciaio sono rispondenti alle norme CEI 7-2; le funi di guardia in acciaio rivestito di alluminio sono rispondenti alle norme CEI 7- 11.

5.10.3 STALLO 380 KV DI COLLEGAMENTO ALLA RTN



Figura 5.46 – Area di ampliamento della Stazione TERNA, per il posizionamento dello Stallo 380 kV



Figura 5.47 – Area di ampliamento della Stazione TERNA, vista da via Ca' Torsani

Lo Stallo 380 kV costituisce la parte conclusiva dell'impianto di rete e fa da interfaccia con la Stazione TERNA per il collegamento della centrale eolica offshore alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Per il posizionamento dello stallo 380 kV dedicato, TERNA ha richiesto un ampliamento del lato nord ovest della Stazione TERNA esistente; l'area richiesta da TERNA in ampliamento della propria Stazione è esuberante in termini di dimensioni rispetto alle strette esigenze di collegamento del progetto, per ottimizzare l'andamento e il tracciato di alcune linee entranti e poter ospitare in futuro altri stalli di connessione.

Per la realizzazione dell'ampliamento della sezione a 380 kV della stazione elettrica di "San Martino in Venti" e dello Stallo di arrivo a 380 kV è necessario, come indicato dal gestore della rete TERNA, l'interramento dell'ultima campata della linea elettrica aerea a 132 kV "San Martino-Gambettola" in ingresso alla stazione elettrica 380 kV di "San Martino in Venti".

Nell'area di ampliamento saranno realizzati il prolungamento del doppio sistema di sbarre a 380 kV esistente e l'interramento mediante posa di una terna cavi AT dell'ultima campata della linea elettrica aerea a 132 kV "San Martino-Gambettola" in ingresso alla stazione elettrica 380 kV di "San Martino in Venti".

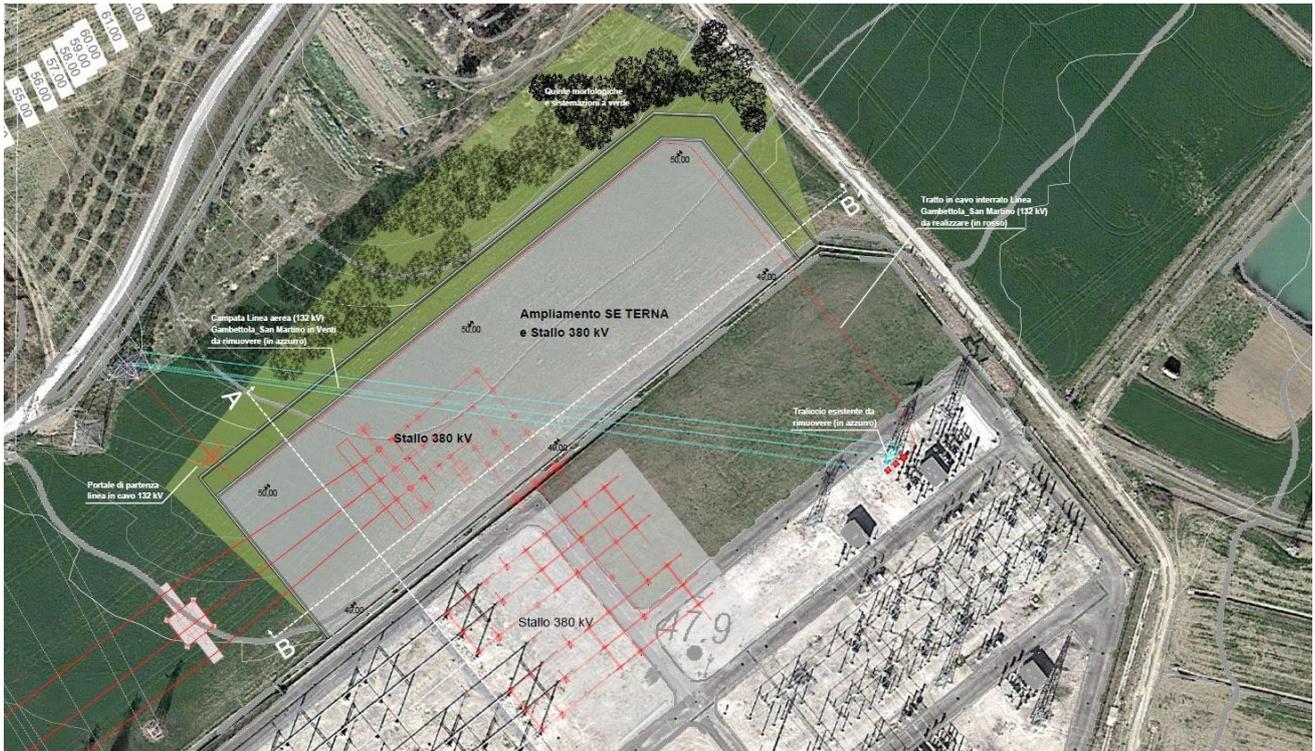


Figura 5.48 – Particolare dell’area Stallo 380 kV; in blu, il tratto di linea San Martino_Gambettola esistente e da interrare

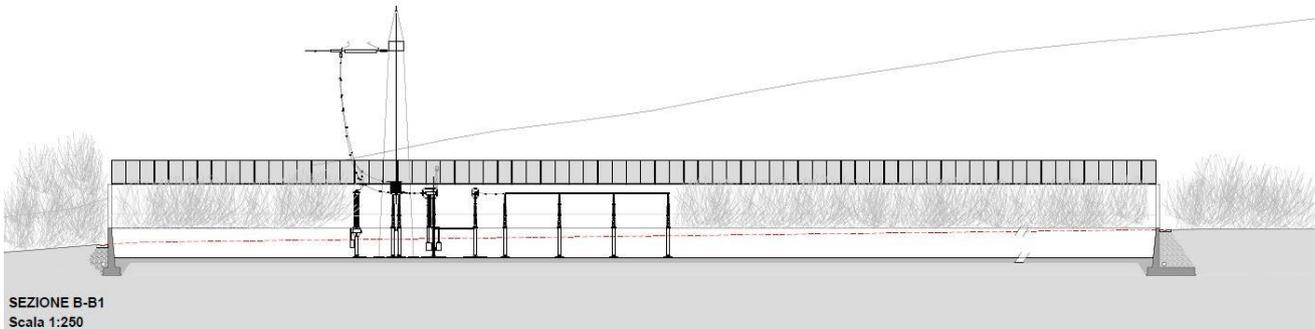
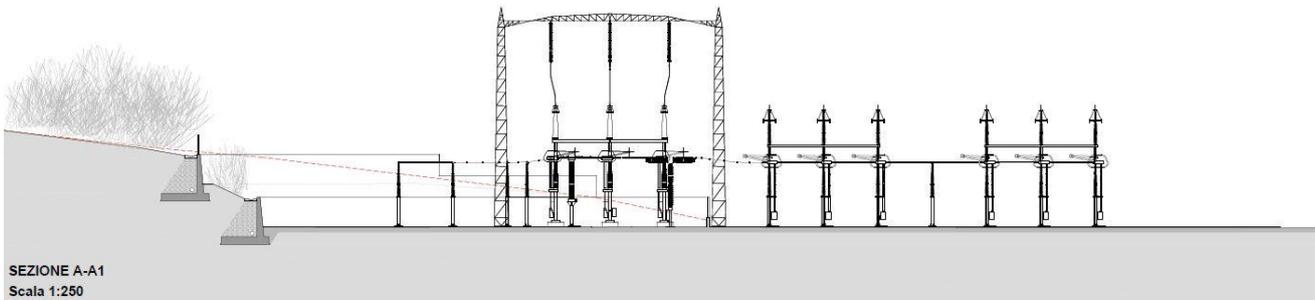


Figura 5.49 – Sezione Trasversale (in alto) e longitudinale della area dello Stallo 380 kV e apparecchiature

L’ampliamento è realizzato livellando a quota del piazzale TERNA (49 m slm) una porzione di terreno posta un pendio mediamente acclive (14% di pendenza); si rende pertanto necessario contenere il terreno a monte

dello scavo con un sistema a gradoni che prevede la realizzazione di due muri a scarpa di sostegno distanti 5 m, posti a quote differenti e raccordati da scarpate in terra.

L'andamento morfologico del pendio non è costante e discende nella parte a sud ovest verso la stazione di Transizione Aereo_Cavo; nella parte centrale dell'area di ampliamento c'è la massima altezza delle quote da raccordare, pari a circa 8 m; nella condizione più gravosa, la sezione complessiva necessaria per il contenimento a gradoni è pari a 14 m in pianta.

In funzione della differenza altimetrica del pendio, la distanza dei due muri di contenimento rimane costante così come l'altezza del muro che limita il piazzale; il muro più a monte avrà un'altezza via via più bassa verso sud ovest sino a che la differenza di quote da raccordare viene compensata esclusivamente dalle scarpate in terra; sul perimetro dei lati corti posti a nord est e sud ovest, il muro di sostegno che limita il piazzale fungerà da recinzione, data la pendenza del terreno che digrada sino alla quota del piazzale.

Il piazzale è di forma rettangolare di 130 x 41 m, di superficie pari a 5,330 mq; la superficie di massima occupazione è pari a circa 6500 mq, considerando muri di sostegno a gradoni, scarpate, recinzioni e opere accessorie.

Lo stallo AT 380 kV sarà costituito dalle seguenti apparecchiature AT:

N.1 Portale tipo h=21 m;

- N.1 interruttore;
- N.1 Sezionatore orizzontale con lame di terra;
- N.2 Sezionatore verticale;
- N.3 TA ad alta affidabilità incrementata;
- N.3 TVC;
- N.2 Bobina di sbarramento onda convogliata (BOC).

Per quanto riguarda l'interramento dell'ultima campata della linea elettrica aerea a 132 kV "San Martino-Gambettola" in ingresso alla stazione elettrica 380 kV di "San Martino in Venti", sarà eliminato l'ultimo tratto della Linea Aerea entrante e il relativo portale; il collegamento attuale della linea sarà pertanto sostituito da un elettrodotto interrato lungo circa 230 m interno alla nuova recinzione dell'ampliamento previsto nella stazione elettrica di "San Martino in Venti".

L'elettrodotto in cavo interrato è composto da una terna cavi a 150 kV di sezione pari a 1600 mm² con conduttore in alluminio ed isolante estruso.

La linea aerea esistente verrà attestata e ritesata su un nuovo palo gatto da realizzare a margine dell'ampliamento della stazione e da qui il collegamento elettrico procederà attraverso il nuovo tratto in cavo interrato fino allo stallo predisposto da Terna, come sopra descritto.

Le caratteristiche e le modalità di realizzazione del piazzale, delle strutture, dei sostegni e armamenti sono del tutto analoghe a quelle da realizzare nella Stazione di Transizione Aereo_Cavo.

Per gli approfondimenti sulle caratteristiche elettriche degli elettrodotti, dei componenti e delle apparecchiature e sulle opere civili previste, si rimanda all'elaborato OWFRMN_V2-SC2-02-1_R-OPERE-ELETTRICHE _ Opere elettriche marine e terrestri di connessione alla RTN.

6 DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI FASI DI CANTIERE A MARE E A TERRA

Il capitolo è incentrato sull'articolazione operativa delle fasi di cantiere, di esercizio e dismissione, e fornisce indicazioni utili per la definizione dei potenziali fattori di impatto e le pressioni generate dalle opere.

6.1 INDIVIDUAZIONE DELL'AREA DI STOCCAGGIO A TERRA

Ad eccezione dei cavi che andranno caricati con i mezzi di installazione direttamente nello stabilimento di fabbricazione, si considera che i vari componenti (turbine, torre, monopali e pezzi di transizione) vengano fabbricati altrove e poi trasportati e stoccati in area adeguata. Di conseguenza i mezzi di installazione andranno direttamente nell'area di stoccaggio per prelevare i componenti e installarli a mare minimizzando gli stand-by.

Quindi per le attività a mare verrà predisposta un'area di stoccaggio a terra, in corrispondenza di un'area portuale adeguatamente attrezzata per attività di carico/scarico merci. Per la valutazione è stato considerato il porto industriale di Ravenna.

Tale area dovrà avere caratteristiche di spazio, profondità fondali, utilizzo di gru e carriponte, al fine di garantire lo scarico delle singole parti, l'assemblaggio di assiemi, secondo il cronoprogramma previsto.

In attesa di dati definitivi da parte dei fornitori delle pale, tali macchinari dovranno essere aditi al sollevamento e alla movimentazione di almeno 1500 ton (statico senza amplificazione dinamica).

Sulla base di tali considerazioni, dovrà essere valutata la possibilità di affittare e installare delle gru adeguate per mobilitare i vari componenti dell'aerogeneratore.

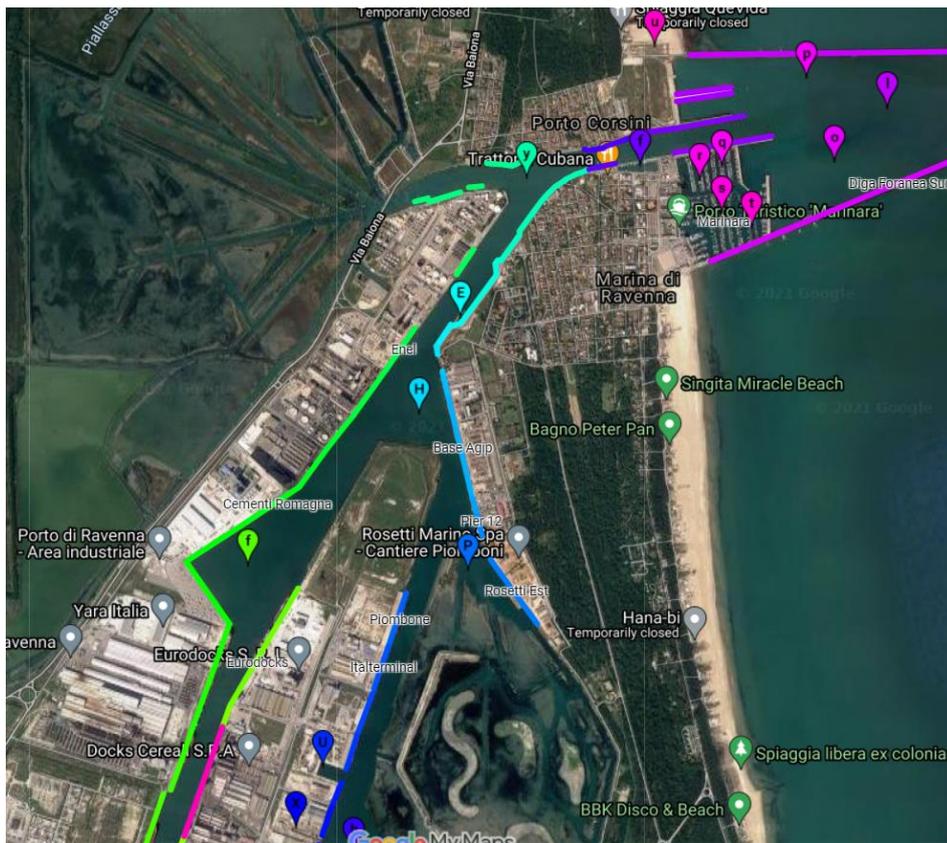


Figura 6.1 _ Possibile area adibita a deposito merci, area Piombone (Porto di Ravenna)

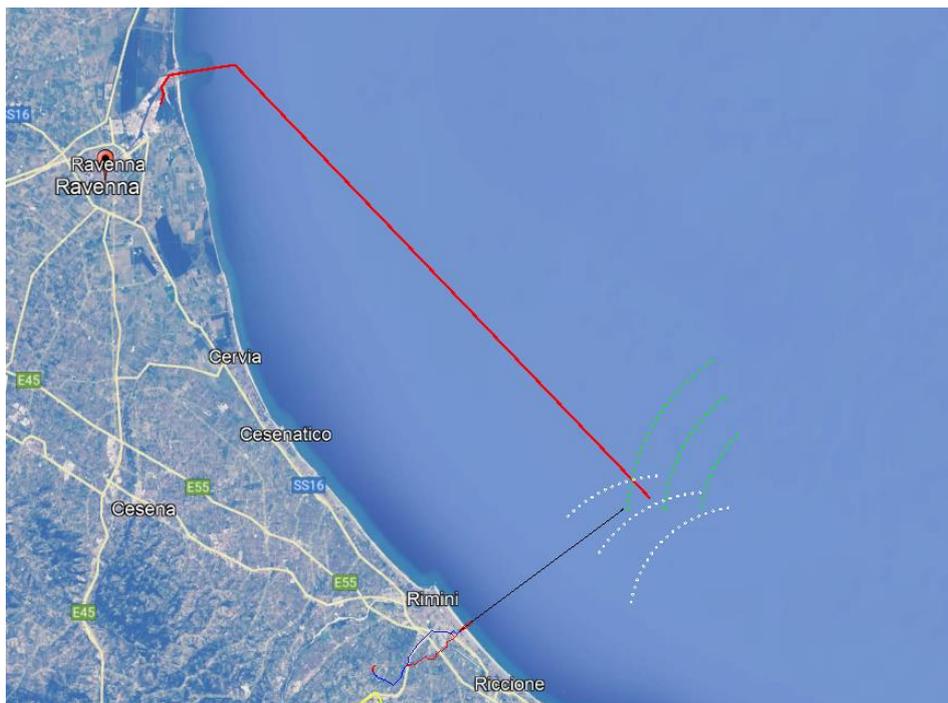


Figura 6.2 _ Tragitto mezzi per andare nel campo eolico (circa 63 km)

La superficie di tale area dovrà essere di almeno 100.000 m², in grado da garantire lo stoccaggio dei monopali, dei pezzi di transizione, della torre, delle navicelle e delle pale.

Di seguito si riporta un esempio di organizzazione dell'area di stoccaggio merci, prendendo come riferimento le dimensioni della banchina del Canale Piombone, facente parte del porto industriale di Ravenna.

Considerazioni più dettagliate andranno demandate una volta confermati gli installatori e i vari fornitori nonché confermata dalla Capitaneria di Porto di Ravenna l'accessibilità e l'idoneità all'area.

Le turbine eoliche verranno installate in mare con la seguente sequenza:

- Preparazione del fondo marino nel punto previsto per l'installazione;
- Trasporto delle componenti del monopalo;
- Affondamento per battitura del monopalo nel fondale marino;
- installazione dell'elemento di transizione fondazione;
- Installazione della torre;
- Installazione della navicella;
- Installazione delle pale.

Ciò permette di stoccare nell'area a terra di volta in volta componenti differenti e di ottimizzare l'area di magazzino alle caratteristiche del pezzo.



Figura 6.3 _ Ipotesi di stoccaggio di monopali (stimata con la lunghezza massima pari a 96m)



Figura 6.4 _ Ipotesi di stoccaggio di giunti di transizione



Figura 6.5 _ Ipotesi di stoccaggio di navicella



Figura 6.6 _ Ipotesi di stoccaggio della torre



Figura 6.7 _ Ipotesi di stoccaggio della pale

In base alle ipotesi e all'ottimizzazione dell'area di cantiere a terra, rappresentata dalle figure soprastanti, si evince che sia possibile stoccare a terra:

- 30 monopali;
- 51 (tutti) i giunti di transizione;
- 51 (tutti) le navicelle;
- 36 torri
- 59 pale.

Dall'organizzazione dell'area di stoccaggio proposta si evince che la fornitura e lo stoccaggio dei monopali, delle torri e delle pale dovrà essere fasata al fine di non eccedere la capienza dell'area proposta, ma soprattutto di evitare stand by dei mezzi di installazione. Relativamente alle pale si può valutare l'ottimizzazione dello stoccaggio in rack tramite strutture apposite.

6.2 TRASPORTO DELLE COMPONENTI DALL'AREA DI STOCCAGGIO AL SITO

L'installazione prevede l'utilizzo di una nave (vessel) che stazionerà nell'area marina del sito, mentre una seconda nave trasporterà le componenti dall'area di stoccaggio a terra fino al sito stesso.

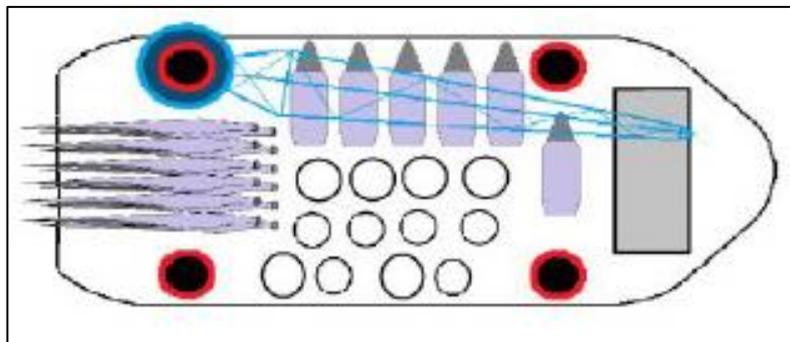


Figura 6.8 _ Esempio di stoccaggio componenti turbina eolica su nave.

Considerando una velocità di crociera della nave in mare aperto 12 nodi (22km/h). Con queste assunzioni, il tempo stimato per il trasporto delle componenti (viaggio di sola andata) è di circa 3h, a cui vanno aggiunti i tempi necessari per effettuare in sequenza le operazioni seguenti:

Di seguito si riportano i tempi medi stimati per l'installazione degli aerogeneratori:

- Installazione Monopali: 1.25/giorno
- Installazione giunti transizione: 1.25/giorno
- Torre, nacella e pale: 0.3/giorno.

E' da sottolineare infine che tali considerazioni andranno verificate con gli armatori delle navi scelte.

6.3 INSTALLAZIONE DELLE FONDAZIONI DEGLI AEROGENERATORI

Nelle fasi preliminari sarà posizionato, nell'area in cui è prevista la costruzione del parco eolico, un pontone (jack-up barge), costituito da una piattaforma a sollevamento idraulico su cui sono installate una o due gru per l'elevazione.

La piattaforma è saldamente poggiata al fondale marino tramite quattro o sei colonne di sostegno. Innalzandosi sopra la superficie dell'acqua, fornisce una piattaforma di lavoro. Tramite questa struttura saranno erette tutte le unità.

Prima dell'arrivo in situ di ciascuna fondazione, verrà predisposto il fondale: se necessario si procederà alla "pulizia" del fondale mediante asportazione di eventuali detriti.

Le strutture di fondazione, previste in acciaio, saranno interamente assemblate dalla ditta costruttrice e da essa periodicamente trasportate via mare, tramite chiatte, dall'officina di produzione all'area di stoccaggio a terra individuata in prossimità del porto prescelto come base per le operazioni di cantiere offshore.

Dall'area di stoccaggio verranno successivamente trasportate in situ mediante chiatte (vedi figura seguente), ove, ad opera di un pontone galleggiante dotato di gru, verranno sollevate e infisse nel terreno.

Il corretto posizionamento avviene attraverso il simultaneo impiego della gru di cui è equipaggiato il pontone e del martello idraulico in dotazione al jack-up barge.

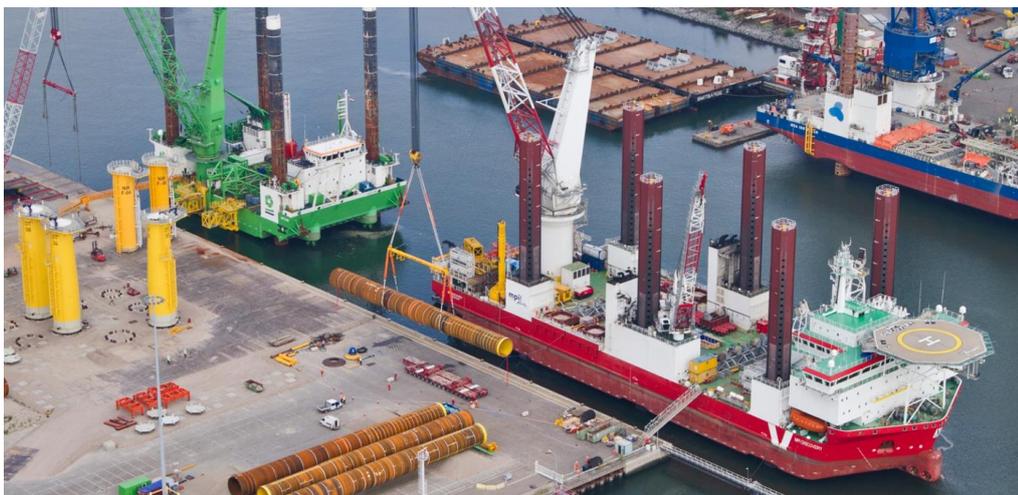


Figura 6.9 _ Esempi di movimentazione, sollevamento di monopali per offshore

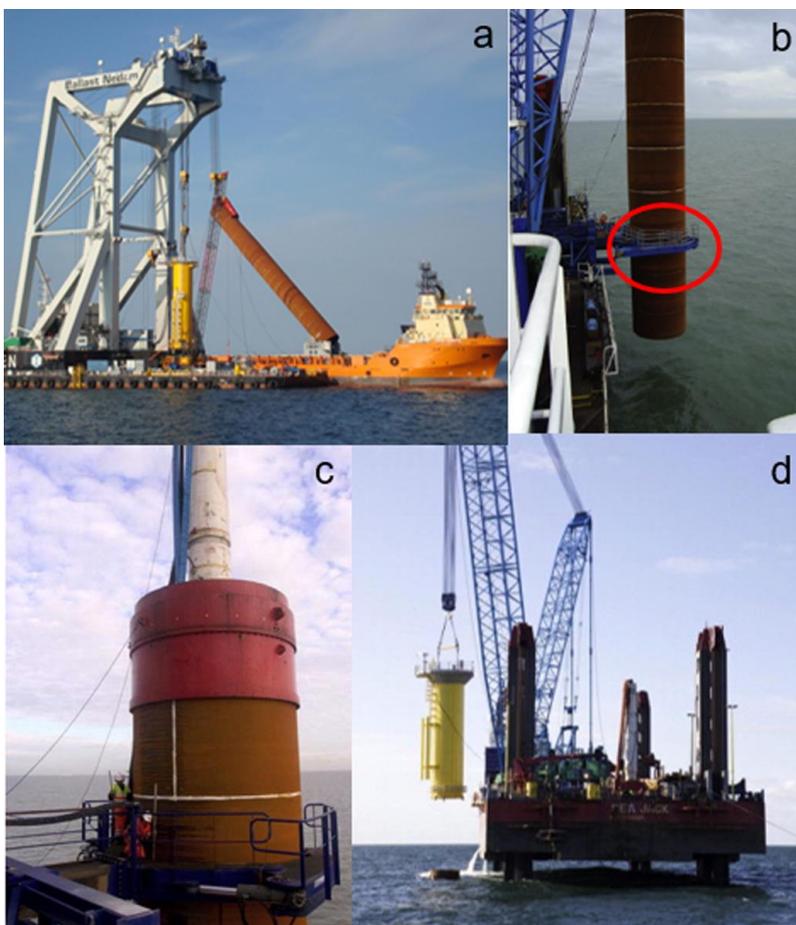


Figura 6.10 _ Esempio di installazione di un monopalo offshore e del tronchetto di transizione (Fonte: Seaway Heavy Lifting)

Dai calcoli si evince che, con il martello scelto (5500 kJ) e date le condizioni geotecniche, è possibile infiggere il palo in meno di 3 ore e lo stress indotto rientra nei limiti di accettabilità.

Si procederà in ultimo all'inserimento degli elementi di transizione fondazione/torre, trasportati in situ tramite chiatte e sollevate dalla gru in dotazione al jack-up barge.

La funzione del giunto di transizione è quella di livellare le imprecisioni orizzontali che possono verificarsi a seguito dell'installazione della fondazione. I pezzi di transizione attraversano la maggior parte della colonna d'acqua ma non poggiano sul fondo del mare. Per le fondazioni monopalo, lo spazio tra il palo e il pezzo di transizione è normalmente riempito con boiaccia cementizia.

Infine verrà depositato, tramite specifico mezzo di installazione equipaggiato di condotta di eiezione, la ghiaia necessaria a proteggere il monopalo dalle azioni erosive dell'onda e della corrente (scouring).



Figura 6.11 _ Esempio di installazione di un giunto di transizione per fondazione a monopalo

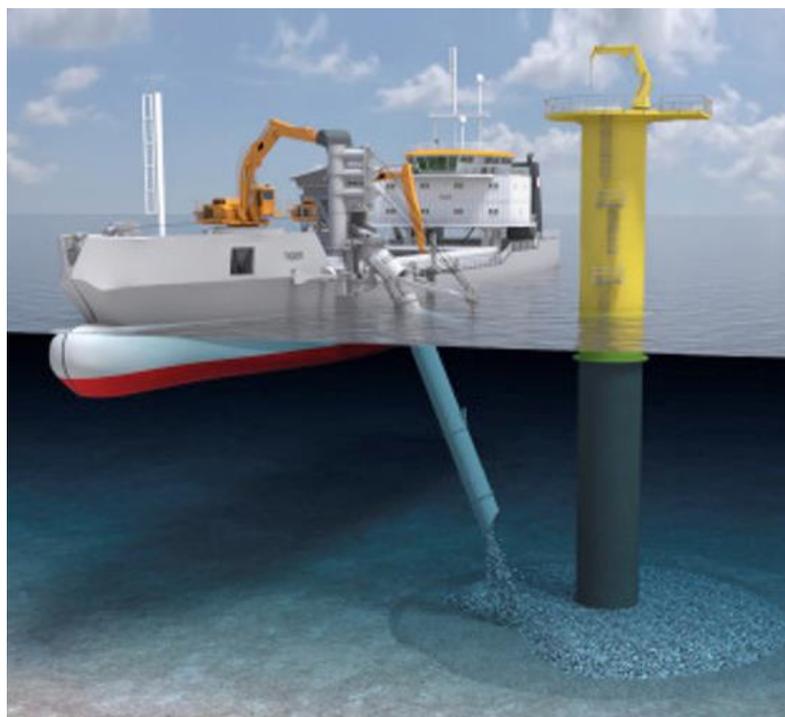


Figura 6.12 _ Esempio di installazione di protezione da scouring del monopalo

6.4 FASI DI ASSEMBLAGGIO AEROGENERATORE

Concordemente alla letteratura e analizzando altri progetti simili, sono possibili due tipologie di assemblaggio degli aerogeneratori:

- Assemblaggio da effettuare nell'area di stoccaggio a terra: le pale vengono unite al rotore, poi l'assieme viene trasportato da una chiatta e unito in mare alla navicella, già montata sulla torre.

E' una modalità che permette di minimizzare il tempo di impiego della nave per l'installazione, tuttavia richiede grossi spazi di cantiere a terra e dei canali di navigazione fino all'uscita del porto molto larghi, in quanto l'ingombro laterale della chiatta è pari alla larghezza del rotore assemblato e ciò potrebbe comportare limitazioni al traffico marittimo del porto in questione.

- Assemblaggio da effettuare completamente a mare: rotore e pale vengono singolarmente assemblati a mare direttamente sulla navicella.

Con questa modalità si massimizzano le capacità di stoccaggio e movimentazione merci sia all'interno dell'area presa in gestione sulla banchina, sia il trasporto delle componenti fino al luogo di assemblaggio. Di contro si allungano i tempi di assemblaggio in mare, tempi che, con le moderne tecniche e navi possono essere ridotti e ottimizzati.



Figura 6.13 _ Esempio di trasporto ed installazione componenti aerogeneratori (progetto Gemini, Van Oord)

Viste le premesse tecniche sopra riportate, l'installazione degli aerogeneratori seguirà le seguenti fase:

- Trasporto e installazione della torre, della navicella e delle pale;
- Assemblaggio della navicella sull'elemento di transizione;
- Assemblaggio del rotore e montaggio delle pale.

6.5 INSTALLAZIONE DEGLI AEROGENERATORI

I componenti degli aerogeneratori verranno inizialmente trasportati smontati dalla fabbrica della casa costruttrice alla base di stoccaggio a terra. Da qui una volta completata l'installazione delle relative fondazioni, i successivi pezzi verranno caricati su chiatte e trasportati in situ per l'assemblaggio, ad opera della jack-up barge prescelta per le fasi di cantiere a mare.

La gru per sollevamenti pesanti di cui è dotato il pontone (heavy lift vessel) prescelto per le operazioni a mare provvederà all'assemblaggio dei tronconi di cui è composta la torre e successivamente all'installazione della navicella (vedi figura seguente).



Figura 6.14 _ Pontone durante l'assemblaggio di una navicella

Il rotore, sul quale saranno montate le pale, sarà assemblato a terra e trasportato in situ su apposita chiatta (come illustrato in figura) o sulla medesima chiatta utilizzata per le altre componenti dell'aerogeneratore (torre e navicella).



Figura 6.15 _ Trasporto pale tramite chiatta; a destra, con rotore pre assemblato (Fonte: Breakbulk Project Cargo)

Tramite l'ausilio di gru per il sollevamento e l'allineamento, il rotore verrà infine montato sulla navicella.



Figura 6.16 _ Installazione pale del rotore su Aerogeneratore

6.6 PRINCIPALI FASI DELL'INSTALLAZIONE DELLA SOTTOSTAZIONE ELETTRICA (SET)

La stazione elettrica di trasformazione (SET) è una struttura offshore costituita da un jacket convenzionale di 4 gambe controventate e un topside che conterrà l'equipaggiamento elettrico di trasformazione 66/380 kV, le reattanze e tutti gli annessi necessari al funzionamento.

Il jacket, che ha funzione strutturale di sostenere il topside e i j-tube per i cavi, verrà realizzato in cantiere a terra per essere poi trasportato tramite pontone e installato da navi attrezzate per sollevamento pesante HLV (heavy lifting vessels) nella posizione finale.

Prima dell'installazione del jacket, viene eseguita, se necessario, la pulizia o rimozione oggetti dal del fondale per garantire la corretta installazione e successivo livellamento.

Il jacket sarà trasportato al sito di cantiere tramite una chiatte da carico (su cui sarà disposto verticalmente o orizzontalmente), che sarà ormeggiata affiancata alla nave di sollevamento HLV (heavy lift vessel).

L'HLV solleverà quindi il jacket per poi posizionarlo nel fondale una volta smobilitata la chiatte di supporto.



Figura 6.17 _ Trasporto del Jacket nel campo con chiatta



Figura 6.18 _ Installazione: Jacket lifting and lowering

Una volta posato sul fondale, il jacket sarà sostenuto temporaneamente dai 4 mudmat posizionati ai piedi delle gambe, all'interno delle quali verranno battuti i pali di fondazione.

I pali di fondazione sono consegnati alla nave installazione HLV tramite chiatta da carico. La chiatta da carico è ormeggiata lungo l'HLV e le quattro pile vengono sollevate ciascuna e trasferite sul ponte dell'HLV. La chiatta da carico viene quindi disancorata e parte. Le operazioni di palificazione saranno condotte da una sola nave di palificazione.

Ciascuno dei quattro pali viene quindi sollevato, capovolto e abbassato pronto per l'operazione di battitura. Ogni palo viene tipicamente battuto fino alla penetrazione nominale o fino al rifiuto (a seconda di quale evento si verifica per prima), prima che il palo successivo venga sollevato.

Dai risultati dei calcoli sui tempi di battitura si evince che, con il martello scelto (5500 kJ) e considerando le caratteristiche geotecniche sopra riportate, sia possibile infiggere il palo in meno di 3 ore e lo stress del palo è accettabile.

Una volta che tutti e quattro i pali sono stati portati alla profondità di penetrazione finale, viene eseguita la metrologia del palo (le misurazioni per determinare la posizione e la profondità del palo sono soddisfacenti).

Dopodiché il collegamento tra pali e jacket viene reso permanente tramite l'immissione di malta cementizia ad alta resistenza nelle gambe della piattaforma.

La malta verrà miscelata utilizzando acqua dolce a bordo della nave di installazione e conservata in silos per malta pronti per l'uso. La malta viene pompata utilizzando un sistema ad alta pressione attraverso tubi flessibili di mandata della malta ad alta pressione collegati a connettori sulla struttura del jacket e nel giunto tra la lo stesso e il palo di fondazione. La malta polimerizza e indurisce in un periodo di circa 8 ore.

Se necessario verrà posizionata la ghiaia sulle gambe per evitare fenomeni di scouring.

La parte superiore (topside) della Stazione Elettrica, che include trasformatori, reattanze e quadri, sarà assemblata come un'unica unità prima di essere sollevata su una chiatte e trasportata al sito di impianto; ciò garantirà che il sollevamento del modulo sul pezzo di transizione del Jacket richiederà un tempo minimo. Ove possibile, tutte le manovre per le operazioni di sollevamento saranno predisposte prima della spedizione del modulo offshore.

Il sollevamento inizierà utilizzando una nave per carichi pesanti e la parte superiore verrà abbassata sul jacket; si prevede che il topside verrà collegato al jacket tramite connessione saldata; installato il Topside, i cavi elettrici verranno tirati dentro i J-tube tramite verricello collegato con un maniglione sulla testa di tiro del cavo.

Successivamente verranno completate le connessioni con le apparecchiature elettriche all'interno della SET.



Figura 6.19 _ Installazione Topside

6.7 POSA DEI CAVI MARINI

6.7.1 LAVORI DI PREINSTALLAZIONE

Prima di essere varati, i percorsi dei cavi preferiti vanno verificati tramite un'indagine geofisica pre-costruzione per individuare eventuali ostacoli che potrebbero ostacolare la posa dei cavi (ad esempio rocce, relitti, oggetti metallici, ordigni inesplosi).

Se viene individuata un'ostruzione, questa verrà valutata e verrà stabilita una strategia appropriata per rimuovere o evitare l'ostruzione.

In genere, per eliminare l'ostruzione, viene condotta un'indagine ROV (Remote Operated Vehicle). Laddove si sospetta che l'ostacolo sia un'ordinanza inesplosa (UXO), verrebbe impiegata una mitigazione specialistica per evitare o rendere sicura l'ostruzione.

6.7.2 METODI DI INSTALLAZIONE DEL CAVO

Per le attività di posa dei cavi di interconnessione tra aerogeneratori (66 kV) e stazione elettrica su piattaforma marina e dell'elettrodotto marino (380 kV), si prevede di utilizzare una nave posacavi di adeguate dimensioni opportunamente attrezzata.

La nave sarà dotata di tutte le attrezzature necessarie alla movimentazione ed al controllo dei cavi sia durante le fasi di imbarco del cavo che durante la posa. Le operazioni verranno eseguite in stretta collaborazione con le autorità portuali al fine di coordinare i lavori nelle zone soggette a circolazione di natanti.

Come criterio generale, i cavi saranno interrati come forma di protezione da traffico marino e da pesca; ove sono necessari attraversamenti sottomarini di condotte esistenti, va garantito lo stesso livello di protezione dell'interramento.

Sono disponibili diversi metodi per l'installazione dei cavi sottomarini:

- Posa e interrimento simultanei mediante aratro (plough);
- Post deposizione e seppellimento mediante idrogetto (jetting);
- Posa e interrimento simultaneo/post con frese meccaniche.

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

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

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

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

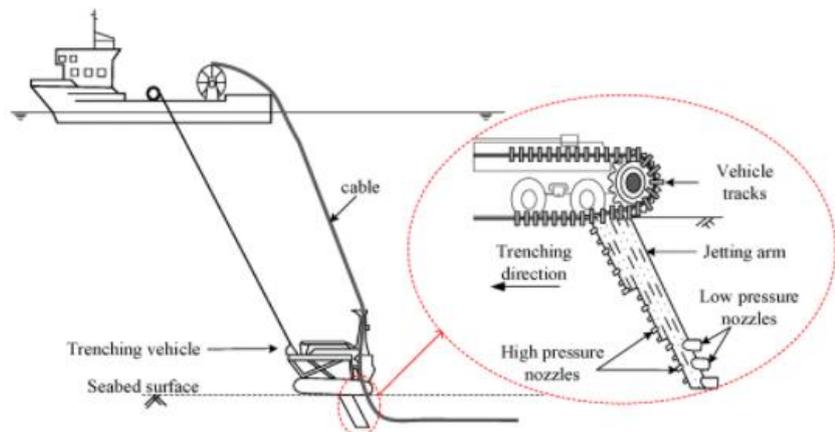


Figura 6.20 _ Esempio di post trenching jetting macchine (DEEPOCEAN)

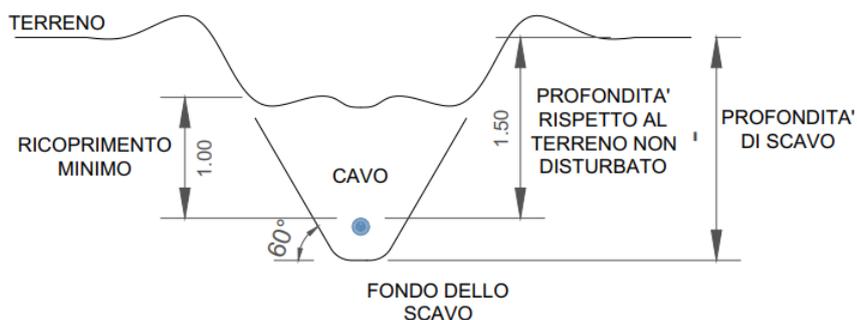


Figura 6.21 _ Sezione di scavo offshore tramite post trenching

In prossimità dell'approdo, i cavi verranno inseriti in opportuna tubazione sotterranea, posata mediante perforazione teleguidata (Horizontal Directional Drilling).

6.8 REALIZZAZIONE DELL'APPRODO DELL'ELETTRODOTTO MARINO CON TECNOLOGIA HDD

L'installazione dell'elettrodotto con la metodologia convenzionale della trincea aperta implica uno scavo di una trincea e il rinterro con il materiale di scavo provocando un inevitabile disturbo alle aree e ai suoli attraversati.

Questa metodologia implica la necessità di ripristinare e ripristinare la condizione originale la zona attraversata.

Quando l'installazione della condotta coinvolge aree sensibili dal punto di vista ambientale, la tecnologia "trenchless" (attraversamento senza scavi aperti) è la metodologia valida ed efficace alternativa alla trincea aperta.

Si tratta di un sistema di trivellazione teleguidata derivato dai metodi di perforazione direzionale per pozzi petroliferi. In una prima fase viene realizzato un foro pilota di piccolo diametro lungo il profilo di progetto prestabilito, generalmente curvo, utilizzando una lancia a getti - o in alternativa un motore a fanghi - collegata in testa a delle aste di perforazione.

La testata di perforazione effettua sia l'azione di taglio meccanico del terreno che le deviazioni necessarie per seguire la direzione di progetto.

Una punta da trapano (drill bit) e le stringhe di perforazione sono collegate al sistema di perforazione.

Il sistema riesce ad infilare nel terreno le aste di perforazione rotanti tramite la punta del trapano, supportate da fango bentonitico che viene pompato attraverso le aste, tramite l'impianto di separazione, nell'ugello posto davanti alla punta del trapano.

Il fango bentonitico, con il terreno tagliato rifluisce in superficie attraverso il meato (anello) esistente tra le aste di perforazione e il pozzo di trivellazione e pompato nell'impianto di separazione; in questa unità gli scarti vengono separati e dopo un trattamento di ristrutturazione, il fluido pulito ritorna nella perforazione.

Quando la perforazione (pilot hole) raggiunge il punto di uscita (seguendo il percorso progettato), inizia la fase di alesatura per allargare il foro alla dimensione progettata.



Figura 6.22 _ Esempi di punta di perforazione HDD e Reamer

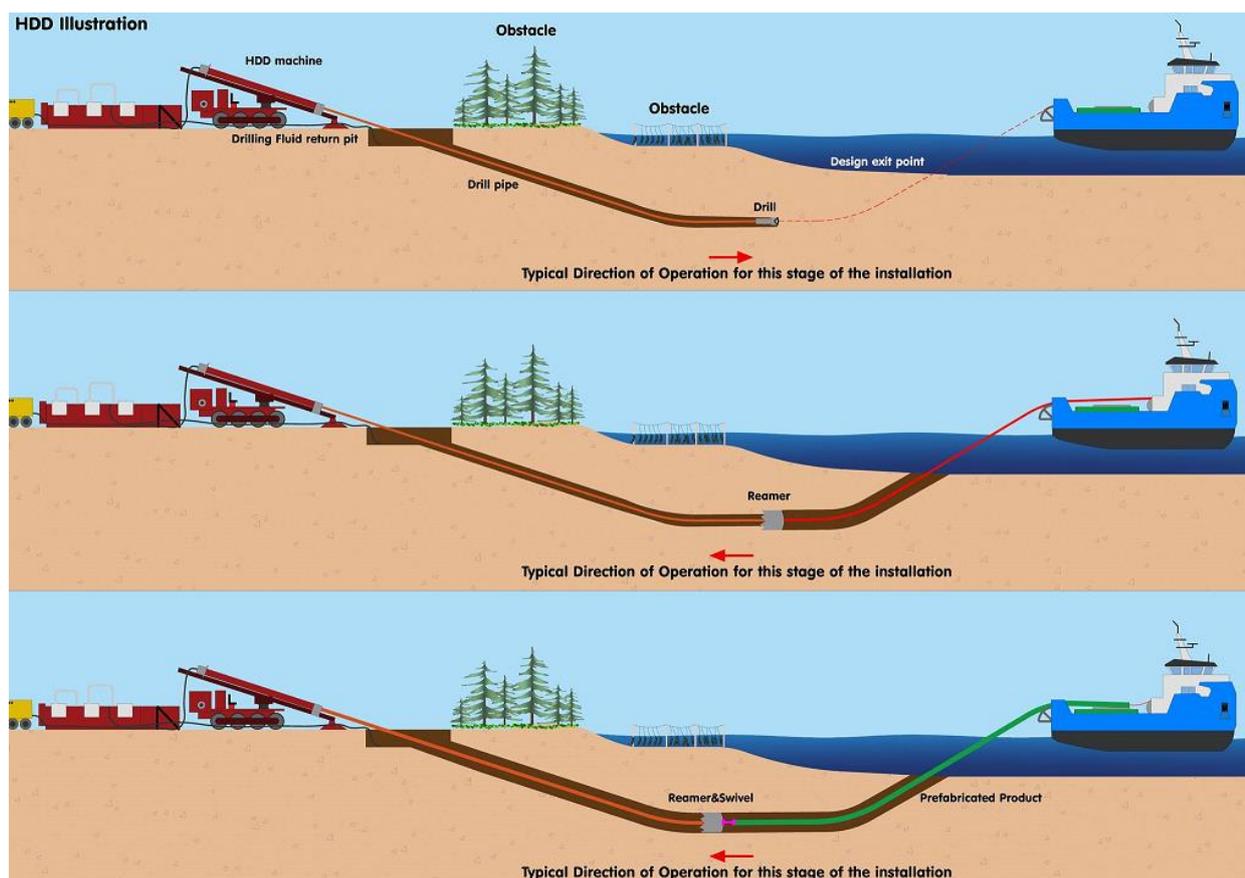


Figura 6.23 _ Tipica sequenza di HDD

Al termine di uno o più passaggi di alesatura si avvia le operazioni di tiro del tubo camicia (conduit), precedentemente assemblati sotto forma di stringa sul fondo mare o in parziale galleggiamento.

Una volta installato il tubo camicia si può effettuare in sicurezza il tiro all'interno di esso del cavo di export da mare a terra.

L'approccio a terra con HDD può consentire lunghezze singole fino a 2300 m, a seconda del terreno condizioni, diametro finale del tubo da tirare, condizioni morfologiche e marine.

L'elettrodotto sottomarino, di collegamento tra la Stazione elettrica marina e la buca giunti, è composto da un cavo tripolare in AT 380 kV di lunghezza pari a 18,15 km di cui 1,5 km realizzato in HDD per la parte di transizione mare/terra.

Per la posa in prossimità dell'approdo si potrà procedere seguendo la tecnica che prevede l'utilizzo di barche di appoggio alla nave principale per il tiro a terra della parte terminale dei cavi, tenuti in superficie tramite dei galleggianti durante le operazioni.

L'estremità lato mare del tratto da eseguire con trivellazione teleguidata sarà provvisoriamente protetto con apposito cassone in lamiera (sheet piling), all'interno del quale sarà effettuato uno scavo per far uscire le suddette estremità evitando al contempo il contatto con l'acqua, in modo da facilitare le operazioni di posa delle tubazioni all'interno dei fori e la successiva posa dei cavi. Il cassone sarà scoperto sul lato superiore e avrà un'altezza di circa 1 m oltre il livello massimo dell'acqua. Avrà una larghezza di circa 20 m per 15 m di profondità.

Nella buca giunti il cavo marino viene "sfioccato" e collegato al cavo AT che raggiunge la Stazione Utente prima del collegamento alla RTN che avviene sullo stallo 380 kV della Stazione TERNA "San Martino in Venti".

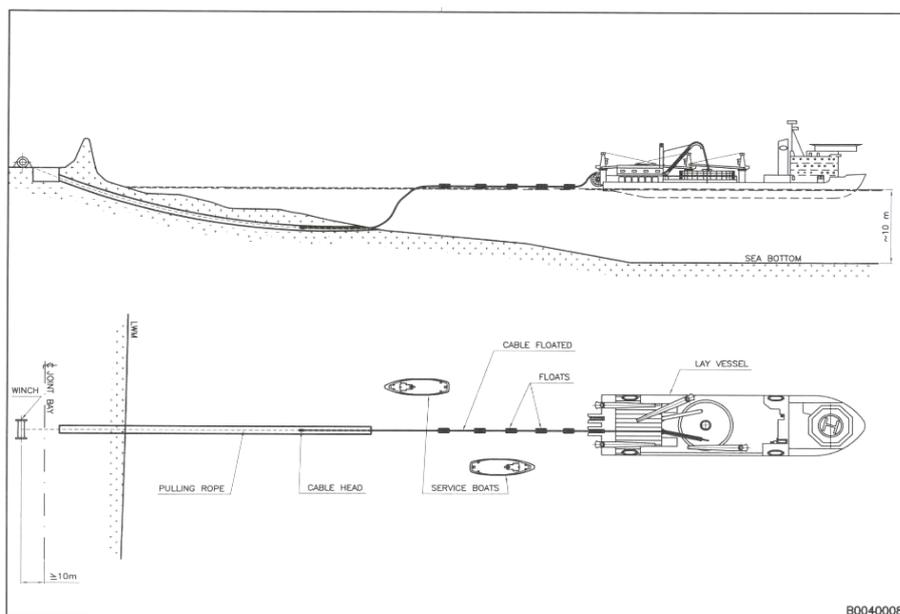


Figura 6.24 _ Tipico di posa del cavo mediante "directional drilling"



Figura 6.25 _ Postazione di recupero con palancole per il contenimento il recupero dei fanghi di perforazione

6.9 AREA RICEZIONE HDD

Di seguito viene descritta l'area temporanea di cantiere e le attrezzature necessarie per effettuare l'HDD.



Figura 6.26 _ Dimensione area proposta per il cantiere temporaneo per la realizzazione di HDD terra-mare .



Figura 6.27 _ Rendering area proposta per la realizzazione postazione di recupero HDD terra-mare.



Figura 6.28 _ Foto area proposta per la realizzazione di HDD terra-mare .



Figura 6.29 _ Esempio di drilling rig per la realizzazione di HDD terra-mare (Burbo Bank) .

6.9.1 FLUIDO DI PERFORAZIONE

Il fluido di perforazione su misura per le condizioni del terreno è una parte importante del processo dell'HDD per riducendo al minimo il rischio di breakout.

Gli scopi del fango sono vari e tutti importanti per il corretto risultato finale della perforazione. Il fluido di perforazione consiste solitamente in una miscela di acqua dolce, bentonite e/o polimeri. La bentonite è un'argilla naturale, estremamente idrofila ed è un prodotto sicuro sotto la chimica punto di vista.

I compiti del fango possono essere riassunti come segue:

- Raffredda e lubrifica il sistema di perforazione, il motore del fango e la punta;
- fornisce potenza idraulica al motore del fango convertendo la potenza idraulica in meccanica;
- Rimuove i residui dal foro;
- Stabilizza il foro durante la perforazione con un pannello filtrante sottile e impermeabile;
- Riduce al minimo le perdite di fluido;

Con opportuni materiali additivi (fibrosi, granulari, ecc...), blocca le fratture nel terreno. L'importanza di preparare e mantenere un fluido di perforazione corretto richiede un controllo continuo durante la perforazione. Un fango non adeguato, può causare l'interruzione della perforazione.

I seguenti parametri sono normalmente controllati durante la perforazione:

- Densità;
- Viscosità;
- Punto di snervamento;
- Resistenza;
- pH.

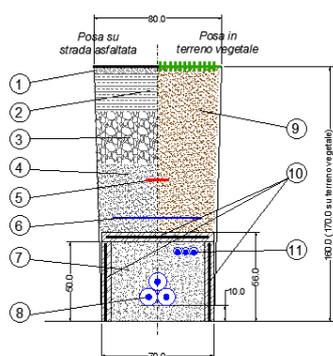
6.10 POSA DELL'ELETTRODOTTO 380 KV INTERRATO _ FASI DI COSTRUZIONE

Le attività si articoleranno in tre fasi: nella prima saranno realizzate le infrastrutture provvisorie, nella seconda fase saranno eseguite le opere di escavazione e nella terza fase avverrà la posa dei cavi, il collaudo e il ripristino dell'area.

Il tracciato prescelto per la posa del cavidotto si articola, per i primi 12.38 km (o lungo un percorso alternativo di 13.80 km), prevalentemente lungo la viabilità esistente.

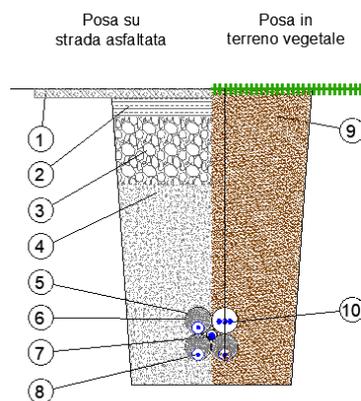
I cavi saranno interrati ed installati in una trincea della profondità di circa 160-170 cm e larga circa 80 cm

SEZIONE DI POSA TIPO IN TRINCEA PER SINGOLA TERNA A TRIFOGLIO APERTO



- | | |
|-----------------------------------|--|
| 1 - Tappetino di usura * | 7 - Cemento Mortar |
| 2 - Binder di sottofondo * | 8 - Cavi XLPE a 380 kV disposti a trifoglio |
| 3 - Sottofondo in stabilizzato * | 9 - Terreno vegetale |
| 4 - Materiale di riempimento * | 10 - Lastre di protezione in c.a.v |
| 5 - Nastro di segnalazione in PVC | 11 - Tritubo pehd - Ø 50 per Cavi di Servizio (Coax, Telefonico) |
| 6 - Rete in PVC | |

SEZIONE DI POSA TIPO IN TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA



- | | |
|----------------------------------|--|
| 1 - Tappetino di usura * | 6 - Riempimento di Bentonite |
| 2 - Binder di sottofondo * | 7 - Eventuale tubo PEHD Ø 50 con cavo di terra |
| 3 - Sottofondo in stabilizzato * | 8 - Cavi XLPE a 380 kV |
| 4 - Materiale di riempimento * | 9 - Terreno vegetale |
| 5 - Tubo PEHD Ø 250 PN10 | 10 - Tritubo PEHD - Ø 50 per Cavi di Servizio (Coax, Telefonico) |

Figura 6.30 _ Tipici di sezione di cavi interrati

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'.

Saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento armato di adeguato spessore. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Le modalità di posa e gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

E' previsto inoltre il posizionamento di targhette resistenti ed inalterabili (di tipo non intrusivo) sulla sede stradale, per la segnalazione del tracciato del cavo.

I giunti unipolari saranno posizionati lungo il percorso del cavo, a circa 500÷800 m l'uno dall'altro, ed ubicati all'interno di opportune buche giunti. Il posizionamento dei giunti sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione delle interferenze sotto il piano di campagna e della possibilità di trasporto.

E' prevista l'installazione di fibre ottiche a servizio del cavidotto, le quali saranno posate contestualmente alla stesura del cavo.

In sede di progetto esecutivo, e comunque prima che si dia inizio alla realizzazione dell'opera, ed in particolare prima dell'installazione della rete di comunicazioni elettroniche in fibre ottiche a servizio dell'elettrodotto, si procederà all'ottenimento dell'autorizzazione generale espletando gli obblighi stabiliti dal Decreto Legislativo 1 agosto 2003, n. 259 e smi, "Codice delle comunicazioni elettroniche"; in particolare si procederà alla presentazione della dichiarazione, conforme al modello riportato nell'allegato n. 14 al suddetto decreto, contenente l'intenzione di installare o esercire una rete di comunicazione elettronica ad uso privato; ciò costituisce denuncia di inizio attività ai sensi dello stesso D.Lgs. 259/2003 art. 99, comma 4.

La realizzazione dell'opera avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in un tratto limitato (piazze di circa 500metri) della linea in progetto, avanzando progressivamente sul territorio.

In generale, le operazioni si articoleranno secondo le fasi elencate nel modo seguente:

- realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere;
- picchettamento;
- apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea;
- posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni;
- collaudo;
- ricopertura della linea e ripristini.

In alcuni casi particolari e comunque dove si renderà necessario, in particolare per tratti interni ai centri abitati e in corrispondenza di attraversamenti, si potrà procedere anche con modalità diverse da quelle su esposte.

Al termine dei lavori civili ed elettromeccanici sarà effettuato il collaudo della linea.

6.10.1 FUORI SERVIZIO NECESSARI ALLA REALIZZAZIONE DELL'ELETTRODOTTO

Vista la natura dell'opera e le modalità attraverso le quali è previsto il collegamento della stessa alla rete, non sono previsti lunghi fuori-servizio relativi alle infrastrutture elettriche. Infatti le uniche attività per le quali deve essere previsto il fuori-servizio di elementi di rete sono alcune delle fasi relative alla realizzazione del nuovo stallo a 380 kV della stazione elettrica di San Martino in Venti, che saranno espletate secondo la procedura di lavoro TERNA.

Si può prevedere un fuori-servizio, in fasi non adiacenti, complessivamente pari a 48 ore.

6.10.2 REALIZZAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE TEMPORANEE DI CANTIERE PER LA POSA

Prima della realizzazione dell'opera sarà necessario realizzare le piazzole di stoccaggio per il deposito delle bobine contenenti i cavi; di norma vengono predisposte piazzole circa ogni 500-600 metri.

Tali piazzole sono, ove possibile, realizzate in prossimità di strade percorribili dai mezzi adibiti al trasporto delle bobine e contigue alla fascia di lavoro, al fine di minimizzare le interferenze con il territorio e ridurre la conseguente necessità di opere di ripristino.

6.10.3 PICCHETTAMENTO

Una squadra topografica qualificata, sulla base dei carteggi di progetto, provvederà ad individuare sul terreno l'asse della condotta e la dimensione della pista di lavoro, mediante la messa in opera di picchetti ad intervalli di circa 50 m.

Tutti i capisaldi, i punti di incrocio, i punti speciali, i manufatti esistenti e gli attraversamenti, saranno opportunamente rilevati e/o picchettati.

Saranno localizzate e segnalate anche le opere e le installazioni sotterranee in conformità alle specifiche, dopo aver ricevuto le informazioni dalle Autorità Competenti.

Inoltre si provvederà, prima dell'inizio dei lavori a realizzare una documentazione fotografica della segnaletica orizzontale e verticale esistente al fine di un agevole ripristino a chiusura del cantiere.

6.10.4 APERTURA DELLA FASCIA DI LAVORO E SCAVO DELLA TRINCEA

Le operazioni di scavo e posa dei cavi richiedono l'apertura di un'area di passaggio, denominata "fascia di lavoro". Questa fascia dovrà essere la più continua possibile ed avere una larghezza tale da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio.

6.10.5 POSA DEL CAVO

In accordo alla normativa vigente, l'elettrodotto interrato sarà realizzato in modo da escludere, o rendere estremamente improbabile, la possibilità che avvenga un danneggiamento dei cavi in tensione provocato dalle opere sovrastanti (ad esempio, per rottura del sistema di protezione dei conduttori).

Una volta realizzata la trincea si procederà con la posa dei cavi, che arriveranno nella zona di posa avvolti su bobine. La bobina viene comunemente montata su un cavalletto, piazzato ad una certa distanza dallo scavo in modo da ridurre l'angolo di flessione del conduttore quando esso viene posato sul terreno.

6.10.6 SCAVO DELLA TRINCEA IN CORRISPONDENZA DEI TRATTI LUNGO PERCORSO STRADALE

Tenendo conto che il tracciato si sviluppa quasi interamente su percorso stradale, si nota che, quando la strada lo consenta (cioè nel caso in cui la sede stradale permetta lo scambio di due mezzi pesanti) sarà realizzata, come anticipato, la posa in scavo aperto, mantenendo aperto lo scavo per tutto il tratto compreso tra due giunti consecutivi (500÷600 m) e istituendo per la circolazione stradale un regime di senso unico alternato mediante semafori iniziale e finale, garantendo la opportuna segnalazione del conseguente restringimento di corsia e del possibile rallentamento della circolazione. In casi particolari e solo quando si renderà necessario, potrà essere possibile interrompere al traffico, per brevi periodi, alcuni tratti stradali particolarmente stretti, segnalando anticipatamente ed in modo opportuno la viabilità alternativa e prendendo i relativi accordi con i comuni e gli enti interessati.



Figura 6.31 _ Esempio di scavo per interrimento cavo (Hornsea Project One) in campagna.



Figura 6.32 _ Esempio di scavo per interrimento su asfalto .

Per i tratti su strade strette o in corrispondenza dei centri abitati, tali da non consentire l'istituzione del senso unico alternato, ovvero laddove sia manifesta l'impossibilità di interruzione del traffico si potrà procedere con lo scavo di trincee più brevi (30÷50 m) all'interno delle quali sarà posato il tubo di alloggiamento dei cavi, da

ricoprire e ripristinare in tempi brevi, effettuando la posa del cavo tramite sonda nell'alloggiamento sotterraneo e mantenendo aperti solo i pozzetti in corrispondenza di eventuali giunti.

6.10.7 RICOPERTURA E RIPRISTINI SU TERRENO NATURALE

Relativamente ai tratti in cui il cavidotto verrà posato su strada sterrata o terreno agricolo, al termine delle fasi di posa e di rinterro si procederà alla realizzazione degli interventi di ripristino. La fase comprende tutte le operazioni necessarie per riportare il territorio attraversato nelle condizioni ambientali precedenti la realizzazione dell'opera.

Le opere di ripristino previste possono essere raggruppate nelle seguenti due tipologie principali:

- ripristini geomorfologici ed idraulici;
- ripristini della vegetazione, qualora presente.

Preliminarmente si procederà alle sistemazioni generali di linea, che consistono nella riprofilatura dell'area interessata dai lavori e nella riconfigurazione delle pendenze preesistenti, ricostruendo la morfologia originaria del terreno e provvedendo alla riattivazione di fossi e canali irrigui, nonché delle linee di deflusso eventualmente preesistenti.

La funzione principale del ripristino idraulico è essenzialmente il consolidamento delle coltri superficiali attraverso la regimazione delle acque, evitando il ruscellamento diffuso e favorendo la ricrescita del manto erboso.

Successivamente si passerà al ripristino vegetale, avente lo scopo di ricostituire, nel più breve tempo possibile, il manto vegetale preesistente i lavori nelle zone con vegetazione naturale.

Il ripristino avverrà mediante:

- ricollocazione dello strato superficiale del terreno se precedentemente accantonato;
- inerbimento;
- messa a dimora, ove opportuno, di arbusti e alberi di basso fusto.

Per gli inerbimenti verranno utilizzate specie erbacee adatte all'ambiente pedoclimatico, in modo da garantire il migliore attecchimento e sviluppo vegetativo possibile. Le aree agricole saranno ripristinate al fine di restituire l'originaria fertilità.

6.10.8 REALIZZAZIONE ATTRAVERSAMENTO MEDIANTE T.O.C. DEL TORRENTE AUSA

Questo tipo di perforazione consiste essenzialmente nella realizzazione di un cavidotto sotterraneo mediante il radio-controllo del suo andamento plano-altimetrico.

Il controllo della perforazione è reso possibile dall'utilizzo di una sonda radio montata in cima alla punta di perforazione; questa sonda dialogando con l'unità operativa esterna permette di controllare e correggere in tempo reale gli eventuali errori.

La prima fase della perforazione è la realizzazione del "foro pilota", in cui il termine pilota sta ad indicare che la perforazione in questa fase è controllata ossia "pilotata".

La "sonda radio" montata sulla punta di perforazione emette delle onde radio che indicano millimetricamente la posizione della punta stessa; i dati rilevabili e sui quali si può interagire sono:

- Altezza;
- Inclinazione;
- Direzione;
- Posizione della punta.

Il foro pilota viene realizzato lungo tutto il tracciato della perforazione da un lato all'altro dell'impedimento che si vuole attraversare (strada, ferrovia, canale, pista aeroportuale ecc.).

La punta di perforazione viene spinta dentro il terreno attraverso delle aste cave metalliche, abbastanza elastiche così da permettere la realizzazione di curve altimetriche; all'interno delle aste viene fatta scorrere dell'aria ad alta pressione ed eventualmente dell'acqua, che contribuirà sia al raffreddamento della punta che alla lubrificazione della stessa, l'aria invece permetterà lo spurgo del materiale perforato ed in caso di terreni rocciosi, ad alimentare il martello "fondo-foro".

Generalmente la macchina teleguidata viene posizionata sul piano di campagna ed il foro pilota emette geometricamente una "corda molla" per evitare l'intercettazione dei sottoservizi esistenti; in alcuni casi però, soprattutto quando l'impianto da posare è una condotta fognaria non in pressione, è richiesta la realizzazione di una camera per il posizionamento della macchina alla quota di perforazione desiderata.

La seconda fase della perforazione teleguidata è l'allargamento del "foro pilota", che permette di posare all'interno del foro, debitamente aumentato, un tubo camicia o una composizione di tubi camicia generalmente in PEAD.

L'allargamento del foro pilota avviene attraverso l'ausilio di strumenti chiamati "Alesatori" che sono disponibili in diverse misure e adatti ad aggredire qualsiasi tipologia di terreno, anche rocce dure; vengono montati al posto della punta di perforazione e tirati a ritroso attraverso le aste cave, al cui interno possono essere immesse aria e/o acqua ad alta pressione per agevolare l'aggressione del terreno oltre che lo spurgo del materiale.

La terza ed ultima fase che in genere, su terreni morbidi e/o incoerenti, avviene contemporaneamente a quella di "alesaggio", è l'infilaggio del tubo camicia all'interno del foro alesato.

La tubazione camicia generalmente in PEAD, se di diametro superiore ai 110 mm, viene saldata a caldo preventivamente, e ancorata ad uno strumento di collegamento del tubo camicia all'asta di rotazione.

Questo strumento, chiamato anche "girella", evita durante il tiro del tubo camicia che esso ruoti all'interno del foro insieme alle aste di perforazione.

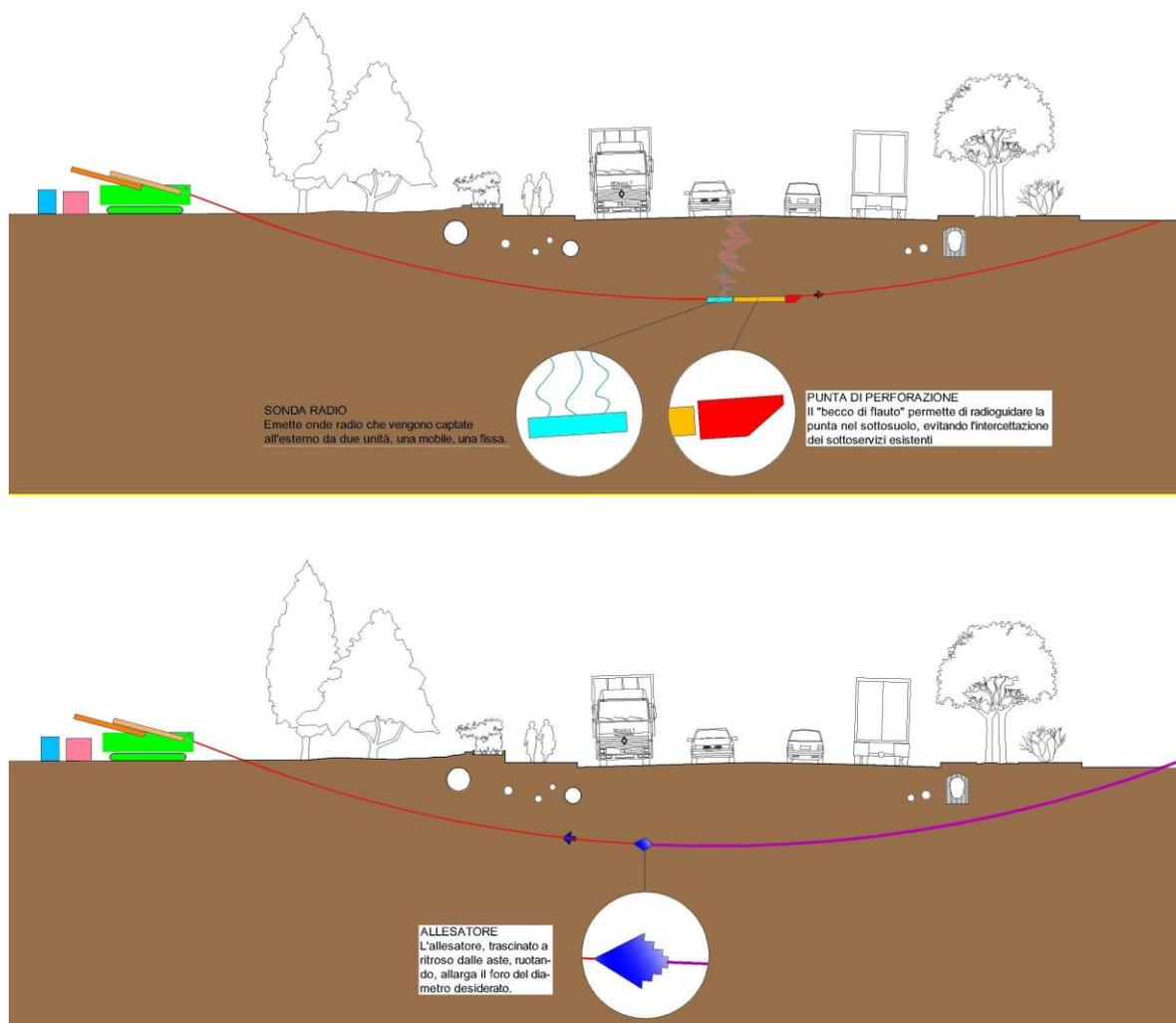


Figura 6.33 – Schema delle principali fasi di perforazione teleguidata (sonda ratio, perforazione, alesatura).

6.11 REALIZZAZIONE STAZIONE UTENTE E DELLO STALLO 380 KV

La realizzazione della Stazione di Transizione Aereo_Cavo, della linea aerea e dello Stallo 380 kV è stata progettata in modo da minimizzare, per quanto possibile, gli impatti sulle aree interessate dai lavori.

Per ottenere tale scopo si è cercato di ridurre, già dalla fase di cantierizzazione, i possibili impatti sulle componenti antropiche ed ambientali.

Il piano di cantierizzazione, redatto in fase di progettazione esecutiva, potrà subire delle variazioni a seguito di accordi con i proprietari, enti, gestori di servizi ed in seguito a problematiche di carattere tecnico che potrebbero emergere durante le fasi di realizzazione.

Sono stati effettuati dei sopralluoghi in sito, che hanno permesso di acquisire un'adeguata conoscenza della sensibilità e della vulnerabilità dell'area oggetto dell'intervento, così da poter elaborare il presente Piano di Cantierizzazione e di Gestione Ambientale.

In tutte le fasi del cantiere sarà premura dell'appaltatore minimizzare i disagi arrecati alla popolazione residente nelle aree limitrofe, in particolare al fine di evitare i superamenti dei limiti previsti dalla normativa in materia di inquinamento acustico.

L'area in esame dista più di 5 km dal centro della città di Rimini e non si prevedono problemi di accessibilità, essendo facilmente raggiungibile da viabilità ordinaria e da quella di servizio adiacente alla stazione esistente TERNA.

Il progetto prevede che l'area di cantiere sia costituita essenzialmente dai lotti su cui insisterà lo stesso impianto, sia per la parte di Stazione che dello Stallo, utilizzando al massimo i piazzali di nuova realizzazione per allocare baraccamenti e stoccare i materiali necessari; per la parte di Stazione, dato l'andamento morfologico del terreno mediamente acclive, oltre ai piazzali sarà utilizzata un'area temporanea di circa 5000 mq nella parte più pianeggiante, per abbancare i materiali provenienti dagli scavi; analogamente sarà occupata una porzione del lotto attigua all'area di ampliamento del piazzale dello Stallo.

La tipologia di apparecchiature e di opere realizzate nella Stazione Terna sono considerate come riferimento per il progetto e utili per comprendere l'entità delle lavorazioni e la loro effettiva geometria e occupazione.

Considerata l'ubicazione della Stazione Elettrica, si realizzerà come viabilità di servizio che conduce al cantiere un tratto strada che si attesta sullo slargo esistente su via San Martino in Venti con accesso prossimo alla strada privata esistente di accesso alla Stazione TERNA.

La strada, lunga circa 130 m e di sezione complessiva pari a 7 m, sarà la stessa che garantirà l'accesso alla Stazione in progetto anche in fase di esercizio.

Per quanto riguarda la realizzazione dello Stallo 380 kV, l'area di cantiere sarà raggiungibile dalla viabilità esistente che delimita a nord ovest e nord est della Stazione TERNA.

Per la realizzazione delle opere sono state individuate le principali fasi operative (comuni sia per la Stazione che per lo Stallo) illustrate di seguito:

FASE PRELIMINARE:

- Verifiche strumentali per l'accertamento della presenza di ordigni bellici e di eventuali sottoservizi o condotte sotterranee esistenti;
- Recinzione delle intere aree di cantiere;
- Apprestamenti del cantiere e baraccamenti relativi alla viabilità di nuova realizzazione;
- Preparazione dell'area temporanea di cantiere e posizionamento dei baraccamenti.

REALIZZAZIONE DELLA VIABILITA' DI CANTIERE:

- Scotico del terreno vegetale e abbancamento del materiale ai margini del tracciato stradale di nuova realizzazione;
- formazione del piano stradale con realizzazione di scarpate e rilevati;
- Scavo e realizzazione tubiera per interrimento elettrodotto interrato cavo 380 kV.
- formazione del cassonetto stradale e di cunette laterali provvisorie di regimentazione delle acque;
- formazione dello strato superficiale della strada in misto stabilizzato;

REALIZZAZIONE DEL PIAZZALE:

- Scotico del terreno vegetale e abbancamento nell'area temporanea attigua al piazzale per il successivo vaglio e recupero per i ripristini;

- Realizzazione fossi di guardia a monte del piazzale per regimentare le acque meteoriche;
- Sbancamento ampio di terreno e formazione del piano del piazzale con realizzazione di scarpate e rilevati;
- Abbancamento del materiale scavato nell'area temporanea attigua al piazzale, per il successivo vaglio e riposizionamento per la formazione delle quinte morfologiche e per il conferimento a discarica degli esuberi;
- Realizzazione tubiera per interrimento elettrodotta interrato cavo 380 kV.

REALIZZAZIONE OPERE CIVILI

- Realizzazione dei muri perimetrali di sostegno;
- predisposizione di vespaio con pietrame a monte dei muri di contenimento, previa predisposizione di tubi drenanti, e ricoprimento dello scavo con materiale idoneo precedentemente abbancato;
- Scavi a sezione ristretta e predisposizione delle fondazioni degli edifici, dei sostegni, del portale, degli armamenti, delle apparecchiature elettromeccaniche, delle vasche del disoleatore e di trattamento delle acque;
- Predisposizione delle dime e delle piastre di appoggio degli armamenti;
- Realizzazione dei cunicoli e della rete di smaltimento delle acque;
- Realizzazione delle fondazioni dei muretti di aggancio delle recinzioni;
- Realizzazione degli edifici, dell'impiantistica interna e delle finiture e posizionamento delle strutture prefabbricate.

FINITURE E IMPIANTISTICA

- Infilaggio cavi e collegamenti tra gli edifici e le future apparecchiature attraverso i cunicoli;
- Realizzazione strato di finitura del piazzale in misto stabilizzato e ghiaia nelle piazzole che ospitano gli armamenti, i sostegni e le apparecchiature elettromeccaniche;
- Montaggio dei sostegni e degli armamenti;
- Collegamenti elettrici interrati e aerei tra le apparecchiature;
- Realizzazione del marciapiede;
- Completamento strato di finitura della viabilità interna al piazzale con asfalto ecologico drenante;
- posizionamento delle caditoie e finitura delle cunette e delle banchine del tratto stradale con rullatura dello strato superficiale;
- Montaggio delle recinzioni metalliche e dei cancelli di accesso;
- Ripristini intonaci e eventuali tinteggiature dei manufatti.

RIPRISTINI

- Trasferimento a discarica dei terreni in esubero;
- Smontaggio dei baraccamenti e rimozione degli apprestamenti di cantiere;

- Ricoprimenti delle aree temporaneamente occupate, con formazione di quinte morfologiche da realizzare con parte del terreno scavato, su tre porzioni di terreno limitrofe alla Stazione di Transizione, della superficie complessiva pari a circa 19.000 mq, che consentono di ricollocare circa 25.000/30.000 mc di terreno;
- inerbimenti delle scarpate con idrosemina e piantumazioni;
- smontaggio delle recinzioni perimetrali di confinamento del cantiere, della cartellonistica e di tutti gli elementi accessori utilizzati per segnalare le aree di lavoro.

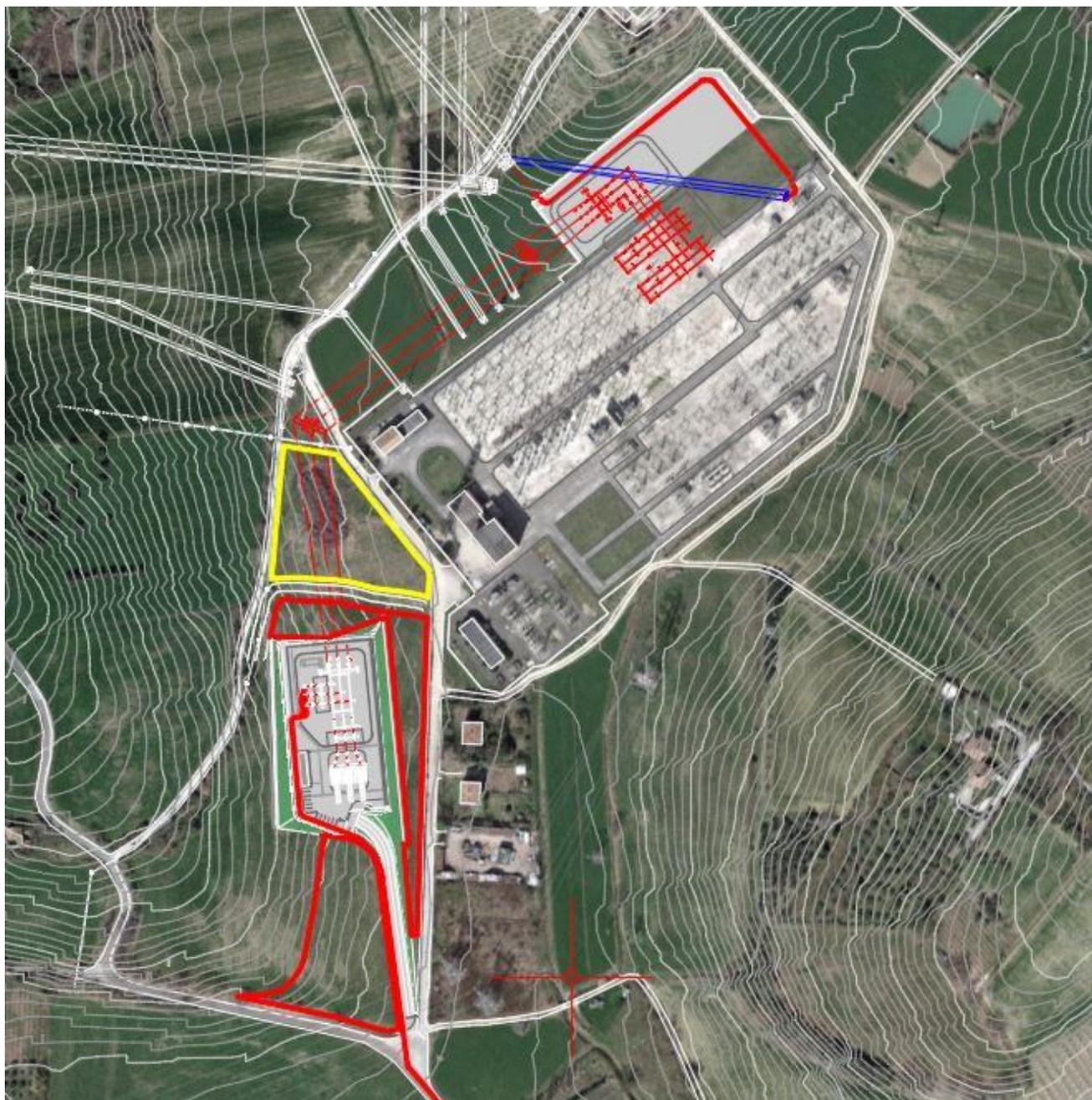


Figura 6.34 – Schema delle aree di ricollocamento terre e realizzazione quinte morfologiche alberate.

In giallo, l'area di cantiere temporaneo che sarà poi utilizzata come ricollocamento terre e alberature.

6.12 PROGETTO DI SISTEMAZIONI A VERDE DELL'AREA DELLA STAZIONE UTENTE E DELLO STALLO 380 KV

Come premesso nel Capitolo 5, l'area di stazione Utente e dello Stallo 380 kV sono realizzate in scavo rinterro, con una tipologia delle parti a monte a gradoni al fine di adattare la quota del piazzale alla morfologia moderatamente acclive del terreno.

Il terreno vegetale e gli esuberanti di materiale scavato, opportunamente vagliati e caratterizzati secondo quanto riferito nella relazione di terre e rocce da scavo, saranno parzialmente ricollocati nelle aree esterne al piazzale, per creare delle quinte morfologiche piantumate con una combinazione di arbusti e alberi di medio e alto fusto, che assolveranno anche alla funzione di schermare visivamente le opere elettromeccaniche della stazione.

Le aree impegnate dalle quinte morfologiche e dalle sistemazioni a verde coprono una superficie complessiva di circa 14.000 mq; di queste fa parte anche l'area di circa 5200 mq, ubicata a nord della Stazione Utente e occupata come area temporanea di cantiere, che sarà ripristinata a fine lavori.

Le aree interessate sono prevalentemente limitrofe alla stazione Utente di Transizione cavo_aereo e sono distinte in quattro sub aree che inglobano anche la scarpata a monte e a valle del piazzale, rispettivamente di 5200, 5200, 5250 e 1200 mq, mentre a nord ovest dell'area dello Stallo, le sistemazioni interessano una porzione di terreno di circa 1600 mq.

Per il progetto delle sistemazioni a verde si sono seguite le principali indicazioni del Regolamento Comunale del Verde Urbano privato e pubblico e delle aree incolte del Comune di Rimini, approvato con Deliberazione di C.C. n° 76 del 27.03.2001.

Il Regolamento detta disposizioni sul verde urbano pubblico e privato che disciplinano il verde compreso nel territorio urbanizzato e/o da urbanizzare così come individuato negli strumenti urbanistici, nonché i Giardini Storici, gli alberi monumentali, indipendentemente dalla loro ubicazione, le corti di pertinenza dei fabbricati nel forese non adibiti ad attività agricola e le aree agricole dismesse dalla coltivazione.

Per l'indicazione delle specie da utilizzarsi per i nuovi impianti si si è fatto riferimento all'Allegato C, in cui le piante sono distinte in relazione all'influenza marina (vento e aerosol marino), in funzione della loro adattabilità alla prima, alla seconda e alla terza linea.

Per "prima linea" si intende la zona immediatamente retrostante gli stabilimenti balneari e fino a m.100 da questi; per "seconda linea" l'area compresa tra m.100 e m. 300 dagli stabilimenti (in assenza di barriere significative); come "terza linea" l'area retrostante.

Il progetto insiste in un'area collinare molto distante dal mare circa 8,5 km e quindi le specie individuate sono proprie di tale contesto.

Per l'impianto di arbusti e nuovi alberi è previsto l'utilizzo di materiale vivaistico di prima qualità certificata o munito di passaporto, se richiesto per la specie, avente circonferenza non inferiore a cm. 20-22 per le specie di prima e seconda grandezza e cm.10-15 per quelle di terza grandezza.

Per gli arbusti, la scelta è orientata verso piante di altezza non inferiore a cm. 60-80 poste in contenitore.

Sono rispettate le distanze prescritte tra albero ed albero indicate nelle tabelle in allegato C; rispetto ai confini di proprietà e alle utenze aeree e sotterranee, le distanze seguono quanto riportato nel Capitolo 9 del regolamento comunale.

Nell'ottica di riqualificazione paesaggistica di insieme delle aree interessate dalle opere, grande attenzione è stata prestata alla rimodellazione dei terreni provenienti dagli scavi necessari per la realizzazione a terrazzamento dei piazzali e al progetto di rinaturalizzazione e di messa a dimora della vegetazione.

I terreni di scavo vengono utilizzati per la realizzazione delle scarpate di raccordo morfologico e per le parti eccedenti sono riposizionati ai limiti dei piazzali di progetto, a margine della viabilità di servizio che collega la Stazione Utente alla via San Martino in Venti e in potenziamento degli arbusti che fiancheggiano la strada privata TERNA, che conduce alla Stazione esistente San Martino in Venti, e via Cà Torsani posta a nord della stazione stessa.

I terreni riposizionati formano delle quinte morfologiche di forma allungata e ricoperte di associazioni di arbusteti misti con presenza di piccoli gruppi di Orniello, Acero Campestre e di Sorbo e l'area complessiva interessata è come detto di circa 14.000 mq

Questa configurazione di progetto avrà un effetto anche di mitigazione visiva dell'intervento, dal momento che sia da media distanza così come in una relazione di prossimità, La Stazione Utente e lo Stallo 380 kV non risulteranno mai percepibili nel loro insieme, grazie all'effetto derivante dal sistema dei terrazzamenti, dalla disposizione delle nuove fasce di vegetazione lungo le strade e sui terrapieni e dall'andamento e altezza delle quinte morfologiche.

Oltre a quanto descritto, il progetto della vegetazione delle aree esterne prevede di assecondare il percorso di un piccolo fosso che convoglia l'acqua piovana verso la cunetta della strada che conduce alla Stazione TERNA.

In definitiva, le aree esterne ai piazzali, i terrapieni di bordo, le quinte morfologiche, le aree di ricollocamento delle terre provenienti da scavo, e i bordi stradali non saranno trattati come "il giardino della Stazione Elettrica" ma definiranno una sorta di matrice di ricostituzione ecologica di una piccola area boschiva, attraverso la messa a dimora di associazioni di specie vegetali opportunamente selezionate e individuate (erbacee, arbusteti e alberature tipici di un bosco naturale).

Il sistema della vegetazione proposto e le modalità con cui saranno distribuite le associazioni vegetali prescritte (costituita da associazioni di arbusteti misti con presenza di piccoli gruppi di Orniello, Acero Campestre e di Sorbo), interesseranno la viabilità esterna, gli accessi, le aiuole che smistano la viabilità di servizio e le scarpate interne di raccordo tra i piazzali esistenti.

Gli interventi volti alla ricostituzione della copertura vegetale devono cercare di ricreare le condizioni per il ritorno di un sistema vegetazionale spontaneo e ad avere una funzione di mitigazione dell'impatto visivo e di migliorare l'inserimento dell'opera nel contesto ambientale.

Al fine di ottenere un aspetto il più naturale possibile, l'intervento sarà caratterizzato dalla presenza di specie a portamento diverso (arboreo e arbustivo) diversamente mescolate in modo da inserirsi al meglio con la vegetazione presente nelle zone adiacenti a quelle individuate per tale opera.

Per i dettagli e i fotoinserti si rimanda alla Relazione Paesaggistica allegata allo Studio di Impatto Ambientale (elaborato OWFRMN_V3-SC2-01_R-PAESAGGIO).

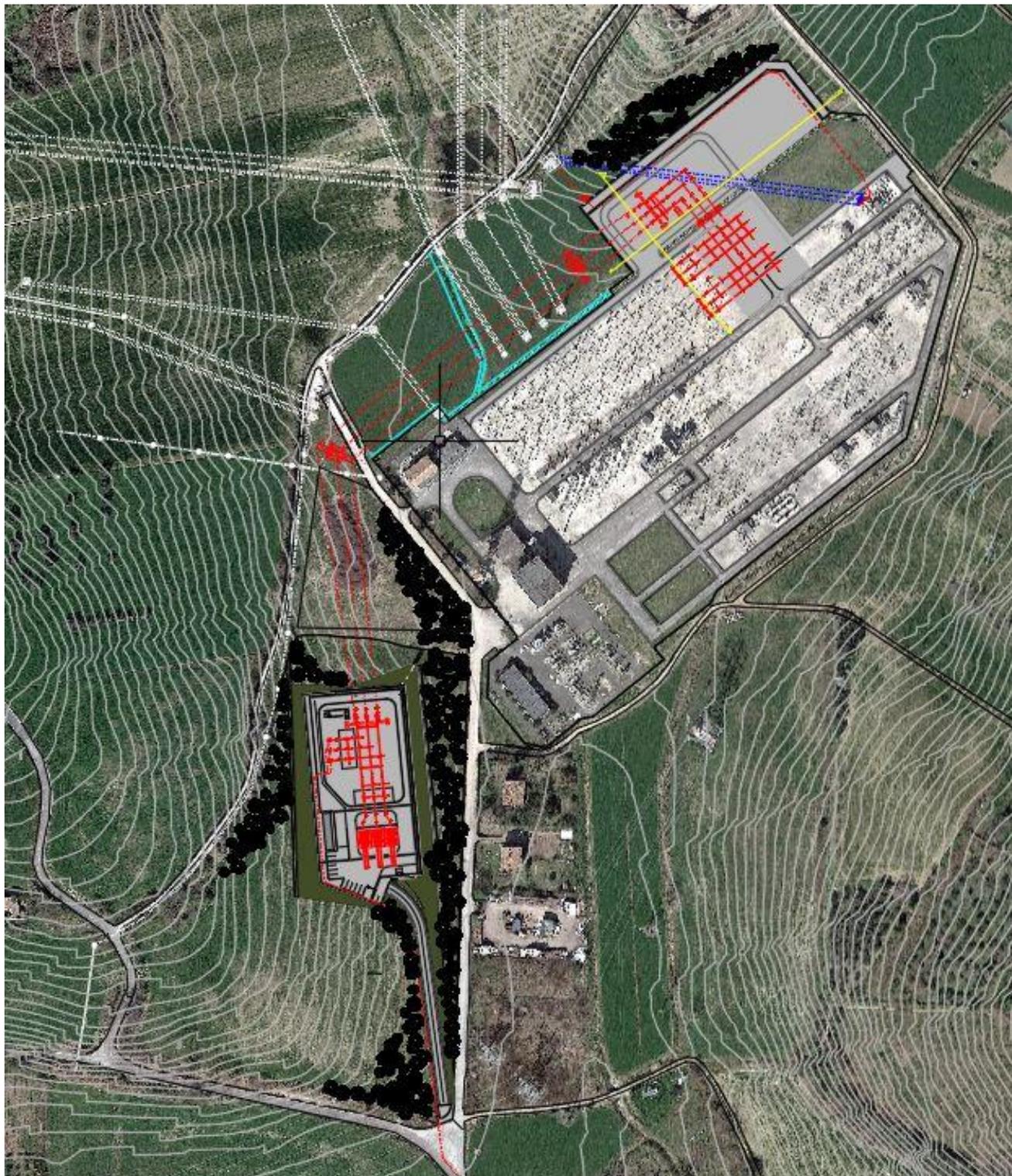


Figura 6.35 – Schema delle aree di ricollocamento terre e realizzazione quinte morfologiche alberate.



Figura 6.36 – Viste delle aree limitrofe alla Stazione TERNA esistente, con evidenza della vegetazione esistente.

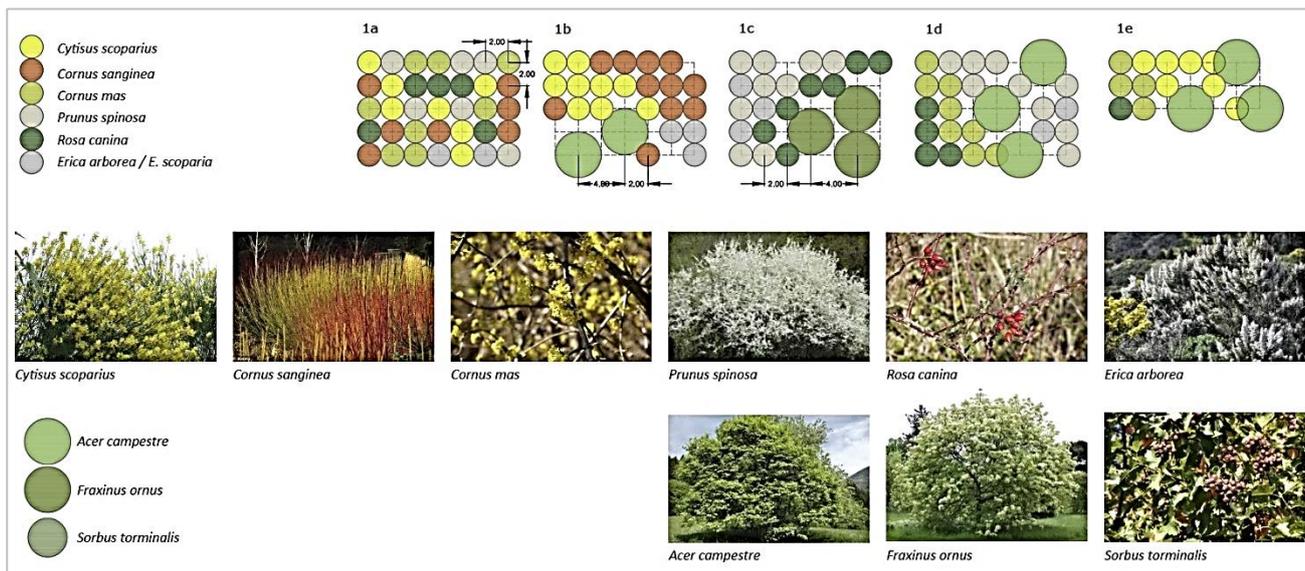


Figura 6.37 – Schema delle associazioni delle specie arboree e arbustive prescelte per rinverdire le quinte morfologiche

6.13 CONSUMO DI RISORSE, MATERIALI OCCORRENTI E MOVIMENTATI, EMISSIONI

In relazione alle opere marine e terrestri da realizzare e alle modalità con cui si prevede l'esecuzione nelle varie fasi di cantiere sopra descritte, si riporta di seguito una tabella riassuntiva dei principali consumi di risorse, dei materiali occorrenti che verranno impiegati e delle emissioni attese..

Tali informazioni risultano utili, unitamente alla descrizione della tipologia di opere e alle modalità esecutive, per avere un quadro chiaro di quelli che possono essere i principali fattori di impatto ambientale derivanti dalla realizzazione delle opere marine e terrestri.

6.13.1 QUANTITA' DI MATERIALI UTILIZZATI E MOVIMENTATI E CONSUMO DI RISORSE

OPERE IN MARE			
OPERE E/O MATERIALI UTILIZZATI	QUANTITÀ LAYOUT A	QUANTITÀ LAYOUT B	UNITÀ DI MISURA
Acciaio strutturale 51 monopiloni	61.700	75.000	Tonnellate
Acciaio Strutturale elemento di transizione	17.850	17.850	Tonnellate
Acciaio strutturale Jacket e Top Side Piattaforma	3.000	3.000	Tonnellate
Cavi marini interrati, in serie e di collegamento tra aerogeneratori e Stazione Marina (incluso 10 % scorta)	87,02	99,43	Km
Cavo marino di export verso terra al netto della parte di transizione	16,7	16,7	Km
Cavo marino di export - parte di transizione	1,5	1,5	Km
Movimentazione fondali per trincea di interrimento cavi (ricoprimento con lo stesso materiale)	226.240	258.400	Metri Cubi
Movimentazione fondali per trincea di interrimento cavo marino di export (ricoprimento con lo stesso materiale)	61.600	61.600	Metri Cubi
Immersione in mare di inerti per protezione cavi	15.500	15.350	Metri Cubi
Immersione in mare di inerti per realizzazione scogliere sommerse anti scouring (aerogeneratori e piattaforma)	116.300	116.300	Metri Cubi
PARTE DI TRANSIZIONE MARE/TERRA			
Fanghi movimentati in mare (nel cassone palancolato)	50		Metri Cubi
Fanghi movimentati uscita parte terrestre	2.700		Metri Cubi
Terreno movimentato (per HDD compreso scotico e ricoprimento con lo stesso materiale)	3.400		Metri Cubi
ELETTRODOTTO TERRESTRE			
Cavi interrato 380 kV, 3 unipolari per singola terna	36		Km
Lunghezza elettrodotto interrato	11		Km
Terreno movimentato	7.800		Metri Cubi
Ricoprimento con terreno di scavo	2.500		Metri Cubi
Rimozione e rifacimento asfalto e massicciata	4.620		Metri cubi
Esubero da conferire a discarica	5.300		Metri cubi
STAZIONE UTENTE E STALLO			
Opere in cemento armato	2.500		Metri cubi
Acciaio da carpenteria	275		Tonnellate
Altri materiali metallici (sostegni sbarre, grigliati etc)	1.000		Tonnellate
Inerti per riempimenti, massicciata, sottofondi	7.000		Metri Cubi
Terreno movimentato per scavi	60.500		Metri Cubi

Terreno movimentato per rilevati e rinterri	275	Tonnellate
Terreno movimentato per scavi	15.000	Metri Cubi
Terreno riutilizzato in situ per quinte morfologiche	30.000	Metri Cubi
Esubero da conferire a discarica	15.500	Metri Cubi
Legno e plastica	200	Tonnellate
Acqua (per cemento)	300	Metri Cubi
Energia elettrica	1,5	MWh
Viaggi per costruzione e conferimenti (per Stazione, Stallo e elettrodotto terrestre)	3.000	-
Gasolio per viaggi e costruzione	120.000	Litri
CO2 emessa	318	Tonnellate

Tabella 6.1 _ Tabella riepilogativa delle quantità di materiali e risorse impiegate

6.13.2 TEMPI DI ATTIVITA', CONSUMI MEDI DI CARBURANTE UTILIZZATO PER TRANSITO/OPERAZIONI IN MARE E RELATIVE EMISSIONI DI AGENTI INQUINANTI

OPERE DI INSTALLAZIONE A MARE	(ore)	consumi medi MFO (m3) Olio Combustibile Marino	tons CO2	tons CH4	tons N2O	tons CO2e compl.va
OFFSHORE-PLT (ELE SUBSTATION:JACKET& TOPSIDE)						
INSTALLATION	720	216	498.5	0.2	7.1	505.8
HOOKUP& COMMISSIONING	720	216	498.5	0.1	7.1	505.8
MONOPILE						
INSTALLATION	979	294	677.9	0.3	9.6	687.9
TRANSITION PIECE						
INSTALLATION	979	294	677.9	0.3	9.6	687.9
CABLE						
LAY & BURY - 380 kV 3-CORE EXPORT OFFSHORE	720	216	498.5	0.2	7.1	505.8
LAY- 66 kV INTRAFIELD ARRAY	2080	624	1440.1	0.6	20.5	1461.2
WIND TURBINE GENERATOR						
INSTALLATION (TOWER+NACELLE+BLADES)	3934	1180	2725.1	1.2	38.8	2765.0
	ore	consumi medi MFO (m3)	tons CO2	tons CH4	tons N2O	tons CO2e compl.va
TOTALE	10133	3040	7017	3	100	7119

Tabella 6.2 _ Tabella riepilogativa dei consumi di combustibile marino e delle emissioni stimate

Per l'impianto in esame, applicando calcoli di diversi studi che stimano emissioni pari a 10,65 gCO₂eq/kWh (per produzione componenti e realizzazione opere), si ipotizzano emissioni di circa 7650 tonnellate di CO₂ a cui si aggiungono altrettante Tonnellate dovute ai combustibili utilizzati per fase di costruzione).

7 ASPETTI GENERALI DELL'ORGANIZZAZIONE DEL CANTIERE E CRONOPROGRAMMA

7.1 OPERATIVITÀ DEL CANTIERE OFFSHORE

Le condizioni atmosferiche sono uno dei parametri più importanti da considerare nel caso di lavori in mare aperto. Durante le fasi di cantiere offshore le condizioni atmosferiche saranno pertanto monitorate costantemente in modo da produrre un bollettino meteorologico locale previsionale dettagliato e sempre aggiornato. Il cantiere procederà tenendo in considerazione l'ipotesi del verificarsi di condizioni atmosferiche difficili e prevedendo, già in fase di programmazione esecutiva dell'attività lavorativa, piani che permettano di adattarsi, in modo rapido e flessibile, alle variazioni delle condizioni meteo-marine.

In linea generale, il periodo utile per il cantiere offshore è compreso tra inizio maggio e fine ottobre. Viceversa, durante i mesi invernali (da inizio novembre a fine aprile), il cantiere potrebbe essere temporaneamente non operativo o più soggetto a stand by in base all'operatività dei mezzi.

In base alle indicazioni fornite dallo studio meteomarinario, è possibile effettuare una valutazione di massima dell'operatività del cantiere. L'altezza d'onda di soglia, al di sopra della quale è necessario sospendere le operazioni di cantiere, dipende dalle caratteristiche del pontone prescelto e dalla tipologia di lavoro considerata. In generale, i limiti di operatività per una jack-up barge impiegata per applicazioni offshore corrispondono ad un'altezza d'onda < 2m e ad una velocità del vento inferiore a 20 m/s.

Confrontando con i dati d'onda in accordo al report meteomarinario risulta un'operatività del 98% dei mezzi di installazione (da confermare in fase di esecuzione).

Tp(s)	Hs (m)													Tot	
	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5		
1.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2.0	0.513	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.513
3.0	31.697	0.093	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	31.790
4.0	21.832	6.680	0.059	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	28.571
5.0	6.020	10.454	1.559	0.061	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	18.097
6.0	1.711	4.928	3.481	0.912	0.090	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	11.121
7.0	1.041	2.065	1.528	1.425	0.692	0.144	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	6.898
8.0	0.176	0.538	0.504	0.369	0.301	0.227	0.132	0.024	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.271
9.0	0.056	0.152	0.110	0.105	0.071	0.029	0.049	0.054	0.017	0.005	0.002	0.000	0.000	0.000	0.650
10.0	0.000	0.034	0.005	0.010	0.017	0.000	0.007	0.000	0.002	0.005	0.000	0.000	0.000	0.000	0.086
11.0	0.000	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002
	63.048	24.946	7.245	2.882	1.173	0.401	0.191	0.078	0.020	0.010	0.007	0.000	0.000	0.000	100.000

Tabella 7.1 _ Era5 - Point 6 – Distribuzione di Frequenza (%) Hs (m) vs Dir (°N). Periodo di riferimento 2007-2020.

7.2 OFFSHORE SIMOPS

Un'attenzione particolare è data alle Operazioni Marine Simultanee (SIMOPS) come peculiarità dell'industria eolica offshore.

A causa del fatto che un progetto di energia eolica offshore coinvolge un gran numero di strutture, il rischio di interferenza tra le diverse operazioni è maggiore, anche a causa di una finestra temporale di installazione ristretta dipendente dalle condizioni di mare favorevole; un gran numero di operazioni in un parco eolico offshore richiede l'uso di navi, con conseguente esposizione dei lavoratori a varie minacce legate al funzionamento della nave, come collisione tra navi o collisione tra una nave e una turbina eolica.

Le navi di supporto e le attrezzature per un parco eolico offshore si dovrebbero trovare nel porto più vicino che dispone delle strutture appropriate.

L'uso del porto è cruciale in tutte le fasi del ciclo di vita di un parco eolico offshore. In particolare, durante la fase di costruzione, le parti della turbina e le navi necessarie sono posizionate in porto. Inoltre, durante la fase di operazione e manutenzione, le navi di supporto offshore e le attrezzature di ricambio sono stoccate in porto in caso di emergenza.

Pertanto, l'esposizione a vari rischi per le persone che vi lavorano è inevitabile. La corretta organizzazione di SIMOPS è essenziale per evitare non solo la congestione ma anche per ridurre il rischio di collisione tra navi e tra navi e banchine.

Premesso che è evidente che le SIMOPS devono essere minimizzate o azzerate, durante la fase di esecuzione _ una volta confermati i contrattisti della fornitura, costruzione e installazione e finalizzata la pianificazione delle attività anche in funzione dell'operatività dei mezzi (in funzione dell'altezza d'onda) _ andrà fatto un HAZID (HAZard IDentification) per valutare i rischi durante la fase di costruzione.

Le SIMOPS previste dai mezzi di installazione principali dal cronoprogramma preliminare (escludendo i mezzi di supporto) sono:

- installazione della piattaforma contemporanea a installazione dei monopali e dei giunti di transizione;
- Installazione del cavo di export contemporanea all'installazione delle torri e delle turbine.

Data le distanze in gioco tra Stazione elettrica su piattaforma marina e monopali, il rischio appare remoto.

7.3 CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI

Nella predisposizione del Cronoprogramma dei Lavori, sono state effettuate le seguenti valutazioni:

- Alcune attività, quali la fabbricazione e l'installazione delle sottostazioni elettriche e degli altri componenti devono procedere "in serie", cioè la successiva non può iniziare fino al completamento della fase precedente;
- Alcune attività, come la fabbricazione della sottostazione elettrica a terra, possono procedere parallelamente alle altre fasi, in quanto il sito operativo è differente.
- Sono stati considerati 3 mezzi per l'installazione delle componenti a mare: uno per il varo e la posa dei cavi, uno per le piattaforme e uno per le turbine.
- In accordo alle date schedate, **i tempi di realizzazione del parco eolico sono di circa 24 mesi**, comprendendo una parte iniziale molto ampia per le indagini geofisiche e geotecniche in mare.
- La data stimata di inizio lavori è totalmente indicativa in quanto dipende dal tempo che occorrerà per la chiusura della fase autorizzativa, per la progettazione esecutiva e per le fasi contrattuali; ai soli scopi della definizione delle fasi di lavoro, delle tempistiche necessarie e dell'organizzazione delle fasi concomitanti, la data di inizio delle attività, da cronoprogramma parte dal 1 luglio 2023.
- Considerando imprevisti, è plausibile considerare che la fine dei lavori possa essere entro il 2025..

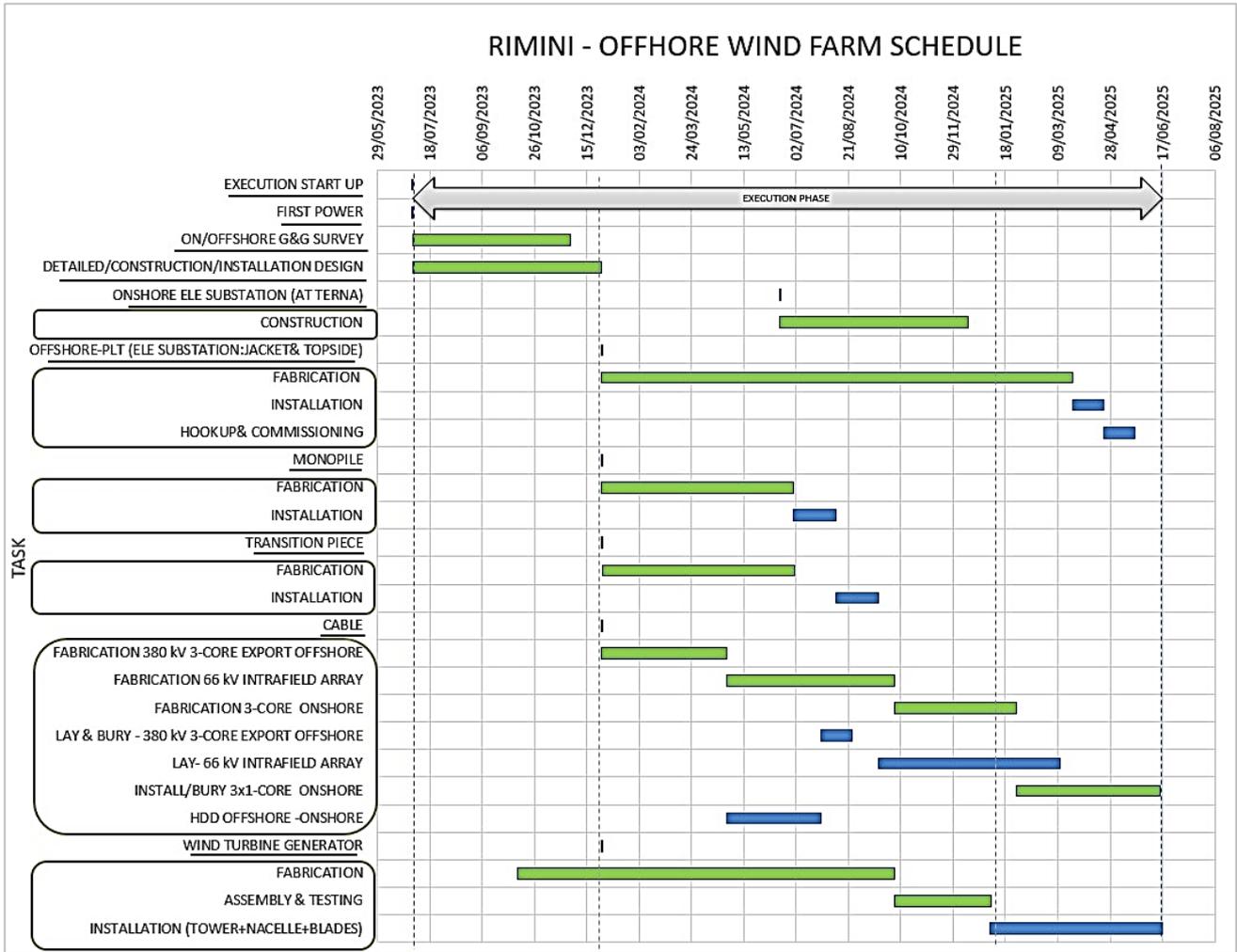


Tabella 7.2 _ Cronoprogramma dei Lavori

8 PROPOSTA DI INDIVIDUAZIONE DI AREE DI SICUREZZA OGGETTO DI REGOLAMENTAZIONE

In considerazione della configurazione degli aerogeneratori lungo archi molto distanziati tra loro e dell'ottimizzazione del percorso dei cavi di collegamento tra gli aerogeneratori stessi e la Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) su piattaforma marina, vi sono tutte le condizioni affinché nell'area di inviluppo dell'impianto eolico offshore (in qualsiasi configurazione proposta) sia assolutamente possibile prevedere la **multi funzionalità e soprattutto la coesistenza con le attività di pesca.**

In particolare i cavi di collegamento seguono gli archi su cui si dispongono gli aerogeneratori e per il collegamento con la Stazione Marina archi si prevede un unico attraversamento trasversale dello specchio d'acqua da parte del fascio di cavi; per il layout A l'attraversamento trasversale del fascio di cavi è parallelo alla condotta ENI esistente.

Lo specchio d'acqua risulta in tal modo attraversabile e con distanza tali delle strutture fisse e dei cavi da non precludere lo svolgimento di altre attività e usi del mare.

E' tuttavia utile individuare all'interno dello specchio d'acqua interessato dal progetto delle aree a cui applicare specifiche regolamentazioni, al fine di prevenire il rischio di incidenti, di perdita di attrezzature da pesca o di danneggiamenti delle strutture dell'impianto eolico e dei cavi elettrici,

In adesione a una serie di normative recentemente adottate in diversi paesi europei in cui già da tempo esistono impianti eolici offshore, il principio adottato è quello di considerare e prevedere Aree di Sicurezza e non Aree di Esclusione, al fine di garantire gli usi del mare abituali e risolvere i potenziali conflitti e le interazioni negative tra la centrale eolica offshore e le diverse attività.

Applicando tale principio, si è deciso cautelativamente di proporre delle zone di sicurezza più ampie rispetto a quelle recentemente adottate per impianti analoghi realizzati in altri contesti europei (descritte nella PARTE V CAPITOLO 17), e di non distribuirle in maniera generica ma applicarle solo laddove può esserci un rischio potenziale.

Le misure proposte sono graduate in particolare a seconda delle tecniche di pesca e sono praticamente nulle per la pesca sportiva e il diving.

In sintesi, le misure sono le seguenti:

- Il fascio cavi viene salvaguardato ponendo un buffer di 100 m per parte; in questo ambito, in fase di esercizio si propone di consentire il transito e di vietare esclusivamente l'ancoraggio e la pesca a strascico; in fase di cantiere si propone di raddoppiare il buffer;
- per le turbine in fase di esercizio si stabiliscono due buffer, uno di 50 m in cui si propone un divieto di ancoraggio, navigazione, accosto e pesca e uno di 150 m in cui il divieto permane solo per la pesca a strascico; in fase di cantiere cautelativamente si propone di estendere il buffer a 500 m
- per la sottostazione in fase di esercizio si propongono due buffer, uno di 150 m in cui si propone di vietare ancoraggio, navigazione, accosto e pesca e uno compreso tra 150 m e 500 m in cui si propone di vietare l'ancoraggio ed esclusivamente la pesca a strascico; in fase di cantiere si propone di estendere il buffer a 500 m, come per le turbine.

In funzione di tali proposte, la somma delle aree oggetto di limitazione e regolamentazione è pari a circa 14,14 kmq per il Layout A e 12,6 kmq per il layout B (che rappresentano il 20 % e il 15,2 % dell'area di inviluppo delle relative configurazioni di layout).

In definitiva, nella proposta avanzata specifica per il progetto in esame, nelle Aree di Sicurezza individuate e in tutte le fasi considerate (cantiere, esercizio, dismissione) sono imposti pochi divieti e garantire la coesistenza di molteplici usi e attività, così come auspicato dalla Pianificazione dello Spazio Marino e da tutte le direttive e linee guida specifiche sugli impianti eolici offshore.

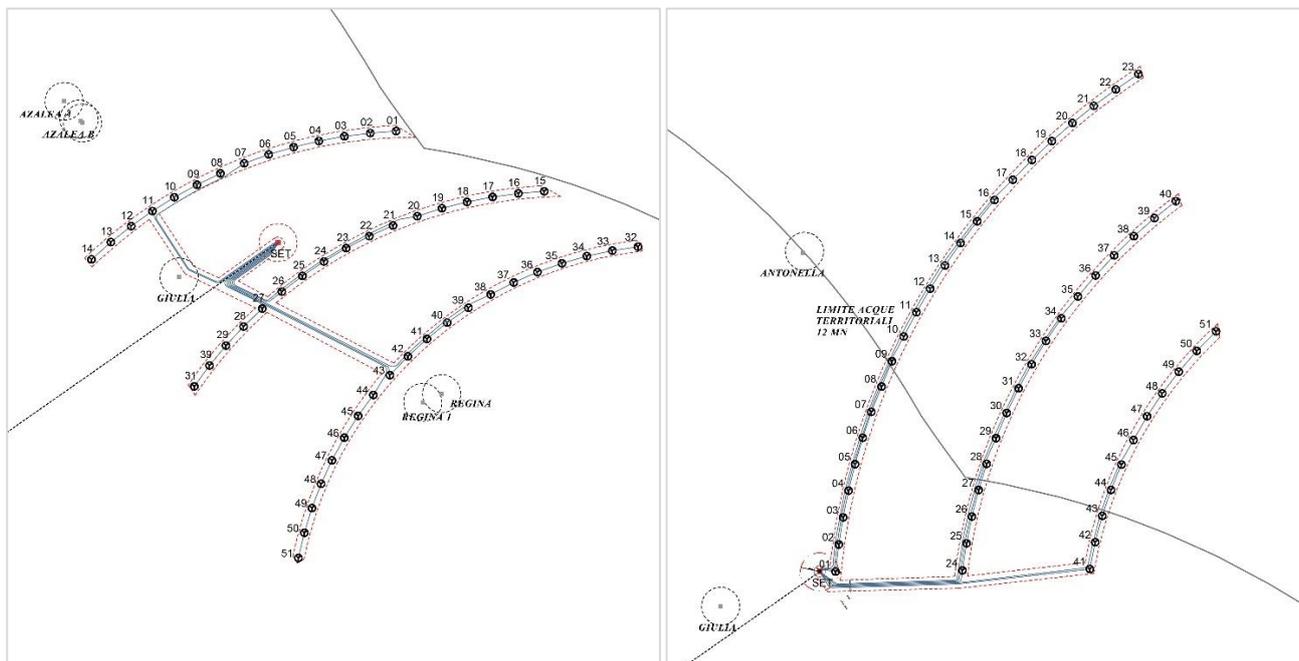


Figura 8.1 – Schema delle aree di sicurezza del LAYOUT A (a sx) e del LAYOUT B (a dx)

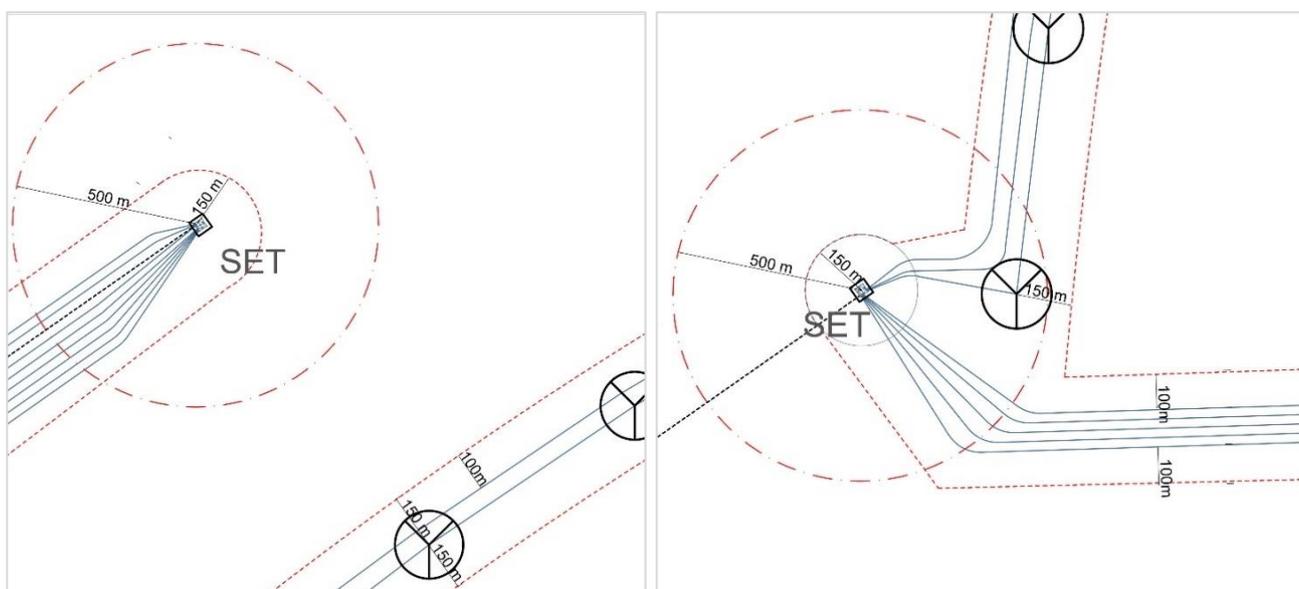


Figura 8.2 – Particolare aree di sicurezza e dei cavi di arrivo alla Stazione Elettrica marina, per il LAYOUT A (a sx) e B (a dx)

DISTANZE DI SICUREZZA IN FASE DI CANTIERE			
ELEMENTI	BUFFER	DIVIETI	USI CONSENTITI
AEROGENERATORI	500 M	Navigazione e accosto, salvo mezzi di cantiere e sicurezza; Ancoraggio; Altri usi diversi dai consentiti;	visite guidate;
FASCIO CAVI	200 M	Ancoraggio; Pesca a strascico; Altri usi diversi dai consentiti;	transito;
STAZIONE ELETTRICA	500 M	Navigazione e accosto, salvo mezzi di cantiere e sicurezza; Ancoraggio; Altri usi diversi dai consentiti;	visite guidate;
NOTE	Il cantiere sarà itinerante e l'installazione non prevede l'occupazione simultanea dei mezzi di cantiere in corrispondenza di tutte le turbine e della sottostazione; le zone di sicurezza vengono occupate in sequenze temporali differenziate. Ragionevolmente è possibile considerare che prima dell'inizio del cantiere venga reso pubblico il cronoprogramma delle attività, che sarà eventualmente aggiornato continuamente, in modo da indicare di volta in volta nei bollettini e avvisi ai naviganti quali saranno le aree impegnate settimanalmente dalle operazioni di cantiere e le rotte degli spostamenti dei mezzi operativi.		

DISTANZE DI SICUREZZA IN FASE DI ESERCIZIO			
ELEMENTI	BUFFER	DIVIETI	USI CONSENTITI
AEROGENERATORI	50 M	Navigazione e accosto, salvo mezzi di manutenzione e sicurezza e natanti a motore spento, escluso barche a vela con altezza maggiore di 20 m; Ancoraggio; Altri usi diversi dai consentiti;	pesca sportiva; diving; visite guidate;
AEROGENERATORI	50/150 M	Navigazione per natanti di LFT superiore a 24 m e per le barche a vela con altezza fuori tutto pari a 20 m; Ancoraggio; Pesca a strascico;	transito; pesca tradizionale; diving;
FASCIO CAVI	100 M	Ancoraggio;	diving;

		Pesca a strascico; Altri usi diversi dai consentiti;	
STAZIONE ELETTRICA	150 M	Navigazione e accosto, salvo mezzi di manutenzione e sicurezza e natanti a motore spento, escluso barche a vela con altezza maggiore di 20 m; Ancoraggio; Altri usi diversi dai consentiti;	pesca sportiva; diving; visite guidate
STAZIONE ELETTRICA	150/500 M	Ancoraggio; Pesca a strascico; altri usi diversi dai consentiti;	transito; pesca tradizionale; diving;
NOTE			

DISTANZE DI SICUREZZA IN FASE DI DISMISSIONE			
ELEMENTI	BUFFER	DIVIETI	USI CONSENTITI
AEROGENERATORI	500 M	Navigazione e accosto, salvo mezzi di cantiere e sicurezza; Ancoraggio; Altri usi diversi dai consentiti;	visite guidate;
FASCIO CAVI	200 M	Ancoraggio; Pesca a strascico; Altri usi diversi dai consentiti;	transito;
STAZIONE ELETTRICA	500 M	Navigazione e accosto, salvo mezzi di cantiere e sicurezza; Ancoraggio; Altri usi diversi dai consentiti;	visite guidate;
NOTE	<p>Si possono considerare oggetto di sicurezza e regolamentazione le medesime aree interessate dal cantiere, salvo che anche in questo caso le aree vengono progressivamente liberate da ostacoli e quindi aumentano le superfici disponibili per gli altri usi del mare.</p> <p>E' possibile considerare che prima dell'inizio del cantiere venga reso pubblico il cronoprogramma delle attività, che sarà eventualmente aggiornato continuamente, in modo da indicare di volta in volta nei bollettini e avvisi ai naviganti quali saranno le aree impegnate settimanalmente dalle operazioni di cantiere e le rotte degli spostamenti dei mezzi operativi.</p> <p>Ciò consentirà di poter seguire la progressiva eliminazione delle opere e conseguentemente delle limitazioni di operatività derivanti dalla regolamentazione della fase di esercizio.</p>		

9 DISMISSIONE

Al termine della vita utile dell'impianto, il parco eolico potrebbe essere rimodernato, ovvero, dopo una verifica dell'integrità dei piloni di fondazione, si potrebbe procedere alla sostituzione integrale delle sole turbine.

Come descritto nei capitoli precedenti, la fondazione, la torre e la turbina sono tre parti distinte che vengono assemblate nel luogo di installazione dell'aerogeneratore.

Pertanto, al termine della vita utile dell'impianto, verificata la compatibilità e la resistenza delle fondazioni esistenti, si potrebbe procedere allo smantellamento, ad esempio, delle sole torri eoliche, preservandone le fondazioni che verrebbero utilizzate per nuove turbine.

Diversamente si potrebbe procedere allo smantellamento integrale della centrale procedendo in senso inverso alla fase di installazione della centrale.

La dismissione di un impianto eolico si presenta comunque di estrema facilità se confrontata con quella di centrali di tipologia diversa.

Allo stato attuale secondo la WindEurope, le turbine eoliche hanno una riciclabilità tra l'85% e il 90% in peso, infatti la fondazione, la torre, il generatore e il moltiplicatore di giri, così come tutti i componenti all'interno della navicella sono completamente o quasi riciclabili.

L'unico componente che presenta ancora criticità sono le pale costituite da materiali compositi quali resine di poliestere, fibre di vetro o di carbonio ma sono attualmente in corso importanti ricerche finalizzate al completo riciclo anche di questi componenti.

Il decommissioning dell'impianto prevede la disinstallazione di ognuna delle unità produttive utilizzando i mezzi e gli strumenti appropriati, così come avviene nelle diverse fasi di realizzazione.

Si prevede uno smantellamento con la rimozione della sola parte aerea delle turbine mantenendo in sito le opere di fondazione e talvolta, anche i cavi subacquei.

Questa opzione lascerebbe l'habitat quasi indisturbato, e lo smantellamento o turbine sarebbe più veloce creando meno perturbazioni nel traffico navale e determinando un recupero più rapido della zona.

Lasciando in sito le strutture subacquee, l'effetto reef artificiale che si è venuto a creare rimarrebbe inalterato non modificando le condizioni favorevoli determinatesi nella fase di esercizio.

9.1 METODI PER AFFRONTARE LA DISMISSIONE

Lo studio "Sustainable decommissioning of an offshore wind farm" Eva Topham*, David McMillan 2016, riporta una dettagliata analisi dei metodi criteri e tecnologie di dismissione di un impianto eolico offshore, basandosi sulle pochissime esperienze di dismissioni già realizzate, che attengono ad impianti pilota o di piccola dimensione, e traslando l'esperienza approfondita del settore Oil&Gas.

Dall'analisi del settore eolico onshore e dell'industria petrolifera e del gas offshore si può presumere che la disattivazione dei parchi eolici offshore comporterà una combinazione di tecniche adattate da entrambi i settori.

Tuttavia, a differenza della disattivazione offshore nell'industria petrolifera e del gas, in cui i fornitori di servizi hanno accumulato un'esperienza sufficiente per consentire loro di eseguire rapidamente i lavori, la disattivazione delle turbine eoliche offshore richiede una scala spaziale e temporale molto più ampia.

Come per le attività di realizzazione dell'opera, le operazioni di dismissione sono fortemente condizionate dalle condizioni meteorologiche.

La dismissione di un parco eolico offshore può essere suddivisa in tre diverse fasi:

- pianificazione delle attività, dove le operazioni sono programmate tenendo conto dei tempi e dei costi coinvolti, e cercando di raggiungere la soluzione più efficiente e sostenibile.
- La rimozione delle strutture stesse;
- Processi post-decommissioning, come la destinazione degli elementi rimossi e il riciclaggio degli elementi e il monitoraggio del ripristino dei siti.

9.2 REPOWERING

Il repowering può anche essere considerato come un tipo di decommissioning ma con la successiva installazione di turbine eoliche più potenti cercando di mantenere la maggior parte del sistema elettrico (cavi e sottostazioni), riducendo i costi di capitale del nuovo progetto.

- Repowering parziale (Refurbishment). Installazione di componenti minori (a seconda dei casi) come rotor, pale, riduttori, trasmissioni, elettronica di potenza e/o torri.
- Repowering completo. Sostituzione delle vecchie turbine con unità più nuove e più grandi. In questo caso va verificata la portata delle fondazioni.

Questa decisione dipende da fattori quali il sito, le dimensioni del progetto, le normative applicabili, il prezzo dell'energia e i costi operativi, l'entità delle infrastrutture riutilizzabili e la redditività prevista del progetto ripotenziato rispetto al mercato effettivo.

Inoltre, non c'è ancora abbastanza esperienza sulla stima precisa della vita utile residua dei componenti eolici offshore.

9.3 RIMOZIONE DEGLI ELEMENTI

Per la rimozione delle strutture che costituiscono un parco eolico sono necessarie le stesse attrezzature e imbarcazioni e apprestamenti necessari per il cantiere di costruzione.

TURBINE

Le turbine eoliche dovranno essere completamente rimosse dal sito e quindi smontate a terra.

Il processo inizia con la disconnessione della turbina dalla rete.

Di solito viene utilizzata una nave da sollevamento pesante o una nave di posizionamento dinamico, quindi deve essere mobilitata sul posto.

Le stesse diverse metodologie utilizzate per installare una turbina eolica, possono essere applicate per la sua dismissione. La procedura eseguita dipenderà dalle dimensioni e dal peso della turbina e determinerà la

capacità di sollevamento e lo spazio del ponte della nave. La maggior parte delle procedure proposte sono il contrario delle tecniche di installazione praticate fino ad oggi.

Le procedure di rimozione degli elementi che costituiscono in una turbina eolica sono diverse caso per caso, compresa la posizione di taglio dei cavi.

Per esempio, per quanto riguarda i liquidi come oli per ingranaggi o motori e qualsiasi altra sostanza chimica che può essere presente, possono essere raccolti e rimossi dalla turbina, o lasciati all'interno della navicella per ridurre al minimo il rischio di fuoriuscita ed essere raccolti una volta a terra.

I bulloni saranno rimossi con metodi normali o con smerigliatrici angolari e frese al plasma se la prima opzione non è possibile.

I cavi di interconnessione alle strutture adiacenti devono essere tagliati, ma dipenderà dal metodo scelto.

Mentre la torre viene sollevata, viene preparato l'elemento di transizione per la rimozione.

La nave necessaria farà affidamento sull'opzione di rimozione eseguita: una nave che riempie la sua capacità di coperta e ritorna in porto, o un jack-up più piccolo per le procedure di sollevamento con l'utilizzo di chiatte per il trasporto.

ELEMENTO DI TRANSIZIONE

Elemento di transizione è la struttura che collega la parte inferiore della torre della turbina alla fondazione, di solito per mezzo di una connessione a flangia imbullonata. Contiene elementi come guide per cavi per J-tube, scale di accesso e piattaforme. I cavi che interconnettono la torre della turbina saranno scollegati e tagliati, quindi verrà il scollegato alla fondazione, rendendo possibile l'operazione di sollevamento.

Un utensile da taglio deve essere montato sotto la piattaforma ermetica del pezzo di transizione mentre i J-tube vengono tagliati. Il taglio del pezzo di transizione inizierà quando la gru sarà in posizione per sostenere il carico. Un'altra opzione è quella di sollevare il pezzo di transizione insieme alla fondazione, ma ciò significa un sollevamento di un peso estremamente elevato (che dipenderà dal tipo di turbine eoliche del parco eolico), questo richiede gru specializzate e misure di sicurezza estreme.

FONDAZIONE MONOPALO

Le operazioni eseguite dipenderanno principalmente dal tipo di fondazione.

Sono necessarie navi specializzate a causa del sollevamento pesante come conseguenza dell'elevato peso delle fondazioni. Come regola generale, dopo la rimozione dei J-tube, si ottiene l'accesso interno alla fondazione. Viene quindi utilizzato un metodo di taglio per estrarre i J-tube esterni e tagliare le fondamenta dove è stato deciso nel programma di disattivazione, rendendo possibile il sollevamento.

Sono normalmente effettuate due opzioni di rimozione:

- la rimozione completa della fondazione;
- il taglio alla base della fondazione e lasciando il resto in situ, in modo da ridurre al minimo la perturbazione dell'ambiente marino.

Tagliare e lasciare in situ il resto è di solito l'operazione preferita in quanto riduce i rischi, è più economico da eseguire e il sito è meno disturbato.

Le operazioni di rimozione delle fondazioni saranno abbastanza dissimili a seconda del tipo di fondazione.

Ogni piede di fondazione viene ispezionato e si decide se sono necessari accessori di sollevamento. Questo è fatto da veicoli telecomandati (ROV) o subacquei. La nave scelta sarà mobilitata sul sito e può essere una gru galleggiante, una chiatta sollevabile o un'unità speciale offshore con gambe stabilizzatrici.

Se la fondazione è coperta con protezione antigraffio, deve essere rimossa, consentendo l'accesso al processo di taglio.

I ganci della gru dalla nave sono posizionati e fissati ai punti di sollevamento della fondazione. I piloni vengono tagliate sotto il fondo marino, ma la distanza del taglio dipenderà dal tipo di fondale, quindi saranno necessarie attrezzature di scavo.

Le dimensioni dei monopali, la profondità di penetrazione nel fondale marino e il suo peso rendono molto complesso rimuovere l'intera struttura e un grande impatto ambientale dovuto a scavi e perturbazioni profonde all'ambiente marino. Inoltre, sono necessarie attrezzature specializzate per periodi più lunghi, il che significa che è un'opzione più costosa e meno pratica rispetto al taglio.

I metodi di taglio proposti sono di solito il taglio a filo diamantato o il getto d'acqua (con un utensile ad acqua/graniglia ad alta pressione azionato a distanza). Dovrà essere scelto il metodo che arreca minor disturbo all'ambiente. Anche eventuali detriti devono essere rimossi. La fondazione tagliata viene quindi caricata sulla nave di trasporto a terra.

SOTTOSTAZIONE OFFSHORE

La struttura può essere divisa in due parti: il lato superiore TOPSIDE e le sue fondamenta a Jacket.

Il topside viene trasportato a terra come una singola struttura. La presenza di oli o altri liquidi può essere rimossa offshore o contenuta in modo sicuro per il trasporto a terra. Le tecniche sviluppate saranno simili per le turbine.

È importante valutare eventuali pericoli o inquinanti potenziali che potrebbero presentarsi durante l'operazione, nonché le procedure di mitigazione, per consentirne l'eliminazione.

È necessaria la mobilitazione di una nave di disattivazione in grado di sollevare la parte superiore, e quindi la sua fondazione. Il lato superiore sarà di solito il componente più pesante della fattoria.

Quando la nave è pronta, il primo passo è scollegare la sottostazione dalla rete. I punti di sollevamento devono essere installati seguiti dal taglio delle connessioni saldate tra la sottostazione e la fondazione, in modo che entrambe le strutture possano essere sollevate separatamente. Una volta caricati sulla nave, possono quindi essere trasportati a terra per elaborarli correttamente.

CAVI SOTTOMARINI

I cavi sottomarini includono sia cavi inter-array (di collegamento tra le turbine) che cavi di esportazione. I cavi sono interrati sotto il fondo marino di circa 1/1.5 m, al fine di non comportare rischi per la sicurezza degli utenti marini e con impatti ambientali o di inquinamento limitati.

I cavi possono essere rimossi parzialmente o completamente, ma la rimozione totale dei cavi coperti comporterà costi notevoli e grande perturbazione del fondale marino.

Il monitoraggio è importante in modo che i cavi non vengano esposti e, se ciò accade, vengono eseguite azioni di sepoltura appropriate (utilizzando ROV).

E' possibile ipotizzare che il recupero dei cavi sia necessario solo in alcune aree (attraversamenti di cavi), e quindi il processo inizia con la loro localizzazione.

I cavi verranno sollevati dal fondo marino, tagliando le sezioni richieste e restituendo le estremità rimanenti al fondo marino, oppure sollevando le estremità dei cavi su una nave di recupero dove vengono bobinate su un tamburo. Se si formano trincee sottomarine, saranno naturalmente riempite dall'azione delle maree.

I cavi saranno tagliati il più vicino possibile dalla fondazione, seppellendo le estremità a una profondità di circa 1 m e riducendo al minimo le interruzioni dell'habitat marino e del fondo marino. I cavi verranno trasportati a terra per un adeguato trattamento.

Si ritiene che la rimozione completa causi una notevole distruzione e distruzione del fondo marino, data l'ampia lunghezza dei cavi.

Lasciare i cavi in situ e ben interrati è quindi la migliore opportunità suggerita fino ad oggi, anche se questo potrebbe richiedere un accurato studio delle correnti marine e il loro monitoraggio per studio per scongiurare il rischio che i cavi vengano esposti.

SCOUR PROTECTION

La protezione da fenomeno scouring alla base del palo di fondazione è assicurata dall'utilizzo di pietrame per un diametro di circa 49 m attorno ad ogni singola turbina.

Le scogliere sommerse di protezione creeranno un reef artificiale, ottimale per l'attecchimento di vegetazione e organismi incrostanti e per favorire la presenza di pesci.

Come regola generale, tale reef artificiale verrà lasciato in situ, ma se si ritiene preferibile la sua rimozione, verrà dragata e spedita per il riutilizzo o in un sito di smaltimento. Se c'è un riempimento di roccia, i singoli massi possono essere raccolti con l'aiuto di una nave di presa, caricandoli su una chiatta a tramoggia e trasportandoli per il riutilizzo o lo smaltimento.

ONSHORE

Non vi è ancora alcun requisito per la disattivazione dei cavi onshore da un parco eolico offshore, quindi la loro completa rimozione potrebbe non essere presa in considerazione.

I cavi onshore che interrati possono essere rilevati e analizzati per essere lasciati in situ, poiché i potenziali impatti ambientali per la loro rimozione saranno simili a quelli durante l'installazione.

La stazione utente di trasformazione e qualsiasi altra struttura relativa verranno adeguatamente smantellate, ripristinando il terreno al suo stato originale.

TECNICHE DI TAGLIO

Durante la dismissione di un parco eolico offshore saranno necessarie diverse operazioni di taglio. Ad oggi ci sono diverse opzioni disponibili: il taglio a filo diamantato, il taglio a getto d'acqua.

Quando un parco eolico raggiungerà il suo tempo di dismissione saranno probabilmente disponibili tecniche migliori e con minor impatto ambientale.

Le opzioni attualmente disponibili sono le seguenti:

- Taglio a filo diamantato. Il taglio è una conseguenza dell'attrito prodotto dal filo contro la struttura. I suoi vantaggi sono che non ci sono vibrazioni, è meno inquinante, può essere avvolto intorno a quasi tutte le dimensioni o forme ed è una soluzione economica. Come inconveniente, richiede un buon accesso all'area di taglio.
- Taglio a getto d'acqua (Water jetting). Un getto d'acqua e una sostanza abrasiva rilasciati ad alta pressione. Può tagliare qualsiasi materiale e può essere facilmente automatizzato, ma i componenti volano via e l'ambiente è più influenzato. Comprende anche costi più elevati.

La tecnica di taglio preferita sarà il filo diamantato il taglio in quanto le pile non dovrebbero essere troppo complicate da avvolgere, è economico e c'è poca occupazione di spazio marino.

DESTINAZIONE DEGLI ELEMENTI RIMOSI

Una decisione significativa riguardante il piano di disattivazione è quella di scegliere cosa fare con tutte le strutture una volta che sono a terra.

Le strutture saranno disassemblate separando i diversi materiali di cui sono fatte, in modo che il materiale possa essere poi lavorato, riutilizzato, riciclato o smaltito. L'opzione del riutilizzo sarà quella valutata per prima, sarà seguita dal riciclaggio dei materiali che compongono gli elementi rimossi, infine, per le poche parti residue si effettuerà lo smaltimento (discarica).

NAVI

La logistica coinvolta nel processo di disattivazione è una parte essenziale del piano di dismissione. I fattori che influenzano la nave da scegliere dipendono dal numero di turbine e fondazioni da rimuovere (disponibilità di spazio sul ponte), dal loro peso (capacità della gru), dalla profondità dell'acqua del sito e dal tipo di fondo marino (non tutte le navi possono lavorare su tutti i fondali marini) e dalla disponibilità. Oltre a decidere quali navi effettuare le operazioni di rimozione, è importante scegliere una strategia di trasporto appropriata. Ciò dipenderà principalmente dalla distanza dal porto e dal numero di turbine eoliche del parco eolico.

Ci sono due opzioni:

- Nave di smantellamento multitasking. La nave è tenuta a fare sia le operazioni di rimozione che il trasporto dei componenti in porto;
- Nave di smantellamento e nave da trasporto. La nave di smantellamento viene utilizzata solo per la rimozione delle strutture e vengono caricate in un'altra chiatta che le porta a riva. Potrebbe esserci più di una chiatta in modo da ottimizzare i tempi.

9.4 METODOLOGIA DI DISMISSIONE E SMANTELLAMENTO PROPOSTA

Seguendo le indicazioni degli studi e delle migliori pratiche suggerite, si sintetizza la metodologia individuata per il progetto eolico offshore di "Rimini", considerando le caratteristiche del sito, la vicinanza del porto di riferimento per la logistica, la profondità del fondale e soprattutto la potenziale perturbazione dell'ecosistema marino.

Si specifica che le indicazioni preliminari si basano sullo stato attuale delle conoscenze nel settore, ancora allo stato primordiale e privo di dati desunti da esperienze dirette. Sulla base di queste indicazioni sono stati stimati gli impatti ambientali, tuttavia la mancanza di dati certi relativi ai tempi di esecuzione, alle perturbazioni generate, ai rumori prodotti nelle diverse operazioni, permette di fare considerazioni generiche e preliminari.

TURBINE

Per la rimozione delle turbine, tra le diverse opzioni quella suggerita dai diversi studi, consiste nel sollevare la turbina come un'unica struttura. Questo comporterà operazioni di sollevamento pesante, ma le navi adeguate sono già disponibili e ci sono similitudini con operazioni simili eseguite nel settore petrolifero e del gas.

I liquidi (olio o qualsiasi altro) saranno raccolti offshore per evitare il rischio di fuoriuscita; a tal riguardo si rammenta che la lubrificazione scelta per le apparecchiature elettromeccaniche è in esteri naturali, biodegradabili e comportanti rischi di inquinamento nulli anche in caso di sversamento accidentale.

ELEMENTO DI TRANSIZIONE

L'elemento di transizione potrà essere sollevato insieme alla fondazione senza necessità di taglio e con l'utilizzo di navi specializzate.

FONDAZIONI

Per quanto riguarda le fondazioni monopalo saranno tagliate a una profondità da valutare in relazione al reef artificiale che si sarà venuto a creare al suo piede, in modo che l'impatto ambientale sia ridotto al minimo; i monopiloni saranno sollevati e rimossi e la parte infissa nel fondo marino rimarrà in situ.

STAZIONE OFFSHORE

Per quanto riguarda il Topside, nessun liquido verrà raccolto offshore (olio o altro) per ridurre il rischio di fuoriuscita e verrà sollevato come un unico pezzo. La fondazione sarà trattata come menzionato prima.

CAVI SOTTOMARINI

I cavi di collegamento tra le turbine (inter-array) e il cavo di esportazione possono essere lasciati in situ. Verrà effettuato un monitoraggio dei cavi interrati per verificare che siano correttamente interrati, in caso contrario, devono essere intraprese azioni.

PROTEZIONE PER SCOURIG

Come regola generale sarà lasciata in situ, poiché si sarà formato un reef artificiale. Solo nel caso in cui il monitoraggio suggerisca la rimozione, il pietrame verrà dragato, trasportato su nave di presa e conferito a discarica.

ELEMENTI ONSHORE

I cavi interrati saranno lasciati in situ per ridurre gli impatti ambientali e, relativamente alla stazione di transizione e allo Stallo 380 kV, qualsiasi manufatto o struttura saranno completamente smantellati per riportare il sito alle sue caratteristiche iniziali. A tal riguardo l'esperienza consolidata suggerisce che i piazzali e le opere di connessione elettrica possono preferibilmente essere riutilizzati per altri scopi analoghi, facendo comunque parte di elementi strettamente correlati alla Stazione TERNA esistente.

TECNICHE DI TAGLIO

Allo stato attuale delle conoscenze, il taglio a filo diamantato sarà lo strumento preferito per le operazioni di taglio in quanto è il meno dannoso per l'ambiente e può operare con un'ampia gamma di diametri.

DESTINAZIONE DEGLI ELEMENTI RIMOSSI

La prima opzione sarà quella di riutilizzare le componenti, il resto sarà riciclato come seconda opzione. Tutti i materiali che non possono essere riciclati saranno conferiti in discariche specializzate a seconda dei materiali.

9.5 EOLICO OFFSHORE NELL'ECONOMIA CIRCOLARE, RIUTILIZZO E RICICLO

Come premessa essenziale bisogna sottolineare che **l'industria eolica produce molto più materiale riciclabile di altri settori.**

Secondo WindEurope già oggi l'85-90% della massa totale di un aerogeneratore può già essere riciclato.

La maggior parte dei componenti, inclusi acciaio, cemento, filo di rame, elettronica e ingranaggi, rientra entro il circolo del riuso (in prima istanza) e del riciclaggio.

Tuttavia, allo stato attuale, le pale risultano ancora di difficile riciclo perché contengono materiali compositi complessi, una combinazione di fibre rinforzate (solitamente fibre di vetro o di carbonio) e una matrice polimerica. Questi materiali compositi migliorano le prestazioni delle turbine eoliche consentono la realizzazione di lame più leggere e più lunghe con aerodinamica ottimizzata, ma, a fine vita, sono difficili da separare presentando criticità per il riciclaggio.

Tali compositi non sono utilizzati solo nelle pale delle turbine eoliche, sono materiali importanti in settori quali l'aviazione, il trasporto marittimo, l'aeronautica, le attrezzature per il tempo libero e lo sport, l'edilizia e l'edilizia.

Dai dati riportati da WindEurope, si stima che circa 25.000 tonnellate di pale raggiungeranno la fine della loro vita operativa ogni anno entro il 2025 nei mercati più maturi d'Europa (Germania, Spagna, Danimarca), e verso la fine del decennio anche Italia, Francia e Portogallo inizieranno a smantellare in modo significativo le pale e il volume annuale dismesso potrebbe raddoppiare a 52.000 tonnellate entro il 2030.

Con queste previsioni e al fine di superare questa criticità WindEurope ha chiesto un divieto di discarica a livello europeo delle pale delle turbine eoliche dismesse entro il 2025, spingendo l'industria eolica ad impegnarsi attivamente verso il riutilizzo, il riciclare o il recupero totale delle pale dismesse.

L'industria eolica va dunque verso un recupero e riciclo al 100% di tutte le componenti e, ad oggi, esistono già numerosi brevetti finalizzati a separare le componenti e a recuperare o riciclare i materiali.

Ad esempio è stato brevettato un processo termochimico innovativo che riesce a recuperare dalla vetroresina sia la parte inorganica, che organica sotto forma di liquido in grado ancora di polimerizzare, sono stati brevettati processi per la separazione e il recupero del legno di balsa contenuto nelle pale e la ricerca tecnologica nel settore è in grande fermento.

Diversi produttori stanno inoltre sperimentando l'uso di nuove resine per legare insieme i materiali compositi, con struttura chimica che ne consente la separazione dai materiali compositi al termine della vita utile della lama. Questo processo di riciclaggio chimico mantiene l'integrità degli altri materiali nella lama consentendo il loro riuso per nuove applicazioni.