



Regione Puglia
Comune di Brindisi (BR)



IMPIANTO EOLICO OFFSHORE "BRINDISI 2.0"

Progetto Preliminare

Realizzazione di un parco eolico offshore di potenza complessiva pari a 1,422 GW mediante l'installazione di n. 79 torri eoliche galleggianti, di due stazioni elettriche offshore di trasformazione 66/220 kV e di una sottostazione elettrica onshore di utenza 220/380 kV.



COMMITTENTE:


TG S.r.l. Energie Rinnovabili

a Company of **TOZZIgreen**

TG S.r.l. Energie Rinnovabili
Via Brigata Ebraica, 50
48123 Mezzano (RA) Italy
tg.th@legalmail.it

tel. +39 0544 525311
fax +39 0544 525319
www.tozzigreen.com

Capitale Sociale € 50.000,00 i.v.
R.E.A. n. RA-185767
VAT IT02260730391

0	16/01/2024	Emesso per Scoping	NNO01, BG009	RAFPE	RZA01
Revisione	Data	Descrizione	Preparato	Verificato	Approvato
CONSULENTE TECNICO:				Commessa	
				IT034BD001	
Emesso per		Titolo		Codifica Consulente/Doc n.	
		Relazione Elettrica		P0037871-1-H2	
<input type="checkbox"/> APPROVAZIONE				Codifica Committente/Doc n.	
<input type="checkbox"/> COSTRUZIONE				IT034BD001-6E2000	
<input type="checkbox"/> AS BUILT					
<input checked="" type="checkbox"/> SCOPING					
Questo documento è di esclusiva proprietà TG S.r.l. Energie Rinnovabili. È proibita la riproduzione anche parziale e la cessione a terzi senza autorizzazione scritta da parte di TG S.r.l. Energie Rinnovabili.					

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> 	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 1 di 42</p>

INDICE

	Pag.
LISTA DELLE TABELLE	2
LISTA DELLE FIGURE	2
ABBREVIAZIONI E ACROMINI	3
1 PREMESSA	4
2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO E DEL CONTESTO	5
3 INQUADRAMENTO ELETTRICO	7
4 POSIZIONE DELLE TURBINE E DELLE OSS	10
5 DATI AMBIENTALI	14
6 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE	14
6.1 AEROGENERATORE	14
6.1.1 Convertitore di turbina	15
6.1.2 Configurazione di stringa	16
6.1.3 Calcolo preliminare delle correnti	17
6.1.4 Sistemi di protezione	18
6.1.5 Segnalazione aerea e marittima	20
6.2 CAVI ELETTRICI MARINI	21
6.2.1 Configurazione di posa	22
6.2.2 Specifiche dei cavi e lista delle connessioni	25
6.2.3 Protezione dei cavi sottomarini	27
6.2.4 Installazione del cavo sottomarino	29
6.3 STAZIONE ELETTRICA OFFSHORE	30
6.3.1 Overview degli equipaggiamenti di bordo	31
6.4 CAVI ELETTRICI TERRESTRI	32
6.4.1 Configurazione di posa	32
6.4.2 Caratteristiche del cavo	33
6.5 STAZIONE DI SEZIONAMENTO E COMPENSAZIONE	33
6.5.1 Overview degli equipaggiamenti	34
6.6 STAZIONE DI UTENZA	36
6.6.1 Overview degli equipaggiamenti	36
7 COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA	38
7.1 SOLUZIONI PER RIDURRE LA POTENZA REATTIVA	38
7.2 SOLUZIONE TECNICA PRELIMINARE DI PROGETTO	38
8 CAMPI ELETTROMAGNETICI	39
REFERENZE	41

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> 	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 2 di 42</p>

LISTA DELLE TABELLE

	Pag.
Tabella 4:1: Elenco coordinate WTG e OSS	10
Tabella 6:1: Corrente preliminare in uscita da ogni stringa dei sottocampi	17
Tabella 6:2: Elenco delle connessioni elettriche marine	25

LISTA DELLE FIGURE

	Pag.
Figura 1:1: Inquadramento generale del parco eolico offshore	4
Figura 2:1: Vista generale di impianto	5
Figura 2:2: Profilo batimetrico [Fonte: Geoportale Nazionale]	6
Figura 3:1: Contesto della RTN della provincia di Brindisi [Fonte: Open InfraMap]	8
Figura 6:1: Schema del sistema elettrico generatore-convertitore	15
Figura 6:2: Schema configurazione generale stringa da 5 WTG	16
Figura 6:3: Vista del tracciato preliminare dei cavidotti marini a 220 kV	21
Figura 6:4: Vista complessiva del corridoio maggiore dei cavi marini a 220 kV	22
Figura 6:5: Esempi standard di cablaggio del cavo marino di turbina	23
Figura 6:6: Tipico di cablaggio W-Shaped	23
Figura 6:7: Esempio di approccio al fondale dei cavi di export a 220 kV [Fonte: Nexans]	23
Figura 6:8: Dettaglio della vista dell'approccio alla costa e punto di giunzione	24
Figura 6:9: Tipico buca giunti con 4 terne AT	24
Figura 6:10: Esempio di cavo tripolare di interconnessione a 66 kV [Fonte: Prysmian Group S.p.A.]	25
Figura 6:11: Protezione di un cavo sottomarino con cubicoli [Fonte: Subsea Protection Systems Ltd]	27
Figura 6:12: Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching	28
Figura 6:13: Esempio di metodo di posa con gusci di protezione [Fonte: Farinia Group]	28
Figura 6:14: Nave posa cavo Leonardo Da Vinci [Fonte: Prysmian Group S.p.A., Fincantieri S.p.A.-Vard Group]	29
Figura 6:15: Tipici standard di tecnologia del galleggiante per OSS [Fonte: DNV]	30
Figura 6:16: Esempio di OSS con tecnologia semi-sommersibile [Fonte: Nexans]	30
Figura 6:17: Esempi di equipaggiamenti blindati isolati in gas [Fonte: Hitachi Energy, Siemens Energy]	31
Figura 6:18: Tipico posa cavi interrati 220 kV	32
Figura 6:19: Tipico posa cavi interrati 380 kV	33
Figura 6:20: Vista in pianta della stazione di compensazione e sezionamento	34
Figura 6:21: Esempio di equipaggiamento GIS blindato a 220 kV [Fonte: Hitachi Energy]	35
Figura 6:22: Esempio di reattori di shunt isolati in aria [Fonte: Trench Group]	35
Figura 6:23: Vista in pianta della stazione di utenza	36
Figura 6:24: Esempio di equipaggiamento GIS blindato a 380 kV [Fonte: Hitachi Energy]	37
Figura 6:25: Esempio di trasformatore 220 kV/380 kV [Fonte: Getra Group]	37
Figura 8:1: Schema di principio CEI 106-11	39

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> 	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 3 di 42</p>

ABBREVIAZIONI E ACROMINI

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 Commission
IGCT	Integrated Gate Commutated Thyristor
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	Trasformatore di corrente
TOC	Trivellazione Orizzontale Controllata
TSO	Transmission System Operator
TV	Trasformatore di tensione
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
WTG	Wind Turbine Generator

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RI&A</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 4 di 42</p>

1 PREMESSA

La presente relazione è stata redatta per illustrare le principali caratteristiche del Parco Eolico Offshore Flottante denominato "Brindisi 2.0" proposto dalla Società TG S.r.l. Energie Rinnovabili.

Il progetto "Brindisi 2.0" sarà localizzato al di fuori delle acque territoriali italiane, oltre le 12 miglia nautiche dalla linea di base, al largo della costa pugliese nello specchio acqueo antistante il comune di Brindisi. Il progetto si collocherà a una distanza minima dalla costa di circa 23,5 km e massima di circa 42 km.

Il parco eolico offshore sarà composto da 79 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 18 MW, per una capacità totale nominale di 1422 MW. L'energia prodotta sarà trasportata per mezzo di cavidotti sottomarini per i quali è previsto l'approdo nel Comune di Brindisi con allaccio alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) previsto presso la stazione elettrica 380 kV "Brindisi Sud" di Terna S.p.A. A suddetta stazione la società proponente ha richiesto una potenza di immissione alla RTN per 1425 MW.

L'impianto si estende su una superficie lorda, includendo quindi anche le aree comprese tra le turbine ma di fatto non occupate dalle stesse, di circa 138 km².

L'area dove è collocato il parco eolico ha una profondità variabile compresa tra i -116 m e -241 m.

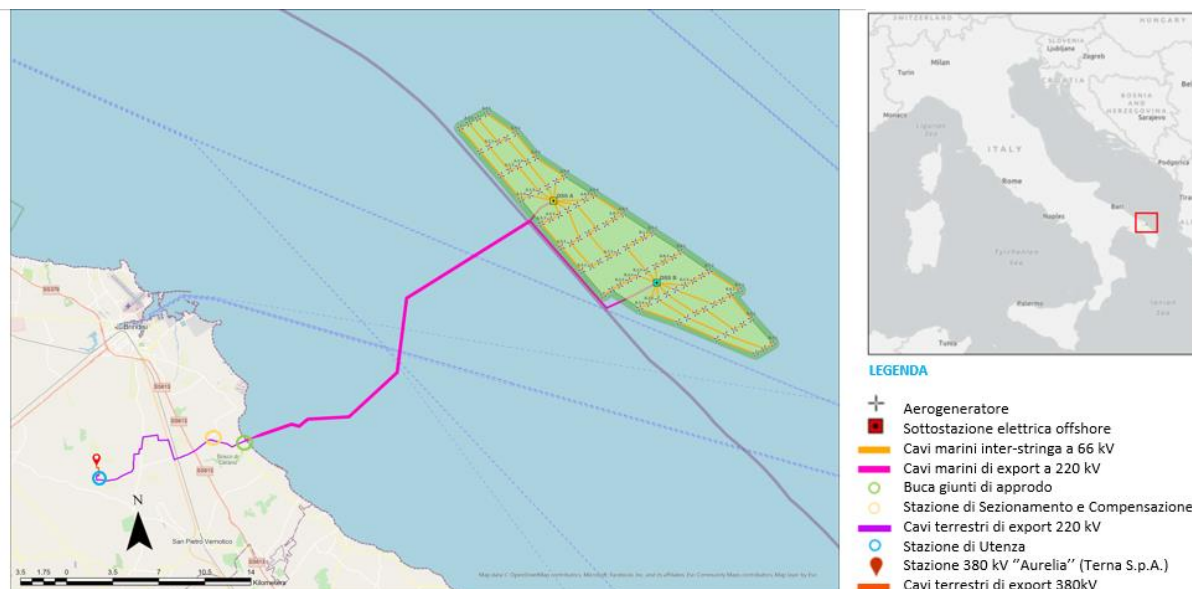


Figura 1:1: Inquadramento generale del parco eolico offshore

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RI&A</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 5 di 42</p>

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO E DEL CONTESTO

Il parco eolico galleggiante in analisi è suddiviso in N° 2 sezioni:

- ✓ Sezione A: composta nel suo complesso da N° 40 WTG (720 MW) e suddivisa in 8 stringhe da 5 aerogeneratori l'una;
- ✓ Sezione B: composta nel suo complesso da N° 39 WTG (702 MW) e suddivisa in 7 stringhe da 5 aerogeneratori l'una e 1 stringa da 4 aerogeneratori.

Le due sezioni si attestano alle due stazioni elettriche offshore galleggianti, denominate OSS A e OSS B, le quali saranno descritte nei paragrafi successivi.

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

- 40° 41' 3" N, 18° 22' 50" E, 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.

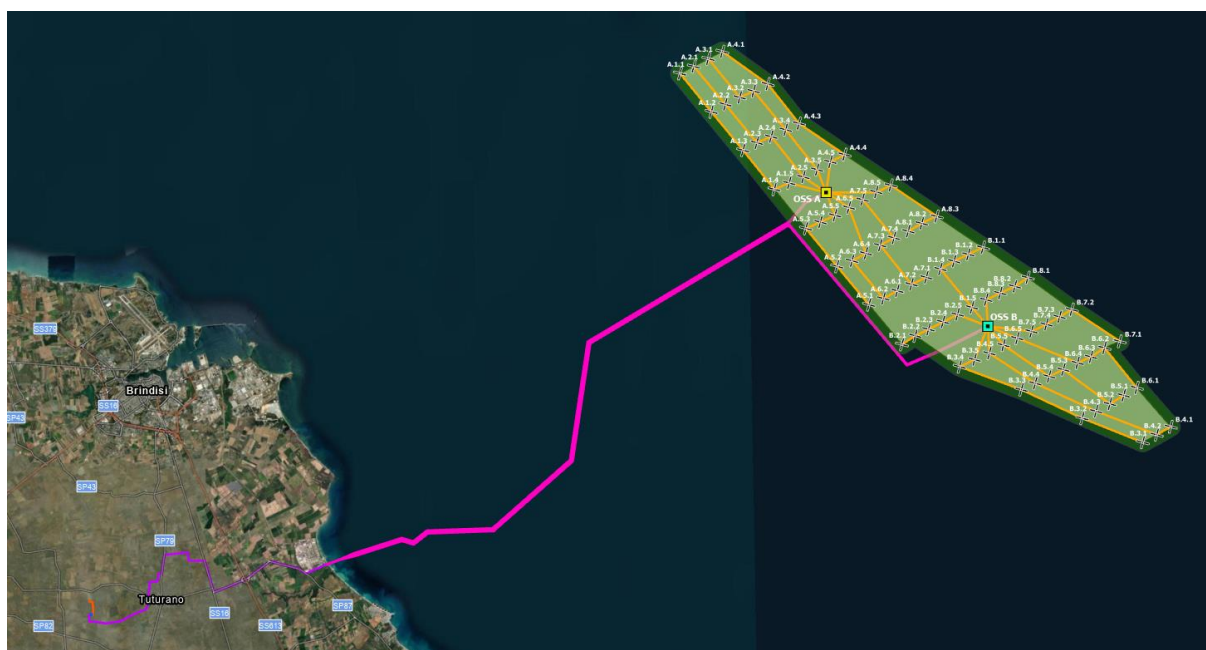


Figura 2:1: Vista generale di impianto

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RI&A</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 6 di 42</p>

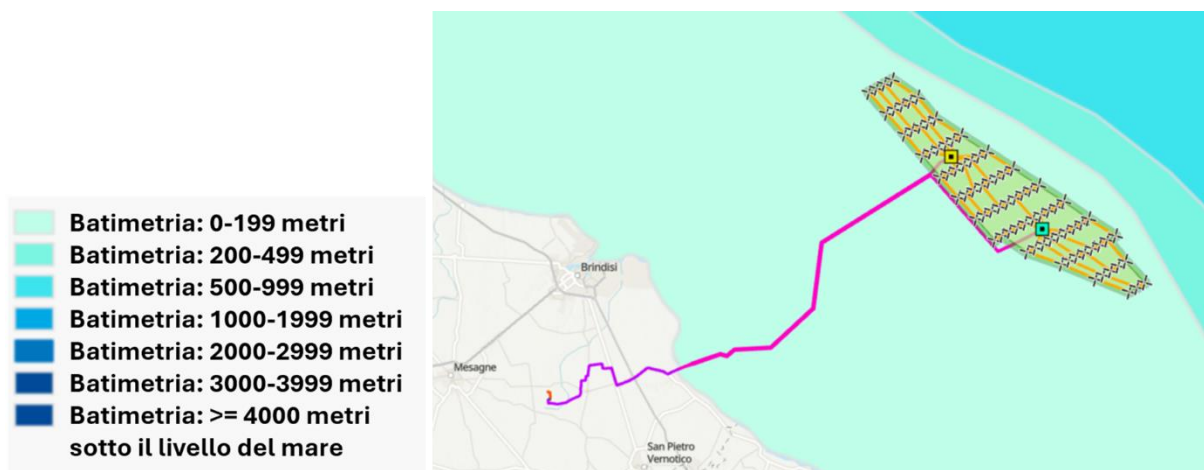


Figura 2:2: Profilo batimetrico [Fonte: Geoportale Nazionale]

Il paesaggio costiero brindisino si estende da Punta Bufaloria, al confine tra Carovigno e Brindisi, a Campo di Mare, al confine tra S. Pietro Vernotico e Torchiarolo, e ricade nei confini amministrativi di Carovigno, Brindisi e S. Pietro Vernotico, comprendendo parte del territorio di S. Vito dei Normanni. La costa brindisina rappresenta il tratto terminale di una pianura incisa da solchi torrentizi poco profondi e delimitata da deboli ondulazioni collinari che degradano verso il mare. Il litorale è basso e caratterizzato da un andamento poco accidentato e piuttosto lineare; sono presenti sia tratti sabbiosi, spesso accompagnati dalla presenza di cordoni dunari, paludi e laghi retrodunari, sia tratti in roccia tenera, con presenza di tratti a falesia. Nonostante lo sviluppo industriale e il carattere intensivo delle pratiche agricole, lungo la fascia costiera brindisina si registra ancora la presenza di numerosi areali di naturalità, quali Torre Guaceto, Canale Gianicola, invaso del Cillarese, Fiume Grande e Paduli di Punta della Contessa, tutti in corrispondenza delle foci delle diverse incisioni erosive, che si sviluppano in direzione N-S, rispetto alla costa, caratterizzata dalla presenza di consistenti nuclei di macchia mediterranea e vegetazione palustre. L'immediato entroterra è coltivato ad ulivo e ritmato da chilometri di muri a secco.

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> 	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 7 di 42</p>

3 INQUADRAMENTO ELETTRICO

La rete di trasmissione elettrica vicino a Brindisi ha una densità di linee sufficiente e presenta diversi nodi per la connessione alla RTN. Ci sono due centrali termoelettriche principali in questa zona:

- ✓ Centrale EDIPOWER Brindisi Nord: questa infrastruttura è alimentata a carbone o olio combustibile (HFO), con una capacità di 640 MW. È gestita da EDI Power Italia, e attualmente non è in funzione in quanto è in corso un progetto di riconversione per un processo di produzione meno inquinante.
- ✓ Centrale termoelettrica Federico II: questa centrale si trova a nord di Brindisi, vicino a Cerano, ed è la più grande centrale a carbone in Italia, con 4 gruppi da 660MW ciascuno. Gestita da ENEL dal 1991, è attualmente parzialmente operativa mentre l'azienda sta promuovendo il processo di autorizzazione per la conversione del sito in una centrale a gas ad alta efficienza. La chiusura completa della centrale a carbone di Brindisi è prevista entro il 2025.

Ci sono tre nodi di connessione HV che forniscono capacità di immissione di energia nella RTN per entrambe le centrali, e si prevede che abbiano abbastanza capacità per consentire la connessione di un'eventuale OWF, considerando la riconversione della centrale a carbone:

- ✓ Sottostazione Brindisi Nord 380 kV, alla quale è collegata la centrale EDIPOWER. Questa stazione si trova vicino al porto di Brindisi, con una distanza dalla costa di meno di 1 km.
- ✓ Sottostazione Brindisi Pignicelle 380 kV/220 kV: collega le sottostazioni di Brindisi Nord e Brindisi Sud per mezzo di diverse linee a 220 kV e 380 kV come presentato in Figura 3:1. Alcuni lavori di miglioramento sono stati eseguiti in questa sottostazione nel 2011, al fine di garantirne una migliore affidabilità. Si trova a circa 10,4 km dalla costa.
- ✓ Sottostazione Brindisi Sud 380 kV: questa sottostazione si collega alla stazione di trasformazione proveniente dalla Federico II, a sud di Brindisi. Questa sottostazione è stata ampliata nel 2012. La distanza di questo SSE dalla costa è di circa 14,5 km.

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RI&A</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 8 di 42</p>

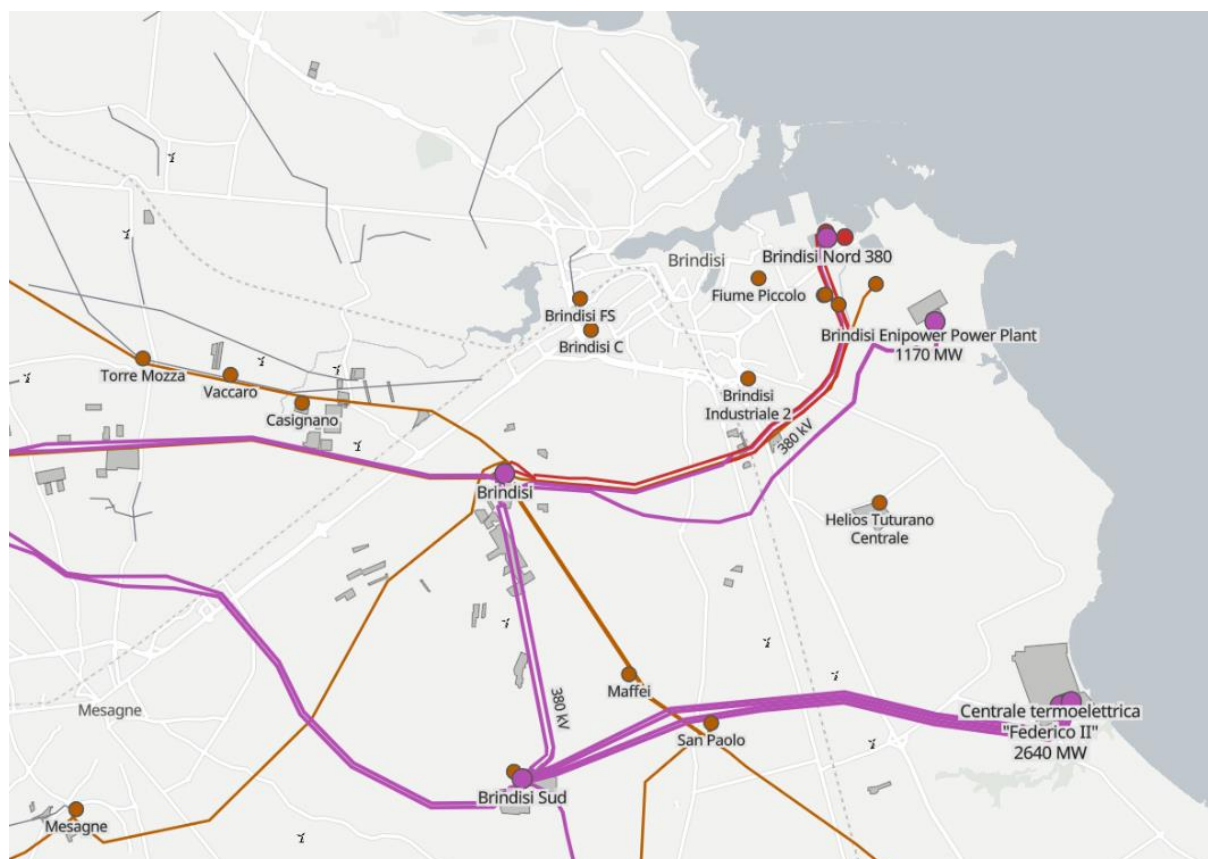


Figura 3:1: Contesto della RTN della provincia di Brindisi [Fonte: Open InfraMap]

Tenendo conto della notevole crescita della produzione distribuita da fonti rinnovabili registrata negli ultimi anni nell'area di Brindisi (che ha dato luogo a un aumento dei flussi di energia dalle reti MT/BT alla rete AT), nonché dell'ulteriore aumento della capacità installata prevista nel medio termine, alcune linee a 150 kV sono soggette a una progressiva saturazione della capacità di trasporto.

Al fine di ridurre il rischio di congestione sulla porzione di rete 150 kV a sud di Brindisi, secondo la pianificazione Terna 2020, la linea 150 kV Mesagne - Brindisi Pignicelle sarà quindi potenziata nel primo tratto in uscita Mesagne CP e collegata alla nuova sezione a 150 kV della stazione 380/150 kV Brindisi Sud.

La parte rimanente della linea 150 kV all'ingresso di Brindisi Pignicelle potrà essere dismessa, rendendo così possibile sfruttare lo spazio reso disponibile nella SE per la connessione di nuovi impianti da fonti rinnovabili.

Quindi, dal punto di vista della connettività alla rete elettrica, questa località è ottimale, in quanto presenta numerosi 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.

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> 	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 9 di 42</p>

4 RICHIESTA DI CONNESSIONE AL TSO

La Società TG S.r.l. Energie Rinnovabili ha ricevuto in data 14/12/2022 da parte di Terna S.p.A. il Preventivo di Connessione, Codice Pratica 202200129, riportando la seguente STMG.

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata dal TSO prevede che l'impianto venga collegata in doppia antenna a 380 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 380/150 kV di Brindisi Sud, previa realizzazione di due nuovi elettrodotti RTN a 380 kV di collegamento tra l'ampliamento della SE Brindisi Sud ed un futuro ampliamento della sezione 380 kV della SE RTN 380/150 kV di Brindisi e dei seguenti interventi previsti da Piano di Sviluppo 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).

Nel preventivo si specifica inoltre che i nuovi elettrodotti in antenna a 380 kV per il collegamento della dell'impianto eolico sulla Stazione Elettrica della RTN costituiscono impianto di utenza per la connessione, mentre gli stalli arrivo produttore a 380 kV nella suddetta stazione costituiscono impianto di rete per la connessione.

La Richiedente ha notificato l'accettazione della suddetta pratica in data 01/03/23 con evidenza di pagamento tramite bonifico SEPA al Gestore di Rete.

Infine, si rende noto che la Società TG S.r.l. Energie Rinnovabili sta proseguendo con le interlocuzioni con Terna S.p.A. in merito allo stato di avanzamento del progetto.

COMMITTENTE TG S.r.l. Energie Rinnovabili <i>a Company of TOZZIgreen</i>		CONSULENTE TECNICO 	
Titolo Relazione Elettrica		Documento N. IT034BD001-6E2000	Pag. 10 di 42

5 POSIZIONE DELLE TURBINE E DELLE OSS

In questo capitolo sono fornite le coordinate delle infrastrutture offshore, in particolare degli aerogeneratori e delle stazioni elettriche offshore. I valori sono forniti nella Tabella 5:1.

Tabella 5:1: Elenco coordinate WTG e OSS

Codifica	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
Sezione A		
WTG	Stringa 1	
A.1.1	018° 14' 36.99959889" E	40° 46' 05.14200016" N
A.1.2	018° 15' 39.46320128" E	40° 45' 05.08319856" N
A.1.3	018° 16' 42.47399846" E	40° 44' 05.01720164" N
A.1.4	018° 17' 44.84040183" E	40° 43' 03.87839960" N
A.1.5	018° 18' 15.06960078" E	40° 43' 13.23480062" N
WTG	Stringa 2	
A.2.1	018° 15' 05.21639836" E	40° 46' 15.60000030" N
A.2.2	018° 16' 08.04720156" E	40° 45' 16.29360148" N
A.2.3	018° 17' 10.79519911" E	40° 44' 16.27799970" N
A.2.4	018° 17' 40.17839979" E	40° 44' 25.22760110" N
A.2.5	018° 18' 44.21160062" E	40° 43' 22.15560043" N
WTG	Stringa 3	
A.3.1	018° 15' 34.82999956" E	40° 46' 27.10200074" N
A.3.2	018° 16' 37.65359818" E	40° 45' 26.64719972" N
A.3.3	018° 17' 06.08280086" E	40° 45' 36.01079915" N
A.3.4	018° 18' 09.78480192" E	40° 44' 35.58119917" N
A.3.5	018° 19' 12.33120145" E	40° 43' 33.18599854" N
WTG	Stringa 4	
A.4.1	018° 16' 03.68040131" E	40° 46' 37.79399875" N
A.4.2	018° 17' 34.98720140" E	40° 45' 46.58400007" N
A.4.3	018° 18' 37.02959819" E	40° 44' 44.90519961" N
A.4.4	018° 20' 08.54160031" E	40° 43' 55.70040086" N
A.4.5	018° 19' 39.50039985" E	40° 43' 44.91839910" N
WTG	Stringa 5	
A.5.1	018° 20' 52.90440085" E	40° 40' 03.18000128" N
A.5.2	018° 19' 49.47959821" E	40° 41' 03.32519885" N
A.5.3	018° 18' 47.39399928" E	40° 42' 02.63519948" N

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> 	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 11 di 42</p>

Codifica	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
A.5.4	018° 19' 17.05800086" E	40° 42' 12.02760096" N
A.5.5	018° 19' 47.00999986" E	40° 42' 22.12199893" N
WTG	Stringa 6	
A.6.1	018° 21' 50.85720071" E	40° 40' 24.01679860" N
A.6.2	018° 21' 22.47119957" E	40° 40' 12.48960055" N
A.6.3	018° 20' 20.06879897" E	40° 41' 11.46120086" N
A.6.4	018° 20' 48.47639920" E	40° 41' 22.58160001" N
A.6.5	018° 20' 15.43559985" E	40° 42' 33.85800000" N
WTG	Stringa 7	
A.7.1	018° 22' 50.18520011" E	40° 40' 43.95720038" N
A.7.2	018° 22' 19.90200100" E	40° 40' 33.64680155" N
A.7.3	018° 21' 17.73360188" E	40° 41' 34.76399850" N
A.7.4	018° 21' 45.92519862" E	40° 41' 45.75479878" N
A.7.5	018° 20' 43.44000084" E	40° 42' 45.54719843" N
WTG	Stringa 8	
A.8.1	018° 22' 15.06719944" E	40° 41' 55.61520163" N
A.8.2	018° 22' 42.87719864" E	40° 42' 07.35120137" N
A.8.3	018° 23' 13.43040125" E	40° 42' 17.71920026" N
A.8.4	018° 21' 41.29200170" E	40° 43' 06.95280122" N
A.8.5	018° 21' 11.63159882" E	40° 42' 57.10679842" N
Sezione B		
WTG	Stringa 1	
B.1.1	018° 24' 46.32480181" E	40° 41' 28.38119944" N
B.1.2	018° 24' 16.22520113" E	40° 41' 18.25079886" N
B.1.3	018° 23' 47.11200009" E	40° 41' 08.15640033" N
B.1.4	018° 23' 18.89880007" E	40° 40' 56.39879879" N
B.1.5	018° 24' 21.81240215" E	40° 39' 56.34720097" N
WTG	Stringa 2	
B.2.1	018° 21' 58.26960126" E	40° 39' 00.96839836" N
B.2.2	018° 22' 25.77000018" E	40° 39' 14.07600048" N
B.2.3	018° 22' 52.74840034" E	40° 39' 23.72759875" N
B.2.4	018° 23' 22.48800035" E	40° 39' 34.74359884" N
B.2.5	018° 23' 52.15199896" E	40° 39' 45.78119942" N
WTG	Stringa 3	

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> 	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 12 di 42</p>

Codifica	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
B.3.1	018° 30' 02.90520052" E	40° 36' 23.09399923" N
B.3.2	018° 28' 01.20360061" E	40° 37' 02.14319925" N
B.3.3	018° 25' 58.89000066" E	40° 37' 47.92080102" N
B.3.4	018° 23' 54.48480136" E	40° 38' 25.22399880" N
B.3.5	018° 24' 25.11360208" E	40° 38' 35.58119927" N
WTG	Stringa 4	
B.4.1	018° 31' 00.26039882" E	40° 36' 46.40760133" N
B.4.2	018° 30' 31.58280099" E	40° 36' 34.40160078" N
B.4.3	018° 28' 29.62199810" E	40° 37' 12.49679956" N
B.4.4	018° 26' 27.25800098" E	40° 37' 57.34559960" N
B.4.5	018° 24' 55.33560128" E	40° 38' 45.00240002" N
WTG	Stringa 5	
B.5.1	018° 29' 26.19599876" E	40° 37' 36.23160114" N
B.5.2	018° 28' 57.81359814" E	40° 37' 23.42640068" N
B.5.3	018° 27' 24.78599838" E	40° 38' 17.59560078" N
B.5.4	018° 26' 55.62600084" E	40° 38' 07.70640102" N
B.5.5	018° 25' 24.32279821" E	40° 38' 57.20280040" N
WTG	Stringa 6	
B.6.1	018° 29' 52.83959954" E	40° 37' 47.57520038" N
B.6.2	018° 28' 48.99360149" E	40° 38' 50.09999916" N
B.6.3	018° 28' 21.30960186" E	40° 38' 36.62519963" N
B.6.4	018° 27' 53.88479884" E	40° 38' 27.71880002" N
B.6.5	018° 25' 52.63319995" E	40° 39' 07.53479860" N
WTG	Stringa 7	
B.7.1	018° 29' 20.14439939" E	40° 38' 59.75159929" N
B.7.2	018° 27' 44.16119902" E	40° 39' 50.06879937" N
B.7.3	018° 27' 19.05840139" E	40° 39' 39.29760038" N
B.7.4	018° 26' 52.03319953" E	40° 39' 27.97200130" N
B.7.5	018° 26' 21.67800056" E	40° 39' 17.63639956" N
WTG	Stringa 8	
B.8.1	018° 26' 15.97200014" E	40° 40' 40.74240083" N
B.8.2	018° 25' 49.56600035" E	40° 40' 27.55559919" N
B.8.3	018° 25' 19.73279956" E	40° 40' 17.57999860" N
B.8.4	018° 24' 50.74559949" E	40° 40' 07.69799883" N

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> 	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 13 di 42</p>

Codifica	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
Sottostazioni offshore		
OSS A	018° 19' 29.67301400" E	40° 42' 57.65428820" N
OSS B	018° 24' 53.07139968" E	40° 39' 26.77604276" N

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RINA</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 14 di 42</p>

6 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 7,4 m/sec ad una quota di 157 m s.l.m. (altezza al mozzo ipotizzata per l'aerogeneratore di progetto), con valori del parametro Weibull di 8,29 m/s per A e 1,90 per k e una densità di potenza media di circa 490 W/m². La direzione predominante del vento è NNO-SSE. La distanza in linea d'aria del campo eolico dalla costa pugliese è compreso all'incirca tra i 23,5 km e 42 km.

7 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE

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

- ✓ La sezione A è costituita da 40 aerogeneratori, suddivisi su 8 stringhe, per una potenza complessiva pari a 720 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 B è costituita da 39 aerogeneratori, suddivisi su 8 stringhe, per una potenza complessiva pari a 702 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 scelta 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.

7.1 AEROGENERATORE

Come anticipato nell'incipit del capitolo precedente, 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 18 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.

COMMITTENTE TG S.r.l. Energie Rinnovabili <i>a Company of TOZZIgreen</i>	CONSULENTE TECNICO 	
Titolo Relazione Elettrica	Documento N. IT034BD001-6E2000	Pag. 15 di 42

7.1.1 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.

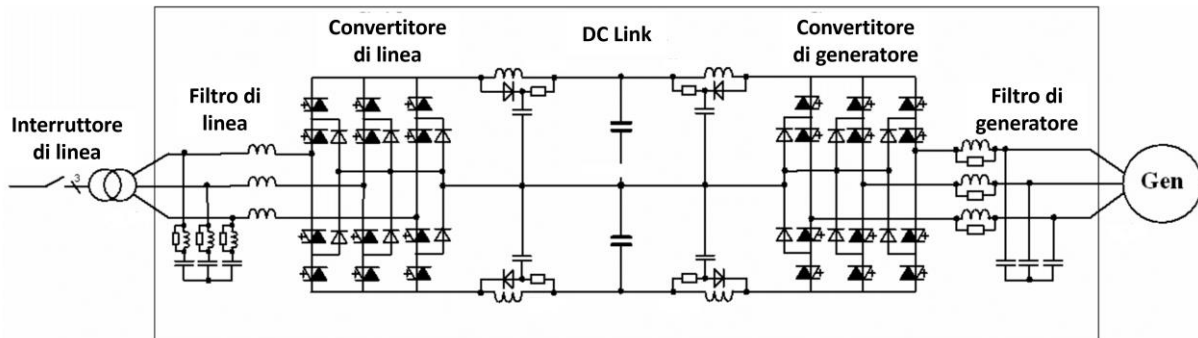


Figura 7:1: Schema del sistema elettrico generatore-convertitore

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.

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RINA</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 16 di 42</p>

7.1.2 Configurazione di stringa

Lo schema riportato in Figura 7:2, maggiormente approfondito dal punto di vista elettrico nel doc. IT034BD001-6E2015 analogamente per tutte le sezioni del parco, 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 5 turbine.

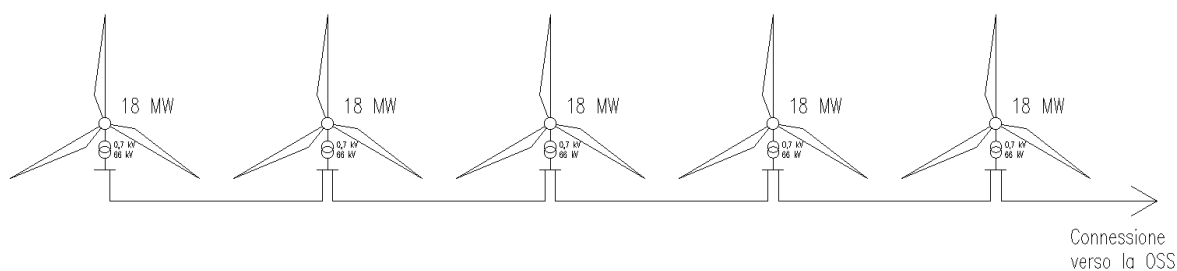


Figura 7:2: Schema configurazione generale stringa da 5 WTG

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 e da quest'ultima parte il collegamento verso la terraferma.

COMMITTENTE TG S.r.l. Energie Rinnovabili <i>a Company of TOZZIgreen</i>	CONSULENTE TECNICO 	
Titolo Relazione Elettrica	Documento N. IT034BD001-6E2000	Pag. 17 di 42

7.1.3 Calcolo preliminare delle correnti

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

$$I_{n,gen,k} = \frac{P_{n,gen}}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos \varphi_{gen}} = \frac{18 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot (66 \cdot 10^3) \cdot 0,99} \cong 159,04 \text{ A} \cong 160 \text{ A}$$

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 relativa a una stringa *m-esima*, formata da 4 o 5 generatori, per tutte le sezioni vale quindi:

$$I_{n,str,mA/B} = \sum_{k=1}^K I_{n,gen,k} = 5 \cdot 160 = 800 \text{ A}$$

$$I_{n,str,mA/B} = \sum_{k=1}^K I_{n,gen,k} = 4 \cdot 160 = 640 \text{ A}$$

in cui k è il numero di generatori sulla stringa *m-esima* della Sezione A o B.

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 7.1: Corrente preliminare in uscita da ogni stringa dei sottocampi

Sezione Impianto	N. di stringhe	Corrente di stringa (A)
Sezione A	8 (da 5 WTG)	800
Sezione B	7 (da 5 WTG)	800
Sezione B	1 (da 4 WTG)	640

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.

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> 	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 18 di 42</p>

7.1.4 Sistemi di protezione

7.1.4.1 [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 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 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:

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

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.

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> 	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 19 di 42</p>

7.1.4.2 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 rinalzo quali:

- 27, 51, 21, minima tensione, massima corrente e loro combinazione (min. impedenza);
- 81G protezione di minima e massima frequenza.

7.1.4.3 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 ed 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.

7.1.4.4 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".

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> 	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 20 di 42</p>

7.1.4.5 [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.

7.1.4.6 [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.

7.1.5 [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 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 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.

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RI&A</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 21 di 42</p>

7.2 CAVI ELETTRICI MARINI

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

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

Sulla 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 prevederanno preliminarmente una soluzione con struttura del topside supportata da un galleggiante ancorato al fondale.

A valle di ogni OSS è prevista una coppia di cavi tripolari marini dinamici a 220 kV, per un totale di 4 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.

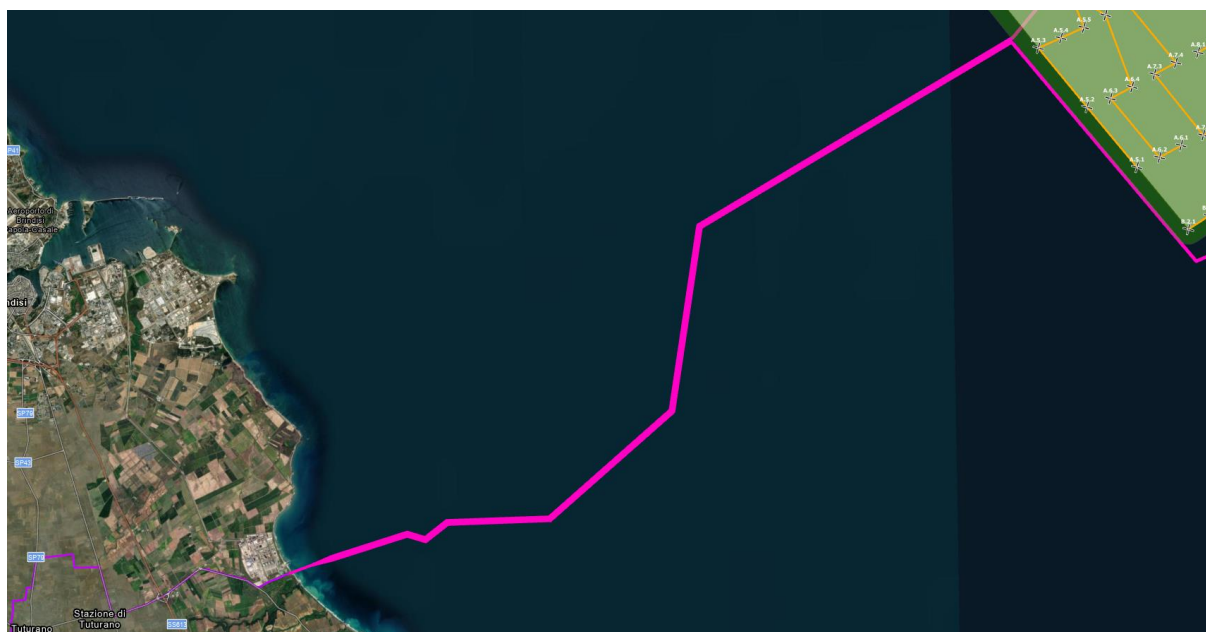


Figura 7:3: Vista del tracciato preliminare dei cavidotti marini a 220 kV

COMMITTENTE TG S.r.l. Energie Rinnovabili <i>a Company of TOZZIgreen</i>	CONSULENTE TECNICO 	
Titolo Relazione Elettrica	Documento N. IT034BD001-6E2000	Pag. 22 di 42

7.2.1 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'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 150 m e una lunghezza di circa 30 km dal punto ipotizzato per la convergenza dei cavi di trasmissione in arrivo dalla OSS B, ovvero quella che prevede un tracciato più lungo.

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

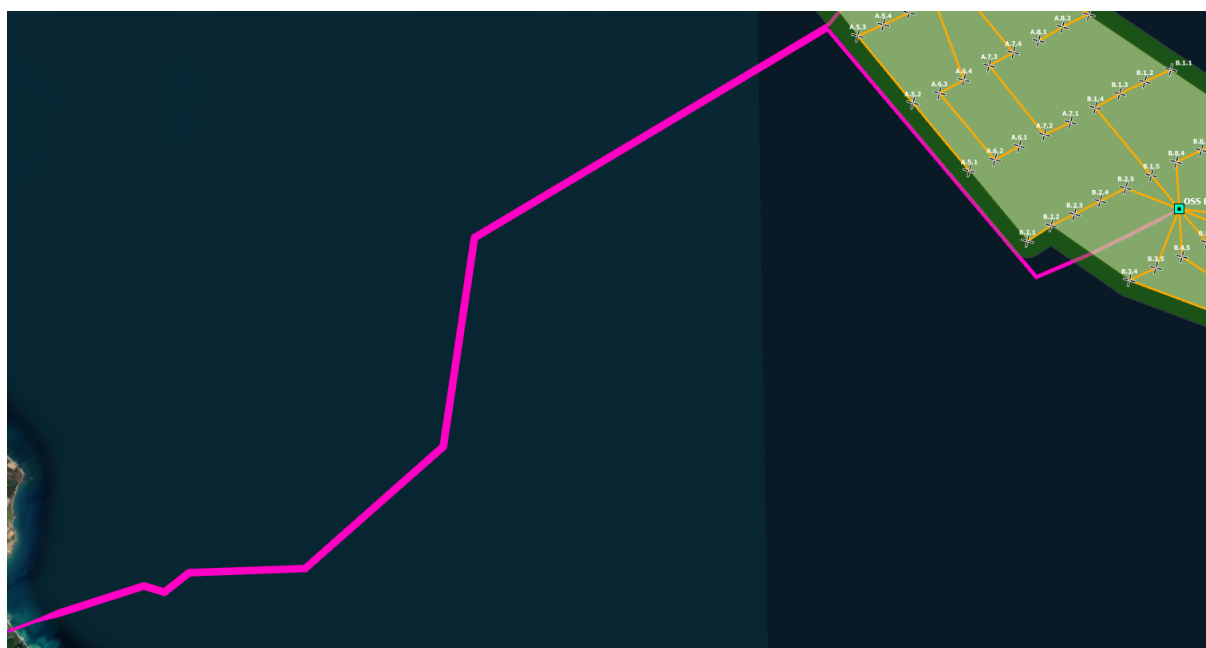


Figura 7:4: Vista complessiva del corridoio maggiore dei cavi marini a 220 kV

7.2.1.1 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 7:5 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 può optare per la soluzione di cablaggio, come da Figura 7:6, 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.

COMMITTENTE TG S.r.l. Energie Rinnovabili <i>a Company of TOZZIgreen</i>	CONSULENTE TECNICO 	
Titolo Relazione Elettrica	Documento N. IT034BD001-6E2000	Pag. 23 di 42

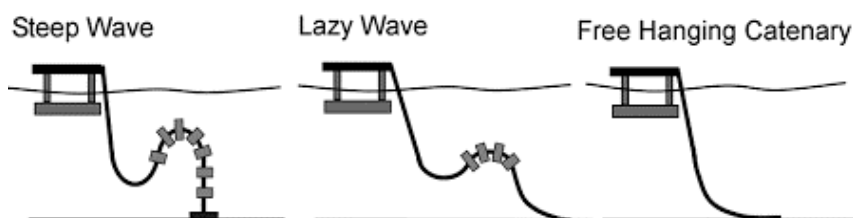


Figura 7:5: Esempi standard di cablaggio del cavo marino di turbina

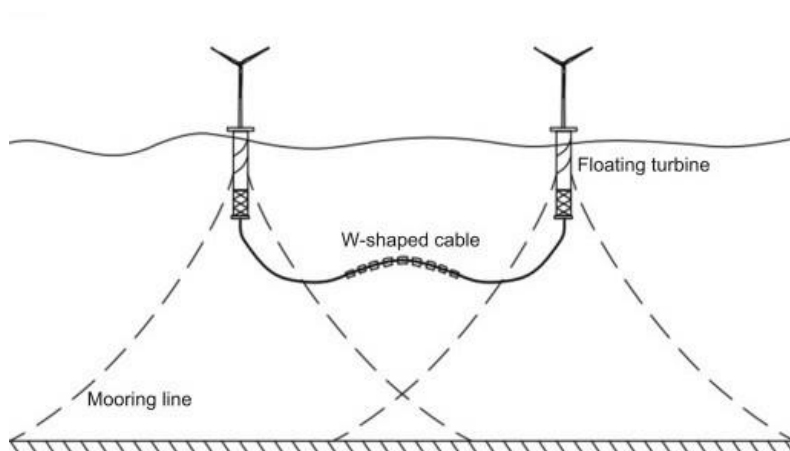


Figura 7:6: Tipico di cablaggio W-Shaped

7.2.1.2 Sezione a 220 kV

I cavi di export in uscita dalla stazione elettrica offshore galleggiante saranno posati in conformità con uno dei metodi standard presentati nel paragrafo precedente.

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

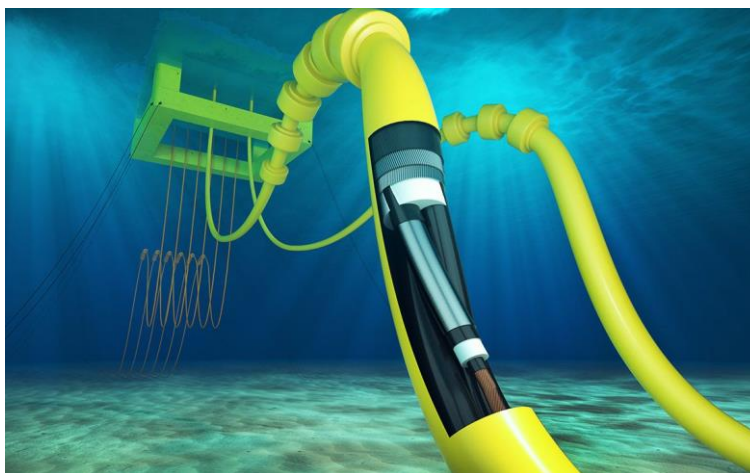


Figura 7:7: Esempio di approccio al fondale dei cavi di export a 220 kV [Fonte: Nexans]

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RI&A</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 24 di 42</p>

7.2.1.3 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 700/800 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.

7.2.1.4 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 cavi 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 verde nella figura sottostante) pari a 8 m e una lunghezza pari a 25 m, come mostrato a titolo esemplificativo nell'immagine che segue di un tipico costruttivo(Figura 6:9).

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 7:8: Dettaglio della vista dell'approccio alla costa e punto di giunzione

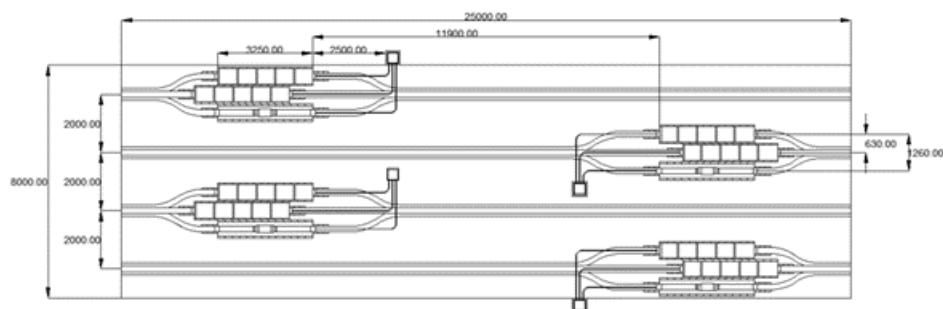


Figura 7:9: Tipico buca giunti con 4 terne AT

COMMITTENTE TG S.r.l. Energie Rinnovabili <i>a Company of TOZZIgreen</i>	CONSULENTE TECNICO 	
Titolo Relazione Elettrica	Documento N. IT034BD001-6E2000	Pag. 25 di 42

7.2.2 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. IT034BD001-6E2015 e IT034BD001-6E2020, per l'interconnessione degli aerogeneratori è prevista una linea marina in cavo a 66 kV avente sezione pari a 1000-1200 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 220 kV avente sezione pari a 1200÷1400 mm² con anima in rame e isolamento in EPR. Laddove necessario saranno previste configurazioni a più conduttori per fase.

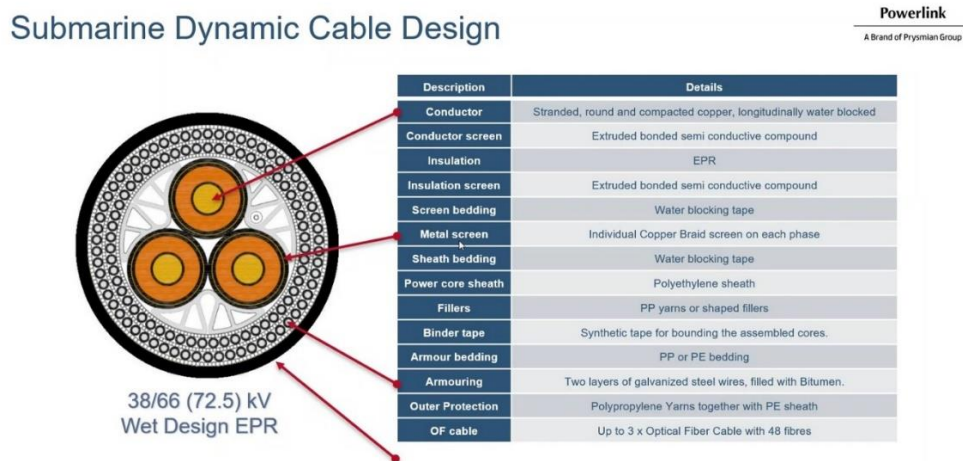


Figura 7:10: Esempio di cavo tripolare di interconnessione a 66 kV [Fonte. Prysmian Group S.p.A.]

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

Tabella 7:2: Elenco delle connessioni elettriche marine

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
Stringa a 5 Turbione a 66 kV				
W1 – W2	1x3x95	Cu	66	300
W2 – W3	1x3x150	Cu	66	375
W3 – W4	1x3x300	Cu	66	530
W4 – W5	1x3x630	Cu	66	715
W5– OSS	1x3x1000÷1200	Cu	66	825÷990

COMMITTENTE TG S.r.l. Energie Rinnovabili <i>a Company of TOZZIgreen</i>		CONSULENTE TECNICO 	
Titolo Relazione Elettrica		Documento N. IT034BD001-6E2000	Pag. 26 di 42

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
Stringa a 4 Turbine a 66 kV				
W1 – W2	1x3x95	Cu	66	300
W2 – W3	1x3x150	Cu	66	375
W3 – W4	1x3x300	Cu	66	530
W4 – OSS	1x3x630÷800	Cu	66	715÷775
Cavi di Export a 220 kV				
OSS – Verso terraferma	1x3x1200÷1400	Cu	220	1170÷1270

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RINA</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 27 di 42</p>

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



Figura 7:11: Protezione di un cavo sottomarino con cubicoli [Fonte: Subsea Protection Systems Ltd]

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RINA</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 28 di 42</p>

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 7:12. 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.

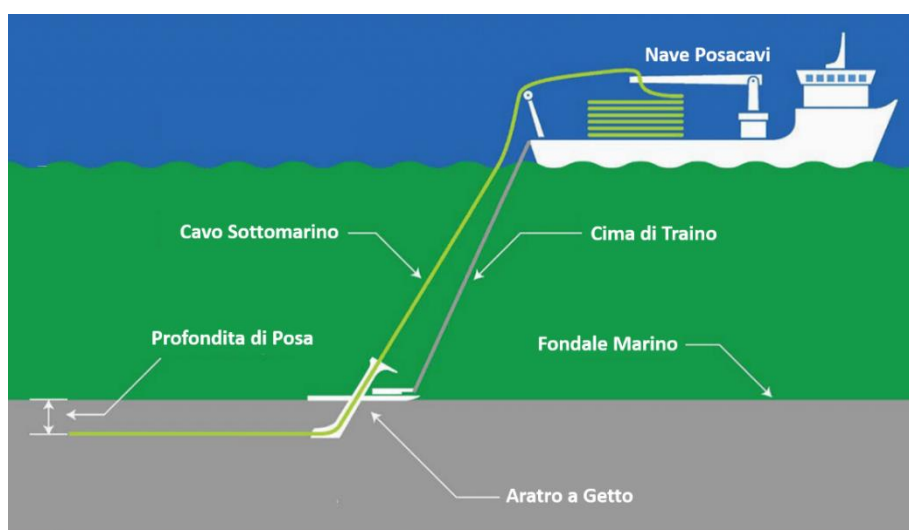


Figura 7:12: Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching

Un'ulteriore soluzione è costituita dalla posa tramite gusci di ghisa o polimeri assemblati sul cavo, come da Figura 7:13. 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 7:13: Esempio di metodo di posa con gusci di protezione [Fonte: Farinia Group]

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RINA</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 29 di 42</p>

7.2.4 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 7:14: 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.

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RINA</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 30 di 42</p>

7.3 STAZIONE ELETTRICA OFFSHORE

Le sottostazioni offshore di trasformazione con fondazione galleggiante, le cui posizioni sono indicate preliminarmente in Tabella 5:1, 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 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. Tale tecnologia è già ampiamente studiata e presenta un grado di maturità elevata basata sul loro duraturo utilizzo in ambito oil & gas.

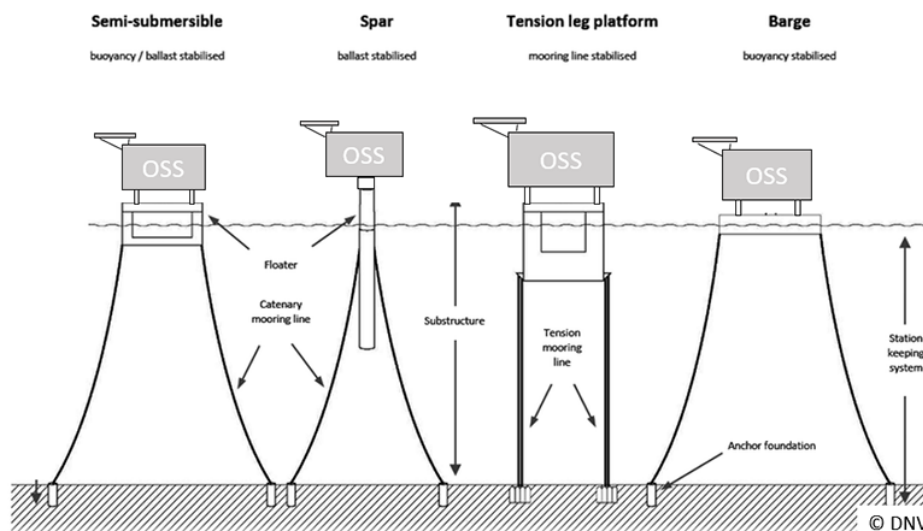


Figura 7:15: Tipici standard di tecnologia del galleggiante per OSS [Fonte: DNV]

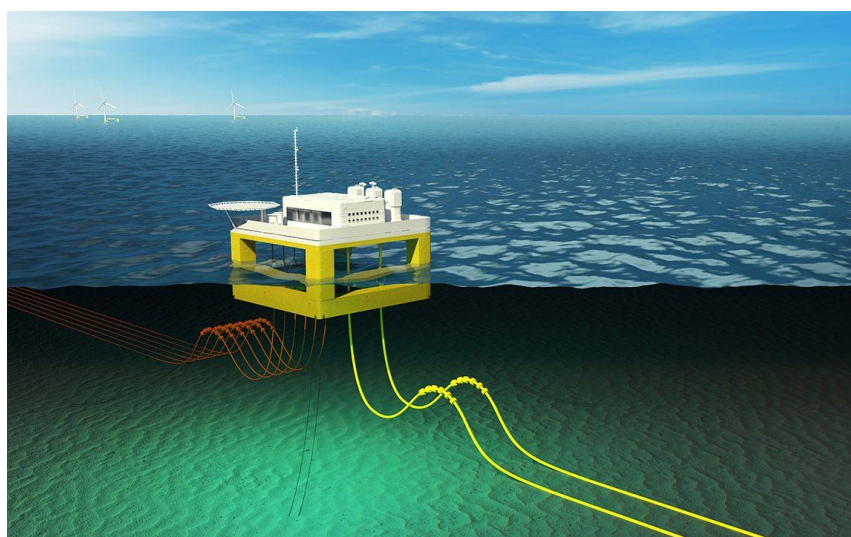


Figura 7:16: Esempio di OSS con tecnologia semi-sommersibile [Fonte: Nexans]

COMMITTENTE TG S.r.l. Energie Rinnovabili <i>a Company of TOZZIgreen</i>	CONSULENTE TECNICO 	
Titolo Relazione Elettrica	Documento N. IT034BD001-6E2000	Pag. 31 di 42

7.3.1 Overview degli equipaggiamenti di bordo

Gli equipaggiamenti di bordo di una stazione offshore dovranno essere studiati ed ottimizzati per un uso in ambiente 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 prevedranno soluzioni a minor impatto ambientale in accordo con le direttive europee e i trasformatori saranno isolati con oli biocompatibili e/o biodegradabili.

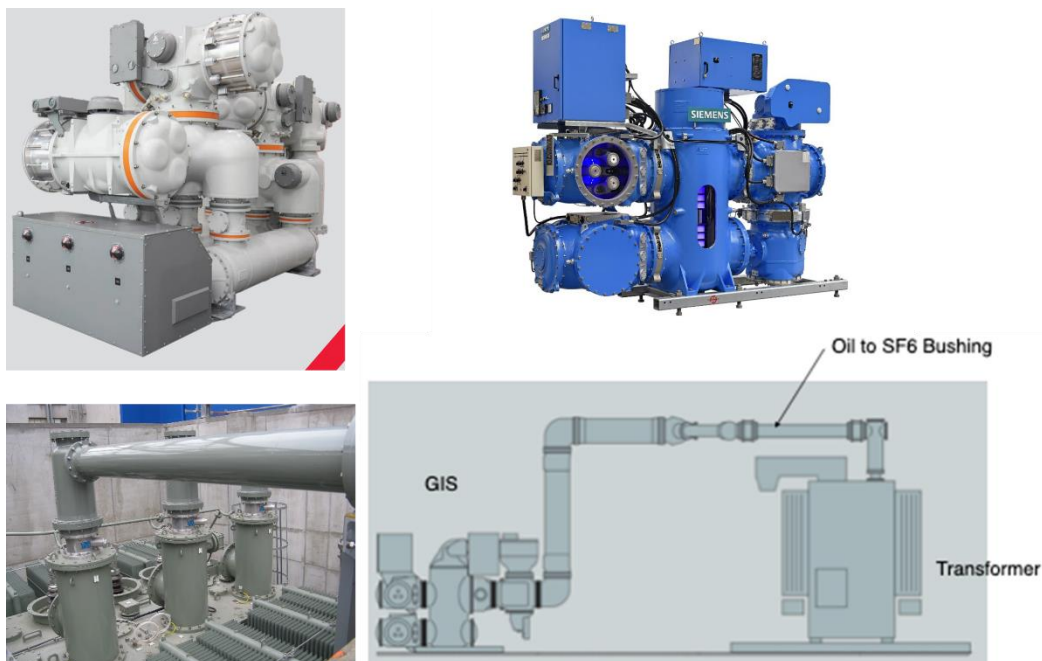


Figura 7:17: Esempi di equipaggiamenti blindati isolati in gas [Fonte: Hitachi Energy, Siemens Energy]

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RI&A</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 32 di 42</p>

7.4 CAVI ELETTRICI TERRESTRI

7.4.1 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.

7.4.1.1 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.

Si ipotizza che le dimensioni della buca giunti di approdo siano 25x8 m.

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 partiranno i cavidotti verso la stazione di utenza.

Si può considerare un'inter-distanza inter-assiale tra i cavi complanari pari a 1 m e posati a 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÷1185 A.

In Figura 7:18 è mostrato un tipico di posa ipotizzato per l'installazione dei cavidotti terrestri a 220 kV. Si specifica che le quote sono espresse mm.

Si precisa che in ingresso alla buca giunti di approdo si attestano 4 terne, ovvero 12 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

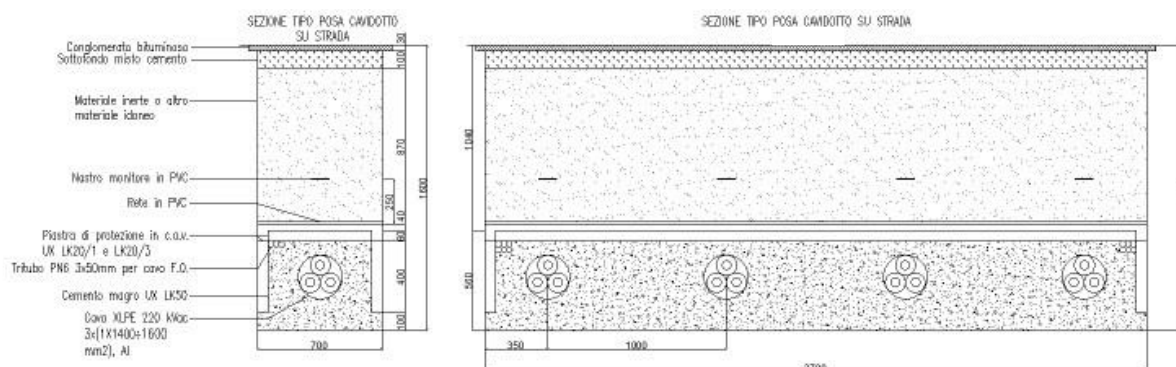


Figura 7:18: Tipico posa cavi interrati 220 kV

7.4.1.2 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 in connessione in doppia antenna.

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

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RI&A</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 33 di 42</p>

Di seguito è fornito un tipico di posa.

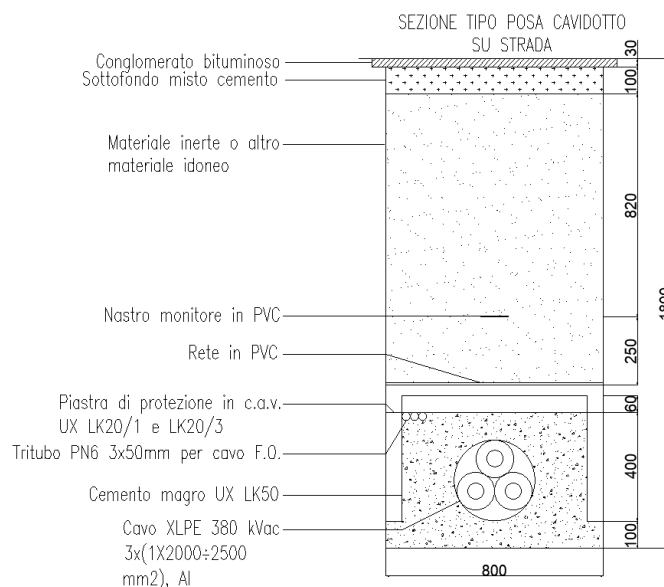


Figura 7:19: Tipico posa cavi interrati 380 kV

7.4.2 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 anisotropica, 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.

7.5 STAZIONE DI SEZIONAMENTO E COMPENSAZIONE

A una distanza di circa 2,7 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 blindati isolati in gas 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 50 x 43 m in pianta e un'altezza di circa 4/5 m.

L'area utilizzata per il posizionamento di tale Stazione è prossima a quella già utilizzata da TG S.r.l. Energie Rinnovabili per la Stazione d'Utenza nel progetto del 2007 sottoposto a VIA e presenta le seguenti considerazioni vincolistiche:

- ✓ L'area scelta è priva di vincoli ambientali da PTPR, PAI, Habitat terrestri da DGR Puglia, rete Natura 2000, Aree Protette;
- ✓ Da PRG l'area si trova in ZONA E Agricola per la quale non si riportano specifiche prescrizioni in merito alla tipologia di intervento proposto;

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RI&A</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 34 di 42</p>

- ✓ SIN Brindisi: interessiamo l'area del SIN.

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 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 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.

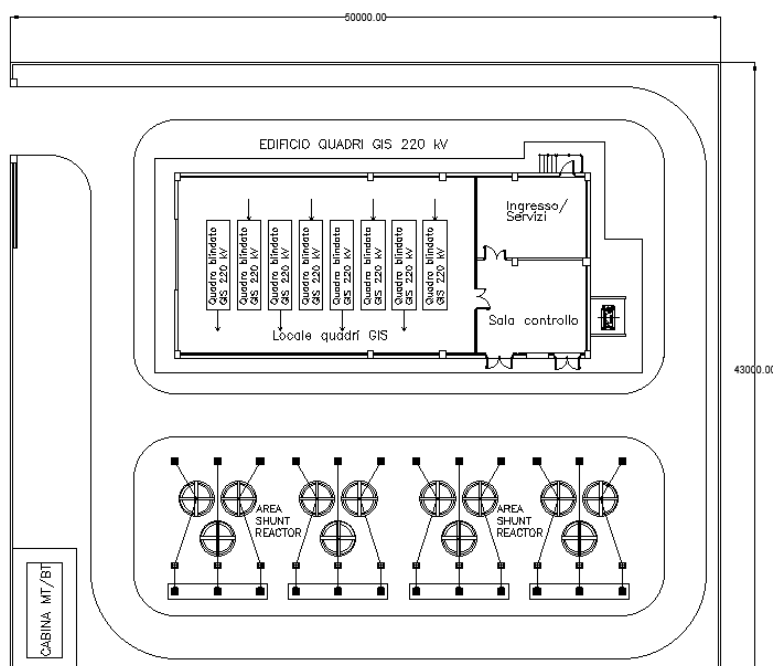


Figura 7:20: Vista in pianta della stazione di compensazione e sezionamento

7.5.1 Overview degli equipaggiamenti

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

Inoltre, è possibile installare tali equipaggiamenti in locali chiusi, riducendo drasticamente anche l'impatto visivo sul contesto in cui sono localizzati.

COMMITTENTE TG S.r.l. Energie Rinnovabili <i>a Company of TOZZIgreen</i>	CONSULENTE TECNICO 	
Titolo Relazione Elettrica	Documento N. IT034BD001-6E2000	Pag. 35 di 42



Figura 7:21: Esempio di equipaggiamento GIS blindato a 220 kV [Fonte: Hitachi Energy]

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 7:22: Esempio di reattori di shunt isolati in aria [Fonte: Trench Group]

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> <p>RI&A</p>	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 36 di 42</p>

7.6 STAZIONE DI UTENZA

In prossima del nodo a 380 kV di Terna si è localizzata la Stazione di Utente, 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.

Si ipotizza che le dimensioni di tale Stazione Utente siano 85x94 m.

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

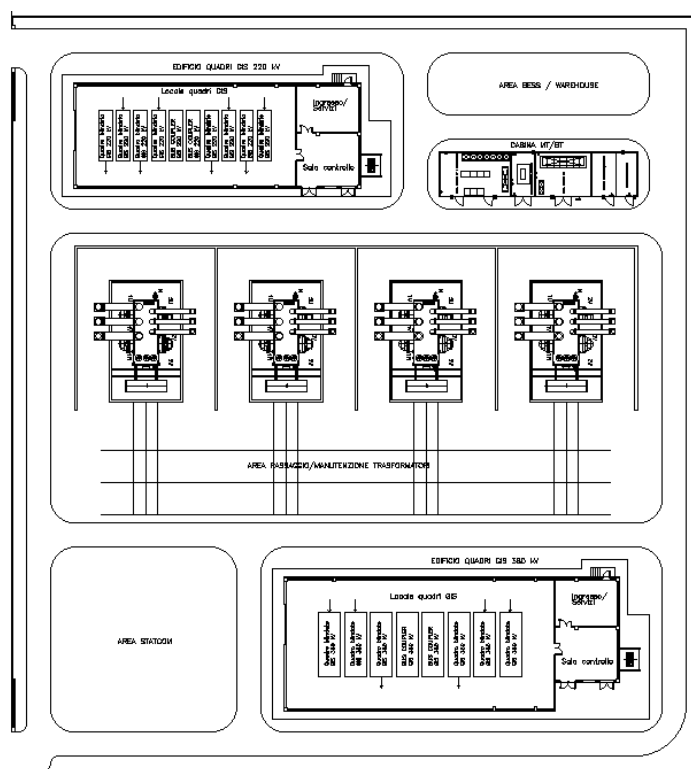


Figura 7:23: Vista in pianta della stazione di utente

7.6.1 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 quella 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);

COMMITTENTE TG S.r.l. Energie Rinnovabili <i>a Company of TOZZIgreen</i>	CONSULENTE TECNICO 	
Titolo Relazione Elettrica	Documento N. IT034BD001-6E2000	Pag. 37 di 42

- Accoppiatori di sbarra (integrate nel sistema GIS).



Figura 7:24: 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 pari a circa 400 MVA.



Figura 7:25 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.

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> 	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 38 di 42</p>

8 COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA

8.1 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 sia dal punto di vista elettrico, in quanto si efficienti la produzione della potenza attiva, si può gestire la regolazione della tensione, evitando fluttuazioni della stessa e l'eliminazione delle terze e quinte armoniche.

8.2 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 720 MW si ha $Q=\pm 0,35 \cdot 720 = \pm 252,00$ MVar per la Sezione A. 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 pari alla potenza massima di 702 MW si ha $Q=\pm 0,35 \cdot 702 = \pm 245,70$ MVar per la Sezione B. 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.

COMMITTENTE TG S.r.l. Energie Rinnovabili <i>a Company of TOZZIgreen</i>	CONSULENTE TECNICO 	
Titolo Relazione Elettrica	Documento N. IT034BD001-6E2000	Pag. 39 di 42

9 CAMPI ELETTROMAGNETICI

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 $3 \mu\text{T}$, 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 (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 ($100 \mu\text{T}$) come valori efficaci, per la protezione da possibili effetti a breve termine;
- ✓ Il valore di attenzione ($10 \mu\text{T}$) e l'obiettivo di qualità ($3 \mu\text{T}$) 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 inferiori 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.

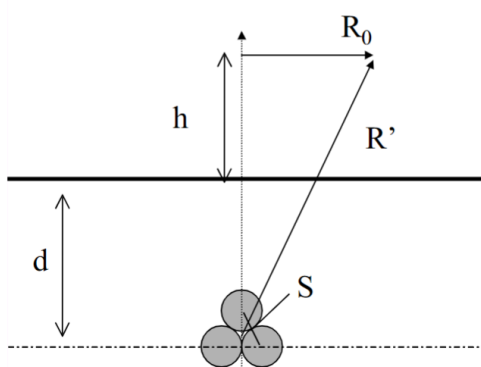


Figura 9:1: Schema di principio CEI 106-11

COMMITTENTE TG S.r.l. Energie Rinnovabili <i>a Company of TOZZIgreen</i>	CONSULENTE TECNICO 	
Titolo Relazione Elettrica	Documento N. IT034BD001-6E2000	Pag. 40 di 42

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

Dove:

- ✓ D = profondità di interramento 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.

<p>COMMITTENTE</p> <p>TG S.r.l. Energie Rinnovabili</p> <p><i>a Company of TOZZIgreen</i></p>	<p>CONSULENTE TECNICO</p> 	
<p>Titolo</p> <p>Relazione Elettrica</p>	<p>Documento N.</p> <p>IT034BD001-6E2000</p>	<p>Pag. 41 di 42</p>

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.

3. Pratiche di connessione alla RTN:

- Codice Pratica: 202200129 – Comune di BRINDISI (BR) – Preventivo di connessione;
- 202200129 Offshore 2.0 - 3a - Accettazione preventivo+Bonifico.