



COMMITTENTE:



SCS 28 S.R.L.

Via Generale Giacinto Antonelli 3
Monopoli - BA, P.IVA/C.F. 08760740723

Titolo del Progetto:

REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO OFFSHORE, DENOMINATO "ULISSE 1", DI POTENZA NOMINALE PARI A 1620 MW, DA LOCALIZZARSI NEL MAR ADRIATICO AL LARGO DELLA COSTA DEL COMUNE DI MONOPOLI (BA)

Località	MONOPOLI (BA)	Codice A.U.	-
----------	----------------------	-------------	---

PROGETTO PRELIMINARE

ID PROGETTO:	PEAL	DISCIPLINA:	P	TIPOLOGIA:	FORMATO:	
--------------	------	-------------	---	------------	----------	--

TITOLO: Relazione Elettrica

N° DOCUMENTO: P0039039-3-H2

IL TECNICO:
Ing. Riccardo Zaccone



RINA CONSULTING S.P.A.

Via Cecchi, 6 - 16129 GENOVA
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102

REV:	DATA REVISIONE	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	CONTROLLATO	APPROVATO
00	Maggio 2024	Prima Emissione	NNO01	MAB	RZA01

INDICE

LISTA DELLE TABELLE	3
LISTA DELLE FIGURE	3
1 PREMESSA	5
2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO	6
3 INQUADRAMENTO ELETTRICO	7
4 POSIZIONE DEGLI AEROGENERATORI E DELLA OSS	8
5 DATI AMBIENTALI	12
6 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE	13
6.1 AEROGENERATORE	13
6.1.1 Convertitore di turbina	13
6.1.2 Configurazione di stringa	14
6.1.3 Calcolo preliminare delle correnti	14
6.1.4 Sistemi di protezione	15
6.1.5 Segnalazione aerea e marittima	17
6.2 CAVI ELETTRICI MARINI	17
6.2.1 Configurazione di posa	18
6.2.2 Specifiche dei cavi e lista delle connessioni	20
6.2.3 Protezione dei cavi sottomarini	21
6.2.4 Installazione dei cavi sottomarini	22
6.3 STAZIONE ELETTRICA OFFSHORE	23
6.3.1 Overview degli equipaggiamenti di bordo	24
6.4 CAVI ELETTRICI TERRESTRI	25
6.4.1 Configurazione di posa	25
6.4.2 Caratteristiche del cavo	26
6.5 STAZIONE DI SEZIONAMENTO E COMPENSAZIONE	26
6.5.1 Overview degli equipaggiamenti	27
6.6 STAZIONE DI UTENZA	28
6.6.1 Overview degli equipaggiamenti	29
7 COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA	31
7.1 SOLUZIONI PER RIDURRE LA POTENZA REATTIVA	31
7.2 SOLUZIONE TECNICA PRELIMINARE DI PROGETTO	31
8 CAMPI ELETTROMAGNETICI	32
REFERENZE	34
DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	35

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 6.1 Corrente preliminare in uscita da ogni stringa dei sottocampi	15
---------------------------------------------------------------------------	----

LISTA DELLE FIGURE

Figura 1.1 Inquadramento generale del parco eolico offshore flottante “Ulisse 1”	5
Figura 2.1 Vista generale di impianto	6
Figura 3.1 Contesto della RTN della provincia di Bari [Fonte: Open InfraMap]	7
Figura 4.1 Vista delle infrastrutture offshore	11
Figura 6.1 Schema del sistema elettrico generatore-convertitore	13
Figura 6.2 Schema configurazione generale stringa da 6 WTG	14
Figura 6.3 Vista del primo tratto di tracciato dei cavidotti marini a 220 kV (linee viola)	18
Figura 6.4 Esempi standard di cablaggio del cavo marino di turbina	18
Figura 6.5 Tipico di cablaggio W-Shaped	19
Figura 6.6 Esempio di approccio al fondale dei cavi di export a 220 kV [Fonte: Nexans]	19
Figura 6.7 Dettaglio della vista dell'approccio alla costa e punto di giunzione	20
Figura 6.8 Tipico buca giunta con 4 terne AT	20
Figura 6.9 Esempio di cavo tripolare di interconnessione a 66 kV [Fonte: Prysmian Group S.p.A.]	21
Figura 6.10 Protezione di un cavo sottomarino con cubicoli [Fonte: Subsea Protection Systems Ltd]	21
Figura 6.11 Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching	22
Figura 6.12 Esempio di metodo di posa con gusci di protezione [Fonte: Farinia Group]	22
Figura 6.13 Nave posa cavo Leonardo Da Vinci [Fonte: Prysmian Group S.p.A., Fincantieri S.p.A.-Vard Group]	23
Figura 6.14 Tipici standard di tecnologia del galleggiante per OSS [Fonte: DNV]	23
Figura 6.15 Esempio di OSS con tecnologia semi-sommersibile [Fonte: Nexans]	24
Figura 6.16 Esempi di equipaggiamenti blindati isolati in gas [Fonte: Hitachi Energy, Siemens Energy]	24
Figura 6.17 Tipico posa cavi interrati 220 kV	25
Figura 6.18 Tipico posa cavi interrati 380 kV	26
Figura 6.19 Vista in pianta della stazione di compensazione e sezionamento	27
Figura 6.20 Esempio di equipaggiamento ibrido a 220 kV [Fonte: Hitachi Energy –Modello M0S]	28
Figura 6.21 Esempio di reattori di shunt isolati in aria [Fonte: Trench Group]	28
Figura 6.22 Vista in pianta della stazione di utenza	29
Figura 6.23 Esempio di equipaggiamento GIS blindato a 380 kV [Fonte: Hitachi Energy]	30
Figura 6.24 Esempio di trasformatore 220 kV/380 kV [Fonte: Getra Group]	30
Figura 8.1 Schema di principio CEI 106-11	32

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AT	Alta Tensione
AIS	Air Insulated System
CdR	Codice di Rete
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
DGR	Delibera della Giunta Regionale
GIS	Gas Insulate System
GTO	Gate Turn-Off Thyristor
IALA	Association Of Marine Aids To Navigation And Lighthouse Authorities
IEC	International Electrotechnical Commision
IGCT	Integrated Gate Commutated Thyristor
OWF	Offshore Wind Farm
OSS	Offshore Substation
PAI	Piano per l'Assetto Idrogeologico
PRG	Piano Regolatore Generale
PTPR	Piano Territoriale Paesistico Regionale
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SIN	Sito di Interesse Nazionale
STMG	Soluzione Tecnica Minima Generale
TA	Trasmormatore di corrente
TOC	Trivellazione orizzontale Controllata
TSO	Transmission System Operator
TV	Trasformatore di tensione
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
WTG	Wind Turbine Generator

1 PREMESSA

La presente relazione è stata redatta per illustrare le principali informazioni sulle caratteristiche del progetto e sui potenziali effetti significativi sull'ambiente relativi alla realizzazione del Parco Eolico Offshore Flottante, denominato "Ulisse 1", proposto dalla Società SCS 28 S.r.l. (di seguito la "Proponente"), controllata da SCS Innovation S.r.l., Società con un'esperienza pluriennale nei principali ambiti delle energie rinnovabili, specializzata nello sviluppo, progettazione ed installazione di impianti fotovoltaici ed eolici, ponendosi come obiettivo principale quello di fornire al cliente impianti di elevate qualità e rendimento.

La Proponente è intenzionata a realizzare un parco eolico offshore composto da 108 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 15 MW, per una capacità totale nominale di 1620 MW e una potenza richiesta di immissione alla RTN di 1620 MW.

Il parco sarà localizzato nel Mar Adriatico, nello specchio di mare prospiciente il comune di Bari, al di fuori del limite delle acque territoriali, ad una distanza minima dalla costa della Regione Puglia di circa 40 km e ad una distanza massima di circa 60 km. Nell'area scelta per l'installazione delle turbine il fondale ha una profondità indicativa tra i -300 m e i -1100 m.

Il parco sarà suddiviso in due sub-aree: una posizionata a Nord-Est (NE) e una posizionata a Sud-Ovest (SO), come mostrato in Figura 1.1.

La scelta di tale sito è stata effettuata tenendo conto della risorsa eolica potenzialmente disponibile, della distanza dalla costa, della profondità, dei possibili nodi di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna S.p.A. e, non da ultimo, minimizzando/evitando il più possibile le aree di potenziale maggior interferenza a livello ambientale.

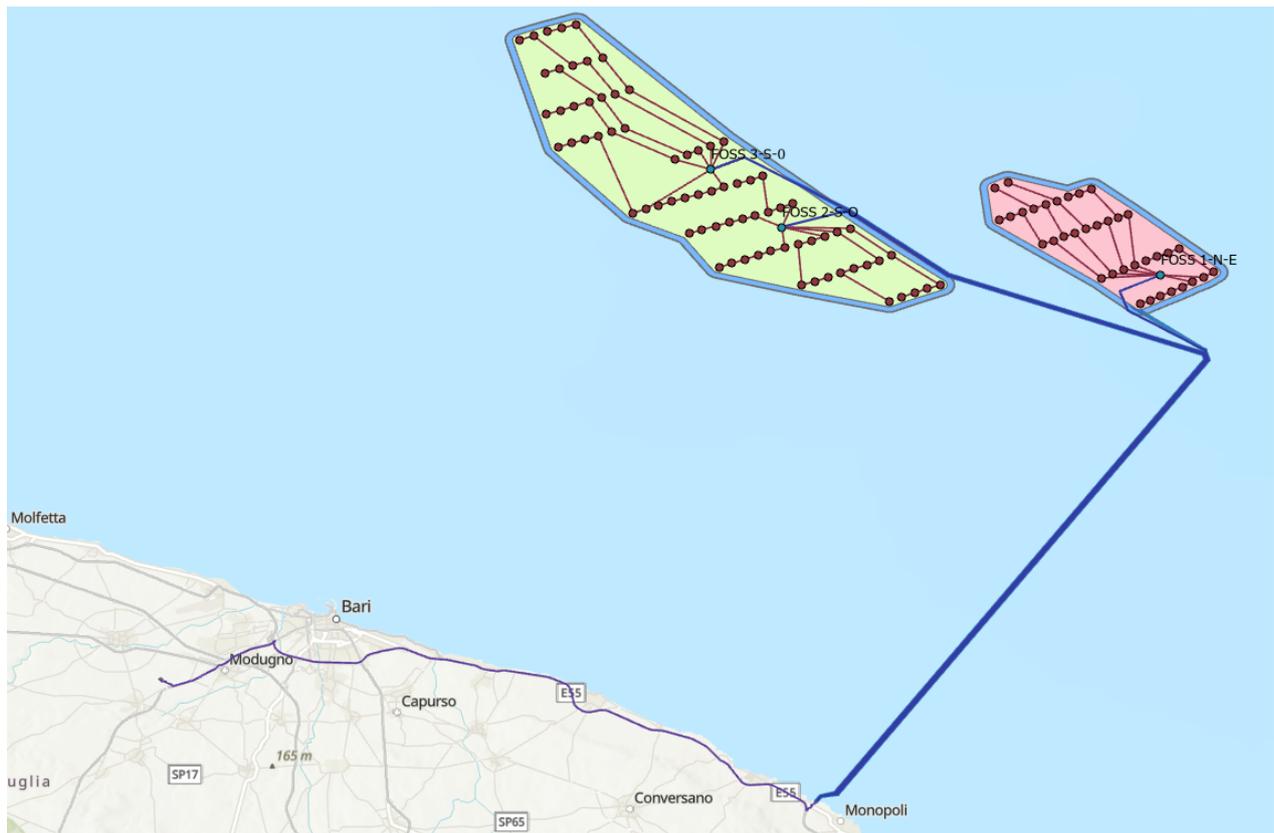


Figura 1.1 Inquadramento generale del parco eolico offshore flottante "Ulisse 1"

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il parco eolico offshore Ulisse 1 è suddiviso in tre sezioni:

- ✓ Sezione 1 N-E: composta nel suo complesso da N° 36 WTG (540 MW) e suddivisa in 6 stringhe da 6 aerogeneratori l'una;
- ✓ Sezione 2 S-O: composta nel suo complesso da N° 36 WTG (540 MW) e suddivisa in 6 stringhe da 6 aerogeneratori l'una;
- ✓ Sezione 3 S-O: composta nel suo complesso da N° 36 WTG (540 MW) e suddivisa in 6 stringhe da 6 aerogeneratori l'una;

Le tre sezioni si attestano ad altrettante stazioni elettriche offshore galleggianti, denominate FOSS 1 N-E, FOSS 2 S-O e FOSS 3 S-O, le quali saranno descritte nei paragrafi successivi.

L'area di interesse si trova nella costa adriatica della Puglia, antistante alla costa della Provincia di Bari, nell'area centrata approssimativamente in corrispondenza delle coordinate:

- $17^{\circ}30'21''E$ $41^{\circ}26'33''N$ per la sezione 1 considerando un punto baricentrico del layout di impianto;
- $17^{\circ}10'20''E$ $41^{\circ}29'45''N$ per le sezioni 2 e 3, considerando un punto baricentrico del layout di impianto tra le due stazioni elettriche offshore.

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 Vista generale di impianto

3 INQUADRAMENTO ELETTRICO

La rete di trasmissione elettrica nell'area della Provincia di Bari ha una densità di linee sufficiente e presenta diversi nodi per la connessione alla RTN. Vi è una centrale avente le seguenti caratteristiche:

- ✓ Impianto di Modugno: questo impianto è gestito da Sorgenia e si tratta di un ciclo combinato a gas in funzione dal 2010. La potenza installata nominale è pari a 810 MW e annovera un sistema integrato di Gestione Ambientale e della Sicurezza, oltre che un ampio numero di Dichiarazioni Ambientali EMAS.

Ci sono due nodi di connessione a 380 kV e la stazione elettrica di pertinenza della Centrale di cui sopra che forniscono capacità di immissione di energia nella RTN e si prevede che abbiano abbastanza capacità per consentire la connessione di un'eventuale OWF:

- ✓ Sottostazione Modugno Centrale 380 kV, dalla quale viene trasmessa l'energia elettrica generata dalla Centrale. Questa stazione si trova nell'area del comune di Modugno, con una distanza dalla costa di meno di 6 km;
- ✓ Sottostazione Bari Ovest 380 kV/150 kV: alla quale afferiscono varie linee a 150 kV per l'alimentazione delle aree urbane limitrofe. Si colloca in entra-esce tra le linee AAT a 380 kV denominate Bari Ovest-Palo del Colle 380 kV e Bari Ovest-Brindisi 380 kV. Si trova a circa 8 km dalla costa;
- ✓ Sottostazione Palo del Colle 380 kV/150 kV: alla quale afferiscono varie linee a 150 kV per l'alimentazione delle aree urbane limitrofe. Si colloca in entra-esce tra le linee AAT a 380 kV denominate Bari Ovest-Palo del Colle 380 kV e Foggia-Palo del Colle 380 kV. Si trova a circa 10 km dalla costa.

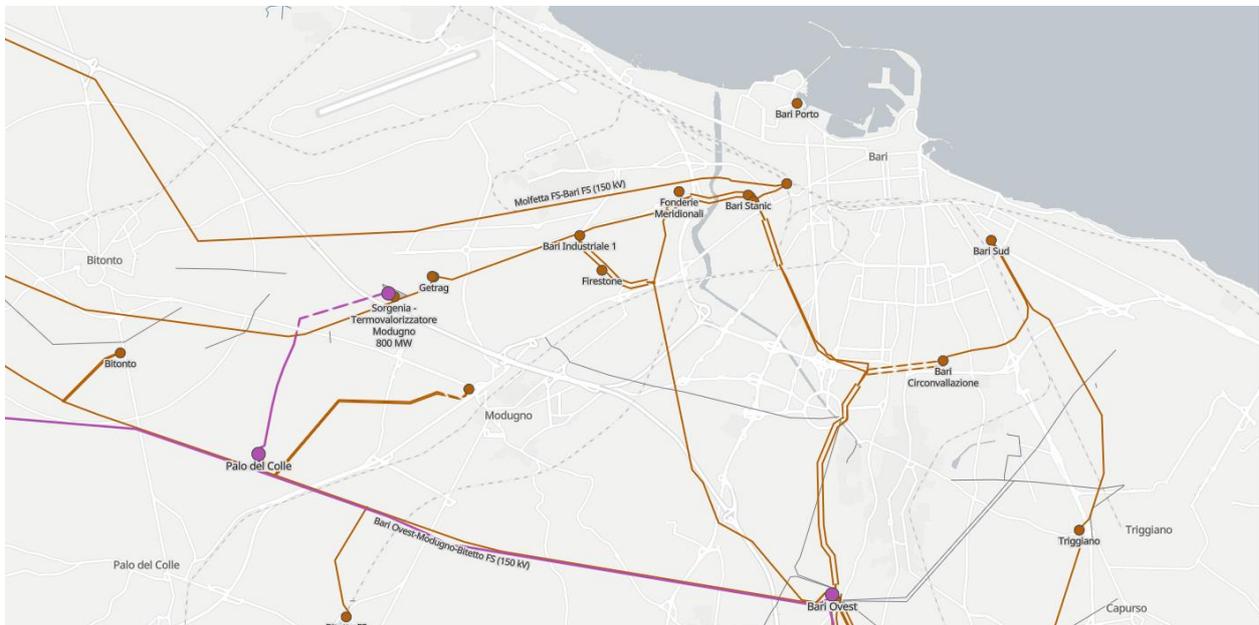


Figura 3.1 Contesto della RTN della provincia di Bari [Fonte: Open InfraMap]

Dal punto di vista della connettività alla rete elettrica, questa località è più che buona, in quanto presenta solidi nodi di connessione esistenti e programmati per una futura costruzione, e una rete con una buona capacità che sta attraversando un periodo di transizione che prevede la chiusura progressiva delle centrali a carbone e la loro sostituzione con energie rinnovabili o con quelle a minore impatto ambientale.

4 POSIZIONE DEGLI AEROGENERATORI E DELLA OSS

In questo capitolo sono fornite le coordinate delle infrastrutture offshore, in particolare degli aerogeneratori e delle stazioni elettriche offshore.

Nella Figura che segue è presente una vista delle infrastrutture offshore.

Codifica	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
SEZIONE 1 N-E		
WTG	Stringa 1	
1-1.1	17.506905	41.410912
1-1.2	17.467076	41.442112
1-1.3	17.457811	41.439048
1-1.4	17.441500	41.465479
1-1.5	17.431715	41.462524
1-1.6	17.422446	41.459056
WTG	Stringa 2	
1-2.1	17.515988	41.414505
1-2.2	17.485100	41.448411
1-2.3	17.476002	41.445326
1-2.4	17.460555	41.472159
1-2.5	17.450941	41.468947
1-2.6	17.418313	41.486296
WTG	Stringa 3	
1-3.5	17.525268	41.418264
1-3.4	17.512394	41.458051
1-3.3	17.503467	41.454837
1-3.4	17.494541	41.451624
1-3.5	17.470168	41.475370
1-3.6	17.429473	41.490547
WTG	Stringa 4	
1-4.1	17.534710	41.421743
1-4.2	17.529545	41.464434
1-4.3	17.520977	41.461135
1-4.4	17.498480	41.484859
1-4.5	17.489052	41.481920
1-4.6	17.479782	41.478581
WTG	Stringa 5	
1-5.1	17.591346	41.411455
1-5.2	17.599770	41.415648
1-5.3	17.571447	41.435400
1-5.4	17.562519	41.432164

Codifica	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
1-5.5	17.553236	41.428795
1-5.6	17.543980	41.425090
WTG	Stringa 6	
1-6.1	17.582599	41.407461
1-6.2	17.574190	41.403509
1-6.3	17.565255	41.399659
1-6.4	17.556155	41.396057
1-6.5	17.547919	41.392551
1-6.6	17.539178	41.388943
SEZIONE 2 S-O		
WTG	Stringa 1	
2-1.1	17.244257	41.436027
2-1.2	17.232928	41.433455
2-1.3	17.222114	41.429982
2-1.4	17.211300	41.426381
2-1.5	17.200658	41.423165
2-1.6	17.189842	41.419753
WTG	Stringa 2	
2-2.1	17.219711	41.462642
2-2.2	17.209068	41.459944
2-2.3	17.198082	41.457244
2-2.4	17.186924	41.454287
2-2.5	17.175767	41.451330
2-2.6	17.165125	41.447987
WTG	Stringa 3	
2-3.1	17.251110	41.473267
2-3.2	17.240825	41.469711
2-3.3	17.230354	41.465984
2-3.4	17.226051	41.495907
2-3.5	17.215593	41.492718
2-3.6	17.204950	41.489635
WTG	Stringa 4	
2-4.1	17.299186	41.452355
2-4.2	17.333341	41.429653
2-4.3	17.373006	41.405121
2-4.4	17.362521	41.401847
2-4.5	17.351889	41.398502
2-4.6	17.341407	41.395009
WTG	Stringa 5	

Codifica	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
2-5.1	17.288200	41.449269
2-5.2	17.323225	41.425698
2-5.3	17.312752	41.421821
2-5.4	17.301580	41.418708
2-5.5	17.290780	41.415003
2-5.6	17.330946	41.391431
WTG	Stringa 6	
2-6.1	17.277386	41.445541
2-6.2	17.266229	41.442070
2-6.3	17.255414	41.438727
2-6.4	17.258496	41.405189
2-6.5	17.269493	41.408048
2-6.6	17.279965	41.411398
SEZIONE 3 S-O		
WTG	Stringa 1	
3-1.1	17.129074	41.468518
3-1.2	17.118417	41.465174
3-1.3	17.089779	41.529586
3-1.4	17.078619	41.526634
3-1.5	17.067288	41.523426
3-1.6	17.056132	41.520215
WTG	Stringa 2	
3-2.1	17.153450	41.509801
3-2.2	17.100595	41.532794
3-2.3	17.081871	41.558243
3-2.4	17.069172	41.554257
3-2.5	17.058013	41.551048
3-2.6	17.046516	41.547705
WTG	Stringa 3	
3-3.1	17.173010	41.517763
3-3.2	17.163063	41.514111
3-3.3	17.111755	41.536003
3-3.4	17.092858	41.561453
3-3.5	17.056986	41.585333
3-3.6	17.045827	41.582253
WTG	Stringa 4	
3-4.1	17.183143	41.520983
3-4.2	17.103845	41.564406
3-4.3	17.080840	41.591880

Codifica	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
3-4.4	17.068147	41.588412
3-4.5	17.035865	41.613218
3-4.6	17.024534	41.609727
WTG	Stringa 5	
3-5.1	17.194138	41.524432
3-5.2	17.115172	41.568154
3-5.3	17.093543	41.594972
3-5.4	17.071399	41.622827
3-5.5	17.059558	41.619608
3-5.6	17.047709	41.616545
WTG	Stringa 6	
3-6.1	17.193621	41.486808
3-6.2	17.183492	41.483596
3-6.3	17.173021	41.480640
3-6.4	17.161863	41.477941
3-6.5	17.150705	41.474728
3-6.6	17.139547	41.471515
SOTTOSTAZIONI OFFSHORE		
FOSS 1 N-E	17°33'22"E	41°24'48"N
FOSS 2 S-O	17°14'31"E	41°27'12"N
FOSS 3 S-O	17°10'59"E	41°30'6"N

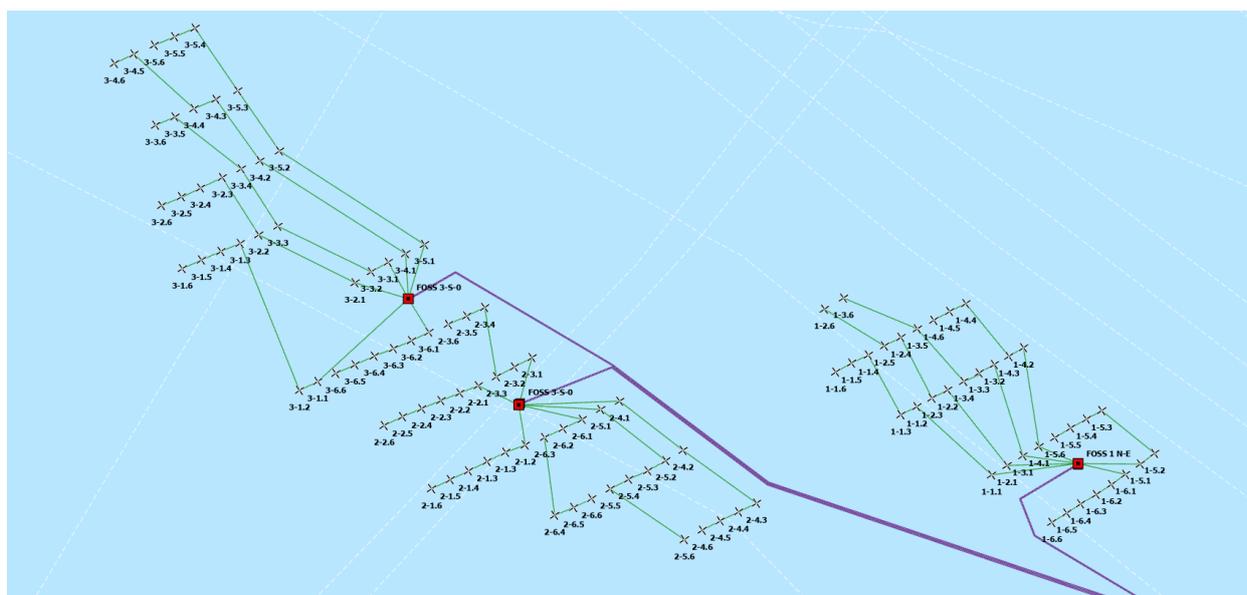


Figura 4.1 Vista delle infrastrutture offshore

5 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 valori di velocità del vento intorno a 6,9 m/sec ad una quota di 150 m s.l.m. (altezza al mozzo ipotizzata per l'aerogeneratore di progetto) e una densità di energia eolica per l'intera area compresa tra 445 e 453 W/m². La direzione predominante del vento è NNO-SSE. La distanza in linea d'aria del campo eolico dalla costa pugliese (punto di giunzione a terra) è compreso all'incirca tra i 46 km e 74 km.

6 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE

L'impianto eolico è suddiviso in due sezioni, distribuite:

- ✓ La sezione 1 N-E 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;
- ✓ La sezione 2 S-O 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;
- ✓ La sezione 3 S-O 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.

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 luoghi particolarmente sfavorevoli, altrimenti inutilizzabili a causa della profondità del fondale.

6.1 AEROGENERATORE

Come anticipato nell'incipit del capitolo, 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 ogni 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 elettromeccanici 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.

6.1.1 Convertitore di turbina

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.

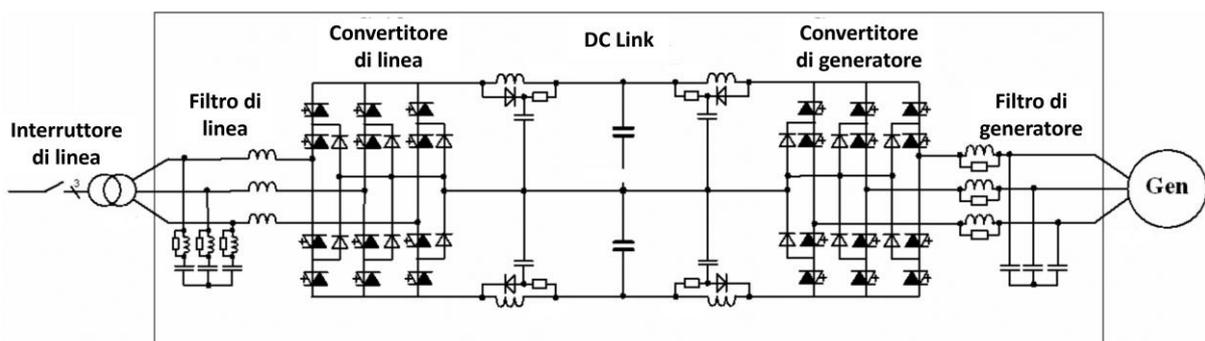


Figura 6.1 Schema del sistema elettrico generatore-convertitore

Gli elementi costitutivi principali del convertitore sono i due moduli inverter collegati tramite il DC Link e il modulo del filtro di rete. Gli IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristors) vengono utilizzati come interruttori a semiconduttore, in quanto sono intrinsecamente robusti e rappresentano un ulteriore sviluppo del Gate Turn-Off Thyristor (GTO). Gli IGCT hanno un comportamento di commutazione notevolmente migliore rispetto ai GTO.

6.1.2 Configurazione di stringa

Lo schema ripotato in Figura 6.2 mostra la conformazione complessiva di una stringa, che prevede il raggruppamento di 6 WTG in configurazione seriale. Di seguito si riporta lo schema della configurazione tipica della stringa a 6 turbine.

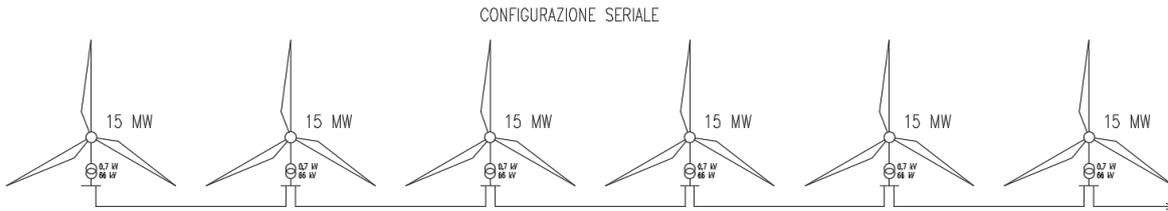


Figura 6.2 Schema configurazione generale stringa da 6 WTG

Ogni stringa prevede una turbina da cui parte un cavo di export a 66 kV necessario per il collegamento alla stazione elettrica offshore di sezione, dove è previsto il primo livello di innalzamento della tensione a 220 kV e da quest'ultima parte il collegamento verso la terraferma.

6.1.3 Calcolo preliminare delle correnti

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

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

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.

Si consideri, in via preliminare, che, date le caratteristiche tecnologiche avanzate del convertitore di turbina, il fattore di potenza sia prossimo all'unità.

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

$$I_{n,str,mA/B} = \sum_{k=1}^K I_{n,gen,k} = 6 \cdot 134 = 798 \text{ A} \cong 800 \text{ A}$$

in cui *k* è il numero di generatori sulla stringa *m*-esima della Sezione 1 N-E, 2 S-O o 3 S-O.

In Tabella 6.1 viene mostrata la corrente passante¹ per ogni cavo di trasmissione verso le rispettive OSS, al livello di tensione 66 kV, sommando tutte le WTG associate alla stringa di appartenenza.

¹ Il valore di corrente sopra esposto è da intendersi come il limite superiore ottenibile dalla singola stringa di ogni sezione del parco in caso di produzione a pieno regime e di condizioni ottimali di risorsa eolica. Attraverso tale dato potranno essere dimensionati preliminarmente i componenti elettrici principali.

Tabella 6.1 Corrente preliminare in uscita da ogni stringa dei sottocampi

Sezione Impianto	N. di stringhe	Corrente di stringa (A)
Sezione 1 N-E	6 (da 5 WTG)	800
Sezione 2 S-O	6 (da 5 WTG)	800
Sezione 3 S-O	6 (da 5 WTG)	800

6.1.4 Sistemi di protezione

6.1.4.1 Protezione delle apparecchiature

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.

A tale 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 relè 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 Stazione di Utenza, 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 ad esempio:

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

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/AAT ad essi corrispondenti.

6.1.4.2 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 statorica (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.

6.1.4.3 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).

I più recenti trasformatori di potenza, inseriti nella rete di trasmissione nazionale, sono isolati a base di oli isolanti esteri; questi nuovi oli isolanti presentano una elevatissima biodegradabilità e elevati punti di fiamma e di fuoco. Grazie ad un miglior comportamento al fuoco di questi nuovi oli, i trasformatori isolati in estere sono meno esposti al rischio di incendio e di esplosione, inoltre possono essere spinti ad operare a temperature più elevate, con evidenti vantaggi in termini di sovraccaricabilità del sistema elettrico. Tuttavia, i meccanismi di degrado del sistema isolante carta/estere, soprattutto in condizioni di esercizio del trasformatore particolarmente gravose, sono ancora poco indagati ed è necessario individuare metodologie diagnostiche idonee ad individuare in modo rapido eventuali processi di degrado. L'attività di ricerca del triennio 2019-2021 riguarda l'analisi delle problematiche del degrado di trasformatori elettrici di potenza isolati in olio isolante estere e delle relative metodologie diagnostiche ed è portata avanti da RSE S.p.A. – Ricerca sul Sistema Energetico.

6.1.4.4 Protezione 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".

6.1.4.5 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, 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.

6.1.4.6 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.

6.1.5 **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 le marcature 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, ecc.) 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.

6.2 **CAVI ELETTRICI MARINI**

La configurazione scelta prevede la suddivisione in tre sezioni precedentemente descritte.

Da ogni turbina di fine-stringa è prevista la partenza un cavo tripolare marino dinamico a 66 kV per la connessione alla rispettiva stazione elettrica offshore.

Su ogni stazione elettrica offshore è previsto quindi l'innalzamento della tensione da 66 kV a 220 kV tramite l'utilizzo di trasformatori elevatori adeguatamente dimensionati. Tali stazioni elettriche prevederanno una soluzione con struttura del topside supportata da un galleggiante ancorato al fondale.

A valle di ogni stazione elettrica offshore è prevista una coppia di cavi tripolari marini a 220 kV, per un totale di 6 terne verso la terraferma. Si specifica che la soluzione tecnologica ipotizzata per l'export dell'energia sulla terraferma è ancora in fase di studi approfonditi dai maggiori costruttori e sviluppatori del settore, ma si ritiene plausibile l'uscita sul mercato di questo prodotto compatibilmente con la fase di costruzione del parco.

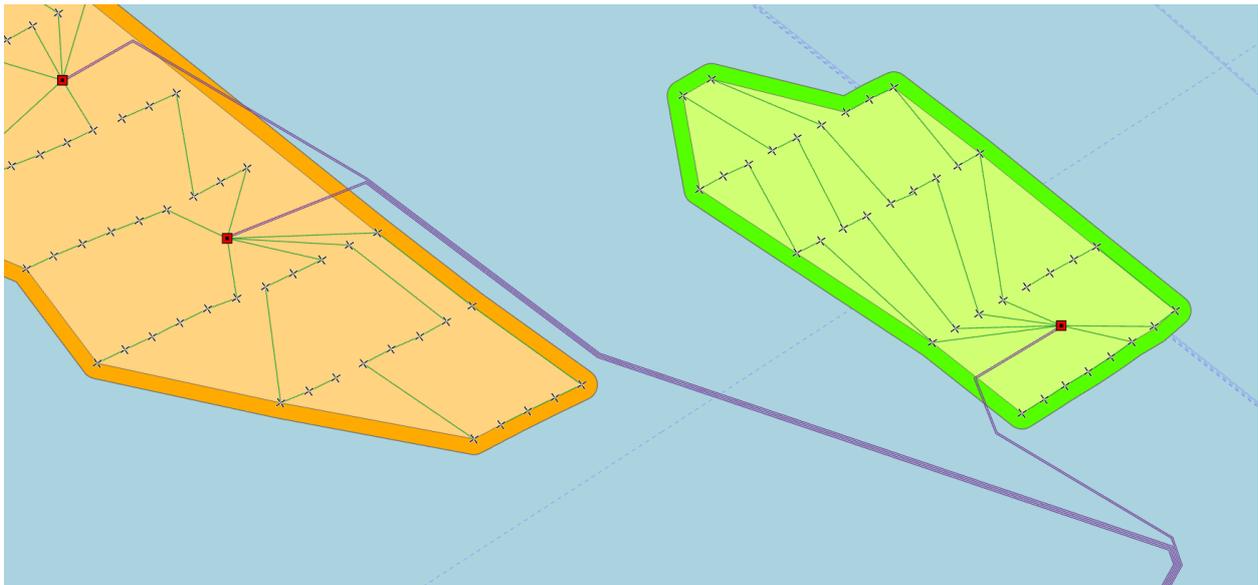


Figura 6.3 Vista del primo tratto di tracciato dei cavidotti marini a 220 kV (linee viola)

6.2.1 Configurazione di posa

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’involuppo 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 massima pari a 250 m e una lunghezza massima di circa 50 km dal punto ipotizzato per la convergenza dei cavi di trasmissione in arrivo dalle tre OSS.

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

6.2.1.1 Sezione a 66 kV

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 6.4 sono rappresentate 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 potrebbe anche optare per la soluzione di cablaggio mostrata in Figura 6.5, 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.

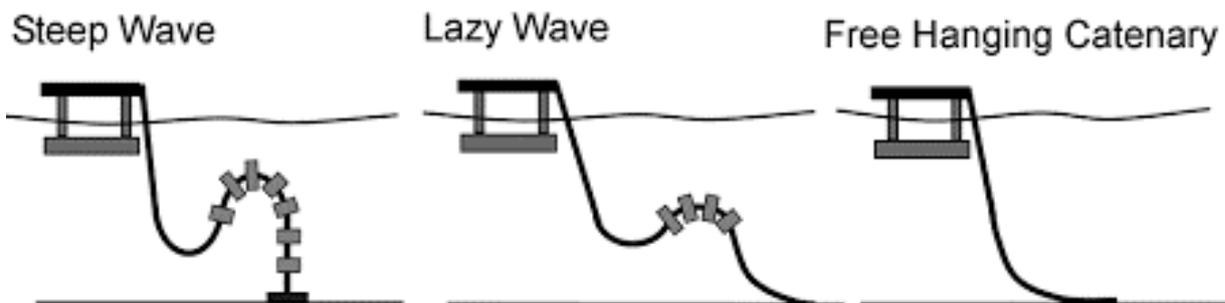


Figura 6.4 Esempi standard di cablaggio del cavo marino di turbina

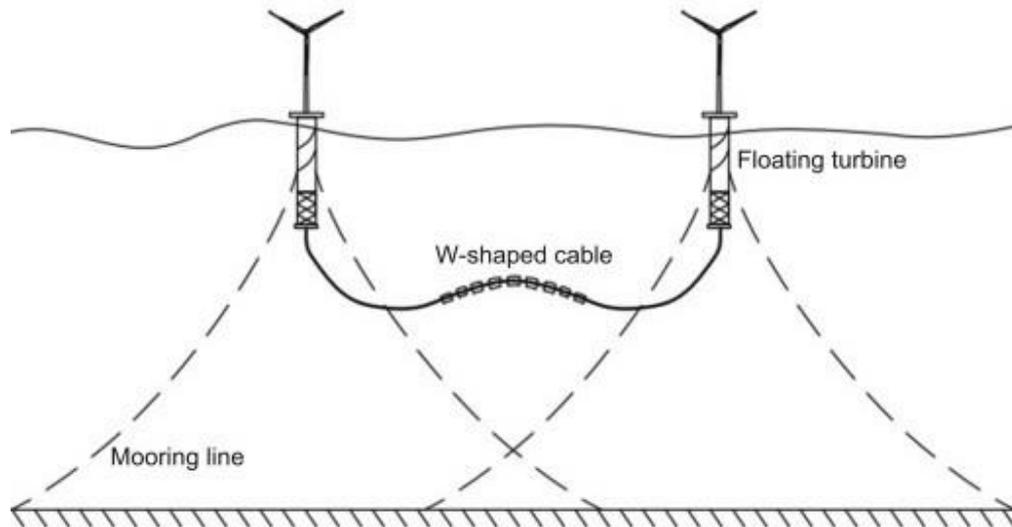


Figura 6.5 Tipico di cablaggio W-Shaped

6.2.1.2 Sezione a 220 kV

I cavi di export in uscita dalle stazioni elettriche offshore galleggianti saranno posati in conformità con uno dei metodi standard presentati nel paragrafo precedente.

Inoltre, essendo caratterizzati una lunghezza considerevole, si dovrà definire un adeguato sistema di risoluzione delle interferenze e definita una posa specifica nel contesto marino che si attraversa.

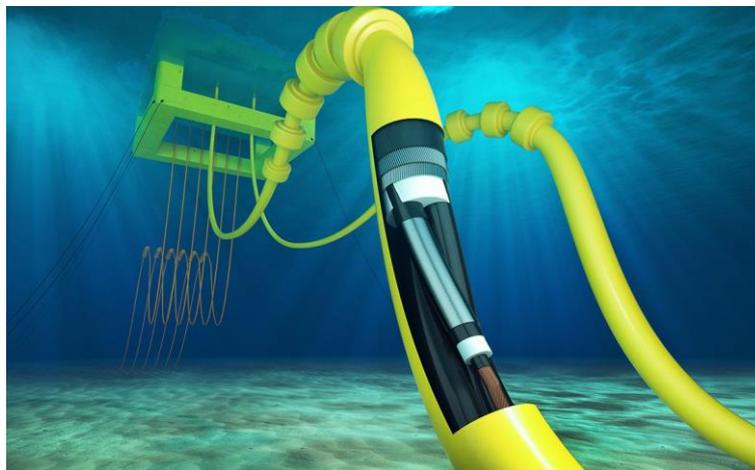


Figura 6.6 Esempio di approccio al fondale dei cavi di export a 220 kV [Fonte: Nexans]

6.2.1.3 Approccio alla costa

La conformazione della costa e i materiali della quale è composta comportano la definizione di una soluzione che semplifichi l'approccio sulla terraferma verso il punto di giunzione. Si prevede quindi 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 500/600 m di corridoio marino. 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.

6.2.1.4 Punto di giunzione e approdo

Una volta usciti dal tratto in TOC, i cavi marini vengono convogliati in una struttura interrata denominata buca giunti di approdo 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 del manufatto (in grigio in Figura 6.7) pari a 12 m e una lunghezza pari a 25 m, come mostrato a titolo esemplificativo nella Figura 6.8 di un tipico costruttivo (esempio di buca giunti per la giunzione di 4 terne).

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



Figura 6.7 Dettaglio della vista dell'approccio alla costa e punto di giunzione

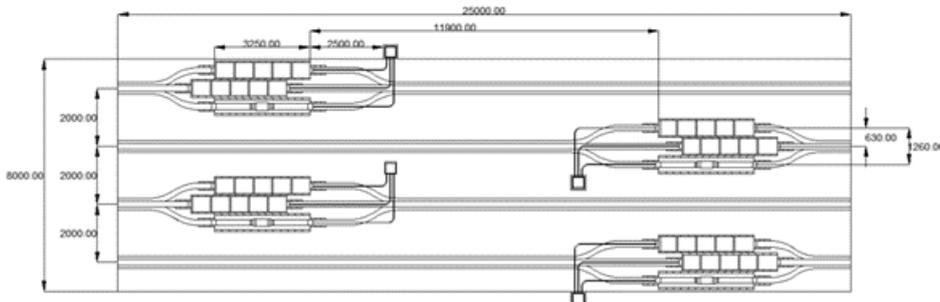


Figura 6.8 Tipico buca giunta con 4 terne AT

6.2.2 Specifiche dei cavi e lista delle connessioni

Le linee elettriche AT di connessione degli aerogeneratori, funzionanti a 66 kV, e le linee di collegamento dal mare alla costa, funzionanti a 220 kV, saranno costituite da cavi in formazione 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. P0039039-3-M8, P0039039-3-M9, per l'interconnessione degli aerogeneratori è prevista una linea marina in cavo a 66 kV avente sezioni massima pari a $1000 \div 1200 \text{ mm}^2$ con anima in rame e isolamento in EPR, mentre per il trasporto dell'energia dalle OSS fino a terra è prevista una linea marina in cavo a 220 kV avente sezione massima pari a $1200 \div 1400 \text{ mm}^2$ 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

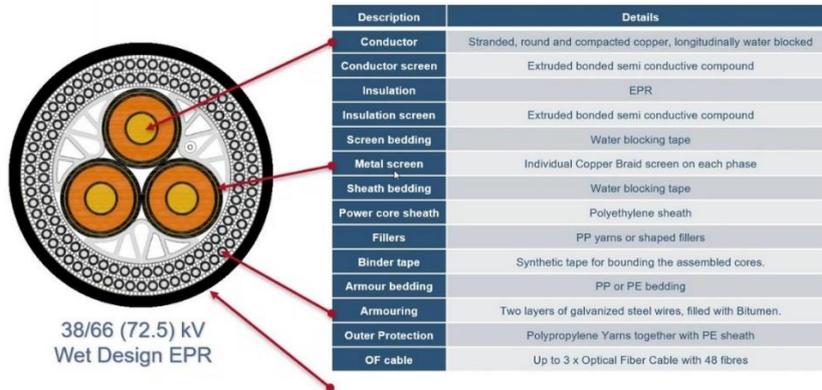


Figura 6.9 Esempio di cavo tripolare di interconnessione a 66 kV [Fonte: Prysmian Group S.p.A.]

6.2.3 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 successiva posa di una protezione fatta da massi naturali o materassi prefabbricati di materiale idoneo (cubicoli in cemento/calcestruzzo).



Figura 6.10 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 6.11. 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.

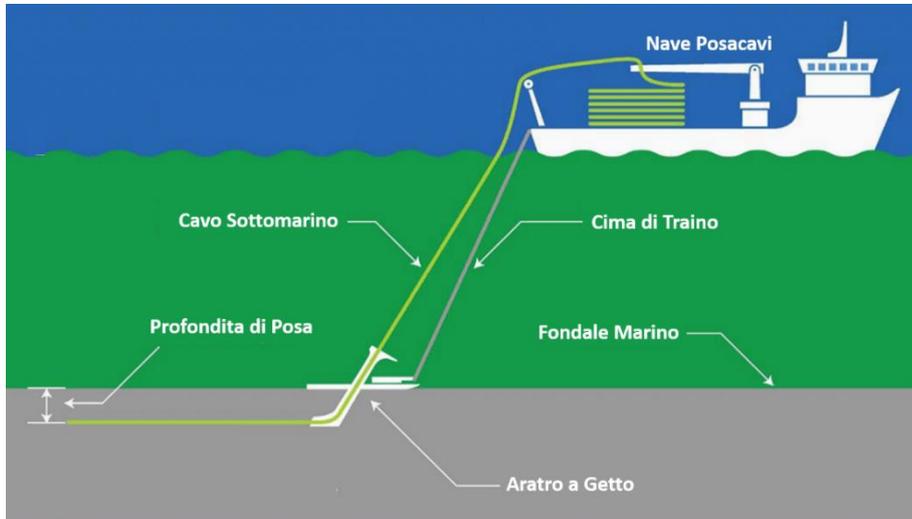


Figura 6.11 Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching

Un'ulteriore soluzione è costituita dalla posa tramite gusci di ghisa o polimeri assemblati sul cavo, come da Figura 6.12. 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 6.12 Esempio di metodo di posa con gusci di protezione [Fonte: Farinia Group]

6.2.4 Installazione dei cavi sottomarini

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 6.13 Nave posa cavo Leonardo Da Vinci [Fonte: Prysmian Group S.p.A., Fincantieri S.p.A.-Vard Group]

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

6.3 STAZIONE ELETTRICA OFFSHORE

Le sottostazioni offshore di trasformazione con fondazione galleggiante, le cui posizioni sono indicate preliminarmente nel Capitolo 4, sono state localizzate in prossimità del perimetro delle aree Nord-Est e Sud-Ovest del parco eolico. In dette sottostazioni avviene l'innalzamento del livello di tensione da 66 kV a 220 kV. L'area ospitante sarà di dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei trasformatori, degli stalli a 66 kV e di quelli a 220 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.

Allo stato attuale di progetto si ipotizza che il topside di stazione sia posato su un galleggiante basato sulla tecnologia semi-sommersibile come mostrato in Figura 6.15. Tale tecnologia è già ampiamente studiata e presenta un grado di maturità elevato basato sul loro duraturo utilizzo in ambito oil & gas.

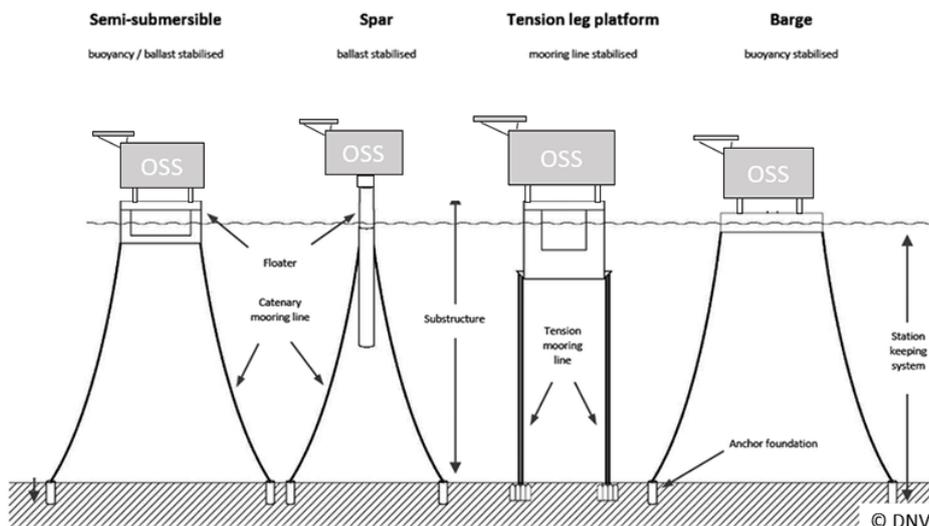


Figura 6.14 Tipici standard di tecnologia del galleggiante per OSS [Fonte: DNV]

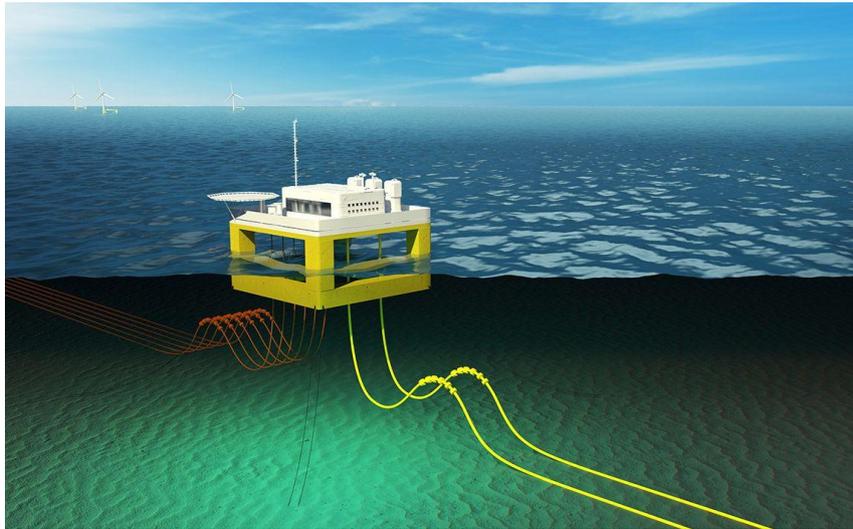


Figura 6.15 Esempio di OSS con tecnologia semi-sommergibile [Fonte: Nexans]

6.3.1 Overview degli equipaggiamenti di bordo

Gli equipaggiamenti di bordo di una stazione offshore dovranno essere studiati ed ottimizzati per un uso in contesto marino, nonostante sia previsto che i locali interni siano a tenuta e adeguatamente condizionati.

Per garantire il minor ingombro possibile si prevede l'utilizzo di equipaggiamenti isolati in gas blindati sia per la sezione a 66 kV sia per quella a 220 kV.

I sistemi GIS saranno SF₆-free e prevederanno soluzioni a minor impatto ambientale in accordo con le direttive europee e i trasformatori saranno isolati con oli biocompatibili e/o biodegradabili.

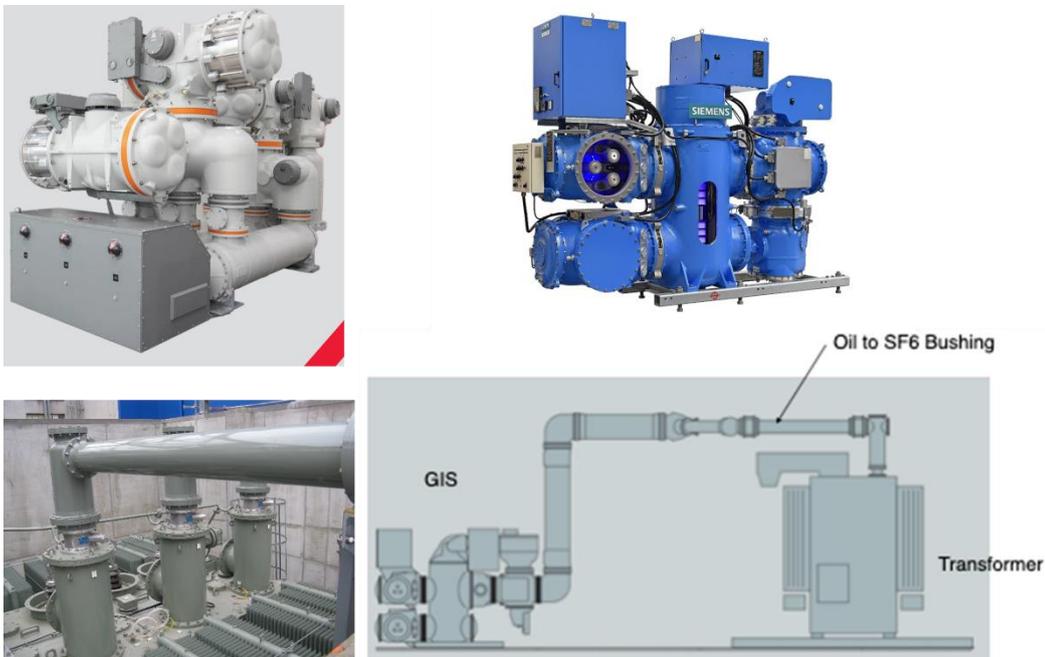


Figura 6.16 Esempi di equipaggiamenti blindati isolati in gas [Fonte: Hitachi Energy, Siemens Energy]

6.4 CAVI ELETTRICI TERRESTRI

6.4.1 Configurazione di posa

Qui di seguito sono fornite le caratteristiche di posa dei cavi e relativi tipici di posa preliminari per i livelli di tensione delle infrastrutture a terra.

6.4.1.1 Sezione a 220 kV

A valle dell'approdo dei cavidotti marini, sarà posizionata una buca giunti di approdo in prossimità della costa, per la giunzione tra i cavi marini e i cavi terrestri funzionanti alla medesima tensione di 220 kV.

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

Si può considerare un'inter-distanza inter-assiale tra i cavi sui due livelli pari a 1 m e una posa ad una profondità di almeno 1,6 m dal piano di calpestio in superficie.

La sezione preliminare calcolata è pari a $1400 \div 1600 \text{ mm}^2$ per una portata nominale di $1105 \div 1185 \text{ A}$.

In Figura 6.17 è mostrato un tipico di posa ipotizzato per l'installazione dei cavidotti terrestri a 220 kV. Si specifica che le quote sono espresse in mm.

Si precisa che in ingresso alla buca giunti di approdo 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

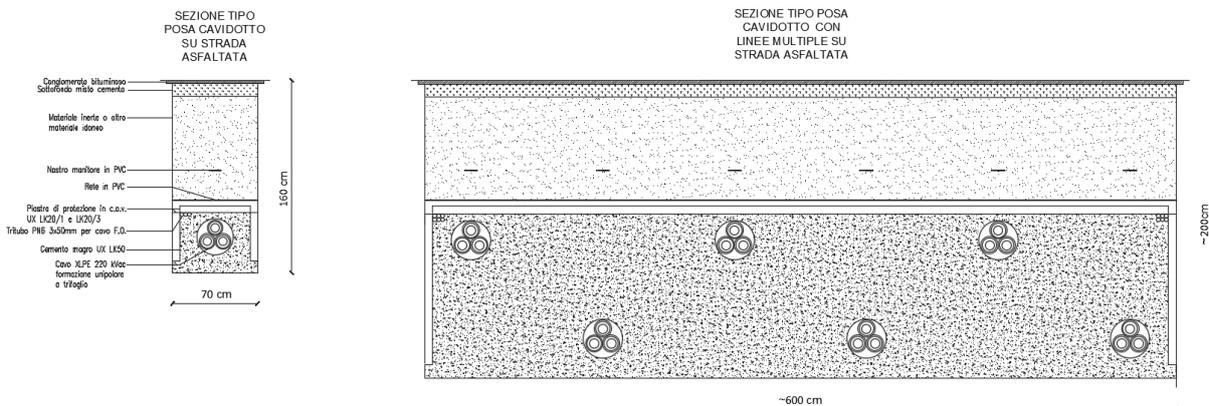


Figura 6.17 Tipico posa cavi interrati 220 kV

6.4.1.2 Sezione a 380 kV

In uscita alla Stazione di Utenza si prevede che il TSO fornisca come STMG la connessione al nodo 380 kV della RTN una connessione in doppia antenna.

Si ipotizza che il conduttore abbia una sezione nel range $2000 \div 2500 \text{ mm}^2$ e che la trincea abbia una profondità di almeno 1,8 m e una larghezza di 0,8 m per ogni terna.

Di seguito è fornito un tipico di posa.

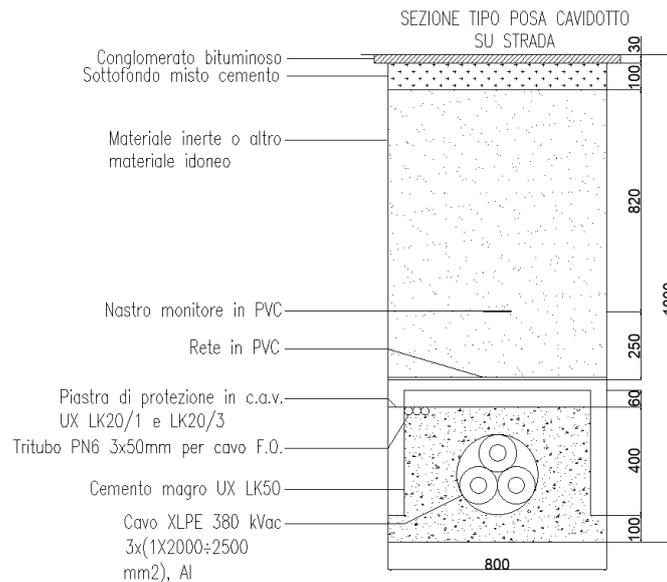


Figura 6.18 Tipico posa cavi interrati 380 kV

6.4.2 Caratteristiche del cavo

I cavi per posa interrata devono sempre essere dotati di guaina protettiva per essere:

- Protetti contro lo schiacciamento, quando si prevede in superficie il passaggio di mezzi pesanti;
- Protetti contro i danni che possono essere provocati da eventuali scavi manuali, ma soprattutto di scavi che prevedono l'impiego di mezzi pesanti.

La guaina deve proteggere il cavo dalle sollecitazioni di posa e la miscela che la compone deve essere anigroscopica, deve cioè essere in grado di difendere le anime interne dal contatto con l'acqua.

Possono essere interrati direttamente, in tubazioni, in cunicoli o in condotti di calcestruzzo con modalità di posa in parti diverse.

6.5 STAZIONE DI SEZIONAMENTO E COMPENSAZIONE

A una distanza di circa 1,5 km circa dalla buca giunti di approdo, si prevede l'installazione della Stazione di Sezionamento e Compensazione. Si è considerata una soluzione che comprenda sistemi di manovra e protezione di tipo ibrido in quanto consente di limitare l'impatto visivo in zona costiera, spesso adibita a meta turistica, e ne aumenta l'affidabilità globale. La compensazione della potenza reattiva sarà effettuata tramite sistemi di Shunt Reactor collegati in serie alla linea. Le dimensioni di tale stazione sono di 45 x 70 m in pianta e un'altezza inferiore ai 10 m.

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 marine a 220 kV dalle OSS verso la Stazione di Utenza, in prossimità del nodo a 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. L'area sarà composta principalmente da una area principale contenente gli equipaggiamenti elettrici, comprensiva dei sistemi di compensazione, e di un edificio adibito alla gestione e controllo dei sistemi di impianto installati.

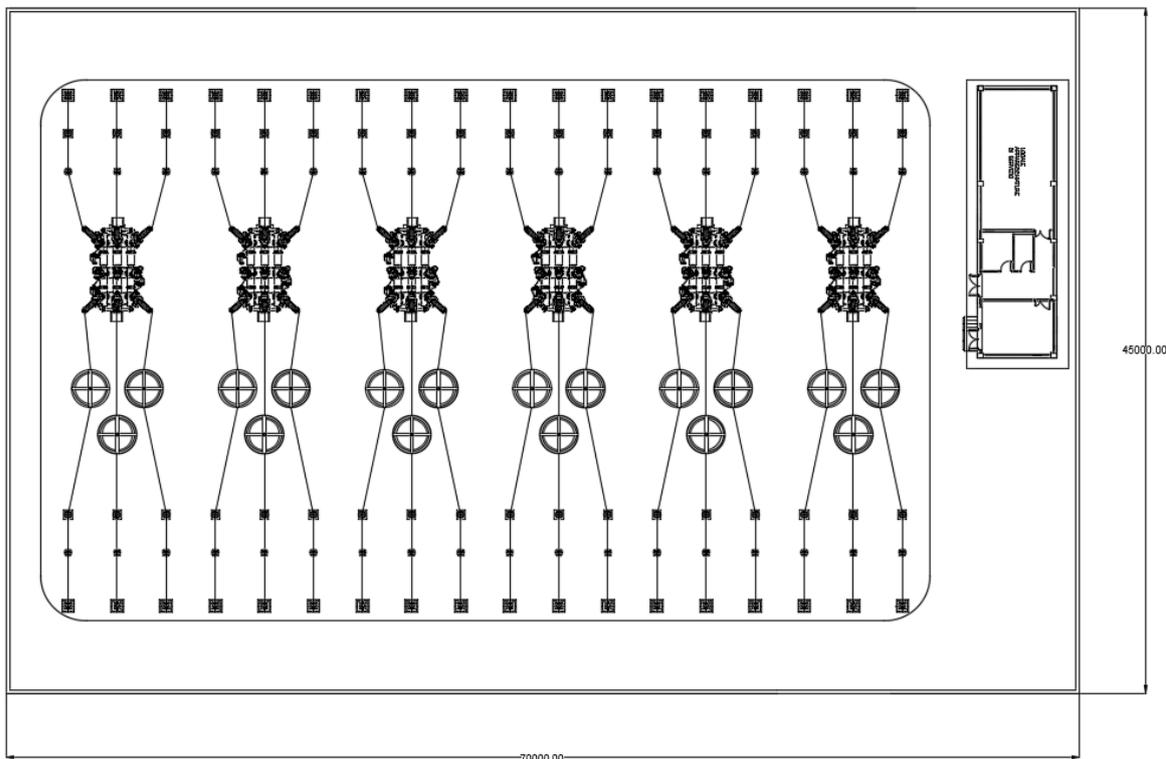


Figura 6.19 Vista in pianta della stazione di compensazione e sezionamento

6.5.1 Overview degli equipaggiamenti

Lo scopo principale della progettazione è stato quello di rendere il meno ingombrante l'impianto di stazione senza incrementare i valori di CaPex. Quindi, si è optato per l'inserimento di sistemi ibridi, i quali presentano dimensioni più compatte e un'affidabilità maggiore degli analoghi isolati in aria. Va in ogni caso specificato che gli equipaggiamenti GIS ibridi hanno costi superiori e richiedono una manutenzione maggiore.



Figura 6.20 Esempio di equipaggiamento ibrido a 220 kV [Fonte: Hitachi Energy –Modello M0S]

La scelta invece di reattori di shunt per la compensazione della potenza reattiva induttiva è derivata dal fatto di poter utilizzare una tecnologia affidabile e con un costo inferiore rispetto a tecnologie che sfruttano soluzioni con elettronica di potenza.



Figura 6.21 Esempio di reattori di shunt isolati in aria [Fonte: Trench Group]

6.6 STAZIONE DI UTENZA

In prossima del nodo a 380 kV di Terna denominato “SE 380 kV Palo del Colle” si è localizzata la Stazione di UtENZA, nella quale si prevede di fare l’ultimo innalzamento della tensione da 220 kV a 380 kV e la compensazione, tramite sistemi statcom, della potenza reattiva in accordo con le direttive sulla capability relativa a impianti similari descritte nel Codice di Rete Nazionale.

Di seguito è mostrato uno stralcio in pianta della suddetta stazione.

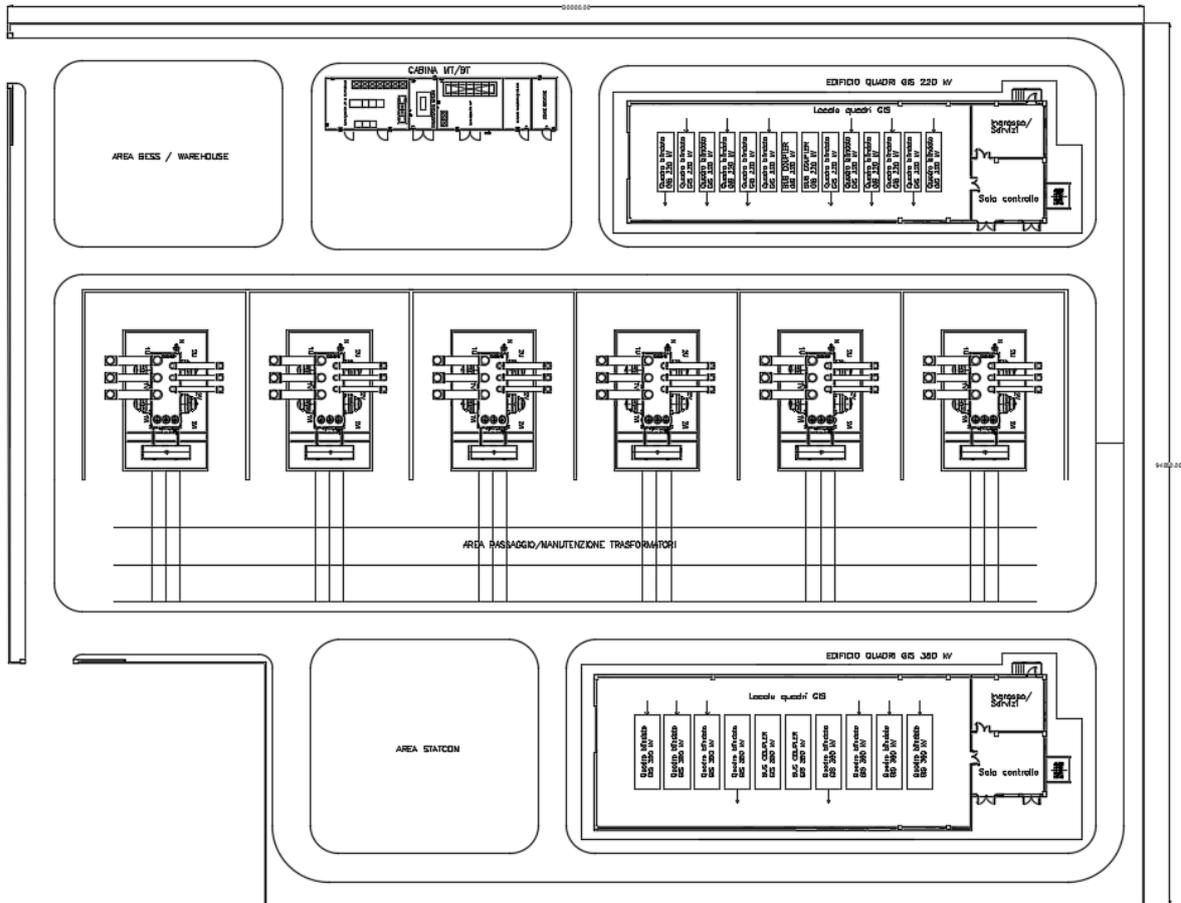


Figura 6.22 Vista in pianta della stazione di utenza

6.6.1 Overview degli equipaggiamenti

Nell'ottica di progettare una stazione di grandi dimensioni, quindi con costi considerevoli, si è pensato di ipotizzare equipaggiamenti isolati in gas (GIS). Tale soluzione risulta essere quella a minor impatto sulle dimensioni dell'infrastruttura e a maggior affidabilità, seppur la meno economica.

Saranno quindi previsti stalli blindati isolati in gas, tra i quali:

- Scaricatore di sovratensioni;
- Trasformatori di corrente e Trasformatori di tensione;
- Sezionatori di linea e di terra;
- Interruttori.

Gli stalli saranno collegati in parallelo tramite:

- Sbarre di parallelo (integrate nel sistema GIS);
- Accoppiatori di sbarra (integrate nel sistema GIS).



Figura 6.23 Esempio di equipaggiamento GIS blindato a 380 kV [Fonte: Hitachi Energy]

Infine, la tensione sarà innalzata tramite trasformatori di potenza adeguatamente dimensionati. I trasformatori sono stati ipotizzati avere una taglia fino a 400 MVA.



Figura 6.24 Esempio di trasformatore 220 kV/380 kV [Fonte: Getra Group]

In detta stazione avviene inoltre 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. Si ipotizza l'utilizzo di STATCOM come tecnologia principale per la compensazione della reattiva.

7 COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA

7.1 SOLUZIONI PER RIDURRE LA POTENZA REATTIVA

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

- ✓ Torre dell'aerogeneratore all'uscita del trasformatore 66 kV;
- ✓ Stazione di elevazione in mare 66/220 kV;
- ✓ Stazione di compensazione e sezionamento 220 kV;
- ✓ Sottostazione di Utenza 220/380 kV.

Ciò rende la rete più efficiente dal punto di vista elettrico, in quanto si efficientano la produzione della potenza attiva e si può gestire la regolazione della tensione, evitando fluttuazioni della stessa e l'eliminazione delle terze e quinte armoniche.

7.2 SOLUZIONE TECNICA PRELIMINARE DI PROGETTO

L'equipaggiamento elettrico generatore-convertitore utilizzato per l'aerogeneratore, come già anticipato è del tipo Full Scale Converter, il quale conferisce alle turbine una capacità di generazione di potenza attiva in maniera più efficiente. Tale caratteristica, opportunamente coordinata dal sistema di controllo di impianto, è di ausilio nella rispondenza alle richieste di cui all'Allegato A17 del Codice di Rete di Terna.

Con riferimento all'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 Punto di Consegna al di sotto di 0,5 MVar;
- ✓ Paragrafo 8.3.1: Con potenza pari alla potenza massima di 540 MW si ha $Q=\pm 0,35 \cdot 7 \cdot 540 = \pm 189,00$ MVar per le Sezioni 1, 2 e 3. 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 avanzata.

8 CAMPI ELETTROMAGNETICI

L'analisi delle emissioni elettromagnetiche generate dagli elettrodotti di collegamento del parco eolico offshore, degli equipaggiamenti della stazione di sezionamento e compensazione 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 arrangiamento 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 $3 \mu\text{T}$, 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 (art. 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 $3 \mu\text{T}$ del campo magnetico.

Tale calcolo è fatto in accordo al metodo semplificato di calcolo per cavi unipolari posati a trifoglio fornito dalla norma CEI 106-11 e presentato qui di seguito.

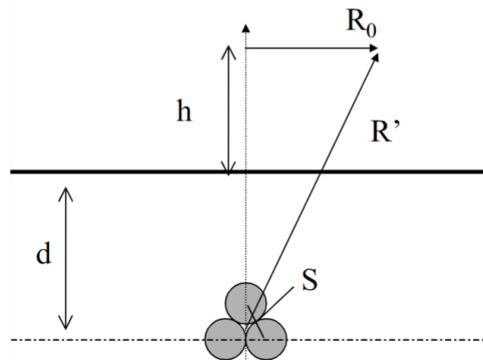


Figura 8.1 Schema di principio CEI 106-11

$$R_0 = \sqrt{0.082 \cdot S \cdot I - d^2} \quad [m]$$

Dove:

- ✓ D = profondità di interrimento dal centro del conduttore;
- ✓ S = Sezione esterna del cavo;
- ✓ R' = Distanza di prima approssimazione centrata nel trifoglio;
- ✓ I = Portata del cavo;
- ✓ h = Altezza asse della linea dal livello del suolo;
- ✓ R₀ = Distanza semplificata di prima approssimazione riportata in superficie.

Per quanto concerne il calcolo preliminare dell'emissione magnetica imputabile alla linea terrestre a 220 kV, la stima è stata effettuata utilizzando la formula sopra presentata, portando a una DPA pari a circa 3 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] Norme e Standard:

- CEI 42-4 - Tecniche di prova ad alta tensione;
- CEI 106-11 - Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6);
- CEI 11-17 - Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo;
- CEI 61936-1 - Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- IEC 61400-24 - Sistemi di generazione da fonte eolica - Parte 24: Protezione dalla fulminazione;
- IEC 62305-1 - Protezione contro i fulmini - Parte 1: Principi generali;
- IALA O-139 - The Marking of Man-Made Offshore Structures;
- IALA E-110 - Rhythmic characters of lights on aids to navigation;
- Terna - Codice di Rete e suoi Allegati

[2] Leggi e Decreti:

- 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;
- Legge 36/2001 - Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici.

DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

- [1] P0039039-3-M5 - Parco Eolico - Schema Di Connessione E Sezioni Tipiche
- [2] P0039039-3-M6 - Parco Eolico - Layout E Sezioni Trasversali
- [3] P0039039-3-M7 - Parco Eolico - Tracciato E Sezioni Del Cavidotto
- [4] P0039039-3-M8 - Schema Elettrico Unifilare - Parco Eolico
- [5] P0039039-3-M9 - Schema Elettrico Unifilare - Sottostazione Elettrica Offshore
- [6] P0039039-3-M10 - Schema Elettrico Unifilare - Sottostazione Elettrica Di Utente
- [7] P0039039-3-M11 - Disegno Di Assieme - Torre Eolica Galleggiante
- [8] P0039039-3-M12 - Sottostazioni Elettriche Onshore - Pianta E Sezioni
- [9] P0039039-3-M13 - Sottostazioni Elettriche Offshore - Pianta E Sezioni



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.