



Helios Energy S.r.l.

Parco Eolico Offshore – Dorada

Relazione Elettrica

Doc. No. P0030769-2-H10 Rev.00 – Marzo 2023

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
00	Prima Emissione	NNO01	MMO08	SSA	15/03/2023

Tutti i diritti, traduzione inclusa, sono riservati. Nessuna parte di questo documento può essere divulgata a terzi, per scopi diversi da quelli originali, senza il permesso scritto di RINA Consulting S.p.A.

INDICE

	Pag.
LISTA DELLE TABELLE	2
LISTA DELLE FIGURE	2
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	3
1 PREMESSA	4
2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO	5
2.1 GENERALITÀ	5
2.2 INQUADRAMENTO ELETTRICO	7
2.3 POSIZIONAMENTO DELLE TURBINE	9
2.4 DATI AMBIENTALI	16
3 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE	17
3.1 AEROGENERATORI	17
3.1.1 Sistema elettrico generatore-convertitore	18
3.1.2 Configurazione generale	18
3.1.3 Calcolo preliminare delle correnti	20
3.1.4 Sistemi di protezione	21
3.1.5 Collaudi, montaggi e documentazione	22
3.1.6 Segnalazione aerea e marittima	23
3.2 CAVI ELETTRICI DI COLLEGAMENTO ALLA TERRAFERMA	24
3.2.1 Configurazioni di posa del cavo marino di trasmissione verso terra	25
3.2.2 Lista delle connessioni elettriche	27
3.2.3 Caratteristiche del cavo marino	31
3.2.4 Protezione dei cavi sottomarini	33
3.2.5 Installazione del cavo sottomarino	35
3.2.6 Configurazione di posa del cavo terrestre	36
3.3 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFFSHORE	37
3.4 STAZIONE DI SEZIONAMENTO	39
3.5 LINEA DI CONNESSIONE A 380 KV	40
3.6 STAZIONE ELETTRICA DI UTENTE	41
4 COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA	42
4.1 SOLUZIONI PER RIDURRE LA POTENZA REATTIVA	42
4.2 SOLUZIONE TECNICA	42
4.2.1 Considerazioni preliminari	42
5 CAMPI ELETTROMAGNETICI GENERATI DAI CAVI	43
REFERENZE	44
NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO	45

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 2:1: Coordinate WTG “Taranto Dorada” – Area Nord	9
Tabella 2:2: Coordinate WTG “Taranto Dorada” –Area Sud	11
Tabella 3:1: Elenco trasformatori offshore	19
Tabella 3:2: Corrente preliminare in uscita da ogni stringa dei sottocampi	20
Tabella 3:3: Elenco delle connessioni elettriche	27
Tabella 3:4: Lista delle coordinate delle sottostazioni offshore	37
Tabella 3:5: Dettaglio particellare stazione di sezionamento e compensazione	39
Tabella 3:6: Dettaglio particellare stazione elettrica di utenza	41

LISTA DELLE FIGURE

Figura 1:1: Inquadramento Generale del Progetto - Dorada	4
Figura 2:1: Posizionamento del layout WTG	6
Figura 2:2: Profilo batimetrico [Fonte: https://portal.emodnet-bathymetry.eu]	6
Figura 2:3: Principali linee esistenti in AT 380 kV – Sud Italia (Puglia) [Fonte: Terna (2015)]	8
Figura 2:4: Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori	15
Figura 3:1: Schema del sistema elettrico generatore-convertitore	18
Figura 3:2: Schema configurazione generale stringa da 6 WTG	18
Figura 3:3: Vista del tracciato preliminare della convergenza dei cavidotti marini a 380 kV	24
Figura 3:4: Vista complessiva del corridoio dei cavi marini a 380 kV –	25
Figura 3:5: Dettaglio della vista dell'approccio alla costa e punto di giunzione	26
Figura 3:6: Tipico buca giunta con 4 terne AT	26
Figura 3:7: Esempio di cavo tripolare di interconnessione a 66 kV	31
Figura 3:8: Standard di cablaggio sottomarino	32
Figura 3:9: Tipico di cablaggio W-Shaped	32
Figura 3:10: Protezione di un cavo sottomarino con cubicoli (Fonte: Subsea Protection Systems Ltd)	33
Figura 3:11: Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching	34
Figura 3:12: Esempio di metodo di posa con gusci di protezione (Fonte: Farinia Group)	34
Figura 3:13: Nave posa cavo Leonardo Da Vinci (Fonte: Prysmian Group/Fincantieri)	35
Figura 3:14: Tipico posa cavi interrati 380 kV	36
Figura 3:15: Tipica installazione di OSS con fondazione fissa [Fonte* Saint Nazaire OWF - EDF]	37
Figura 3:16: Tipici di fondazione fissa per varie profondità di fondale [Fonte: Referenza [3]]	38
Figura 3:17: Vista in pianta della stazione di compensazione e sezionamento	39
Figura 3:18: Percorso preliminare del cavidotto onshore a 380 kV	40
Figura 3:19: Vista in pianta della stazione elettrica di utente	41

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AIS	Air Insulated Switchgear
AT	Alta Tensione
ATR	Autotrasformatore
BT	Bassa Tensione
CdR	Codice di Rete
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
CP	Cabina Primaria
DPA	Distanza di Prima Approssimazione
DPCM	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
ENAC	Ente Nazionale per l'Aviazione Civile
HFO	Heavy Fuel Oil
ICCP	Impressed Current Cathodic Protection
IEC	Internationa Electrotechnical Commission
LPS	Lightning Protection System
MT	Media Tensione
OSS	Offshore SubStation
OWF	Offshore Wind Farm
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
SE	Stazione Elettrica
SIA	Studio di Impatto Ambientale
SIC	Siti di Interesse Comunitario
S.L.M.	Sopra il Livello del Mare
SPD	Surge Protection Device
SSE	Sottostazione Elettrica
TR	Trasformatore
VTS	Vessel Traffic Service
WTG	Wind Turbine Generator

1 PREMESSA

La presente relazione è stata redatta per illustrare le principali caratteristiche del Parco Eolico Offshore Flottante denominato “Dorada” nell’ambito della procedura di scoping da sottomettere al Ministero della Transizione Ecologica.

Il progetto in oggetto è proposto dalla Helios Energy S.r.l., Società controllata interamente dal Gruppo Macchia s.r.l., impegnato nello sviluppo, realizzazione e la gestione di impianti eolici offshore – onshore e altre forme di energie rinnovabili.

Il progetto “Dorada”, avente una capacità di picco pari a 1620 MW, sarà localizzato a largo della costa della Regione Puglia nell’area antistante la fascia costiera che comprende indicativamente i Comuni di Castrignano del Capo, Patù, Morciano di Leuca, Salve, Ugento, Alliste, Racale, Taviano, Gallipoli, Sannicola, Galatone, Nardò, Porto Cesareo, Manduria, Maruggio e Torricella, all’interno delle acque territoriali italiane (entro le 12 miglia nautiche dalla linea di base). L’energia prodotta sarà trasportata per mezzo di cavidotti sottomarini per i quali è previsto l’approdo nel Comune di Maruggio (TA), di un cavidotto interrato che interessa i comuni di Grottaglie, Lizzano, Maruggio, Monteiasi, Roccaforzata, San Giorgio Ionico, Taranto, Torricella, mentre l’allaccio alla rete di trasmissione nazionale è atteso presso la stazione elettrica 380 kV “Taranto Nord” gestita da Terna S.p.A, nel comune di Taranto.

L’area dove è localizzato il parco eolico ha una profondità variabile e, in particolare, l’area scelta per l’installazione delle turbine non supera i 460 m circa.

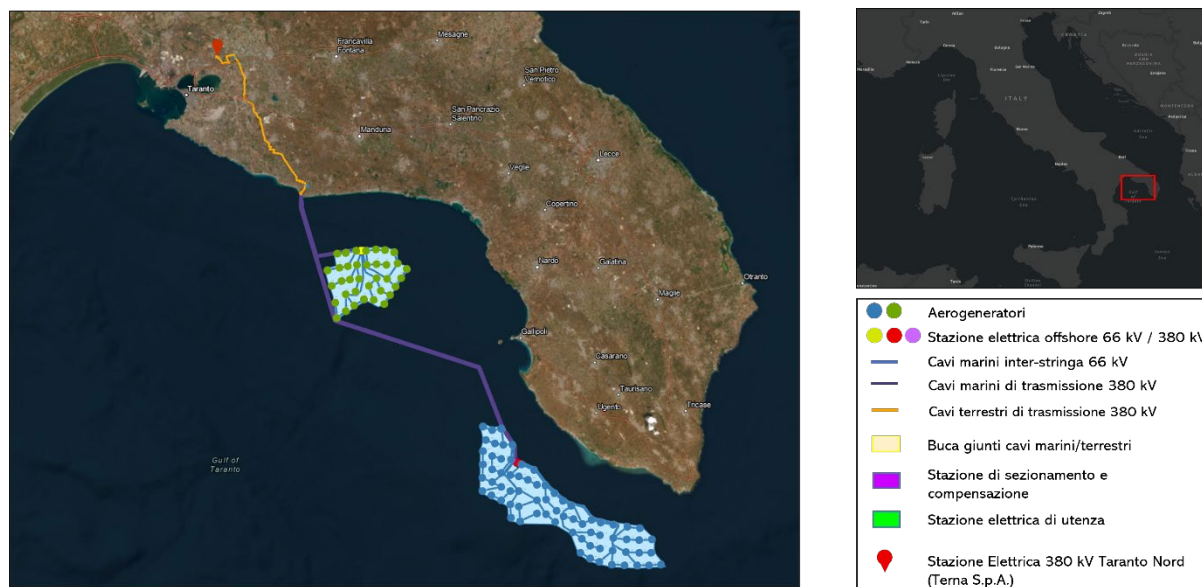


Figura 1:1: Inquadramento Generale del Progetto - Dorada

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 GENERALITÀ

L'OWF in analisi è suddivisa in N° 3 sottocampi disposti in due macroaree: l'area "Dorada Nord" e l'area "Dorada Sud".

L'area "Dorada Nord" è composta nel suo complesso da N° 36 WTG che si attestano alla Sottostazione off-shore OSS_1N.

L'area "Dorada Sud" è composta dagli altri due sottocampi che contano complessivamente le restanti 72 WTG, ulteriormente così suddivise:

- ✓ N° 2 sottocampi composti da N° 36 WTG caduno, che si attestano alle relative Sottostazioni off-shore OSS_1S e OSS_2S

L'area di interesse si trova nella costa ionica della Puglia, Golfo di Taranto, nell'area centrata approssimativamente in corrispondenza delle coordinate:

- 40° 10' 33" N, 17° 38' 53" E considerando l'area Nord;
- 39° 45' 35" N, 18° 5' 32" E considerando la macroarea Sud.

Il Golfo di Taranto è la porzione di mar Ionio compresa tra Punta Meliso di Santa Maria di Leuca (LE) e Punta Alice di Cirò Marina (KR). È il golfo più grande d'Italia. La zona centrale presenta una depressione, la valle di Taranto, che raggiunge in alcuni punti sino a 1500 m di profondità.

La linea di base che lo racchiude è lunga 60 miglia marine. Il golfo è formato dalle coste ioniche di tre regioni: Puglia, Basilicata e Calabria, e delle corrispondenti province di Lecce, Taranto, Matera, Cosenza e Crotona.

All'interno del golfo si trovano le Isole Cheradi, nonché il terminal container di Taranto, e le stazioni di nautica da diporto di Taranto, Campomarino di Maruggio (TA), Gallipoli (LE) e Santa Maria di Leuca (LE).

Si tratta nel complesso di un'area relativamente ampia, con una distanza media tra la costa e l'isobata di 400 m compresa tra 10 e 20 km. Risultano presenti rilevanti canyon sottomarini, oltre a pareti sottomarine scoscese e pertanto il layout è configurato in modo tale da considerare le caratteristiche maggiormente favorevoli della batimetria in funzione della stabilità degli ancoraggi, generalmente requisito rilevante per questo tipo di progetti e per la definizione del layout di distribuzione delle turbine.

Nella fascia compresa tra 10 e 20 km di distanza dalla costa le profondità variano tra 90 e 150 m.

La costruzione di questi impianti permetterebbe di garantire un surplus di produzione elettrica da fonte rinnovabile, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima (PNIEC) e del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) nell'ambito della de-carbonizzazione, crescita delle energie rinnovabili ed efficienza energetica.



Figura 2:1: Posizionamento del layout WTG

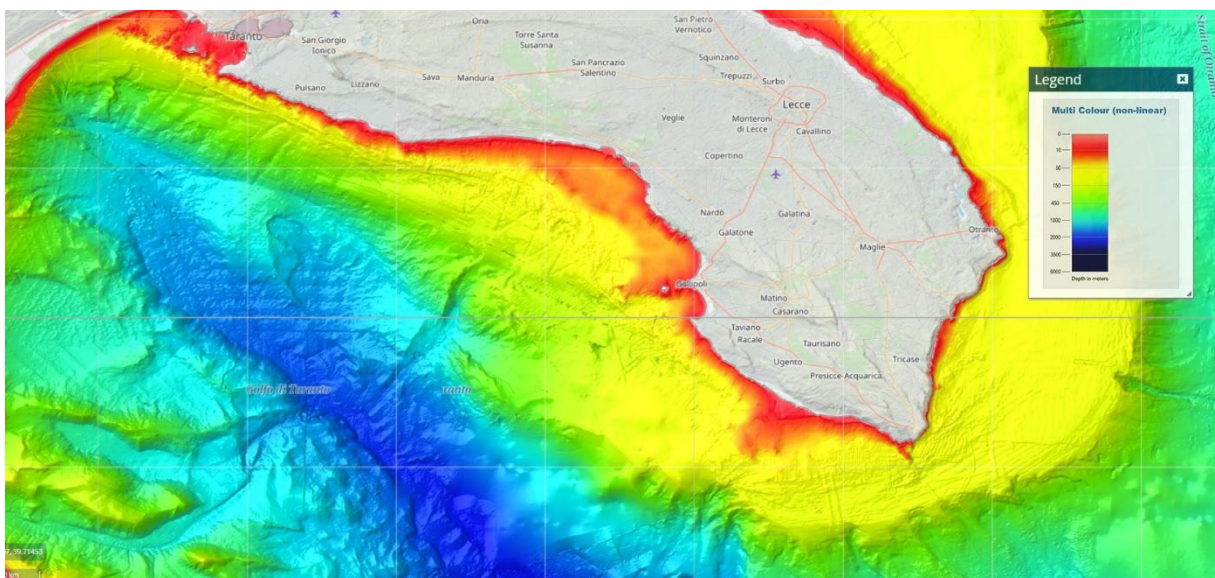


Figura 2:2: Profilo batimetrico [Fonte: <https://portal.emodnet-bathymetry.eu>]

2.2 INQUADRAMENTO ELETTRICO

Nella regione Puglia Terna gestisce circa 1.100 km di elettrodotti in alta e altissima tensione e 160 cabine elettriche, considerando 105 cabine primarie 132/150 kV, 40 SSE 150/132 kV e 14 SSE 380 kV (*).

La regione è collegata elettricamente tramite le dorsali principali a 380 kV raffigurate schematicamente in Figura 2:4.

È presente, inoltre, un collegamento internazionale in HVDC tra Italia e Grecia, strutturato tramite una linea a 400 kV in corrente continua, connessa lato rete nazionale presso la SSE 380 di Galatina (LE).

La potenza totale installata in Puglia è di circa 9.880 MW (*). La principale fonte di alimentazione degli impianti termoelettrici è il carbone, assieme a gas; in seconda battuta e solo marginalmente vi sono altre fonti, tra le quali diesel e olio combustibile.

Vi sono inoltre da citare numerose installazioni di parchi fotovoltaici multi-MW, diffusi su tutto il territorio regionale.

La produzione energetica maggiormente rilevante della regione Puglia è rappresentata dalle seguenti centrali convenzionali:

- Centrale “San Severo” in provincia di Foggia (419MW, a gas);
- Centrale di Enipower di Brindisi (1170MW, turbogas ciclo combinato TG + TV);
- Centrale di Brindisi “Federico II” (2640MW, a carbone).

L'aggiornamento del piano industriale di Terna 2021-2025 'Driving Energy' prevede in Puglia un incremento degli investimenti pari al 12% con un impegno di circa 390 milioni di euro "per lo sviluppo e la resilienza della rete elettrica regionale in funzione della transizione energetica di cui il TSO nazionale è protagonista".

Rispetto all'ammontare totale degli investimenti previsti, circa 210 milioni fanno riferimento a interventi di ammodernamento, rinnovo e resilienza di asset nuovi o esistenti.

Terna prevede infatti l'installazione nelle stazioni elettriche di Brindisi, Troia e Foggia di compensatori sincroni. Si tratta di un macchinario, tecnologicamente avanzato, che permette di stabilizzare e gestire in sicurezza la rete elettrica, regolando la tensione e riducendo al minimo gli sbalzi dovuti all'intermittenza della produzione di fonti eoliche e fotovoltaiche, la cui diffusione è molto sviluppata in Puglia.

Tra gli interventi previsti nell'arco temporale del Piano è poi presente la realizzazione di una nuova Stazione Elettrica e delle relative connessioni alla rete elettrica nazionale a Torremaggiore, in provincia di Foggia.

Si considera come punto di connessione alla RTN del OWF oggetto della presente iniziativa venga collegato in tripla antenna a 380 kV su futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata “Taranto N2”, previa razionalizzazione delle linee RTN in ingresso alla SE e i raccordi della linea 380 kV della RTN “Brindisi Sud – Matera” all'ampliamento di “Taranto N2” e degli interventi previsti dal Piano di Sviluppo di Terna:

- Elettrodotto 380 kV Foggia – Larino – Gissi (cod. 402-P);
- Elettrodotto 380 kV Aliano – Montecorvino (cod. 546-P);
- Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Benevento (cod. 506-P);
- Elettrodotto 380 kV area Nord Benevento (553-N).

Dovrà essere realizzata una SSE Utente predisposta allo scopo di connettere l'OWF alla linea RTN 380 kV in conformità a quanto sopra descritto.

(*) Dati Terna 2015



Figura 2:3: Principali linee esistenti in AT 380 kV – Sud Italia (Puglia) [Fonte: Terna (2015)]

2.3 POSIZIONAMENTO DELLE TURBINE

Nelle Tabelle 2:1, 2:2 e nella successiva Figura 2:4 è presentata la lista delle posizioni degli aerogeneratori, categorizzati in funzione della sezione e sottostazione offshore di appartenenza, oltre alla stringa di locazione.

Tabella 2:1: Coordinate WTG “Taranto Dorada” – Area Nord

Taranto Dorada – OSS_1N N. Stringa / N. Turbina	Coordinate	
	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
STR_01		
W01	40,197670057	17,588702009
W04	40,1998393	17,60802683
W12	40,203060919	17,630447957
W07	40,176745967	17,612684787
W02	40,174577556	17,593354726
W21	40,169687866	17,56682542
STR_02		
W13	40,133384972	17,630034604
W15	40,155808309	17,636652547
W14	40,17891138	17,632004178
W08	40,153643728	17,617327919
W03	40,151475887	17,598004351
W16	40,143214276	17,576673193
STR_03		
W17	40,120360379	17,648951433
W11	40,110059205	17,62585042
W05	40,128458047	17,608122979
W06	40,100378073	17,608609903

Taranto Dorada – OSS_1N N. Stringa / N. Turbina	Coordinate	
	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
W09	40,088988607	17,588687816
W10	40,114823042	17,585086918
STR_04		
W22	40,119803149	17,669674691
W20	40,143267167	17,658398268
W24	40,156662218	17,675192346
W26	40,135281038	17,685150384
W31	40,127941667	17,705174381
W28	40,113250086	17,692800797
STR_05		
W32	40,200770855	17,714753138
W33	40,181473543	17,722605477
W30	40,155221824	17,699589293
W34	40,142622706	17,717553038
W35	40,157311211	17,729937502
W36	40,172007184	17,742327773
STR_06		
W27	40,20421733	17,694484434
W23	40,205007367	17,67441461
W18	40,20332026	17,653014049
W19	40,179255825	17,654776951
W25	40,180478171	17,676398283

Taranto Dorada – OSS_1N	Coordinate	
N. Stringa / N. Turbina	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
W29	40,179555442	17,697124983

Tabella 2:2: Coordinate WTG “Taranto Dorada” –Area Sud

Taranto Dorada – OSS_1S OSS_2S	Coordinate	
N. Stringa / N. Turbina	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
STR_07		
W33S	39,731822016	18,258267182
W38S	39,734549471	18,230135647
W60S	39,71558214	18,20041469
W42S	39,713184391	18,229158772
W32S	39,711812217	18,257719184
W61S	39,712788829	18,284466349
STR_08		
W56S	39,690848148	18,283755742
W31S	39,69110339	18,256968725
W46S	39,691203656	18,22765445
W67S	39,668940222	18,252678346
W49S	39,669420854	18,279064729
W54S	39,670730825	18,304071716
STR_09		

Taranto Dorada – OSS_1S OSS_2S	Coordinate	
N. Stringa / N. Turbina	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
W50S	39,669675551	18,224030154
W72S	39,670767129	18,19633951
W66S	39,694070896	18,198950855
W71S	39,675456828	18,169069517
W65S	39,680513697	18,148760063
W59S	39,691195901	18,12815374
STR_10		
W48S	39,753101144	18,091054984
W52S	39,747758905	18,111960504
W57S	39,73986136	18,131953507
W62S	39,747185287	18,151877624
W68S	39,742127472	18,17219443
W55S	39,73824098	18,200639733
STR_11		
W69S	39,719907031	18,171151786
W63S	39,724964425	18,150841318
W53S	39,725537501	18,110925342
W58S	39,71474006	18,130571009
W64S	39,702734775	18,149794092
W70S	39,697677485	18,170109873
STR_12		
W44S	39,762496073	18,075117106

Taranto Dorada – OSS_1S OSS_2S	Coordinate	
	N. Stringa / N. Turbina	Latitudine (° N)
W40S	39,780633678	18,051425907
W39S	39,805375645	18,050149544
W43S	39,791280618	18,070882874
W47S	39,778636401	18,089092762
W51S	39,770905787	18,108042464
STR_13		
W34S	39,831232935	18,024865989
W25S	39,840421513	17,997797928
W21S	39,822737336	17,972683128
W26S	39,819784734	17,991515025
W30S	39,814031512	18,012278745
W35S	39,805914175	18,031334928
STR_14		
W03S	39,86279854	17,912238989
W04S	39,840434464	17,912134594
W05S	39,818061019	17,912041997
W11S	39,810315944	17,932341961
W17S	39,802576766	17,952625915
W06S	39,795687497	17,911949903
STR_15		
W19S	39,873497375	17,97686262
W20S	39,848450068	17,974622572

Taranto Dorada – OSS_1S OSS_2S	Coordinate	
N. Stringa / N. Turbina	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
W16S	39,826787358	17,952377831
W10S	39,832689455	17,932429316
W09S	39,855053595	17,932528466
W15S	39,850476283	17,95351016
STR_16		
W02S	39,882162799	17,919150428
W08S	39,875731284	17,939103309
W14S	39,874313233	17,958017118
W13S	39,901059586	17,953343517
W07S	39,898791678	17,933048606
W01S	39,904960185	17,912410729
STR_17		
W45S	39,743373148	18,072055365
W41S	39,755891749	18,052013358
W36S	39,780118077	18,031591061
W28S	39,769237743	17,992359089
W29S	39,744304347	17,995130014
W37S	39,75774506	18,031495994
STR_18		
W24S	39,749773424	17,974781662
W23S	39,772460473	17,97282879
W27S	39,795303975	17,992111428

Taranto Dorada – OSS_1S OSS_2S	Coordinate	
	N. Stringa / N. Turbina	Latitudine (° N)
W22S	39,794824599	17,97292809
W18S	39,780203408	17,952532646
W12S	39,78795165	17,932243826



Figura 2:4: Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori

2.4 DATI AMBIENTALI

Il posizionamento delle sezioni del parco eolico è stato scelto in virtù di accurati studi preliminari della risorsa eolica e distanza dalla costa. L'area scelta è stata individuata sulla base di criteri mirati a ridurre al minimo indispensabile o addirittura eliminare le interferenze con: navigazione, aree di pesca e acquacoltura, aree protette, attività di esplorazione, attività militare, traffico aereo e altre attività dello spazio marittimo e costiero.

Per quanto riguarda la risorsa eolica per l'area di progetto, utilizzando diverse fonti informative RINA ha stimato:

- a. Per la macroarea Nord [OSS_1N] valori di velocità del vento intorno a 6,6-7,0 m/sec ad una quota di 150 m s.l.m., con valori del parametro Weibull di 7,3-7,7 per A e 1,6 per k e una densità di potenza media di circa 465-492 W/m²;
- b. Per la macroarea Sud [OSS_1S e OSS_2S] valori di velocità del vento intorno a 7,0-7,1 m/sec per la quota di 150 m s.l.m., con valori del parametro Weibull di 7,7 per A e 1,6 per k e una densità di potenza media di circa 490 W/m².

Per entrambe le zone sopra indicate le direzioni predominanti del vento sono S-SE e N-NW

La distanza in linea d'aria del campo eolico dalla costa pugliese (punto di giunzione a terra) è pari a circa 55 km considerando l'area a Sud, 15 km considerando l'area a Nord.

3 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE

L'impianto eolico è suddiviso su tre sezioni, distribuite tra le due aree che lo compongono:

- ✓ La sezione Nord [OSS_1N] è costituita da 36 aerogeneratori, suddivisi su 6 stringhe, per una potenza complessiva pari a 540 MW, il cui modello e la cui fornitura, fermo restando le caratteristiche tecniche essenziali più diffuse in ambito ingegneristico, saranno definite nel dettaglio alla luce dello stato dell'arte e della disponibilità di mercato;
- ✓ Le due sezioni Sud [OSS_1S e OSS_2S] sono costituite entrambe da 36 aerogeneratori, suddivisi su un totale di 6 stringhe ciascuna, per una potenza complessiva pari a 1080 MW, il cui modello e la cui fornitura, fermo restando le caratteristiche tecniche essenziali più diffuse in ambito ingegneristico, saranno definite nel dettaglio alla luce dello stato dell'arte e della disponibilità di mercato.

La tecnologia che si è scelto di utilizzare nel presente progetto, per tutte le sezioni che lo compongono, è quella detta delle turbine eoliche galleggianti. Tale tecnologia permette di realizzare impianti distanti dalla costa su fondali profondi con impatti ambientali trascurabili. La tipologia realizzativa indicata consente il miglior sfruttamento della risorsa eolica in loghi particolarmente favorevoli altrimenti inutilizzabili a causa della profondità del fondale.

3.1 AEROGENERATORI

Come anticipato nell'incipit del Capitolo 3 fornitura e modello delle turbine saranno definite nel dettaglio, al momento della realizzazione dell'impianto, in ottemperanza a una progettazione allo stato dell'arte e in base alla disponibilità di mercato.

Per ogni sezione dell'OWF la potenza nominale di riferimento di un singolo aerogeneratore è di 15 MW.

Ogni turbina eolica è costituita da una torre, una navicella e un rotore a tre pale, sorretti da una fondazione galleggiante. Ogni fondazione galleggiante è fissata al fondo del mare attraverso ancore collegate da linee di ormeggio.

La navicella contiene elementi strutturali (telaio, giunto rotore, cuscinetti), componenti elettromeccanici (generatore, blocco convertitore, sistema di orientamento del vento, sistema di regolazione della pala, sistema di raffreddamento) ed elementi di sicurezza (illuminazione, estintori, freni).

Le pale sono normalmente costruite in fibra di vetro e resina epossidica con rinforzi in materiali compositi. La torre eolica è realizzata in acciaio e divisa in diverse sezioni

Essa contiene strutture interne secondarie (piattaforme, scale, montacarichi), materiale elettrico e dispositivi di sicurezza (illuminazione, estintori). Le sezioni della torre sono assemblate mediante flange bullonate.

Le turbine eoliche sono in genere configurate per iniziare a funzionare a partire da circa 3 m/s di vento e per arrestarsi automaticamente quando il vento supera i 30 m/s.

Gli aerogeneratori e gli equipaggiamenti elettro-meccanici ad essi afferenti rispetteranno i requisiti tecnici imposti dalle specifiche e dalle normative internazionali in vigore al momento della realizzazione del parco, relativamente alla sicurezza degli impianti.

3.1.1 Sistema elettrico generatore-convertitore

La tipologia di sistema elettrico generatore-convertitore scelto è del tipo Full Scale Converter. La tipologia indicata sfrutta convertitori di potenza posti elettricamente in serie a ciascuna delle fasi del generatore. La presenza del convertitore conferisce alle turbine una maggiore capacità di regolazione dell'energia reattiva.

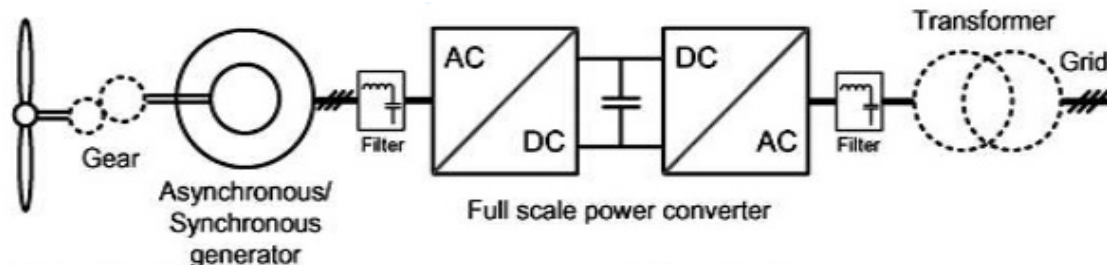


Figura 3:1: Schema del sistema elettrico generatore-convertitore

3.1.2 Configurazione generale

Lo schema riportato in Figura 3:2, e maggiormente approfondito dal punto di vista elettrico nel doc. P0030769-2-M13_R00 analogamente per tutte le sezioni del parco, mostra la conformazione complessiva di una stringa, che prevede il raggruppamento di 6 WTG in configurazione doppio radiale. Di seguito si riporta lo schema della configurazione tipica della stringa a 6 turbine.

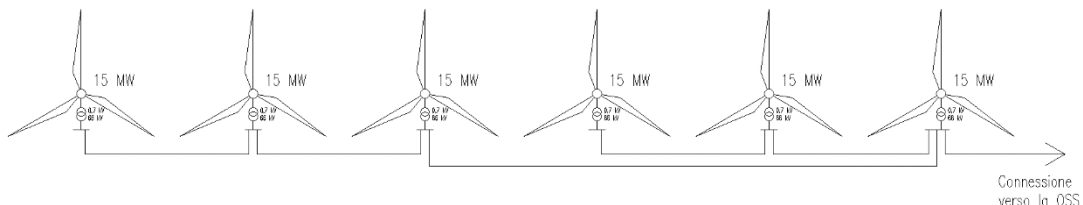


Figura 3:2: Schema configurazione generale stringa da 6 WTG

Ogni stringa ha una turbina “di export” cui afferiscono due linee radiali, ciascuna proveniente da un ramo formato da due o tre torri collegate in configurazione entra-esce. Dalle turbine centrali partono i collegamenti verso la sottostazione elettrica offshore di area, dove è previsto il primo livello di innalzamento della tensione e da quest'ultima parte il collegamento verso la terraferma. In prossimità della costa i cavi sottomarini possono essere giuntati con omologhi terrestri, che sono meno costosi.

La tensione per il funzionamento del sistema di alta tensione marino di connessione tra le stringhe è stata scelta pari a 66kV, mentre quella a valle delle OSS è stata scelta pari a 380 kV. Tale elevazione della tensione è ipotizzabile in quanto si prevede in via preliminare che le stazioni elettriche offshore siano posizionate su fondazione fissa e potendo quindi prevedere cavi di export verso la terraferma di tipo non dinamico. Le sezioni orientative e le tipologie dei conduttori sono riportate in seguito nella trattazione e nelle relative tavole, analogamente per ogni sezione del campo, cui si rimanda.

Lo schema unifilare presentato nel doc. P0030769-2-M15_R00, analogamente per ogni sezione del campo mostra la configurazione complessiva del sistema di trasporto e connessione alla RTN. Nella particella di approdo è presente la buca giunti per il collegamento di transizione tra il cavo marino e quello terrestre al livello di tensione 380 kV; successivamente è prevista una linea in cavidotto interrato - di lunghezza indicativa massima 10 km - che conduce alla stazione di compensazione e sezionamento (con equipaggiamenti di compensazione e tecnologia compatta GIS). A partire dalla suddetta stazione è previsto un collegamento a 380kV, ipotizzato preliminarmente interrato, che trasporta l'energia passante ad una seconda sottostazione elettrica in prossimità del nodo a 380kV di Terna S.p.A., chiamata Stazione Elettrica di Utente, che prevede un'area per la compensazione della potenza reattiva capacitiva in accordo al Codice di Rete del TSO e definisce infine il punto di consegna verso la RTN entro la pertinenza dell'Utente.

Allo scopo, per ogni OSS, sono stati considerati i TR, per un totale di 6 unità, ciascuno dei quali è collegato:

- ✓ Da lato a 66 kV a un montante cui afferiscono le linee provenienti dalle stringhe;
- ✓ Da lato 380 kV a un montante da cui partono le linee AAT di collegamento verso terra.

Nel dettaglio si prevedono:

- ✓ N. 2 TR per la OSS_1N;
- ✓ N. 2 TR per la OSS_1S;
- ✓ N. 2 TR per la OSS_2S.

Tabella 3.1: Elenco trasformatori offshore

Trasformatore	OSS	Taglia (MVA)	Tipo di raffreddamento	V _{n1} (kV)	V _{n2} (kV)
TR1	OSS_1N	350	ONAN	380 ±10×1,25%	66
TR2		350	ONAN	380 ±10×1,25%	66
TR3	OSS_2S	350	ONAN	380 ±10×1,25%	66
TR4		350	ONAN	380 ±10×1,25%	66
TR5	OSS_1S	350	ONAN	380 ±10×1,25%	66
TR6		350	ONAN	380 ±10×1,25%	66

Inoltre, è stata considerata una linea interrata a 380kV di lunghezza pari a circa 40 km: tale linea è stata progettata cercando di permettere una posa sulle principali direttrici pubbliche, limitando il passaggio all'interno di proprietà private e all'interno di centri abitati dall'elevato valore architettonico. Eventuali variazioni che potranno essere prese in considerazione dovranno essere concordate direttamente con il fornitore dei cavi.

Alla fine della linea a 380kV è prevista una sottostazione elettrica per l'installazione di adeguati sistemi di compensazione della potenza reattiva. L'area in questione potrà inoltre essere sfruttata per ulteriori scopi, come per esempio la produzione di idrogeno verde a partire da elettrolizzatori alimentati dall'energia generata dal parco offshore in progetto.

3.1.3 Calcolo preliminare delle correnti

La corrente erogata a 66 kV dal generatore eolico *k-esimo* è stimabile tramite la seguente relazione:

$$I_{n,gen,k} = \frac{P_{n,gen}}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos \varphi_{gen}} = \frac{15 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot (66 \cdot 10^3) \cdot 0,99} \cong 132,6 A \cong 133 A$$

Dove:

- ✓ $P_{n,gen}$ = potenza attiva nominale erogata dal singolo generatore (W);
- ✓ V_n = livello di tensione nominale in uscita dalla torre (V);
- ✓ $\cos \varphi_{gen}$ = fattore di potenza;

La massima corrente relativa a una stringa *m-esima*, formata da 6 generatori, per tutte le sezioni vale quindi:

$$I_{n,str,m} = \sum_{k=1}^K I_{n,gen,k} = 6 \cdot 133 = 798 A$$

in cui k è il numero di generatori sulla stringa *m-esima*.

La corrente passante¹ per ogni cavo di trasmissione verso le rispettive OSS, al livello di tensione 66 kV, sommando tutti le WTG associate alla stringa di appartenenza vale:

Tabella 3:2: Corrente preliminare in uscita da ogni stringa dei sottocampi

Sezioni Dorada	N. di stringhe	Corrente di stringa (A)
Nord [OSS_1N]	6 (da 6 WTG)	798
Sud [OSS_1S]	6 (da 6 WTG)	798
Sud [OSS_2S]	6 (da 6 WTG)	798

¹ Il valore di corrente sopra esposto è da intendersi come il limite superiore ottenibile dalla singola stringa di ogni sezione del parco. Attraverso tale dato potranno essere dimensionati preliminarmente i componenti principali ed i conduttori di potenza provenienti dal generatore verso la sottostazione offshore.

3.1.4 Sistemi di protezione

3.1.4.1 Protezione delle apparecchiature utilizzate

Il sistema delle protezioni sarà conforme alla norma CEI 11-32 per sistemi elettrici di III categoria e relativa variante V1 per gli impianti di produzione eolica, con i livelli di affidabilità che competono ad un sistema non presidiato ed ubicato in località poco accessibili.

Allo scopo dovrà essere previsto un livello di protezione doppio: un sistema di gestione rete digitale interconnesso in fibra ottica per la selettività logica, ed una serie di protezioni tradizionali a relais elettronico quale back-up in caso di disservizio del sistema centrale.

Le protezioni saranno interfacciate con la rete mediante una serie di sensori di tipo tradizionale; quindi, costituite da TA (trasformatore di corrente), TV (trasformatore di tensione) di tipo induttivo e/o capacitivo secondo necessità e sonde termometriche per trasformatori e macchine soggette a riscaldamento.

Tali segnali saranno inviati sia a relè elettronici, installati in appositi scomparti del quadro AT, sia alle unità terminali del sistema di gestione rete, posizionati presso la SE di Utente, tramite fibra ottica.

Dette unità periferiche, in grado di accogliere segnali digitali, analogici (4-20 mA), ottici e contatti puliti, saranno ubicate in ogni locale dotato di elementi sensibili del sistema.

I TA del sistema di protezione saranno distinti da quelli di misura (con prestazioni differenti) per i quali dovrebbero essere preferibilmente utilizzati toroidi a nucleo intero.

L'adozione di un sistema digitale di gestione della rete applica concetti di selettività logica ai sensori distribuiti, per cui il PLC del sistema gestirà dati e comandi in modo integrato e coordinato secondo i propri algoritmi di valutazione degli stati di rete e priorità degli interventi.

All'eventuale stato di avaria del gestore di rete (realizzato con ampia ridondanza) saranno chiamati a rispondere in logica di selettività tradizionale alcuni relè tradizionali che saranno comunque installati sugli scomparti AT a protezione delle funzioni più significative, quali:

- ✓ Interruttori a corrente differenziale;
- ✓ Sezionatori a corrente verso terra;
- ✓ Sezionatori a primo guasto a terra per le parti esercite a neutro isolato, etc.

Resta inteso che quanto sopra descritto sarà quota parte del sistema di controllo e protezione integrato, che verrà caratterizzato e dimensionato nelle fasi di progetto successive, tramite un opportuno studio di selettività e coordinamento di dettaglio, che includerà apparati e logiche per ogni livello di step-up e delle sottostazioni AT ad essi corrispondenti.

3.1.4.2 Generatore

La protezione del generatore è garantita dal costruttore e comprenderà le protezioni preventive, atte a mantenere l'isolamento, quali, di norma:

- ✓ 40, mancanza di eccitazione al rotore;
- ✓ 32, ritorno di energia attiva dalla rete verso il generatore;
- ✓ 59, massima tensione storica (si noti che la combinazione di 40 e 32 evolve naturalmente in 59, quindi andrà valutata col costruttore la scelta migliore);
- ✓ 49, protezione termica per sovraccarico rotorica e/o statorica;
- ✓ 46, squilibrio, ovvero circolazione di sequenza inversa.

Contro il guasto di dispersione dovranno essere previste misure classiche dirette, quali, di norma:

- ✓ 87, differenziale di corrente;
- ✓ 64, circolazione di corrente verso terra.
- ✓ Dovranno infine essere previste protezioni di ricalzo quali:
- ✓ 27, 51, 21, minima tensione, massima corrente e loro combinazione (min.impedenza);
- ✓ 81G protezione di minima e massima frequenza.

3.1.4.3 Trasformatore di torre

Ogni generatore sarà connesso mediante un trasformatore elevatore trifase, con avvolgimento in alluminio o rame che eleverà la tensione da BT a 66 kV.

Le protezioni del trasformatore di torre dovranno essere concordate con il fornitore e coordinate in modo da consentire l'interruzione monte/valle con differenziale di corrente 87 e protezione termica per sovraccarico 49, protezioni dal corto circuito 50, 51 e 51N.

Gli interruttori a monte e valle saranno quindi chiamati a isolarlo sia in caso di guasto interno che in caso di guasto esterno (sul generatore o sul quadro).

3.1.4.4 Protezione della torre eolica contro le scariche atmosferiche

La turbina eolica sarà dotata di un sistema di protezione contro i fulmini in grado di proteggere da danni diretti ed indiretti sia la struttura che gli eventuali operatori presenti.

Tutte le apparecchiature installate sulla torre eolica dovranno essere dotate di un sistema LPS con messa a terra tramite scaricatori SPD.

I dispositivi antifulmine dovranno essere conformi agli standard della più elevata classe di protezione (Classe I) e conformi alla classe di protezione 1 richiesta dallo standard internazionale IEC 61400-24 Ediz.1 "Wind turbine - sezione 24: protezione antifulmine" e IEC 62305-1 "Protezione parafulmine - paragrafo 1: generale".

3.1.4.5 Protezione dalla corrosione

Le parti esterne della turbina dovranno essere protette dalla corrosione e dagli agenti atmosferici grazie a uno speciale rivestimento su più strati, che soddisfi i requisiti della norma DIN EN ISO 12944 e in conformità alla Direttiva 2004/42/CE del 21/04/04 sulla riduzione delle emissioni di composti organici volatili dovuta all'uso di solventi organici.

Per proteggere le strutture di sostegno dell'impianto eolico dalla corrosione in ambiente con presenza di acqua marina, si dovrà effettuare una protezione catodica a corrente impressa - Impressed Current Cathodic Protection (ICCP).

Gli standard di progettazione della ICCP sono stati integrati con i dati della NACE International che forniscono delle linee guida a livello internazionale per materiali, pratiche e metodi di controllo della corrosione per strutture fisse e mobili offshore.

Inoltre, per il dimensionamento dei sistemi di protezione, sarà in accordo alle seguenti norme:

- ✓ Norme europee "Cathodic protection for fixed steel offshore structures" ISO 12495 e EN 12495 per le strutture offshore fisse e mobili,
- ✓ Linee guida della Det Norske Veritas (DNV) "DNVGL-RP-B101 – Protezione catodica con rivestimenti".

Un corretto dimensionamento permetterà l'adeguata protezione delle strutture per una vita utile di 30 anni.

3.1.5 **Collaudi, montaggi e documentazione**

3.1.5.1 Collaudi e montaggi

I criteri utilizzati durante i lavori di installazione saranno in accordo con le norme CEI / IEC e Codice di Rete Terna.

Sulle apparecchiature saranno eseguite tutte le prove e le verifiche previste nel piano controllo/qualità, in accordo con le normative vigenti:

- ✓ CEI 42-4 – Prescrizioni generali e modalità di prova per l'alta tensione;
- ✓ CEI 42-5 – Dispositivi di misura e guida d'applicazione per le prove ad alta tensione.

Le attività di collaudo in opera si collocano al termine dei lavori di ogni singola unità funzionale, verranno poi provate contemporaneamente tutte le apparecchiature e le circuiterie.

3.1.5.2 Documentazione tecnica

L'opera dovrà essere corredata dai seguenti documenti in fase definitiva:

- ✓ Tabella generale dati della stazione di consegna;
- ✓ Schema elettrico unifilare cabina di consegna;
- ✓ Schemi funzionali cabina di consegna;
- ✓ Progetto rete di terra cabina di consegna;
- ✓ Progetto rete AT cabina di consegna;
- ✓ Elenco principale dei materiali;
- ✓ Planimetria elettromeccanica cabina di consegna;
- ✓ Sezioni elettromeccaniche della cabina di consegna;
- ✓ Disegno e calcolo delle strutture;
- ✓ Tabelle carichi statici e dinamici fondazioni;
- ✓ Disegni d'ingombro delle apparecchiature;
- ✓ Certificazioni di prova;
- ✓ Schede tecniche;
- ✓ Manuali di installazione e manutenzione.

Tale documentazione dovrà essere eventualmente integrata e sviluppata nelle fasi successive di progetto e in accordo con le normative e regolamenti vigenti.

3.1.6 Segnalazione aerea e marittima

La turbina sarà equipaggiata con apposite luci di segnalazione per la navigazione marittima ed aerea, in accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile) e del Comando della Marina Militare.

In particolare, per quanto riguarda la navigazione marittima sono applicabili alla marcatura dei parchi eolici in mare fornite da International Association Of Marine Aids To Navigation And Lighthouse Authorities (IALA):

- ✓ Raccomandazione O-139 in merito alla segnalazione di strutture artificiali in mare;
- ✓ Raccomandazione E-110 in merito alle caratteristiche ritmiche delle segnalazioni luminose di supporto alla navigazione.

Queste raccomandazioni definiscono, in particolare, le dimensioni, le forme, il colore e il tipo (intermittente, fisso etc.) dei segnali luminosi o elettromagnetici da predisporre. Il piano di segnalamento marittimo sarà sottoposto al parere del Comando Zona dei Fari e dei Segnalamenti Marittimi (MARIFARI) competente per la zona. Inoltre, come raccomandato da IALA O-139, le fondazioni saranno dipinte di giallo, fino a 15 metri sopra il livello delle più alte maree astronomiche.

Infine, ogni turbina eolica dovrà inoltre essere dotata di un tag AIS (Automatic Identification System) in modo che le navi con i ricevitori AIS possano vederle e localizzarle con precisione.

3.2 CAVI ELETTRICI DI COLLEGAMENTO ALLA TERRAFERMA

La configurazione scelta prevede la suddivisione nelle sezioni di seguito indicate:

- ✓ Area Nord [OSS_1N], composta da 6 stringhe di 6 aerogeneratori, per un totale di 36 aerogeneratori;
- ✓ Area Sud [OSS_1S], composta da 6 stringhe di 6 aerogeneratori, per un totale di 36 aerogeneratori;
- ✓ Area Sud [OSS_2S], composta da 6 stringhe di 6 aerogeneratori, per un totale di 36 aerogeneratori.

Per ogni WTG “centrale” di ciascuna stringa è prevista la partenza del cavo di trasmissione marino a 66 kV diretto verso una delle tre sottostazioni elettriche offshore previste. Su queste sottostazioni è previsto l’innalzamento del livello di tensione da 66 kV a 380 kV. Tali sottostazioni, come già anticipato, prevedranno preliminarmente una soluzione di fondazione fissa. A valle di ognuna delle OSS sono poi previsti 2 terna di cavi, esercite a 380 kV, per un totale di 6 terna verso la terraferma.



Figura 3:3: Vista del tracciato preliminare della convergenza dei cavidotti marini a 380 kV

3.2.1 Configurazioni di posa del cavo marino di trasmissione verso terra

Dato il sistema di posa dei cavi, il quale ha un range di precisione del posizionamento sul fondale di alcuni metri, in accordo con la linea guida “Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance” approvata dall’ente TÜV SÜD e l’attuale pratica ingegneristica si è valutata un’inter-distanza tra i singoli cavi pari a 50 m con approccio conservativo. L’inviluppo del corridoio comprendente tutti i cavi di trasmissione verso terra tra le sottostazioni elettriche offshore e il punto di giunzione a terra ha una larghezza pari a 250 m e una lunghezza di circa 12 km dal punto ipotizzato per la convergenza dei cavi di trasmissione in arrivo da ogni OSS. La massima lunghezza dei cavi, in arrivo dall’area Sud, è pari a circa 80 km.



Figura 3:4: Vista complessiva del corridoio dei cavi marini a 380 kV –

La scelta della traiettoria del corridoio si è basata sulla valutazione delle aree di importanza ambientale.

L’approccio alla costa è generalmente caratterizzato da una convergenza graduale dei cavi da una distanza di circa 1,5 km fino a 0,6 km dalla costa raggiungendo una inter-distanza limite pari a 10 m, seguendo sempre un approccio conservativo.

3.2.1.1 [Approccio alla costa](#)

La conformazione della costa e i materiali della quale è composta hanno comportato la definizione di una soluzione che semplificasse l’approccio sulla terraferma verso il punto di giunzione. Si prevede l’utilizzo della tecnica di perforazione controllata di tipo “No Dig”, in particolare, si ipotizza un passaggio tramite trivellazione orizzontale controllata – TOC (n.d.r. HDD – Horizontal Directional Drilling) indicativamente per gli ultimi 0,6/0,7 km di corridoio.

Il diametro della perforazione dovrà essere in seguito analizzato e tale da poter garantire un adeguato spazio vitale per il cavo, consentendone il passaggio e la successiva adeguata areazione una volta in funzionamento in condizioni di normale esercizio.

3.2.1.2 Punto di giunzione e approdo

Una volta usciti dal tratto in TOC, i cavi marini vengono convogliati in una struttura interrata denominata buca giunti in cui avviene la giunzione tra cavi di tipo marino e cavo di tipo terrestre.

Nella buca giunti i cavi sono complanari e si può considerare un'inter-distanza tra le terne pari a 2 m, per una larghezza totale pari a 12 m e una lunghezza pari a 25 m, come mostrato a titolo esemplificativo nell'immagine seguente di un tipico costruttivo.

Eventuali successivi studi, avvalorati dalla collaborazione con il futuro fornitore dei cavi, riguardanti l'interazione termica ed elettromagnetica tra i singoli cavi, potranno condurre alla riduzione delle dimensioni di tale manufatto.

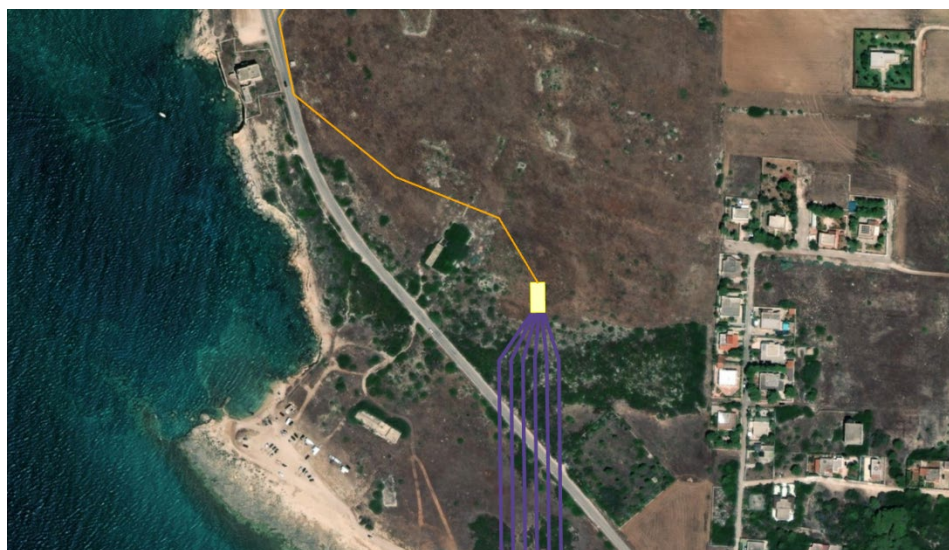


Figura 3:5: Dettaglio della vista dell'approccio alla costa e punto di giunzione

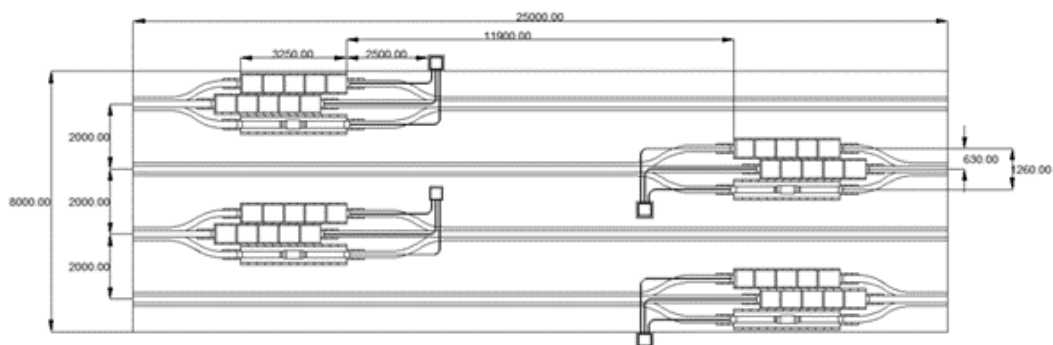


Figura 3:6: Tipico buca giunta con 4 terne AT

3.2.2 Lista delle connessioni elettriche

Nella seguente tabella è riportata la lista delle sezioni preliminari valutate per il sito in analisi.

Tabella 3.3: Elenco delle connessioni elettriche

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
Area Nord - OSS_1N				
W01 – W04	1x3x120	Cu	66	340
W04 – W12	1x3x120	Cu	66	340
W12 – W07	1x3x185	Cu	66	420
W07 – W02	1x3x120	Cu	66	340
W02 – W21	1x3x120	Cu	66	340
W12 – OSS_1N	1x3x1000	Cu	66	825
W13 – W15	1x3x120	Cu	66	340
W15 – W14	1x3x120	Cu	66	340
W14 – W08	1x3x185	Cu	66	420
W08 – W03	1x3x120	Cu	66	340
W03 – W16	1x3x120	Cu	66	340
W14 – OSS_1N	1x3x1000	Cu	66	825
W17 – W11	1x3x120	Cu	66	340
W11 – W05	1x3x120	Cu	66	340
W05 – W06	1x3x185	Cu	66	420
W06 – W09	1x3x120	Cu	66	340
W09 – W10	1x3x120	Cu	66	340
W05 – OSS_1N	1x3x1000	Cu	66	825
W22 – W20	1x3x120	Cu	66	340
W20 – W24	1x3x120	Cu	66	340
W24 – W26	1x3x185	Cu	66	420
W26 – W31	1x3x120	Cu	66	340

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
W31 – W28	1x3x120	Cu	66	340
W24 – OSS_1N	1x3x1000	Cu	66	825
W32 – W33	1x3x120	Cu	66	340
W33 – W30	1x3x120	Cu	66	340
W30 – W34	1x3x185	Cu	66	420
W34 – W35	1x3x120	Cu	66	340
W35 – W36	1x3x120	Cu	66	340
W30 – OSS_1N	1x3x1000	Cu	66	825
W27 – W23	1x3x120	Cu	66	340
W23 – W18	1x3x120	Cu	66	340
W18 – W19	1x3x185	Cu	66	420
W19 – W25	1x3x120	Cu	66	340
W25 – W29	1x3x120	Cu	66	340
W18 – OSS_1N	1x3x1000	Cu	66	825
Area Sud - OSS_1S				
W33S – W38S	1x3x120	Cu	66	340
W38S – W60S	1x3x120	Cu	66	340
W60S – W42S	1x3x185	Cu	66	420
W42S – W32S	1x3x120	Cu	66	340
W32S – W61S	1x3x120	Cu	66	340
W60S – OSS_1S	1x3x1000	Cu	66	825
W56S – W31S	1x3x120	Cu	66	340
W31S – W46S	1x3x120	Cu	66	340
W46S – W67S	1x3x185	Cu	66	420
W67S – W49S	1x3x120	Cu	66	340
W49S – W54S	1x3x120	Cu	66	340

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
W46S – OSS_1S	1x3x1000	Cu	66	825
W50S – W72S	1x3x120	Cu	66	340
W72S – W66S	1x3x120	Cu	66	340
W66S – W71S	1x3x185	Cu	66	420
W71S – W65S	1x3x120	Cu	66	340
W65S – W59S	1x3x120	Cu	66	340
W66S – OSS_1S	1x3x1000	Cu	66	825
W48S – W52S	1x3x120	Cu	66	340
W52S – W57S	1x3x120	Cu	66	340
W57S – W62S	1x3x185	Cu	66	420
W62S – W68S	1x3x120	Cu	66	340
W68S – W55S	1x3x120	Cu	66	340
W57S – OSS_1S	1x3x1000	Cu	66	825
W69S – W63S	1x3x120	Cu	66	340
W63S – W53S	1x3x120	Cu	66	340
W53S – W58S	1x3x185	Cu	66	420
W58S – W64S	1x3x120	Cu	66	340
W64S – W70S	1x3x120	Cu	66	340
W53S – OSS_1S	1x3x1000	Cu	66	825
W44S – W40S	1x3x120	Cu	66	340
W40S – W39S	1x3x120	Cu	66	340
W39S – W43S	1x3x185	Cu	66	420
W43S – W47S	1x3x120	Cu	66	340
W47S – W51S	1x3x120	Cu	66	340
W39S – OSS_1S	1x3x1000	Cu	66	825
Area Sud - OSS_2S				

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
W45S – W41S	1x3x120	Cu	66	340
W41S – W36S	1x3x120	Cu	66	340
W36S – W28S	1x3x185	Cu	66	420
W28S – W29S	1x3x120	Cu	66	340
W29S – W37S	1x3x120	Cu	66	340
W36S – OSS_2S	1x3x1000	Cu	66	825
W24S – W23S	1x3x120	Cu	66	340
W23S – W27S	1x3x120	Cu	66	340
W27S – W22S	1x3x185	Cu	66	420
W22S – W18S	1x3x120	Cu	66	340
W18S – W12S	1x3x120	Cu	66	340
W27S – OSS_2S	1x3x1000	Cu	66	825
W34S – W25S	1x3x120	Cu	66	340
W25S – W21S	1x3x120	Cu	66	340
W21S – W26S	1x3x185	Cu	66	420
W26S – W30S	1x3x120	Cu	66	340
W30S – W35S	1x3x120	Cu	66	340
W21S – OSS_2S	1x3x1000	Cu	66	825
W06S – W17S	1x3x120	Cu	66	340
W17S – W11S	1x3x120	Cu	66	340
W11S – W05S	1x3x185	Cu	66	420
W05S – W04S	1x3x120	Cu	66	340
W04S – W03S	1x3x120	Cu	66	340
W11S – OSS_2S	1x3x1000	Cu	66	825
W19S – W20S	1x3x120	Cu	66	340
W20S – W16S	1x3x120	Cu	66	340

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
W16S – W10S	1x3x185	Cu	66	420
W10S – W09S	1x3x120	Cu	66	340
W09S – W15S	1x3x120	Cu	66	340
W16S – OSS_2S	1x3x1000	Cu	66	825
W02S – W08S	1x3x120	Cu	66	340
W08S – W14S	1x3x120	Cu	66	340
W14S – W13S	1x3x185	Cu	66	420
W13S – W07S	1x3x120	Cu	66	340
W07S – W01S	1x3x120	Cu	66	340
W14S – OSS_2S	1x3x1000	Cu	66	825

3.2.3 Caratteristiche del cavo marino

Le linee elettriche AT di connessione degli aerogeneratori, funzionanti a 66 kV e le linee di collegamento dal mare alla costa, funzionanti a 380 kV, saranno costituite da cavi in formazione unipolare e/o tripolare armata – in rame o alluminio, comprensivi di fibra ottica monomodale, il cui tubetto è inglobato all'interno dell'armatura del conduttore - idonei alla posa sottomarina. In prossimità della costa saranno realizzate delle giunzioni tra conduttori marini e conduttori terrestri funzionanti alla medesima tensione.

Allo stato attuale, come presentato negli schemi unifilari documentati nei doc. P0030769-2-M13_R00 e P0030769-2-M11_R00 per l'interconnessione degli aerogeneratori è prevista una linea marina in cavo a 66 kV avente sezioni pari a 800-1000 mm² con anima in rame e isolamento in EPR, mentre per il trasporto dell'energia dalla OSS fino a terra è prevista una linea marina in cavo a 380 kV avente sezioni pari a 400 mm² con anima in rame e isolamento in EPR. Laddove necessario saranno previste configurazioni a più conduttori per fase.

Submarine Dynamic Cable Design

Powerlink
A Brand of Prysmian Group

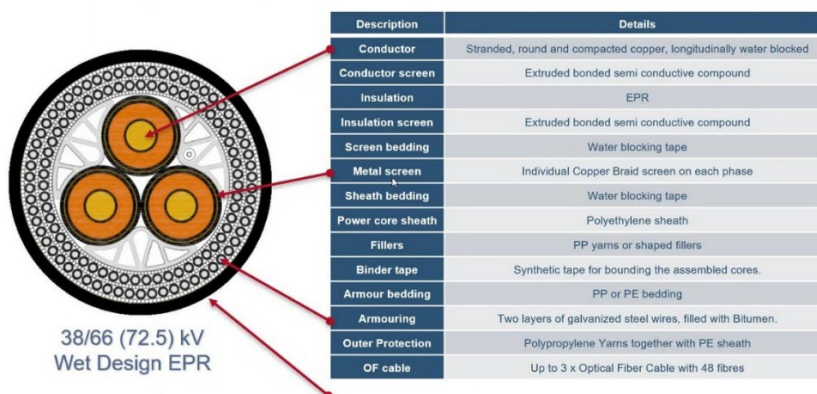


Figura 3:7: Esempio di cavo tripolare di interconnessione a 66 kV

3.2.3.1 Standard di posa dei cavi tra le turbine

La tecnologia utilizzata prevista allo stato attuale per la connessione tra le turbine che compongono una stringa sarà quella del cosiddetto cavo dinamico o *lazy-wave cable* il quale prevede un approccio al fondale a seguito di una serie di curvature dovute all'utilizzo di boe di sostegno. Questa soluzione riduce gli sforzi meccanici al quale il cavo sarebbe sottoposto e darebbe maggiore libertà di assestamento nei movimenti. In Figura 3:8 rappresentiamo schematicamente le tipologie più diffuse per il tipo di applicazione oggetto della presente relazione.

Inoltre, per favorire la minore interazione tra i cavi di interconnessione delle WTG e l'ecosistema del fondale marino si può optare per la soluzione di cablaggio, come da Figura 3:9, del tipo W-Shaped. Questa soluzione, che utilizza un sistema di galleggiamento intermedio, prevede che il cavo rimanga sospeso a una profondità tale da garantire in ogni caso il passaggio in sicurezza di imbarcazioni, ove consentito.

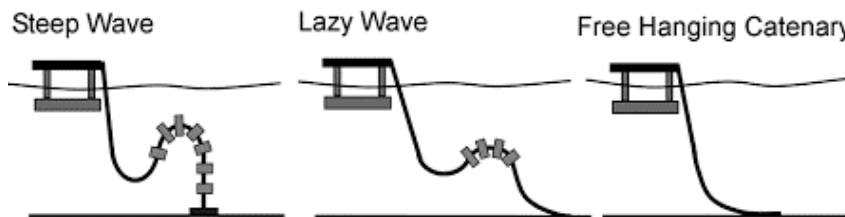


Figura 3:8: Standard di cablaggio sottomarino

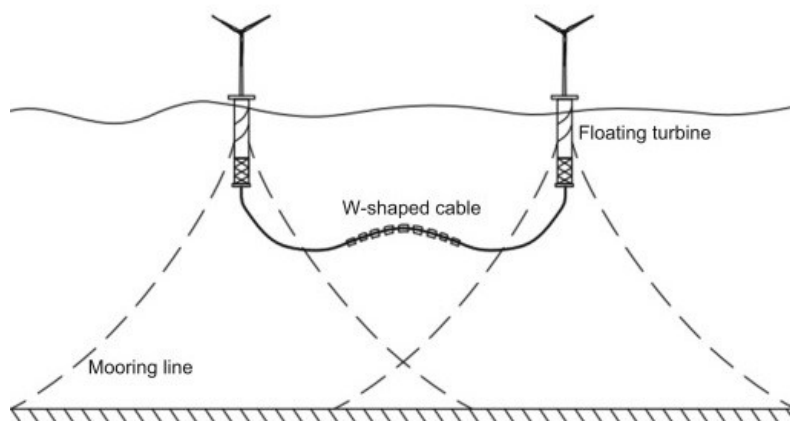


Figura 3:9: Tipico di cablaggio W-Shaped

3.2.4 Protezione dei cavi sottomarini

A causa delle azioni antropogeniche e delle perturbazioni naturali che possono agire sui cavi di trasmissione dell'energia elettrica sarà necessario proteggere questi dai danni causati da attrezzi da pesca, ancore o forti azioni idrodinamiche. Qui di seguito è fornita una lista delle principali soluzioni applicabili al sito in analisi e che dovranno essere approfondite a seguito di futuri sopralluoghi specifici.

La protezione dei cavi sottomarini, per le sezioni di cavo che attraversano aree che presentano scarse criticità a livello di fondale ma che possono presentarle al di sotto, potrà essere effettuata mediante posa di ogni linea mediante sistema trenchless (senza scavi di trincee) con protezione esterna, con successiva posa di una protezione fatta da massi naturali o materassi prefabbricati di materiale idoneo (cubicoli in cemento/calcestruzzo).



Figura 3:10: Protezione di un cavo sottomarino con cubicoli (Fonte: Subsea Protection Systems Ltd)

Ove possibile, dove il fondale non presenta elevate criticità di posa o necessità di preservazione dell'ambiente esistente, dovrebbe essere utilizzata la posa del cavo in scavo mediante la tecnica del co-trenching, mostrato in Figura 3:11. Tale sistema riduce il rischio di interferenza di agenti esterni, come per esempio ancore o reti da pesca, che potrebbero danneggiarlo o trascinarlo via. Nello specifico, data la possibile presenza nelle vicinanze del parco di un'area soggetta a pesca a strascico si dovrà tener conto della necessità di minimizzare gli impatti e le interferenze per il mantenimento del corretto funzionamento del generatore eolico.

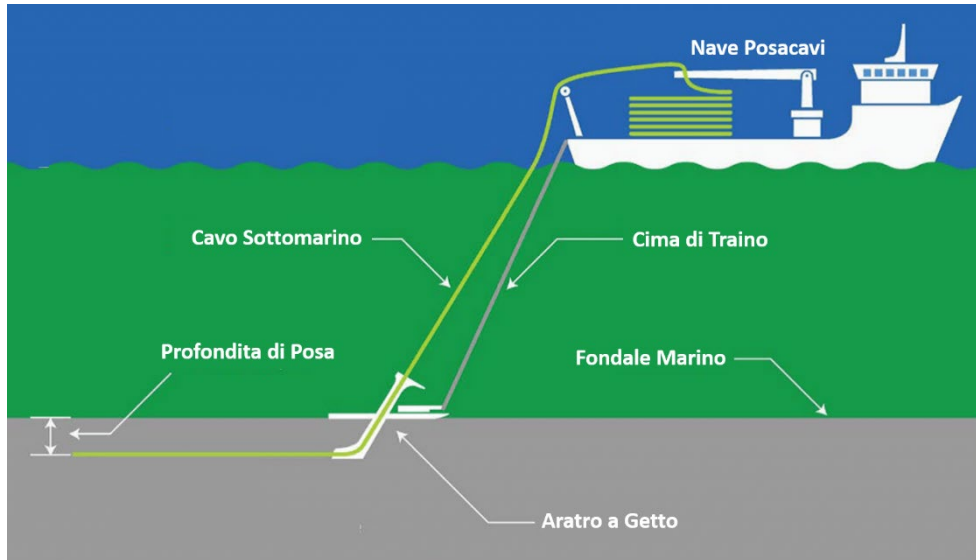


Figura 3:11: Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching

Un'ulteriore soluzione è costituita dalla posa tramite gusci di ghisa o polimeri assemblati sul cavo, come da Figura 3:12. Questa soluzione è utile quando il cavo deve passare per fondali che presentano conformazioni irregolari o taglienti, non consentendo la posa con contatto diretto.



Figura 3:12: Esempio di metodo di posa con gusci di protezione (Fonte: Farinia Group)

3.2.5 Installazione del cavo sottomarino

L'installazione del cavo di collegamento in mare fino allo sbarco è normalmente suddivisa in due fasi principali:

- ✓ Lavori preparatori: A monte dell'installazione del cavo e della relativa protezione dello stesso dovranno essere avviate operazioni di ricognizione geofisica per confermare i dati ottenuti durante gli studi tecnici preliminari, identificare nuovi possibili rischi (rocce, detriti, ecc.);
- ✓ Installazione e protezione del cavo: una nave posacavo specializzata trasporta il cavo srotolandolo sul fondale del mare con l'assistenza di altre imbarcazioni. A seconda del tipo di protezione si procede con opportuni mezzi all'operazione di messa in opera della protezione che può essere realizzata in un secondo tempo oppure simultaneamente alla posa del cavo.



Figura 3:13: Nave posa cavo Leonardo Da Vinci (Fonte: Prysmian Group/Fincantieri)

Al termine dei lavori descritti dovrà essere eseguita un'indagine geofisica di verifica sull'intero percorso.

3.2.6 Configurazione di posa del cavo terrestre

A valle dell'approdo dei cavidotti marini, sarà posizionata una buca giunti in prossimità della costa, per la giunzione tra i cavi marini e i cavi terrestri funzionanti alla medesima tensione di 380 kV.

Nelle vicinanze della buca giunti – ad una distanza massima in termini di connessione in cavo di circa 10 km - verrà poi posizionata la stazione di sezionamento e compensazione, da cui partirà il cavidotto verso la stazione di utenza.

Si può considerare un'inter-distanza tra i cavi complanari pari a 1 m e una distanza tra i due livelli di cavi pari a 0,75 m. Il livello superiore dovrà essere posato almeno a 1 m di profondità dal piano di calpestio in superficie.

Si precisa che in ingresso alla buca giunti si attestano 6 terne, ovvero 18 conduttori, di cavi marini che saranno collegati a cavi in alluminio di tipo terrestre.

Ne consegue che in uscita dalla buca giunti saranno presenti altrettante terne di cavi la cui configurazione di posa preliminare è mostrata nella figura sottostante. Questi cavi verranno successivamente collegati alla stazione di sezionamento e compensazione come citato sopra.

I cavi saranno adeguatamente segnalati tramite l'utilizzo di nastro monitor interrato in prossimità delle installazioni

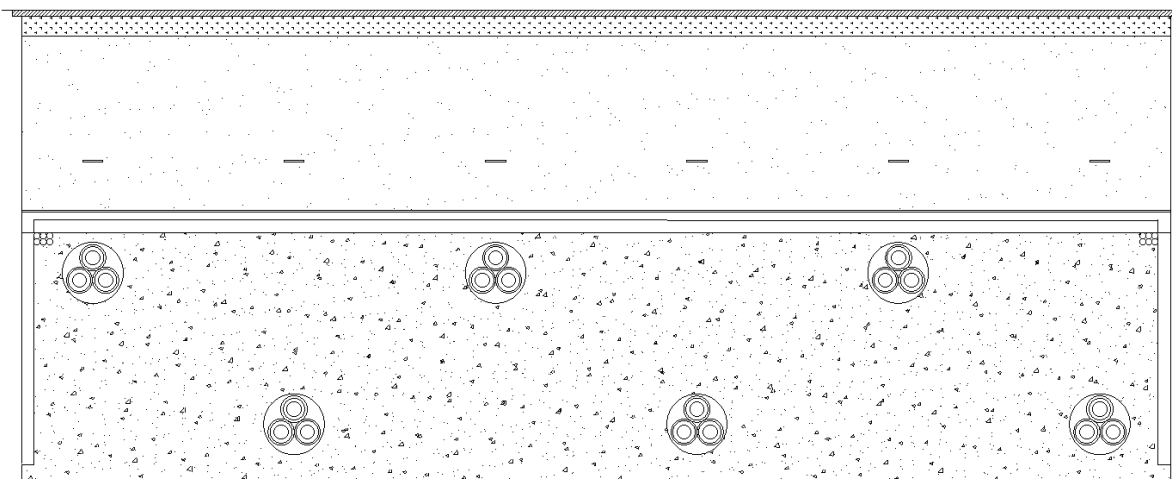


Figura 3:14: Tipico posa cavi interrati 380 kV

3.3 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFFSHORE

Le sottostazioni offshore di trasformazione con fondazione fissa, le cui posizioni sono indicate preliminarmente nella tabella sottostante, sono state localizzate in prossimità del perimetro delle aree Nord e Sud del parco eolico. In dette sottostazioni avviene l'innalzamento del livello di tensione da 66 kV a 380 kV. L'area ospitante sarà di dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei trasformatori, degli stalli a 66 kV, nonché degli edifici contenenti: il sistema di protezione comando e controllo, quello di alimentazione dei servizi ausiliari e generali e tutto quanto altro necessario al corretto funzionamento dell'installazione.

Tabella 3:4: Lista delle coordinate delle sottostazioni offshore

Dorada Stazione Elettrica Offshore	Coordinate	
	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
OSS_1N	40,203424467	17,64256839
OSS_1S	39,842624846	17,99202772
OSS_2S	39,844557449	17,987536651

Le configurazioni delle fondazioni previste per le OSS sono tipo fisso con sostegni in acciaio. Tale installazione è preliminarmente ipotizzabile in quanto le batimetrie nelle aree di localizzazione delle stazioni offshore sono compatibili con questa tecnologia

Sotto è rappresentata la tipologia più diffusa di fondazione per il tipo di applicazione – Deep Water Jacket Fixed Platform.



Figura 3:15: Tipica installazione di OSS con fondazione fissa [Fonte* Saint Nazaire OWF - EDF]

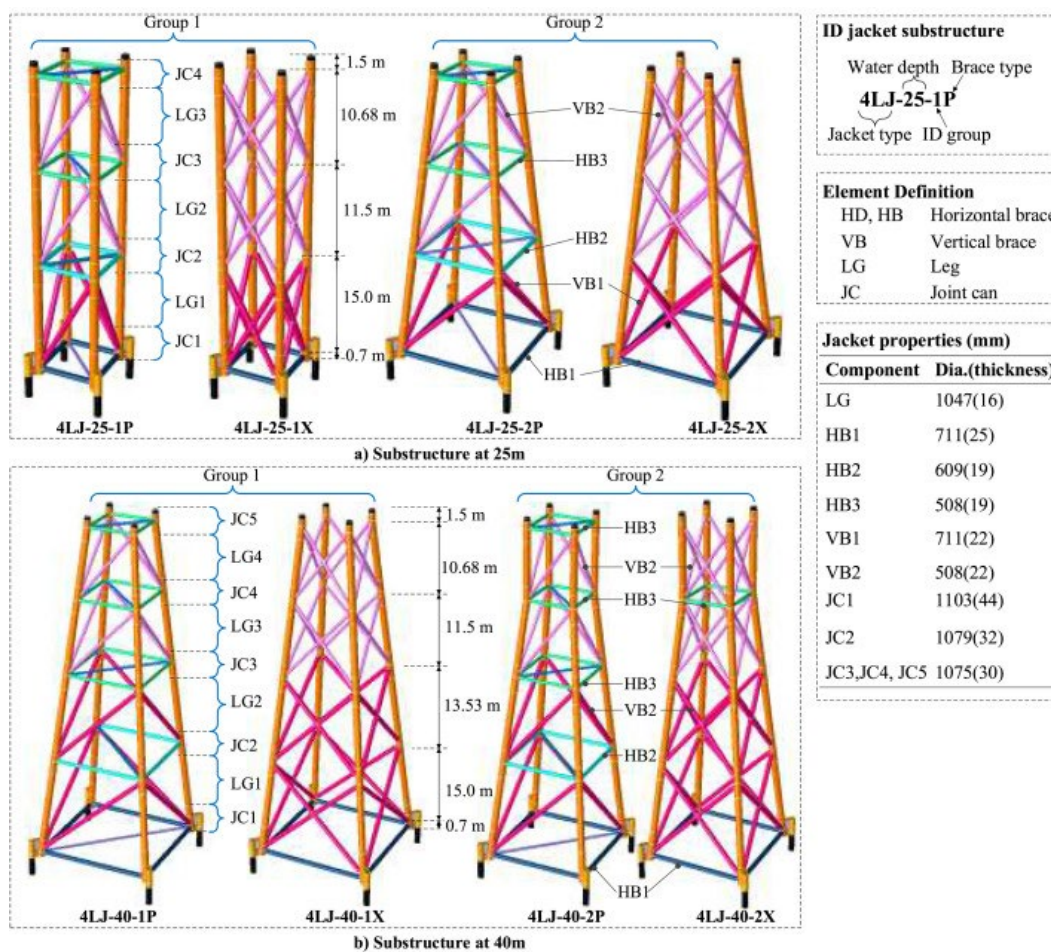


Figura 3:16: Tipici di fondazione fissa per varie profondità di fondale [Fonte: Referenza [3]]

I cavi di export in alta tensione (AAT) tra le sottostazioni offshore e la riva non saranno dinamici, in quanto la struttura fissa garantisce stabilità alla struttura e impedisce traslazioni dinamiche che potrebbero danneggiare i cavi marini.

3.4 STAZIONE DI SEZIONAMENTO

Nelle vicinanze del punto di approdo e della giunzione tra cavi marini e corrispettivi cavi terrestri – ad una distanza massima in termini di connessione in cavo di circa 10 km – sarà posizionato la stazione di sezionamento e compensazione.

Questa soluzione risulta necessaria data l'elevata lunghezza della tratta in mare e di quella terrestre, al fine di limitare gli effetti induttivi dovuti alla lunghezza delle linee a 380 kV dalle OSS verso la stazione utente, in prossimità della stazione 380 kV di Terna. In caso di manutenzione ordinaria e/o straordinaria, sarà inoltre possibile sezionare la linea cavo in un punto intermedio tra le due infrastrutture sopra citate. Il locale sarà composto principalmente da una sala principale contenente gli equipaggiamenti GIS ed un'area esterna di compensazione, al fine di ottimizzare la compattezza della struttura e ridurre l'ingombro e il conseguente impatto delle opere sul contesto locale.

L'area della stazione avrà dimensioni in pianta pari a circa 170 m x 85 m e le installazioni avranno un'altezza da terra di 7/8 m.

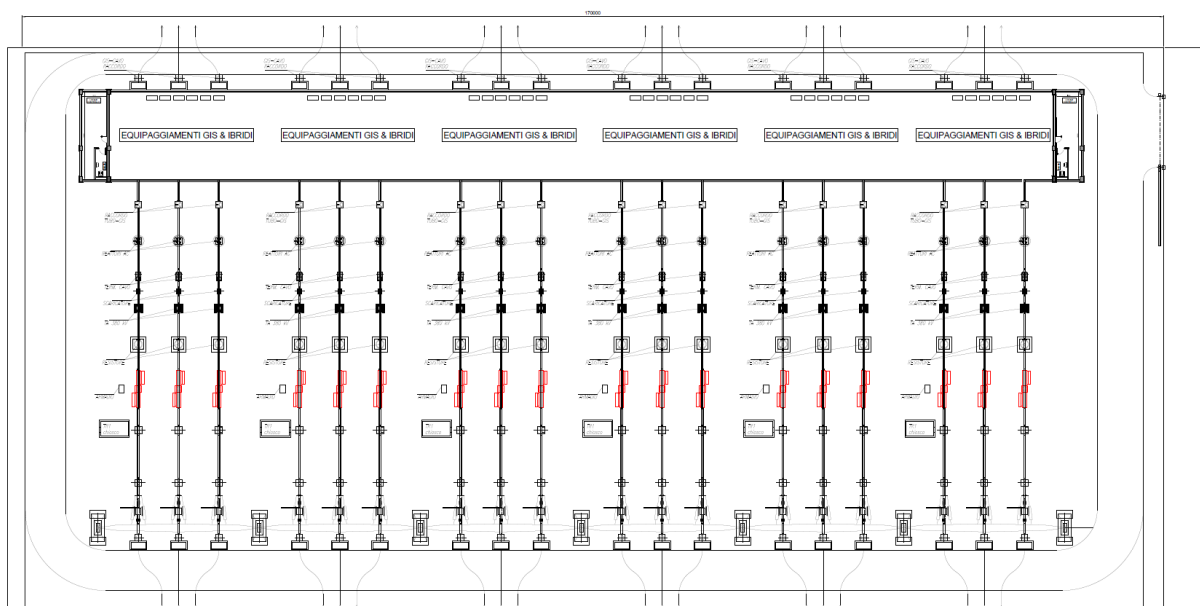


Figura 3:17: Vista in pianta della stazione di compensazione e sezionamento

Tabella 3:5: Dettaglio particellare stazione di sezionamento e compensazione

Comune	Provincia	Foglio	Particelle
Maruggio	TA	22	839, 906, 1018, 1021

3.5 LINEA DI CONNESSIONE A 380 KV

A seguito di valutazioni preliminari è stata prevista l'installazione di una stazione elettrica per la gestione della compensazione della potenza reattiva capacitiva evidenziata in figura per adeguare l'immissione nella RTN agli standard del TSO.

La linea di collegamento tra la stazione di sezionamento e compensazione e la stazione di utenza è lunga circa 40 km e prevede il passaggio per le principali arterie stradali pubbliche.

Il sistema è formato da 6 trame di conduttori in alluminio aventi sezione definita preliminarmente pari a 630 mm² per ogni stallo in uscita dalla stazione di sezionamento e compensazione.

Il layout di posa e il routing definitivo saranno in conformità a quanto indicato nella soluzione di connessione elettrica (STMG) da parte di Terna e da valutare in maniera approfondita a livello di dettaglio realizzativo durante lo sviluppo delle fasi di progetto successive.



Figura 3:18: Percorso preliminare del cavo onshore a 380 kV

Si rimanda alla Figura 3:14 per un esempio di tipico di posa delle 6 linee interrate, installate in configurazione a trifoglio al fine di limitarne l'ingombro.

La trincea di posa si ipotizza preliminarmente avente una larghezza complessiva pari a circa 5,5 m, compatibilmente con il passaggio per le principali arterie stradali pubbliche.

Tale configurazione progettuale potrà subire variazioni in fasi maggiormente avanzate di progetto e in accordo con il produttore dei cavi.

3.6 STAZIONE ELETTRICA DI UTENTE

La Stazione Elettrica di Utente, la cui posizione è stata indicata preliminarmente secondo la Tabella 3:4 , è stata posizionata in prossimità del punto in cui si ipotizza ci sarà la connessione al nodo di Terna. In detta stazione avviene la compensazione della potenza reattiva capacitiva in accordo con il codice di Rete del TSO e la gestione e controllo di tutto l'impianto di generazione tramite sistemi SCADA adeguatamente progettati. L'area ospitante, evidenziata nella Figura 3:17, sarà di dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei macchinari, degli stalli a 380 kV, degli edifici contenenti: il sistema di protezione comando e controllo, quello di alimentazione dei servizi ausiliari e generali e tutto quanto altro necessario al corretto funzionamento dell'installazione. Le dimensioni preliminarmente ipotizzate per quest'area sono pari a 333 m x 242 m.

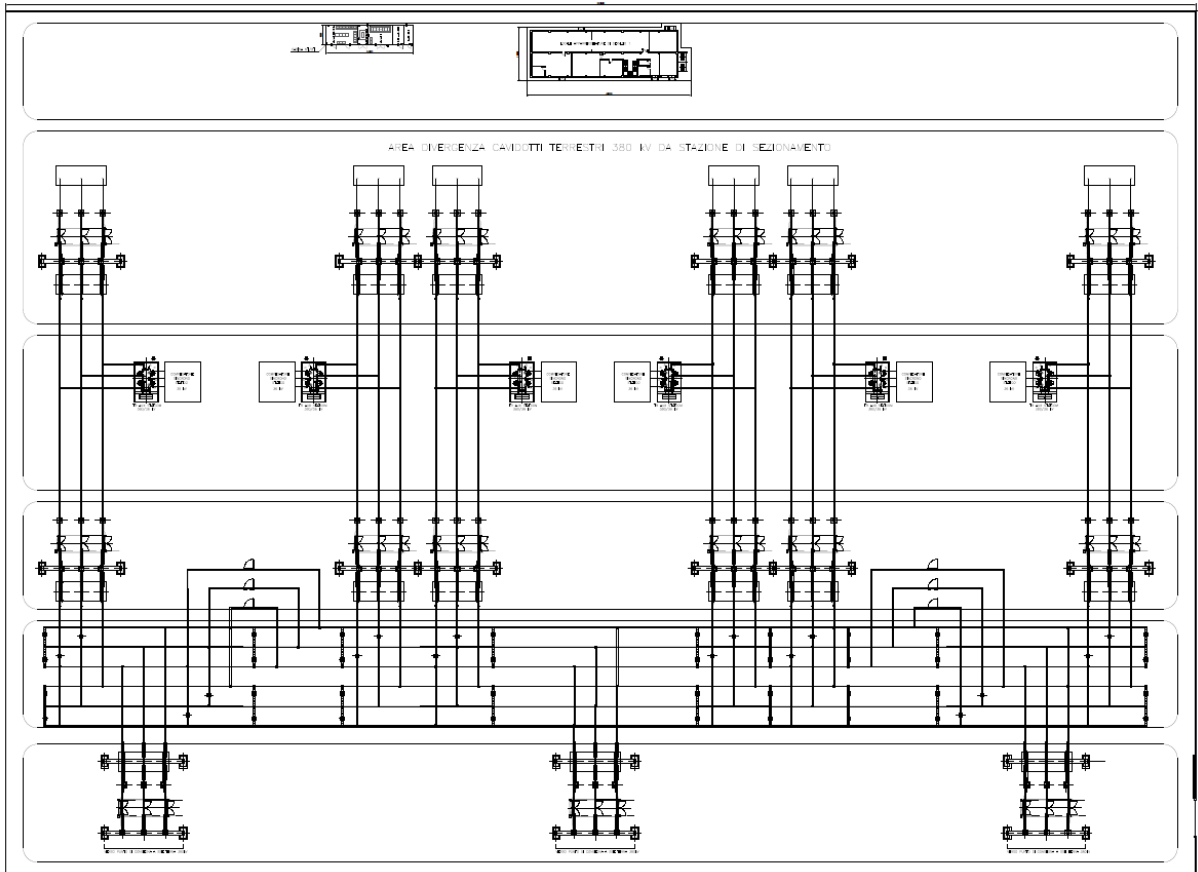


Figura 3:19: Vista in pianta della stazione elettrica di utente

Tabella 3:6: Dettaglio particellare stazione elettrica di utente

Comune	Provincia	Foglio	Particelle
Taranto	TA	160	33, 34

4 COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA

4.1 SOLUZIONI PER RIDURRE LA POTENZA REATTIVA

La compensazione della potenza reattiva può essere effettuata in due fasi, prevedendo l'installazione di un gruppo di compensazione all'interno della:

- ✓ torre dell'aerogeneratore all'uscita del trasformatore 66 kV;
- ✓ stazione di compensazione e sezionamento 380 kV;
- ✓ sottostazione utente 380 kV.

Ciò rende la rete più efficiente sia dal punto di vista elettrico (si ha maggiore produzione della potenza attiva, regolazione della tensione, eliminazione delle terze e quinte armoniche e riduzioni delle fluttuazioni della tensione) che dal punto di vista funzionale. La quantità di potenza reattiva generata tende a caricare maggiormente la linea in cavo, riducendo la componente di corrente attiva trasmissibile.

4.2 SOLUZIONE TECNICA

Il sistema elettrico generatore-convertitore utilizzato, come già anticipato è del tipo Full Scale Converter, il quale conferisce alle turbine una maggiore capacità di generazione di energia attiva. Tale caratteristica, opportunamente coordinata dal sistema di controllo dell'interno complesso delle macchine, è di ausilio nella rispondenza alle richieste di cui all'Allegato A17 del Codice di Rete di Terna.

4.2.1 Considerazioni preliminari

4.2.1.1 TARANTO DORADA [P=1.620 MW]

Con riferimento ad Allegato A17 di CdR, limitatamente a quanto possibile nella presente fase di progetto preliminare, si rileva che:

- ✓ Paragrafo 6.1-sub 5: Le potenze apparenti dei TR che si prevede di installare sono già state considerate pari al 110% della P_n servita;
- ✓ Paragrafo 6.1-sub 7: L'impianto in assenza di vento (ovvero di generazione) ha un assorbimento di reattivo corposo, figlio del robusto sistema di collegamenti in cavo. Le turbine Full Scale Converter, nella configurazione di impianto considerata, hanno buone possibilità di riuscire a compensare lo scambio di reattivo al PdC al di sotto di 0,5 MVar;
- ✓ Paragrafo 8.3.1: Con potenza P_{nd} pari alla potenza massima di 540 MW si ha $Q=\pm 0,35*540=\pm 189,00$ MVar per la sezione Nord. Qualora l'impianto nella configurazione definitiva non dovesse essere in grado di ottemperare alle richieste di A17 sfruttando le sole capability P-Q delle turbine, sarà certamente considerato l'ausilio di sistemi di compensazione aggiuntivi;
- ✓ Paragrafo 8.3.1: Con potenza P_{nd} pari alla potenza massima di 540 MW si ha $Q=\pm 0,35*540=\pm 189,00$ MVar per la sezione Sud 1. Qualora l'impianto nella configurazione definitiva non dovesse essere in grado di ottemperare alle richieste di A17 sfruttando le sole capability P-Q delle turbine, sarà certamente considerato l'ausilio di sistemi di compensazione aggiuntivi;
- ✓ Paragrafo 8.3.1: Con potenza P_{nd} pari alla potenza massima di 540 MW si ha $Q=\pm 0,35*540=\pm 189,00$ MVar per la sezione Sud 2. Qualora l'impianto nella configurazione definitiva non dovesse essere in grado di ottemperare alle richieste di A17 sfruttando le sole capability P-Q delle turbine, sarà certamente considerato l'ausilio di sistemi di compensazione aggiuntivi;

Ovviamente ulteriori approfondimenti, unitamente ad un responso definitivo, sono da rinviare ad una fase progettuale maggiormente avanzata.

5 CAMPI ELETTROMAGNETICI GENERATI DAI CAVI

L'analisi delle emissioni elettromagnetiche generate dagli elettrodotti di collegamento del parco eolico offshore, degli equipaggiamenti della stazione di sezionamento e della sottostazione di consegna dovrà essere effettuata considerando:

- ✓ posa dell'elettrodotto marino in AT sul fondale e protezione con materiali compatibili con le caratteristiche locali del fondale;
- ✓ posa dell'elettrodotto terrestre in AT mediante interrimento a un'adeguata profondità;
- ✓ caratteristiche delle soluzioni impiantistiche e di interconnessione tra i vari apparati di campo.

L'emissione elettromagnetica imputabile al cavo marino potrebbe essere, per le caratteristiche fisiche di arrangemento dei conduttori elettrici all'interno del corpo del cavo, assai limitata. Per esempio, la disposizione a trifoglio con cordatura elicoidale determina infatti l'annullamento della risultante di campo nel dominio del cavo e il suo rapido decadimento all'esterno dello stesso cosicché, l'obiettivo di qualità di 3 μT , sia già raggiunto entro un metro di distanza dal cavo. Tali prescrizioni sono al fine della protezione della popolazione dall'esposizione ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati da linee e cabine elettriche che il DPCM 8 luglio 2003 (artt. 3 e 4) fissa, in conformità alla Legge 36/2001 (art 4, c. 2):

- ✓ I limiti di esposizione del campo elettrico (5 kV/m) e del campo magnetico (100 μT) come valori efficaci, per la protezione da possibili effetti a breve termine;
- ✓ Il valore di attenzione (10 μT) e l'obiettivo di qualità (3 μT) del campo magnetico da intendersi come mediana nelle 24 ore in normali condizioni di esercizio, per la protezione da possibili effetti a lungo termine connessi all'esposizione nelle aree di gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiore a 4 ore giornaliere (luoghi tutelati). Tali luoghi non dovranno risultare posizionati all'interno della DPA

La metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti prevede una procedura semplificata di valutazione con l'introduzione della DPA nel rispetto dell'obiettivo di qualità di 3 μT del campo magnetico e si calcola:

$$DPA = 0,40942 \cdot D^{0,5241} \cdot \sqrt{I} \text{ m}$$

Dove:

- ✓ D = diametro dei cavi (m);
- ✓ I = corrente nominale (A).

L'emissione elettromagnetica imputabile al cavo marino è, per le caratteristiche fisiche di arrangemento dei conduttori elettrici all'interno del corpo del cavo, assai limitata. La potenziale disposizione a trifoglio con cordatura elicoidale determina infatti l'annullamento della risultante di campo nel dominio del cavo e il suo rapido decadimento all'esterno dello stesso cosicché, l'obiettivo di qualità di 3 μT , è già raggiunto entro 1 m di distanza dal cavo.

Per quanto concerne invece il calcolo preliminare dell'emissione magnetica imputabile alla linea terrestre a 380 kV, la stima è stata effettuata utilizzando la formula sopra presentata, portando a una DPA pari a circa 4 m.

Si evidenzia infine che le fasce di rispetto (comprese le correlate DPA) non sono applicabili ai luoghi tutelati esistenti in vicinanza di elettrodotti esistenti. In tali casi, l'unico vincolo legale è quello del non superamento del valore di attenzione del campo magnetico (10 μT da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio); solo ove tale valore risulti superato, si applicheranno le disposizioni dell'art. 9 della Legge 36/2001.

REFERENZE

- [1] P0030769-2-M13_R00 - Schema elettrico unifilare parco eolico 66 kV
- [2] P0030769-2-M15_R00 - Schema interconnessioni e consegna utente on-shore
- [3] P0030769-2-M11_R00 - Parco eolico - Schema di connessione e sezioni tipiche
- [4] Development of jacket substructure systems supporting 3MW offshore wind turbine for deep water sites in South Korea (2022) – Tran T, Daeyong L.
- [5] Piano di Sviluppo (2021) – Terna S.p.A.
- [6] P0030769-2-M12_R00 - Cavidotto marino - Tracciato e sezioni
- [7] P0030769-2-M10_R00 - Parco eolico - Layout e sezioni trasversali
- [8] P0030769-2-M9_R00 - Parco eolico - Coordinate opere e ingombri
- [9] Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance - TÚV SÜD

NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO

- [10] CEI 0-16 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- [11] CEI 11-32 - Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria Appendice 6 – Normativa: impianti di produzione eolica;
- [12] CEI 14-4 - Trasformatori di potenza;
- [13] CEI 17-1 - Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V;
- [14] CEI 42-4 - High-voltage test techniques - Part 1: General definitions and test requirements;
- [15] CEI 42-5 - Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- [16] CEI 106-11 - Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 Art. 6 Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo;
- [17] IEC 61400-24 - Wind turbine - sezione 24: protezione antifulmine;
- [18] IEC 62305-1 - Protezione parafulmine - paragrafo 1: generale;
- [19] ISO 12495 - Protezione catodica per strutture fisse offshore di acciaio;
- [20] EN 12495 - Protezione catodica per strutture fisse offshore di acciaio;
- [21] DNVGL-RP-B101 - Protezione catodica con rivestimenti;
- [22] TERNA – Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete;
- [23] TERNA - Allegato A.17 - Centrali eoliche: Condizioni generali di connessione alle reti AT, sistemi di protezione, regolazione e controllo;
- [24] DPCM 8 luglio 2003 - Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz;



RINA Consulting S.p.A. | Società soggetta a direzione e coordinamento amministrativo e finanziario del socio unico RINA S.p.A.
Via Cecchi, 6 - 16129 GENOVA | P. +39 010 31961 | rinaconsulting@rina.org | www.rina.org
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.