

PROGETTO

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN
PARCO EOLICO OFFSHORE
DENOMINATO "SARDEGNA SUD 990MW"**

TITOLO

RELAZIONE ELETTRICA

| PROGETTISTA | PROPONENTE | VISTI |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| <p>TECNOCONSULT ENGINEERING CONSTRUCTION S.r.l.</p> <p>Via Einaudi 20c 61032 Fano (PU) Tel. +39 0721 855856 / 855370 e-mail: tecnocconsult@tecnocconsult.it PEC: tecee@pec.it</p> <p>Progettista: Ing. Paolo Pierangeli</p>  | <p>INERGIA S.p.a.</p>  <p>Sede Operativa: Via Cola D'Amatrice n.1 63100 ASCOLI PICENO Tel.: 0736/342490 Fax: 0736/341243</p> <p>Sede legale: Via Arno n.21 00198 ROMA Tel.: 06/97746380 Fax: 06/97746381 PEC: direzione.inergia@legalmail.it</p> | |

DATI PROGETTAZIONE

| Cod. Elaborato Progettista | Commessa | |
|----------------------------|----------|--|
| | | |
| | | |
| | | |

| Rev. | Data | Descrizione | Elaborato | Controllato | Approvato |
|------|------------|-----------------|-------------|--------------|-----------|
| a | 14/09/2022 | Prima Emissione | Tecnocnsult | A.Corradetti | R.Cairolì |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

Indice

| | | |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1 | PREMESSA | 4 |
| 2 | SCOPO DEL DOCUMENTO | 5 |
| 3 | LOCALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO | 6 |
| 4 | PARCO EOLICO, AEROGENERATORI (WTG) | 7 |
| 4.1 | POSIZIONE GEOGRAFICA DEGLI AEROGENERATORI E DELLE STAZIONI AT | 9 |
| 4.2 | CARATTERISTICHE TECNICHE DEGLI AEROGENERATORI (WTG) | 10 |
| 4.3 | SISTEMI DI ANCORAGGIO | 11 |
| 4.4 | ELEMENTI ELETTRICI DEGLI AEROGENERATORI (WTG / FOWT) | 12 |
| 5 | CALCOLO DELLE CORRENTI SU LATO 66 KV DEL PARCO EOLICO | 14 |
| 5.1 | CALCOLO DELLE CORRENTI DEI SINGOLI GENERATORI | 14 |
| 5.2 | CALCOLO DELLE CORRENTI DEI SINGOLI GENERATORI | 14 |
| 5.2.1 | <i>Correnti nei sottocampi con 4 aerogeneratori</i> | 14 |
| 5.2.2 | <i>Correnti nei sottocampi con 3 aerogeneratori</i> | 15 |
| 6 | CALCOLO DELLE CORRENTI SU LATO 66 KV DEL PARCO EOLICO | 16 |
| 6.1 | LUNGHEZZA TRATTE DI CAVO DINAMICO | 17 |
| 7 | STAZIONI AT OFFSHORE | 22 |
| 7.1 | CARATTERISTICHE DELLE STAZIONI DI TRASFORMAZIONE OFFSHORE 66 kV / 380 kV | 22 |
| 7.2 | CARATTERISTICHE TECNICHE GENERALI DEGLI APPARATI ELETTRICI | 23 |
| 7.2.1 | <i>Trasformatori</i> | 23 |
| 7.2.2 | <i>Apparecchi di manovra e sezionamento</i> | 23 |
| 8 | SISTEMI DI PROTEZIONE | 26 |
| 8.1 | EVENTI CAUSA DI GUASTO | 26 |
| 8.2 | TIPOLOGIA DI PROTEZIONI | 27 |
| 8.3 | FUNZIONE DI PROTEZIONE | 27 |
| 8.3.1 | <i>Protezione del generatore a bordo di WTG</i> | 28 |
| 8.3.2 | <i>Protezione del Trasformatore a bordo di WTG</i> | 29 |
| 8.3.3 | <i>Sistema di protezione generale</i> | 29 |
| 9 | LINEA DI TRASPORTO A 380KV DA STAZIONE OFF-SHORE A ON-SHORE | 30 |
| 9.1 | CAVO DI TRASPORTO MARINO | 30 |
| 9.2 | CAVO DI TRASPORTO TERRESTRE | 31 |
| 9.3 | DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DALLA SOTTOSTAZIONE OFF-SHORE ALLA STAZIONE RTN DEL SULCIS, CONSIDERAZIONI PRELIMINARI | 31 |

| | | |
|-----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 9.4 | SEZIONE DEI CAVI DALLA STAZIONE AT OFFSHORE ALLA STAZIONE AT DEL SULCIS CON TENSIONE DI 380KV E DUE LINEE, FORMATA CIASCUNA DA N.3 CAVI UNIPOLARI. | 32 |
| 9.4.1 | <i>Resistenza del cavo</i> | 33 |
| 9.4.2 | <i>Potenza ed energia dissipata</i> | 34 |
| 10 | VALORIZZAZIONE ECONOMICA DELL'ENERGIA DISSIPATA | 36 |
| 10.1 | CONFRONTO ECONOMICO EXPORT | 37 |
| 11 | CABINA DI CONSEGNA E MISURA IN ALTA TENSIONE | 38 |
| 11.1 | CONDIZIONI AMBIENTALI | 38 |
| 11.2 | OPERE ELETTRICHE PRIMARIE | 38 |
| 11.3 | PROTEZIONI NELLA STAZIONE DI CONSEGNA | 39 |
| 11.4 | DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI APPARECCHIATURE ELETTRICHE DI ALTA TENSIONE | 40 |
| 11.4.1 | <i>Interruttori - circuit breaker</i> | 40 |
| 11.4.2 | <i>Sezionatori - disconnector</i> | 42 |
| 11.4.3 | <i>Scaricatori - surge arrester</i> | 43 |
| 11.4.4 | <i>Trasformatori di tensione (tv)</i> | 44 |
| 11.4.5 | <i>Trasformatori di corrente (ta)</i> | 45 |
| 11.5 | ULTERIORI ELEMENTI COSTITUTIVI DELLA STAZIONE | 46 |
| 11.5.1 | <i>Sistemi di compensazione dell'energia reattiva</i> | 46 |
| 11.5.2 | <i>Impianto di terra</i> | 47 |
| 11.5.3 | <i>Sistema centralizzato di controllo</i> | 47 |
| 12 | DISTANZA DI PRIMA APPROSSIMAZIONE DA LINEE E CABINE ALTA TENSIONE (DPA) | 48 |
| 12.1 | PREMESSA | 48 |
| 12.2 | METODOLOGIA DI CALCOLO DELLE FASCE DI RISPETTO /DPA | 48 |
| 12.2.1 | <i>DPA di linee e cabine</i> | 49 |
| 12.2.2 | <i>Linee in cavo</i> | 49 |
| 12.3 | STAZIONI PRIMARIE | 49 |
| 12.3.1 | <i>Stazione offshore</i> | 49 |
| 12.3.2 | <i>Stazione di connessione a RTN</i> | 49 |
| 13 | NORME E DISPOSIZIONI DI LEGGE | 51 |

1 Premessa

L'incremento delle emissioni di anidride carbonica e di altre sostanze inquinanti legato allo sfruttamento delle fonti energetiche tradizionali costituite da combustibili fossili, assieme alla loro limitata disponibilità, ha creato una crescente attenzione per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Negli ultimi anni la politica di produzione di energia eolica ha rivolto la sua attenzione alla realizzazione di parchi eolici offshore.

L'Italia è una penisola circondata da immensi spazi di mare che offrono una ventosità maggiore rispetto alla terraferma. Anche gli impatti visivi e ambientali che possono essere generati dall'installazione di un parco eolico offshore sono generalmente inferiori rispetto a quelli generati da un campo eolico a terra.

La collocazione degli impianti in mare ha il vantaggio di offrire una migliore risorsa eolica e quindi una migliore producibilità energetica, una minore turbolenza del vento e quindi di una maggiore durabilità delle parti meccaniche, ed una migliore reperibilità di siti, essendo i siti onshore soggetti a saturazione, anche per la non facile accettazione da parte delle popolazioni locali nelle aree di installazione. Questo consente quindi la creazione di windfarms molto più grandi.

La scelta del posizionamento di un parco eolico è strettamente dipendente dall'approfondita analisi delle condizioni di vento in termini di velocità ma anche delle sue direzioni prevalenti disponibili.

Condizioni di vento, distanza dalla terraferma, condizioni di moto ondoso e correnti, profondità e caratteristiche morfologiche del sito costituiscono tutte fondamentali tematiche che vanno affrontate nella ricerca del posizionamento ottimale.

Un altro fattore che gioca a favore della scelta in mare è il basso impatto paesaggistico che le windfarms hanno nonostante occupino vaste superfici, questo grazie alla loro locazione a diversi chilometri dalla costa.

È possibile quindi costruire turbine più grandi e più alte rispetto a quelle onshore consentendo una maggiore raccolta di energia.

Il progetto prevede l'installazione offshore di 66 aerogeneratori di potenza nominale di 15 MW per una potenza nominale complessiva totale installata pari a 990.0 MW ad una distanza minima di circa 19km dall'Isola di San Pietro e 25km dall'Isola di Sant'Antioco (SU).

2 Scopo del documento

La presente relazione ha lo scopo di rappresentare la tipologia e consistenza delle opere elettriche costitutive del Parco Eolico offshore che si prevede di realizzare nel Mar di Sardegna, al largo dell'Isola di San Pietro e dell'Isola di Sant'Antioco (SU)

La formazione di un parco eolico rappresenta, in generale, un significativo contributo alla riduzione del consumo di energia proveniente dal petrolio e dal gas, con i conseguenti benefici sull'ambiente e sulla riduzione della dipendenza da fonti energetiche tradizionali.

Sia a livello nazionale che di Unione europea sono individuati obiettivi da raggiungere sia in termini di risparmio energetico che di produzione di energia con fonti rinnovabili; in tale ambito si inserisce la realizzazione di un parco eolico offshore, con ipotesi di trasporto al punto di connessione a rete RTN gestita da TERNA in corrispondenza della Stazione AT del SULCIS (SU) con cavi disposti sul fondale del mare da due stazioni offshore alla costa Sarda sul territorio del Comune di Portoscuso, per proseguire con cavi interrati fino alla stazione di connessione alla RTN, per un percorso complessivo di circa due chilometri e mezzo.

Il campo eolico ricade in una delle aree italiane indicate da Terna a maggiore potenziale di sviluppo dell'energia eolica.

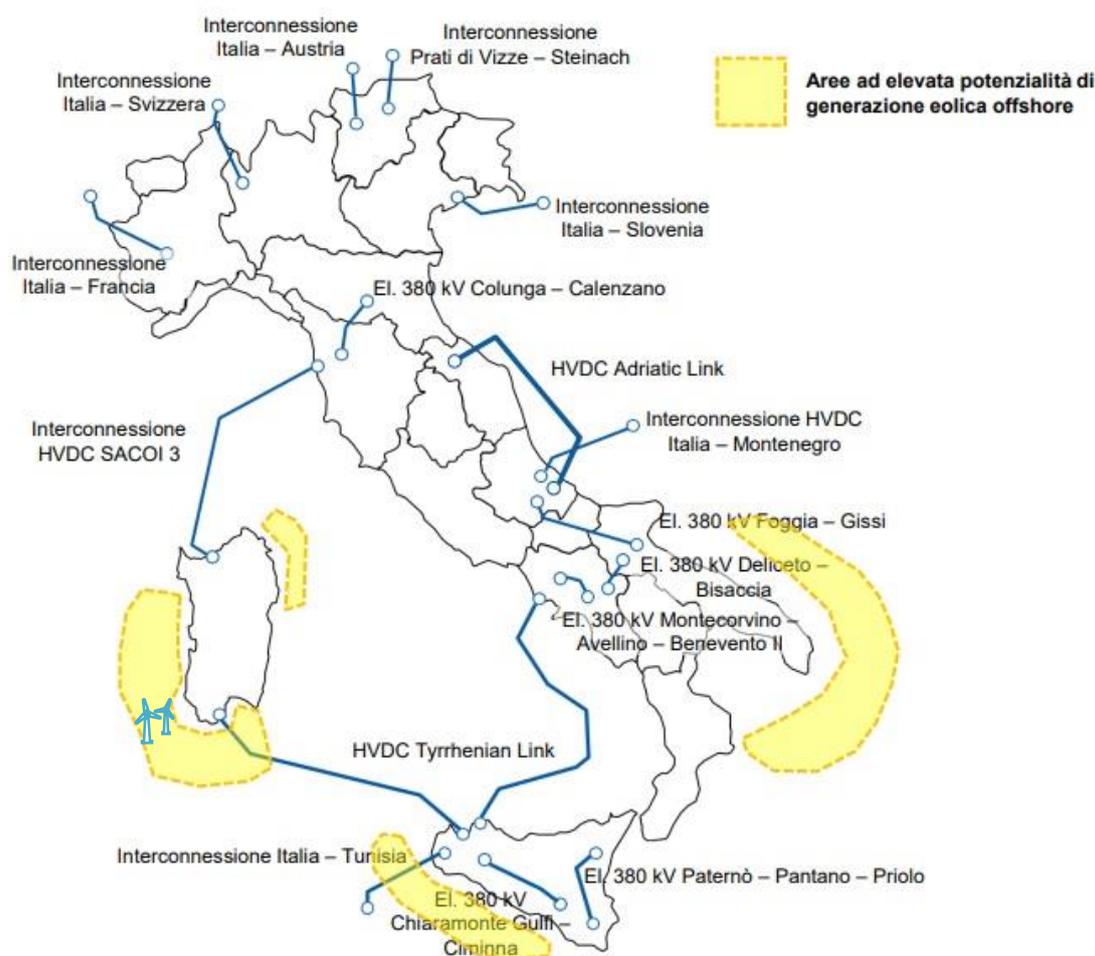


Figura 1 - Aree ad elevata potenzialità di generazione eolica off-shore, fonte Terna Spa

3 Localizzazione del parco eolico

Il parco eolico oggetto della presente relazione si localizza nel mar di Sardegna ($39^{\circ}2'14.27''N$ - $7^{\circ}58'38.65''E$), ad una distanza minima di circa 19km dall'Isola di San Pietro e 25km dall'Isola di Sant'Antioco (SU).

L'area destinata alla realizzazione del parco eolico è rappresentata in verde nella figura 2, ha una estensione pari a 248 km^2 e si trova in una zona di mare avente profondità media di circa 375m. La linea rossa descrive il percorso marino fino al punto di transizione in comune di Portoscuso e più precisamente all'interno della zona industriale di Portovesme. La lunghezza complessiva di tale tratta è di 44km.

In giallo viene rappresentato il percorso interrato fino alla stazione di connessione a RTN TERNA denominata Sulcis in comune di Portoscuso e provincia di Sardegna Sud. La lunghezza di questa tratta è pari a 2.5km.



Figura 2 - Individuazione dell'impianto e delle relative opere su immagine satellitare

4 Parco eolico, aerogeneratori (WTG)

La disposizione delle N. 66 turbine eoliche (WTG) è conseguente allo studio di producibilità, che ha condizionato la scelta dell'area specifica e del distanziamento tra le turbine, ottimizzandole in funzione della ventosità e in modo che non ci siano interferenze tra esse.

Dalla figura 3 si noti che la velocità media, misurata ad una altezza di 150 m.s.l.m., che interessa la zona di installazione del parco eolico è tra 7 e 8m/s. Tale condizione risulta essere ottimale per il funzionamento vicino alle impostazioni nominali degli aerogeneratori.

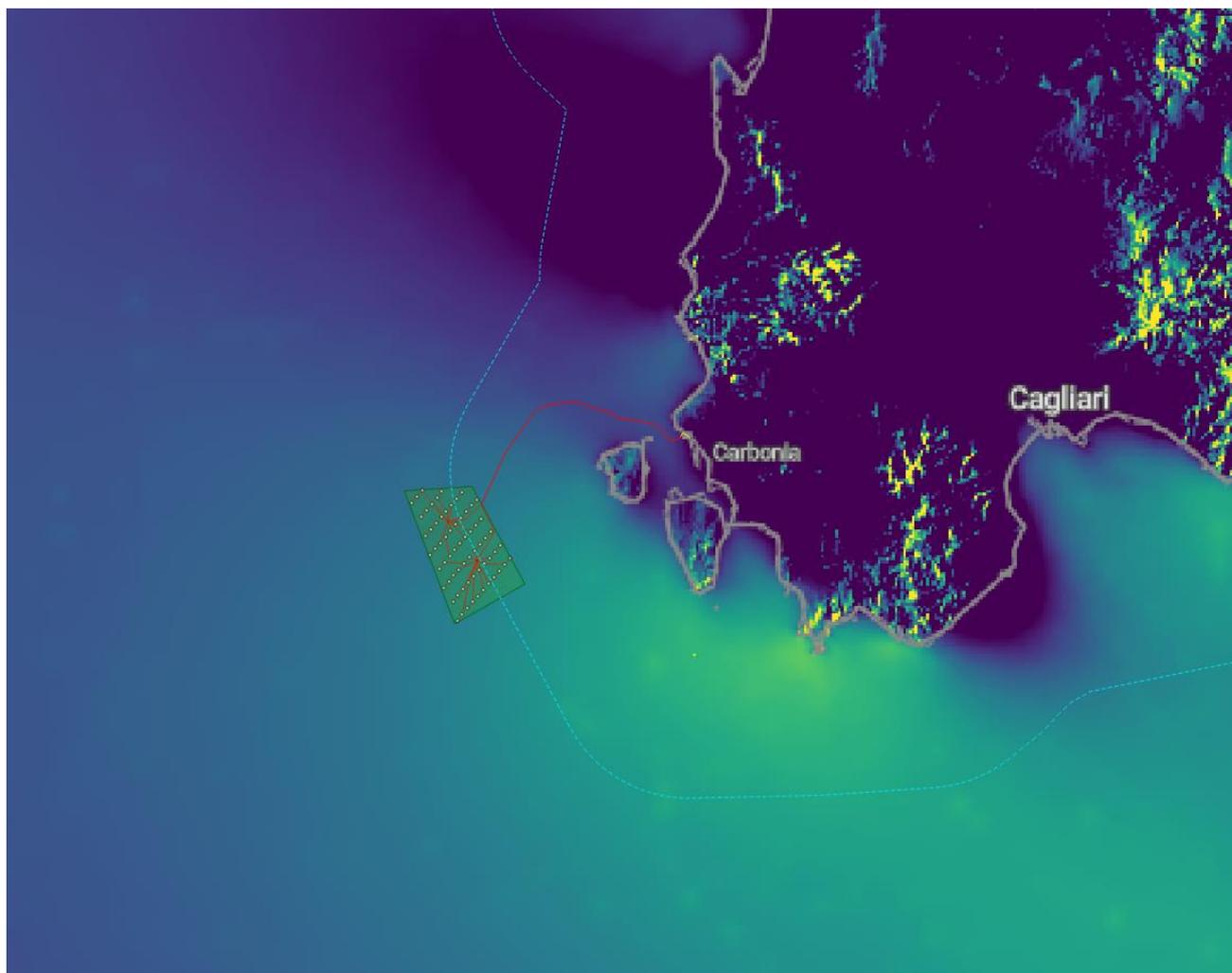


Figura 3 - Carta delle velocità medie dei venti al largo della Sardegna (Fonte NEWA)

La distanza media tra i singoli generatori eolico è dell'ordine di 1,3 km sulla direzione Est-Ovest e di circa 2.7 km sulla direzione Sud-Nord. Tali distanze sono considerate adeguate all'evitare interferenze tra generatori lungo la direzione principale del vento.

Di seguito viene riportata una rappresentazione grafica della disposizione dei singoli generatori e della loro suddivisione in sottocampi, oltre ad alcune delle principali misure sopra riportate.

Al fine di dettagliare al meglio la suddivisione funzionale, viene poi riportato un tabulato di riepilogo delle coordinate geografiche in gradi sessagesimali dei generatori eolici e dei principali punti di interesse del campo eolico, quali:

- Le due sottostazioni offshore, alle quali convergeranno tutti i cavi dei sottocampi a 66kV e dove avverrà la trasformazione a 380kV per il trasporto verso la RTN.

- Il punto di giunzione mare-terra, dove il cavo sottomarino si collegherà elettricamente ai cavi di terra.
- La sottostazione onshore, alla quale convergono i cavidotti terrestri a 380kV e dove avverrà la trasformazione a 220kV per il trasporto alla RTN.
- La stazione di consegna alla RTN denominata SULCIS sita in Comune di Portoscuso (SU), dove verrà realizzata la connessione alla RTN gestita da TERNA a 220kV.

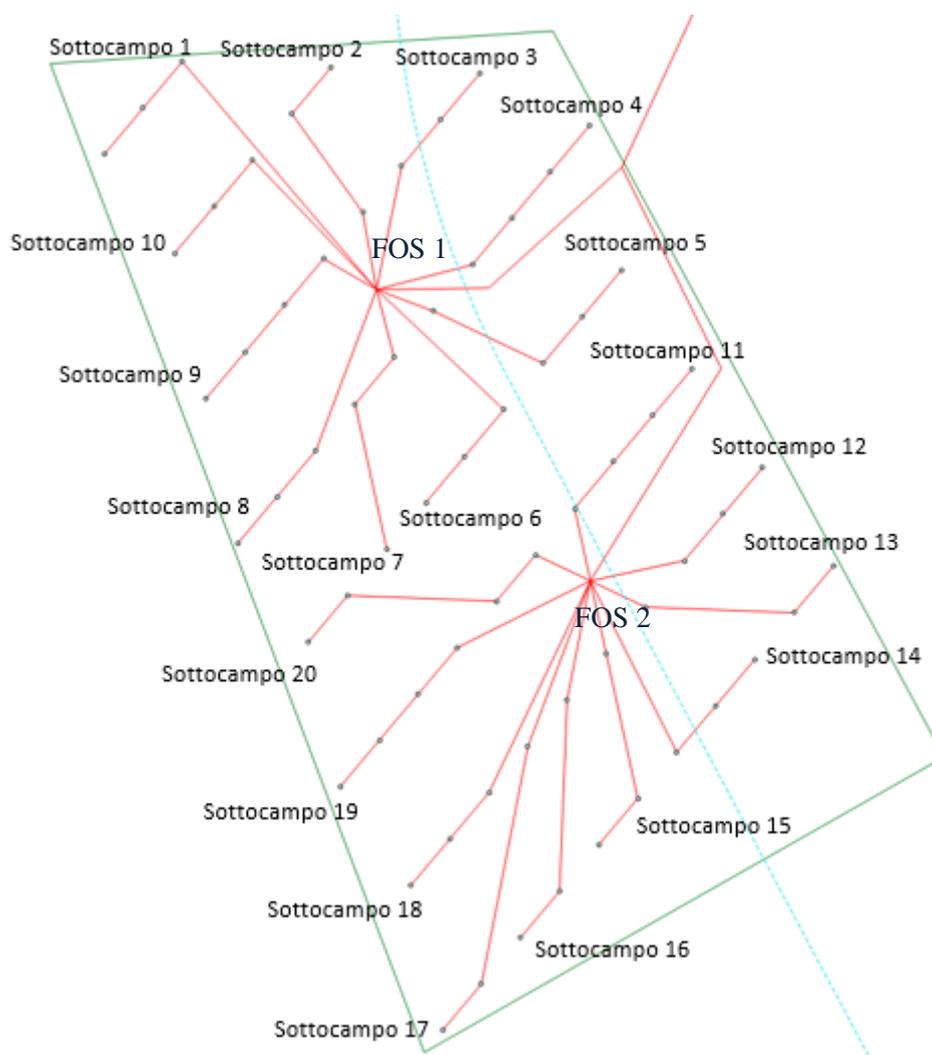


Figura 4 - Struttura del parco eolico con indicazione dei sottocampi e delle stazioni offshore

4.1 Posizione geografica degli aerogeneratori e delle stazioni AT

| SC | GENERATORE | COD FUNZ. | COLLEG. SOTTOST. | POTENZA | LONGITUDINE | LATITUDINE |
|------------------------------------------|------------|-----------|------------------|---------|---------------|----------------|
| 1 | W001 | WTG 1.1 | | 15 MW | 7°52'40.60" E | 39°05'42.60" N |
| | W002 | WTG 1.2 | | 15 MW | 7°53'16.19" E | 39°06'16.49" N |
| | W003 | WTG 1.3 | X | 15 MW | 7°53'51.79" E | 39°06'50.37" N |
| 2 | W08 | WTG 2.1 | | 15 MW | 7°56'09.42" E | 39°06'47.46" N |
| | W07 | WTG 2.2 | | 15 MW | 7°55'33.80" E | 39°06'13.59" N |
| | W013 | WTG 2.3 | X | 15 MW | 7°56'40.17" E | 39°05'02.91" N |
| 3 | W016 | WTG 3.1 | | 15 MW | 7°58'27.05" E | 39°06'44.51" N |
| | W015 | WTG 3.2 | | 15 MW | 7°57'51.42" E | 39°06'10.64" N |
| | W014 | WTG 3.3 | X | 15 MW | 7°57'15.79" E | 39°05'36.78" N |
| 4 | W026 | WTG 4.1 | | 15 MW | 8°00'09.03" E | 39°06'07.65" N |
| | W025 | WTG 4.2 | | 15 MW | 7°59'33.38" E | 39°05'33.80" N |
| | W024 | WTG 4.3 | | 15 MW | 7°58'57.74" E | 39°04'59.94" N |
| 5 | W023 | WTG 4.4 | X | 15 MW | 7°58'22.12" E | 39°04'26.08" N |
| | W035 | WTG 5.1 | | 15 MW | 8°00'39.67" E | 39°04'23.08" N |
| | W034 | WTG 5.2 | | 15 MW | 8°00'04.04" E | 39°03'49.23" N |
| 6 | W033 | WTG 5.3 | | 15 MW | 7°59'28.41" E | 39°03'15.38" N |
| | W022 | WTG 5.4 | X | 15 MW | 7°57'46.50" E | 39°03'52.22" N |
| | W030 | WTG 6.1 | | 15 MW | 7°57'41.59" E | 39°01'33.79" N |
| 7 | W031 | WTG 6.2 | | 15 MW | 7°58'17.19" E | 39°02'07.66" N |
| | W032 | WTG 6.3 | X | 15 MW | 7°58'52.79" E | 39°02'41.52" N |
| | W029 | WTG 7.1 | | 15 MW | 7°57'06.00" E | 39°00'59.93" N |
| 8 | W020 | WTG 7.2 | | 15 MW | 7°56'35.29" E | 39°02'44.48" N |
| | W021 | WTG 7.3 | X | 15 MW | 7°57'10.89" E | 39°03'18.35" N |
| | W017 | WTG 8.1 | | 15 MW | 7°54'48.55" E | 39°01'02.86" N |
| 9 | W018 | WTG 8.2 | | 15 MW | 7°55'24.12" E | 39°01'36.74" N |
| | W019 | WTG 8.3 | X | 15 MW | 7°55'59.70" E | 39°02'10.61" N |
| | W009 | WTG 9.1 | | 15 MW | 7°54'17.79" E | 39°02'47.41" N |
| 10 | W010 | WTG 9.2 | | 15 MW | 7°54'53.37" E | 39°03'21.29" N |
| | W011 | WTG 9.3 | | 15 MW | 7°55'28.96" E | 39°03'55.16" N |
| | W012 | WTG 9.4 | X | 15 MW | 7°56'04.56" E | 39°04'29.04" N |
| 11 | W004 | WTG 10.1 | | 15 MW | 7°53'47.00" E | 39°04'31.95" N |
| | W005 | WTG 10.2 | | 15 MW | 7°54'22.59" E | 39°05'05.83" N |
| | W006 | WTG 10.3 | X | 15 MW | 7°54'58.19" E | 39°05'39.71" N |
| 12 | W045 | WTG 11.1 | | 15 MW | 8°01'45.93" E | 39°03'12.35" N |
| | W044 | WTG 11.2 | | 15 MW | 8°01'10.29" E | 39°02'38.51" N |
| | W043 | WTG 11.3 | | 15 MW | 8°00'34.67" E | 39°02'04.66" N |
| 13 | W042 | WTG 11.4 | X | 15 MW | 7°59'59.05" E | 39°01'30.81" N |
| | W055 | WTG 12.1 | | 15 MW | 8°02'52.14" E | 39°02'01.61" N |
| | W054 | WTG 12.2 | | 15 MW | 8°02'16.51" E | 39°01'27.77" N |
| 14 | W053 | WTG 12.3 | X | 15 MW | 8°01'40.89" E | 39°00'53.93" N |
| | W066 | WTG 13.1 | | 15 MW | 8°03'58.32" E | 39°00'50.86" N |
| | W065 | WTG 13.2 | | 15 MW | 8°03'22.69" E | 39°00'17.03" N |
| 15 | W052 | WTG 13.3 | X | 15 MW | 8°01'05.27" E | 39°00'20.08" N |
| | W064 | WTG 14.1 | | 15 MW | 8°02'47.07" E | 38°59'43.19" N |
| | W063 | WTG 14.2 | | 15 MW | 8°02'11.45" E | 38°59'09.35" N |
| 16 | W062 | WTG 14.3 | X | 15 MW | 8°01'35.85" E | 38°58'35.50" N |
| | W060 | WTG 15.1 | | 15 MW | 8°00'24.67" E | 38°57'27.81" N |
| | W061 | WTG 15.2 | | 15 MW | 8°01'00.25" E | 38°58'01.66" N |
| 17 | W051 | WTG 15.3 | X | 15 MW | 8°00'29.66" E | 38°59'46.23" N |
| | W058 | WTG 16.1 | | 15 MW | 7°59'13.52" E | 38°56'20.10" N |
| | W059 | WTG 16.2 | | 15 MW | 7°59'49.09" E | 38°56'53.95" N |
| 18 | W050 | WTG 16.3 | X | 15 MW | 7°59'54.07" E | 38°59'12.38" N |
| | W056 | WTG 17.1 | | 15 MW | 7°58'02.41" E | 38°55'12.38" N |
| | W057 | WTG 17.2 | | 15 MW | 7°58'37.96" E | 38°55'46.24" N |
| 19 | W049 | WTG 17.3 | X | 15 MW | 7°59'18.48" E | 38°58'38.53" N |
| | W046 | WTG 18.1 | | 15 MW | 7°57'31.78" E | 38°56'56.94" N |
| | W047 | WTG 18.2 | | 15 MW | 7°58'07.33" E | 38°57'30.81" N |
| 20 | W048 | WTG 18.3 | X | 15 MW | 7°58'42.90" E | 38°58'04.67" N |
| | W036 | WTG 19.1 | | 15 MW | 7°56'25.55" E | 38°58'07.63" N |
| | W037 | WTG 19.2 | | 15 MW | 7°57'01.11" E | 38°58'41.50" N |
| 20 | W038 | WTG 19.3 | | 15 MW | 7°57'36.68" E | 38°59'15.37" N |
| | W039 | WTG 19.4 | X | 15 MW | 7°58'12.26" E | 38°59'49.23" N |
| | W027 | WTG 20.1 | | 15 MW | 7°55'54.85" E | 38°59'52.19" N |
| 20 | W028 | WTG 20.2 | | 15 MW | 7°56'30.42" E | 39°00'26.06" N |
| | W040 | WTG 20.3 | | 15 MW | 7°58'47.85" E | 39°00'23.09" N |
| | W041 | WTG 20.4 | X | 15 MW | 7°59'23.44" E | 39°00'56.95" N |
| SOTTOSTAZIONE OFFSHORE S1 | | | | | 7°56'53.70" E | 39°40'70.44" N |
| SOTTOSTAZIONE OFFSHORE S2 | | | | | 8°00'14.36" E | 39°00'38.48" N |
| GIUNZIONE CAVO MARINO - TERRESTRE | | | | | 8°23'22.45" E | 39°11'53.31" N |
| SOTTOSTAZIONE ONSHORE | | | | | 8°24'37.54" E | 39°11'47.05" N |
| SOTTOSTAZIONE RTN SULCIS | | | | | 8°24'12.59" E | 39°11'46.40" N |

4.2 Caratteristiche tecniche degli aerogeneratori (WTG)

In riferimento alla specifica area di installazione, con fondali tra 200m e 550m, si ritiene di utilizzare la tipologia “a fondazione galleggiante”, che rende più agevole la posa delle torri in situazioni di variabilità della profondità del mare e in fondali così profondi.

Nella situazione di riferimento, ogni turbina eolica è costituita da una torre con in testa una navicella ed il rotore eolico a 3 pale, sorretta da fondazione galleggiante.

Le principali caratteristiche delle turbine eoliche galleggianti (FOWT : Floating Offshore Wind Turbine) sono presentate dalla seguente tabella:



Figura 5 - turbina eolica V236-15MW

| CARATTERISTICHE GENERALI DELLA TURBINA | |
|----------------------------------------|----------------------------|
| Potenza nominale | 15 MW |
| Velocità di Cut-in | 3 m/s |
| Velocità di Cut-off | 30 m/s |
| Classe di ventosità (IEC) | S or S,T |
| Diametro del rotore | 236 m |
| Area spazzata | 43742m ² |
| Numero di pale | 3 |
| Altezza del mozzo sul m.s.l. | 150 m / a seconda del sito |

Tabella 1 - Caratteristiche generali delle turbine

Sulla base delle caratteristiche prestazionali, si individueranno i turbogeneratori in base alle situazioni specifiche di ventosità nel Mar di Sardegna, scegliendo quindi con criteri tecnico-economici, il fornitore più adeguato a soddisfare i criteri di scelta. Dal punto di vista costruttivo, le pale sono realizzate in fibra di vetro, resina epossidica e materiali compositi, mentre la torre eolica ha una altezza di circa 150m, diametro base 8 metri, diametro in testa di circa 5 metri.

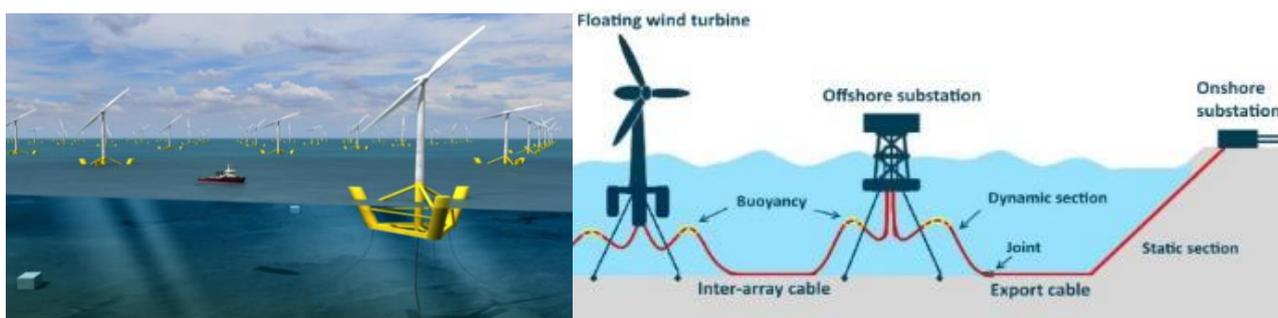


Figura 6 - Struttura di galleggiamento della turbina

Le turbine eoliche sono configurate per iniziare a funzionare a partire con velocità del vento a circa 3 m/s ed arrestarsi a 30 m/s. L'insieme strutturale è realizzato mediante assemblaggi di tubi d'acciaio, con processi di produzione ed installazione semplificati.

4.3 SISTEMI DI ANCORAGGIO

La posizione delle strutture galleggianti (fondazione galleggiante più torre eolica) viene vincolata tramite sistemi di ancoraggio di vario genere (ancora a gravità, pali infissi nel fondale, pali a siluro, etc.), in funzione dei dati del vento, delle onde e delle correnti. Nel caso specifico risulta come la più adatta l'ancora con trascinamento (Drag Anchors) che viene guidata più in profondità all'aumentare del tiro su di essa.

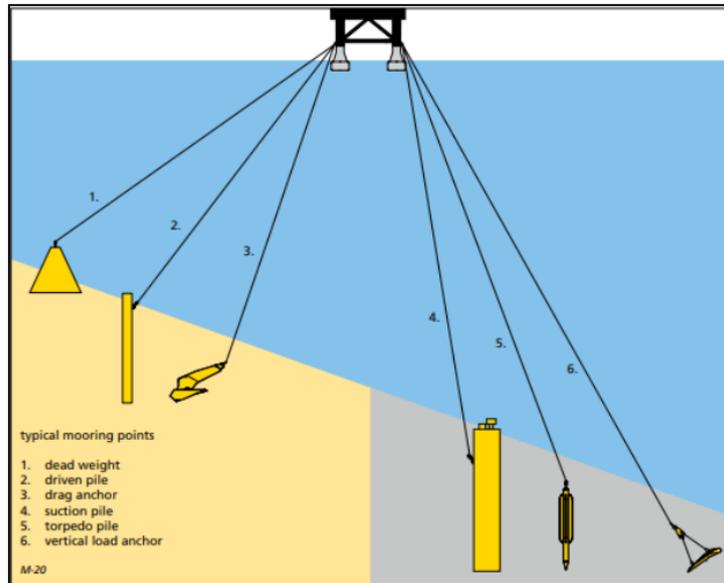


Figura 7 - principali sistemi di ancoraggio al fondale marino

Il sistema di ancoraggio sarà soprattutto funzione della tipologia dei fondali, della stratigrafia e dal punto di vista del comportamento geotecnico.

4.4 ELEMENTI ELETTRICI DEGLI AEROGENERATORI (WTG / FOWT)

I componenti elettromeccanici contenuti nella navicella sono sostanzialmente il generatore, il trasformatore BT/AT ed i sistemi di orientamento e di regolazione delle pale.

Oltre a questi, un aerogeneratore dispone di tre punti di connessione tra cavi, rappresentati nelle seguenti figure:

- Connettore (Connector), unisce la linea di potenza derivante dall'alternatore (Switchgear) in bassa tensione al trasformatore elevatore che porterà la tensione di trasporto dei cavi Array a 66kV. Va posizionato il più vicino possibile all'alternatore per poter ridurre al minimo la lunghezza del tratto in bassa tensione.
- Giunto lineare (Linear Joint), collega i cavi AT da 66kV dal trasformatore con il cavo che si collegherà alla cella di protezione del generatore. Non sono sempre presenti, soprattutto nei generatori di piccole dimensioni. Hanno la funzione di agevolare l'installazione dei cavi all'interno della torre, permettendo l'uso di spezzoni più corti. Alcuni modelli possono funzionare anche come sezionatore di linea. Può essere usato nei generatori di partenza dei sottocampi per collegare la linea del generatore al cavo sottomarino.
- Giunto di ramo (Branch Joint), ha la funzione di collegare tre cavi del generatore eolico con i cavi dinamici sottomarini, creando un saldo punto di connessione tra essi. Spesso tale funzione è fatta direttamente all'interno della cella di protezione del generatore e viene utilizzato nelle turbine intermedie o di collegamento alla stazione off-shore e svolgono la funzione di collegamento in parallelo di più generatori.



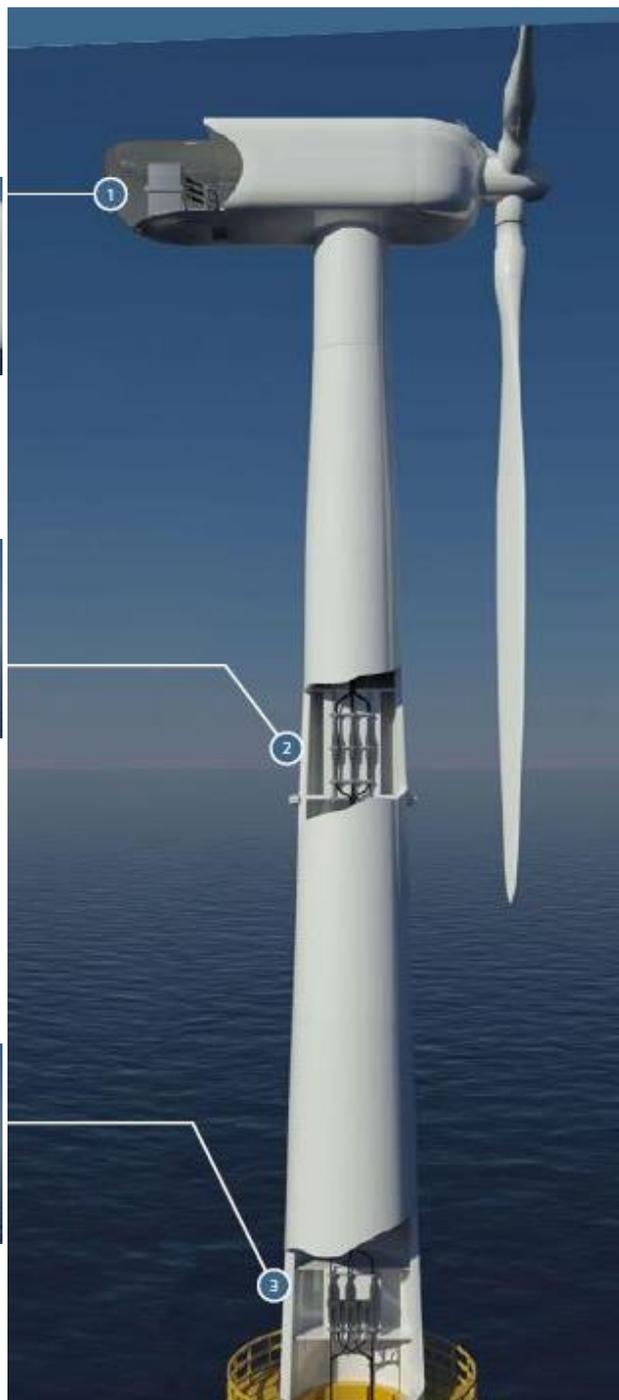
Figura 8 - Connector



Figura 9 - Linear Joint



Figura 10 - Branch Joint



Le fotografie sono parte del documento "66kV Submarine Cable System for Offshore Wind" redatto da Prysmian Group.

La figura sotto riportata, ripresa da brochure Siemens Energy, rappresenta sinteticamente il sistema di connessione d'impianto della WTG alla linea sottomarina con celle di protezione di parallelo (sinistra) e di testa di sottocampo (destra)

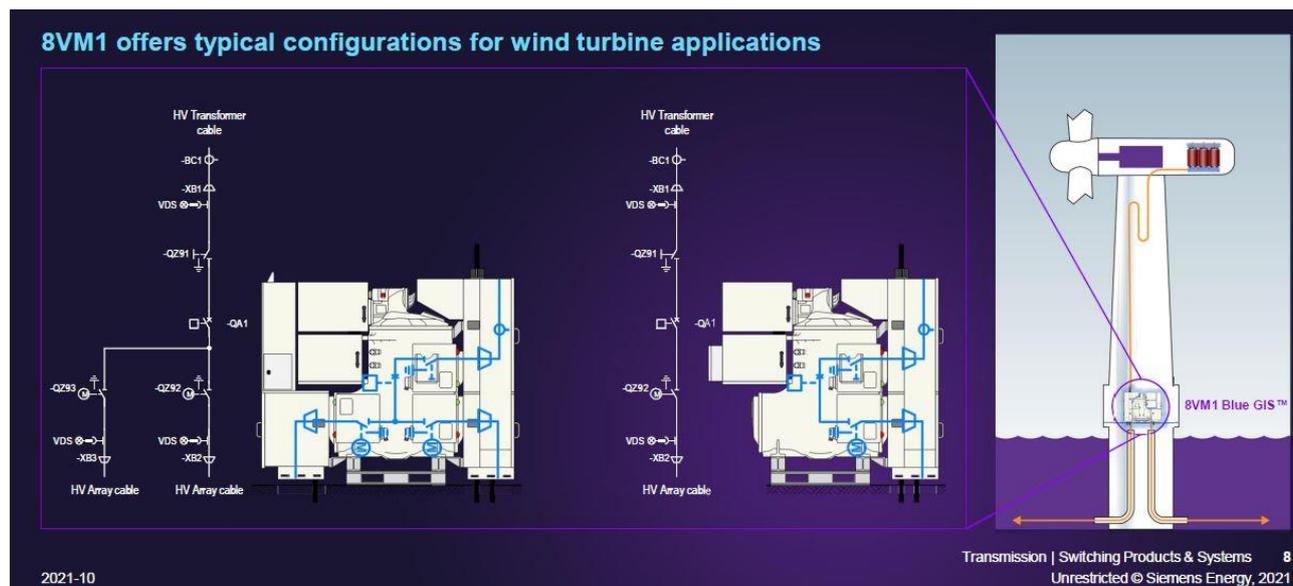


Figura 11 - rappresentazione schematica delle celle di protezione in WTG (fonte Siemens)

5 Calcolo delle correnti su lato 66 kV del parco eolico

Il calcolo delle correnti che dovranno essere in grado di portare i cavi di collegamento viene fatta con l'utilizzo della seguente formula:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V_n * \cos \varphi}$$

Dove:

- I_n = Corrente nominale (A)
- P_n = Potenza attiva nominale (W)
- V_n = Tensione nominale (V)
- $\cos \varphi$ = Fattore di potenza

5.1 CALCOLO DELLE CORRENTI DEI SINGOLI GENERATORI

Utilizzando la formula di cui sopra si calcolano le correnti nominali dei generatori presenti nel campo eolico, ovvero n°66 generatori da 15MW di potenza.

Si considera come tensione nominale la tensione in uscita dalla torre eolica, assunta pari a 66kV.

Il $\cos \varphi$ viene considerato prudenzialmente pari a 0,95. Un sistema di compensazione dell'energia reattiva potrà migliorare il fattore di potenza, con riduzione delle perdite sulle tratte di cavo nei sottoparchi e da questi alla stazione offshore di trasformazione.

Generatore da 15 MW:
$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V_n * \cos \varphi} = \frac{15 * 10^6}{\sqrt{3} * 66'000 * 0,95} = \mathbf{138 A}$$

5.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DEI SINGOLI GENERATORI

Le correnti qui calcolate sono quindi le portate in Ampere alla salita di ogni singola torre; tuttavia, il campo eolico è formato in sottocampi da 3 o 4 generatori. Le correnti si sommeranno quindi per ogni tratta di collegamento tra generatore eolico e il successivo a partire dal secondo della linea.

In altre parole, la corrente da calcolare per il tratto compreso tra l'ultimo generatore di linea del sottocampo e la sottostazione off-shore sarà la somma delle correnti dei singoli generatori che formano il sottocampo.

5.2.1 Correnti nei sottocampi con 4 aerogeneratori

| Sottocampi 4 – 5 – 9 – 11 – 19 – 20 | | | | | |
|-------------------------------------|------|-----|-----|-----|------------|
| P_{gen} | [MW] | 15 | 15 | 15 | 15 |
| P_{gen_cum} | [MW] | 15 | 30 | 45 | 60 |
| I_{gen} | [A] | 138 | 276 | 414 | 552 |

5.2.2 Correnti nei sottocampi con 3 aerogeneratori

| Sottocampi 1 – 2 – 3 – 6 – 7 – 8 – 10 – 12 – 13 – 14 – 15 – 16 – 17 – 18 | | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------|-----|-----|------------|
| P_{gen} | [MW] | 15 | 15 | 15 |
| P_{gen_cum} | [MW] | 15 | 30 | 45 |
| I_{gen} | [A] | 138 | 276 | 414 |

6 Calcolo delle correnti su lato 66 kV del parco eolico

La scelta dei cavi da utilizzare per realizzare le connessioni tra generatori, tra sottocampo e sottostazione e infine da sottostazione a stazione di consegna RTN dipendono da vari fattori, ovvero:

- La lunghezza del cavo
- La resistività del materiale conduttore selezionato
- La temperatura di esercizio, in regime transitorio e permanente, che dipende a sua volta dalla tipologia di posa e affiancamento di più conduttori tra loro.
- Fattore di potenza o $\cos \varphi$

Per quanto riguarda la resistività del materiale si prenderà in considerazione il valore relativo a cavi XLPE, che si considerano capaci di operare in regime permanente a 90°C, quindi prudenziale in riferimento al sovradimensionamento delle sezioni

| | 20°C ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$) | 90°C ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$) |
|------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Rame (Cu) | 0.017 | 0.0276 |

Tabella 2 - Resistività del rame

Il collegamento elettrico per la formazione dei Sottocampi e da questi alle sbarre At 66 kV site nella stazione Off-shore è effettuato con cavi in rame del tipo tripolare, come ad esempio il cavo designato come 2X(FL)2YRAA, del tipo dinamico, in grado di non danneggiarsi in conseguenza delle continue flessioni alle quali sarà sottoposto in opera.

Dove:

- 1- Conduttore di Rame
- 2- Strato semiconduttore interno
- 3- Isolamento in XLPE
- 4- Strato semiconduttore esterno
- 5- Schermatura con foglio di alluminio
- 6- Isolante schermatura in Polietilene
- 7- Cavo integrato di fibra ottica
- 8- Profili di riempimento
- 9- Strato compattante in PP
- 10- Armatura in acciaio (o altri metalli)
- 11- Strato esterno in PP



Figura 12 - cavo 2X(FL)2YRAA - Fonte NKT Cables

Ogni collegamento di tipo dinamico sarà costituito dal cavo elettrico dinamico e vari accessori subacquei per garantire la sua integrità e formare la curva ad "S", come rappresentato dalla figura seguente.

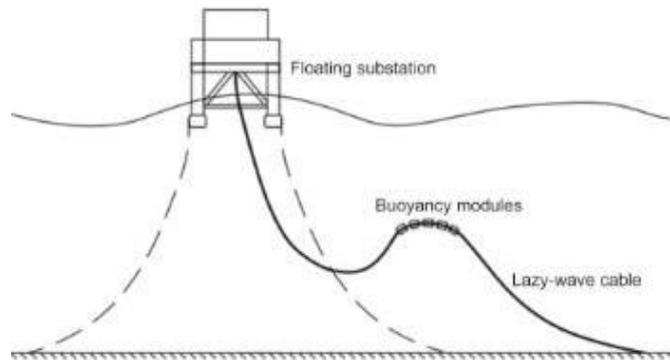


Figura 13 - schema di collegamento del cavo dinamico (fonte A2A)

6.1 LUNGHEZZA TRATTE DI CAVO DINAMICO

Per l'individuazione della lunghezza delle tratte di cavo 66 kV di tipo dinamico si assume la somma della distanza tra le due torri oltre al doppio della profondità del fondale marino, moltiplicato per un coefficiente di sicurezza pari ad un incremento del 10%.

Le portate dei cavi di riferimento (I_z) provengono dal catalogo tecnico "XLPE Submarine Cable Systems - Attachment to XLPE Land Cable Systems - User's Guide" fornitoci da ABB.

L'immagine indica la portata di corrente in regime permanente dei cavi tripolari in XLPE calcolati in accordo con la norma IEC 60287, ovvero rispettando le seguenti condizioni:

- Un solo cavo tripolare in affiancamento per linea
- Temperatura del fondale marino di 20°C
- Profondità di posa nel fondale marino pari a 1m
- Resistività termica del fondale marino di 1 K*m/W

Nelle tabelle seguenti viene indicata la sezione dei cavi minima da rispettare per trasportare la corrente di lavoro (I_b). Per ridurre le perdite di energia dovute al trasporto si indica anche una sezione ottimale definita come "sezione di progetto" per la riduzione di perdite di energia e di caduta di tensione.

Table 33

| 10-90 kV XLPE 3-core cables | | |
|-------------------------------|------------------|---------------------|
| Cross section mm ² | Copper conductor | Aluminium conductor |
| | A | A |
| 95 | 300 | 235 |
| 120 | 340 | 265 |
| 150 | 375 | 300 |
| 185 | 420 | 335 |
| 240 | 480 | 385 |
| 300 | 530 | 430 |
| 400 | 590 | 485 |
| 500 | 655 | 540 |
| 630 | 715 | 600 |
| 800 | 775 | 660 |
| 1000 | 825 | 720 |

Figura 14 - portate cavi 3-core XLPE per tensioni 10-90kV (fonte ABB)

| SOTTO CAMPO 1 | | | | | | | | |
|---------------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|----------------|-----------------------|------------------------|
| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | I _b | I _z (Smin) | I _z (Sprog) |
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 5280 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 8352 | 1 | 185 | 1000 | 13632 | 414 | 420 | 825 |

| SOTTO CAMPO 2 | | | | | | | | |
|---------------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 4125 | 1 | 95 | 300 | 6765 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 2943 | 1 | 185 | 630 | 9708 | 414 | 420 | 715 |

| SOTTO CAMPO 3 | | | | | | | | |
|---------------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 5280 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 4112 | 1 | 185 | 630 | 9392 | 414 | 420 | 715 |

| SOTTO CAMPO 4 | | | | | | | | |
|---------------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 5280 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 2640 | 1 | 185 | 500 | 7920 | 414 | 420 | 655 |
| 60 | 3442 | 1 | 400 | 800 | 11362 | 552 | 590 | 775 |

| SOTTO CAMPO 5 | | | | | | | | |
|---------------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 5280 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 4125 | 1 | 185 | 630 | 9405 | 414 | 420 | 715 |
| 60 | 2507 | 1 | 400 | 800 | 11912 | 552 | 590 | 775 |

| SOTTO CAMPO 6 | | | | | | | | |
|---------------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |

| | | | | | | | | |
|----|------|---|-----|------|-------|-----|-----|-----|
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 5280 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 5309 | 1 | 185 | 1000 | 10589 | 414 | 420 | 825 |

SOTTO CAMPO 7

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 4793 | 1 | 95 | 240 | 4793 | 138 | 300 | 480 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 7433 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 2743 | 1 | 185 | 500 | 10176 | 414 | 420 | 655 |

SOTTO CAMPO 8

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 5280 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 5232 | 1 | 185 | 1000 | 10512 | 414 | 420 | 825 |

SOTTO CAMPO 9

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 5280 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 2640 | 1 | 185 | 500 | 7920 | 414 | 420 | 655 |
| 60 | 2519 | 1 | 400 | 630 | 10439 | 552 | 590 | 715 |

SOTTO CAMPO 10

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 5280 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 5400 | 1 | 185 | 1000 | 10680 | 414 | 420 | 825 |

SOTTO CAMPO 11

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |

| | | | | | | | | |
|----|------|---|-----|-----|-------|-----|-----|-----|
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 5280 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 2640 | 1 | 185 | 500 | 7920 | 414 | 420 | 655 |
| 60 | 2841 | 1 | 400 | 630 | 10761 | 552 | 590 | 715 |

SOTTO CAMPO 12

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 5280 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 3370 | 1 | 185 | 800 | 8650 | 414 | 420 | 775 |

SOTTO CAMPO 13

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 4793 | 1 | 95 | 300 | 7433 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 2508 | 1 | 185 | 500 | 9941 | 414 | 420 | 655 |

SOTTO CAMPO 14

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 5280 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 5719 | 1 | 185 | 1000 | 10999 | 414 | 420 | 825 |

SOTTO CAMPO 15

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 4793 | 1 | 95 | 630 | 7433 | 276 | 300 | 715 |
| 45 | 2841 | 1 | 185 | 630 | 10274 | 414 | 420 | 715 |

SOTTO CAMPO 16

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |

| | | | | | | | | |
|----|------|---|-----|-----|-------|-----|-----|-----|
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 5851 | 1 | 95 | 630 | 8491 | 276 | 300 | 715 |
| 45 | 3993 | 1 | 185 | 630 | 12484 | 414 | 420 | 715 |

SOTTO CAMPO 17

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 7095 | 1 | 95 | 1000 | 9735 | 276 | 300 | 825 |
| 45 | 5353 | 1 | 185 | 1000 | 15088 | 414 | 420 | 825 |

SOTTO CAMPO 18

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 5280 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 6774 | 1 | 185 | 1000 | 12054 | 414 | 420 | 825 |

SOTTO CAMPO 19

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 2640 | 1 | 95 | 300 | 5280 | 276 | 300 | 530 |
| 45 | 2640 | 1 | 185 | 500 | 7920 | 414 | 420 | 655 |
| 60 | 4661 | 1 | 400 | 1000 | 12581 | 552 | 590 | 825 |

SOTTO CAMPO 20

| Pot | Lcavo | n.circ | Smin | S prog (>Smin) | L Cumul | Ib | Iz (Smin) | Iz (Sprog) |
|------|-------|--------|--------------------|--------------------|---------|-----|-----------|------------|
| [MW] | [m] | [-] | [mm ²] | [mm ²] | [m] | [A] | [A] | [A] |
| 15 | 2640 | 1 | 95 | 120 | 2640 | 138 | 300 | 340 |
| 30 | 4793 | 1 | 95 | 630 | 7433 | 276 | 300 | 715 |
| 45 | 2640 | 1 | 185 | 630 | 10073 | 414 | 420 | 715 |
| 60 | 2508 | 1 | 400 | 630 | 12581 | 552 | 590 | 715 |

Tabella 3 – Dimensionamento preliminare dei sottocampi

7 Stazioni AT offshore

7.1 CARATTERISTICHE DELLE STAZIONI DI TRASFORMAZIONE OFFSHORE 66 kV / 380 kV

La stazione elettrica offshore è una struttura complessa. Oltre agli apparecchi e macchine di alta tensione, che costituiscono l'asse portante di tutta la struttura elettrica, sono presenti ulteriori elementi al servizio sia dell'impiantistica principale che degli apparati di gestione, comunicazione, ospitalità, ecc.

Nella presente relazione ed anche nello schema unifilare dell'impiantistica elettrica AT si privilegia la rappresentazione del flusso di energia dal campo eolico al punto di partenza- stazione offshore- dei cavi di trasporto dell'energia fino alla destinazione finale di consegna alla stazione AT di RTN (SULCIS, 220kV) gestita da TERNA.

Per quanto riguarda gli aspetti più direttamente connessi alla ottimizzazione delle prestazioni energetiche, si pensa in primo luogo ai sistemi di rifasamento che possono riguardare il lato AT 66kV della produzione da WTG, sia il lato 380KV sulle sbarre in uscita dei trasformatori. Di fatto, si tratta di minimizzare la componente reattiva dovuta sia ai generatori eolici, con trasformatori da 20 MVA nelle torri eoliche, sia ai trasformatori da 320 MVA 66/380KV.

Le due stazioni elettriche offshore, del tipo galleggiante, sono disposte in posizione baricentrica rispetto ai sottocampi eolici. Ad ognuna di esse, sul lato AT 66KV, sono connesse n. 10 linee provenienti dai sottocampi eolici, formati ognuno da gruppi di 3-4 generatori eolici.

Attraverso trasformatori 66/380kV l'energia viene consegnata ai cavi di trasmissione per trasporto dell'energia alla stazione di connessione alla RTN di TERNA del Sulcis (SU).

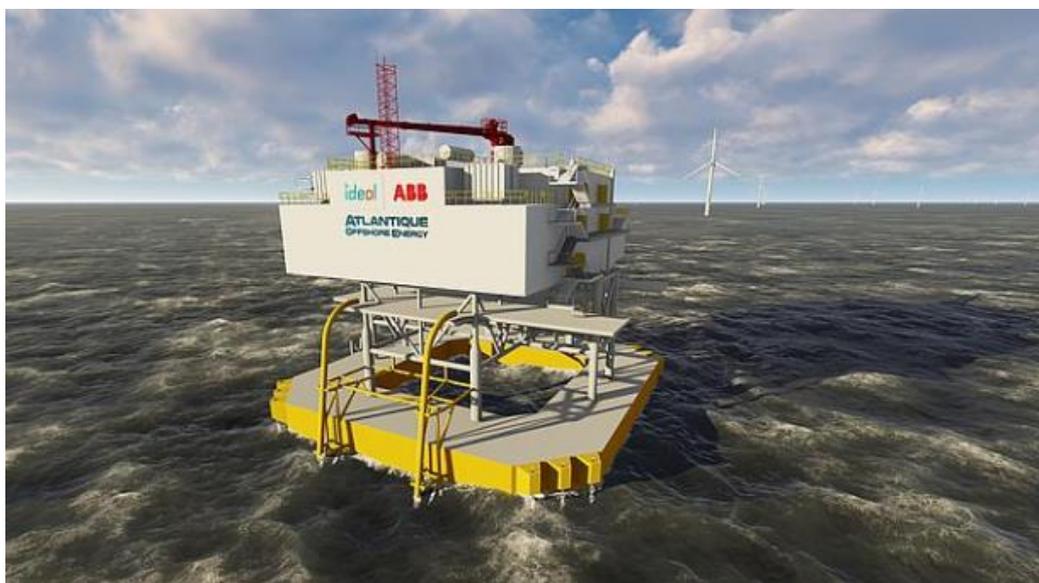


Figura 15 - Sottostazione elettrica offshore galleggiante - fonte: bw-ideol.com

Con riferimento alla potenza nominale dell'intero parco eolico di 990MW (495MW per ogni sottostazione), si ritiene di utilizzare n. 2 trasformatori per ogni sottostazione offshore con potenza unitaria di 320MVA in modo da ottimizzarne il rendimento, che è massimo a 3/4 della sua potenza nominale, con un margine che consenta, in caso di fuori servizio per guasto o manutenzione di uno di essi, di trasportare una significativa quota della totale energia producibile. In sede di progettazione

esecutiva si valuterà la possibilità di ridurre od aumentare la taglia del trasformatore, in riferimento ai tanti parametri che possono essere utilizzati per la definizione della effettiva potenza nominale di quest'ultimo.

Data la particolarità del luogo di installazione, i componenti elettrici che costituiscono la stazione offshore sono sostanzialmente diversi dagli analoghi utilizzati nella stazione AT a terra, in condizioni ambientali decisamente diverse. Di fatto, gli apparecchi di interruzione e di sezionamento, le sbarre, la quadristica elettrica e quanto altro da utilizzare in mezzo al mare sono realizzati con modalità "blindate" per il contenimento di gas isolante SF6, con grande riduzione delle dimensioni dei corrispondenti apparecchi in aria.

7.2 CARATTERISTICHE TECNICHE GENERALI DEGLI APPARATI ELETTRICI

7.2.1 Trasformatori

La trasformazione dell'energia prodotta dal campo eolico alla tensione di 66 KV viene trasformata a 380 KV per essere trasportata fino alla Stazione onshore del Sulcis, dove sarà ulteriormente trasformata da 380kV a 220kV, attuale tensione della RTN gestita da TERNA.

Le stazioni di trasformazione offshore saranno costituite ognuna da n.2 trasformatori con le identiche caratteristiche che ne consentano il funzionamento in parallelo:

- Gruppo orario
- Tensione di cortocircuito

Ognuno dei n.2 trasformatori trifasi, del tipo a due avvolgimenti, raffreddamento naturale dell'estere e forzato dell'aria (KNAF), isolamento in estere naturale.

Caratteristiche:

| | U.M. | Valore |
|---------------------------------------------|-------------|-----------------------------|
| Potenza nominale | MVA | 320 |
| Rapporto di trasformazione a vuoto | kV | 380 ±8 x 1,25% / 66 |
| Collegamento AT1/AT2 | | Stella con N / Triangolo |
| Gruppo di collegamento CEI | | Ynd11 |
| Frequenza | Hz | 50 |
| Temperatura ambiente | °C | -25/+40 |
| Norme di esecuzione | | CEI-EN 60076 |
| Massima altitudine di installazione | m.s.l.m. | 1000 |
| Sovraccarico continuativo | % | +20% |
| Sovratemperatura hot-spot/avvolgimento/olio | °C | 110/95/90 (estere naturale) |
| Corrente a vuoto a Vn | % | 0,2 |
| Tensione cortocircuito a 75°C | % | 15 |

Tabella 4 - Caratteristiche trasformatori stazione off-shore

7.2.2 Apparecchi di manovra e sezionamento

Il complesso di manovra e sezionamento è costituito da interruttore in vuoto e da sezionatore. Per le installazioni off-shore, date le severe condizioni ambientali nei quali si trovano ad operare, le

caratteristiche costruttive sono molto diverse da quelle utilizzate per le stazioni AT a terra, che utilizzano tecnologie collaudate ed evolute nel tempo in corrispondenza dell'aumento delle tensioni delle linee di trasporto, tipicamente 220 kV e 380 kV.

Apparecchiature lato 66 kV

La figura sottostante costituisce un riferimento per tale ambito d'impiego.



8VM1 wind tower Blue GIS™ up to 72.5 kV Technical data

| | |
|------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| Rated voltage | up to 72.5 kV |
| Rated frequency | 50/60 Hz |
| Rated short-duration power-frequency withstand voltage (1 min) | up to 140 kV |
| Rated lightning impulse withstand voltage (1.2/50µs) | up to 325 kV |
| Rated continuous current | up to 1250 A |
| Rated short-circuit breaking current | up to 31.5 kA |
| Rated peak withstand current | up to 85 kA |
| Rated short-time withstand current (up to 1 s) | up to 31.5 kA |
| Internal arc classification of HV cable compartments | IAC A FLR 31.5 kA, 1 s (acc. IEC 62271-200) |
| Leakage rate per year and gas compartment (type-tested) | < 0.1 % |
| Drive mechanism of circuit-breaker | stored energy spring |
| Rated operating sequence | O-0.3 s-CO-3 min-CO |
| Interrupter technology | vacuum |
| Insulation medium | clean air |
| Weight of SF ₆ or other fluorinated green-house gases | 0 kg |
| Rated filling pressure | 0.56 MPa abs |
| GIS width (depending on GIS configuration) | up to 2935 mm |
| GIS height depth (depending on GIS configuration) | 2430 mm up to 1230 mm |
| GIS weight (depending on GIS configuration) | up to 2.6 t |
| Ambient temperature range | -30°C up to +45°C |
| Installation | Indoor |
| First major inspection | > 25 years |
| Expected lifetime | > 50 years |
| Standards | IEC / IEEE |

Other values on request

Transmission | Switching Products & Systems 6
Unrestricted © Siemens Energy, 2021

Figura 16 - cella di protezione WTG - collegamento cavi dinamici (fonte Siemens)

Le analoghe apparecchiature per impieghi a 230- 380kV offshore, con gli stessi avvertimenti, sono rappresentabili dalle seguenti immagini:



Figura 17 - Celle AT 380kV in stazione Off-shore (fonte Siemens)

Typical bay configuration for export cable in offshore wind applications

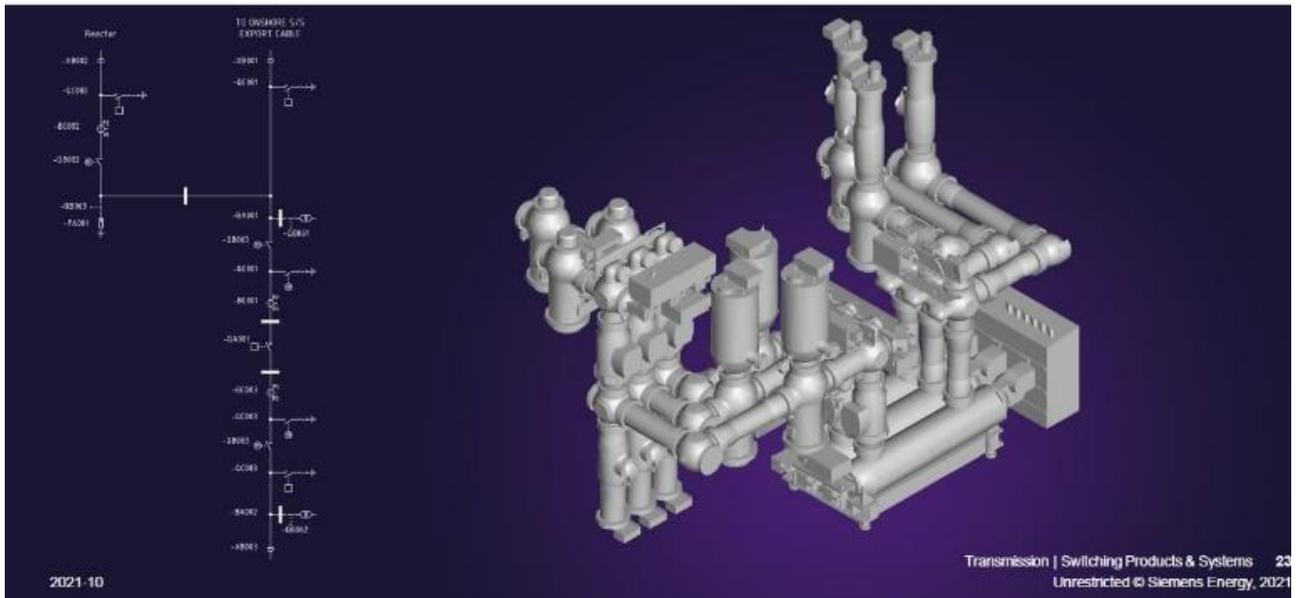


Figura 18 - Schema di configurazione di collegamento del cavo di trasporto alla stazione off-shore (fonte Siemens)

8 Sistemi di protezione

Nella scelta del sistema di protezione dei generatori entrano in gioco diverse varianti tra cui:

- tipo e potenza della macchina da proteggere;
- livello di tensione e corrente di cortocircuito polifase: in particolare occorre comunque assicurare una sicura protezione della macchina anche con minime correnti di guasto;
- stato del neutro: come già illustrato la presenza o meno di corrente in caso di guasto e la sua eventuale entità obbligano alla scelta di sistemi di protezioni tra loro totalmente differenti;
- servizio cui la macchina o il processo industriale è asservito: ad esempio la protezione che sia applica a due motori della medesima potenza, dedicati a pompe centrifughe, è profondamente diversa nel caso in cui una macchina sia dedicata al sistema antincendio e l'altra al normale processo industriale;
- funzione del sistema di protezione: allarme o intervento.

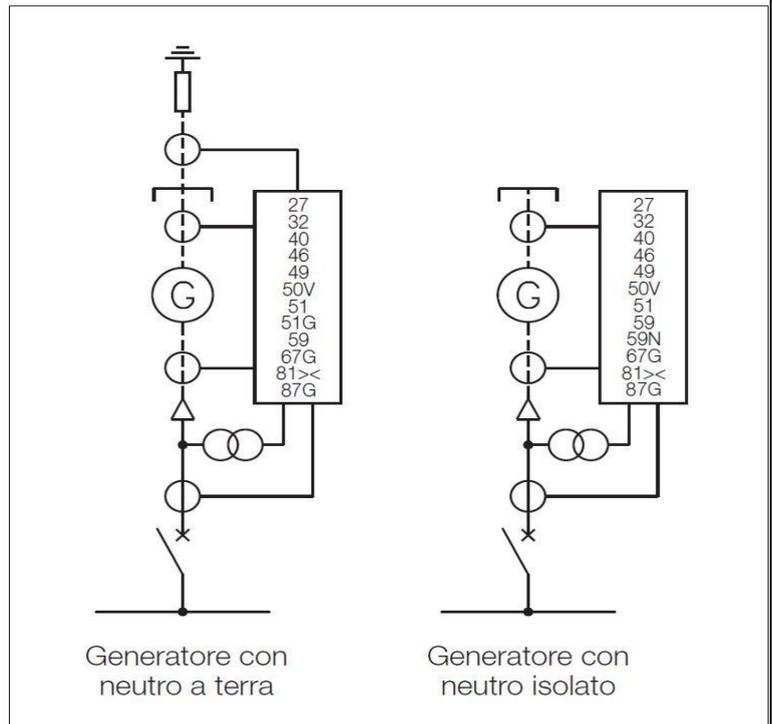


Figura 19 - Protezioni dei generatori (fonte ABB)

8.1 EVENTI CAUSA DI GUASTO

Nel seguito si utilizzeranno i codici numerici della Norma Cei 37-2 per indicare le funzioni di protezione e rendere conseguentemente più semplice la comprensione univoca delle stesse. Escludendo dalla presente descrizione le grosse macchine (generatori oltre 100 MVA ciascuno), ove la scelta del sistema di protezione è necessariamente in funzione anche dell'interfaccia verso il sistema di trasmissione, la filosofia dei relè di protezione è sviluppata sulla base della conoscenza che i guasti nei generatori possono essere suddivisi in due categorie principali:

- Funzionamenti e condizioni di lavoro anormali quali:
 - sovraccarico;
 - sopra velocità o rallentamenti;
 - massima e minima tensione;
 - carichi squilibrati;
 - guasti di eccitazione (circuito di campo o regolatore di tensione);
 - guasti del motore primo (o del regolatore di velocità).

- Guasti all'isolamento, quali:
 - guasti a terra (inclusi i guasti di rotore);
 - guasti fase-fase e trifase;
 - guasti tra le spire della stessa fase.

L'individuazione della condizione di funzionamento anomala è fatta dai relè di protezione la cui regolazione deve mantenere in servizio il più a lungo possibile la macchina senza che esista rischio di danneggiamento.

Il valore di regolazione della protezione deve essere calcolato al di sopra dei valori transitori di corrente, tensione e frequenza e il tempo di intervento deve essere tale da consentire il ripristino dei parametri elettrici nell'ambito dei valori normali di funzionamento.

8.2 TIPOLOGIA DI PROTEZIONI

Le protezioni di una macchina, sincrona o asincrona, possono poi essere suddivise nei seguenti sottogruppi principali:

- protezioni principali o protezioni di zona:

sono le funzioni di protezione che devono intervenire istantaneamente per guasti che si verificano all'interno della rispettiva zona e devono rimanere stabili per guasti esterni (guasti passanti);

- protezioni di ricalzo:

sono le funzioni di protezione che devono intervenire per guasti che si verificano a valle del loro punto di inserzione. Queste funzioni di protezione devono avere un ritardo intenzionale per consentire un intervento selettivo onde operare solo nella zona guasta;

- protezioni per il funzionamento e condizioni di lavoro anormali:

sono le funzioni di protezione che devono intervenire o predisporre un allarme per ogni condizione anormale che possa verificarsi durante la marcia. Le anomalie sono rilevate con la misura di appropriati parametri elettrici. La posizione dei TA che alimentano le varie funzioni di protezione di un generatore non è causale, i TA che alimentano le varie funzioni di protezione devono essere previsti lato centro stella e non lato linea.

8.3 FUNZIONE DI PROTEZIONE

A seconda della potenza nominale della macchina e del tipo di applicazione, tutte o in parte le seguenti funzioni di protezione possono essere adottate per la protezione del generatore:

| CODICE | FUNZIONE |
|---------|--------------------------------------------------------------------|
| relè 87 | protezione differenziale generatore (a volte denominata anche 87G) |
| relè 49 | protezione termica per sovraccarico statore |
| relè 51 | protezione di massima corrente |

| | |
|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| relè 40 | protezione per guasti di eccitazione (mancanza campo) |
| relè 32 | protezione di potenza inversa (ritorno d'energia) |
| relè 46 | protezione di massima corrente di sequenza inversa |
| relè 21 | protezione di minima impedenza (in alternativa alla protezione di massima corrente omopolare a controllo di tensione quando esiste trasformatore di unità) |
| relè 50V | protezione di massima corrente a controllo di tensione (in alternativa alla protezione di minima impedenza quando non esiste trasformatore di unità) |
| relè 27 | protezione di minima tensione |
| relè 59 | protezione di massima tensione |
| relè 81 | protezione di massima e minima frequenza |
| relè 24 | protezione di massimo flusso |
| relè 64R | protezione di terra rotore |
| relè 64S | protezione di terra statore (funzione del tipo di stato del neutro) |

Tabella 5 - funzioni di protezione componenti attivi di impianto

Esistono altre funzioni di protezione che si usano per la protezione degli alternatori, quali ad esempio:

| | |
|------------------|----------------------------|
| relè 5 | energizzazione accidentale |
| relè 37 | minima potenza |
| relè 49R (o 51R) | sovraccarico rotore |
| relè 60 | A bilancia di tensione |
| relè 78 | Perdita di passo |

Tabella 6 - funzione di protezione specifiche degli alternatori

Questi ultimi vengono utilizzati in generale per macchine di grossa potenza.

Per ognuna delle macchine e apparecchiature di manovra e protezione si fa riferimento alla norma CEI 11-32 per sistemi elettrici di III categoria e relativa variante V1 per gli impianti di produzione eolica, secondo la denominazione standard di tali sistemi (*fonte ABB, Guida tecnica criteri di protezione delle reti elettriche*).

8.3.1 Protezione del generatore a bordo di WTG

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

| | |
|---------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| relè 40 | mancanza di eccitazione al rotore |
| relè 32 | ritorno di energia attiva dalla rete verso il generatore |
| relè 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) |
| relè 49 | protezione termica per sovraccarico rotorica e/o statorica |
| relè 46 | squilibrio, sequenza inversa |

Tabella 7 - funzioni di protezione specifiche dei WTG

8.3.2 Protezione del Trasformatore a bordo di WTG

Il trasformatore a bordo di ogni WTG ha il compito di innalzare la tensione da 0,7kV in uscita dal generatore alla tensione di 66kV. Sarà dotato delle protezioni necessarie ad isolarlo sia verso monte che a valle, tipicamente le seguenti:

| | |
|----------------|--------------------------------------|
| relè 87 | Protezione da corrente differenziale |
| relè 49 | Protezione da sovraccarico |
| relè 50,51,51N | Protezione da cortocircuito |

Tabella 8 - funzioni di protezione specifiche dei trasformatori in WTG

8.3.3 Sistema di protezione generale

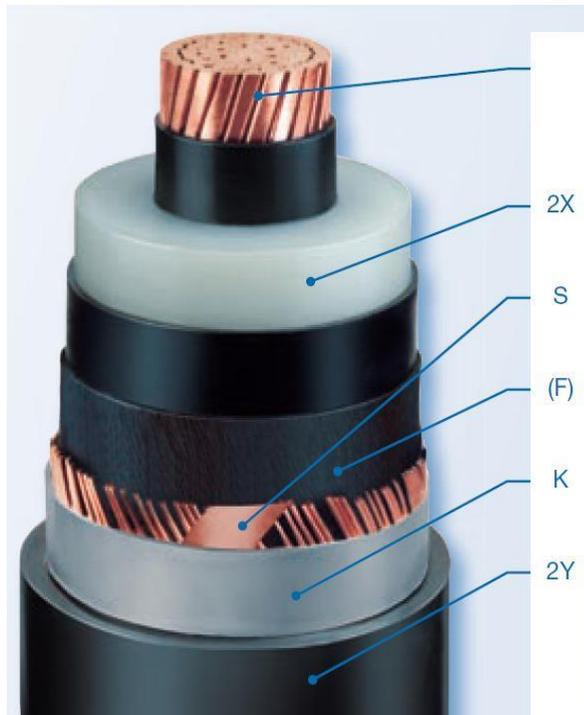
Il sistema di protezione sopra rappresentato per il generatore ed il trasformatore di ogni WTG, dovrà essere coordinato con quello del resto delle apparecchiature che li separano dal punto di interfaccia con RTN.

Data l'ubicazione del parco eolico, sarà necessario un sistema di gestione remota mediante interconnessione in fibra tra stazione off-shore e stazione onshore; oltre al sistema di protezioni tradizionali che attuano sulla base di rilevatori di grandezze elettriche e/o relè elettromeccanici.

9 Linea di trasporto a 380kV da stazione off-shore a on-shore

9.1 CAVO DI TRASPORTO MARINO

Il cavo selezionato per la posa della linea di trasmissione è del tipo 2XS(F)K2Y, ovvero cavi unipolari XLPE per tensioni fino a 420kV in rame, la cui designazione significa:



- a. Conduttore di Rame - nessuna designazione
- b. 2X= Isolante conduttore termostabile XLPE
- c. S = Schermatura con cavi di rame
- d. (F) = del tipo WET per cavi sottomarini, per il tratto terrestre può essere omesso
- e. K = Armatura o scudo in Piombo
- f. 2Y = isolante esterno in Polietilene

Non designato né rappresentato nell'immagine è la presenza di un cavo in fibra ottica, inserito tra la schermatura e la armatura di protezione, per tutta la lunghezza del tracciato.

Ai fini elettrici la fibra ottica non ha alcuna funzione, ma permette di inviare una serie di dati diagnostici sullo stato del cavo, permettendo soprattutto l'individuazione della esatta posizione di guasti, permettendo interventi mirati e rapidi, di conseguenza quindi una manutenzione meno costosa.

Figura 20 - cavo 2XS(F)K2Y - NKT Cables

La scelta del tipo di cavo, sia nel materiale conduttore che per la sezione in riferimento alla portata in corrente, potrà essere confermata o meno in fase di progettazione esecutiva, sulla base di convenienze tecnico-economiche.

Nel percorso sul fondale marino, i cavi saranno posati entro uno scavo di circa 1 metro di profondità, ed essere poi protetti da specifici manufatti.

Nel percorso a terra, i cavi saranno disposti entro tubazioni di diametro adeguato, ad una profondità di almeno 1,5 metri

Per la posa in mare sarà necessario l'uso di apposita imbarcazione, che eseguirà in una prima fase una analisi del fondale tramite ecoscandaglio in modo da individuare eventuali ostacoli quali fosse o affioramenti rocciosi lungo il percorso.



Figura 21 - Esempio di tubazione di protezione all'arrivo a terra - NKT Cables



Figura 22 - Particolare dell'imbarcazione posa cavi - NKT Cables

L'imbarcazione è dotata di un "aratro" che scava un solco di circa un metro di profondità sul fondale marino e in contemporanea posa la tubazione con il cavo presente al suo interno.

Appositi rover sottomarini robotizzati potranno assistere tutte le fasi, agendo fisicamente su eventuali problemi che si possono verificare nelle operazioni di posa in affiancamento a sommozzatori specializzati. La profondità di posa per la zona del campo eolico è compresa tra i 200 e i 550m.

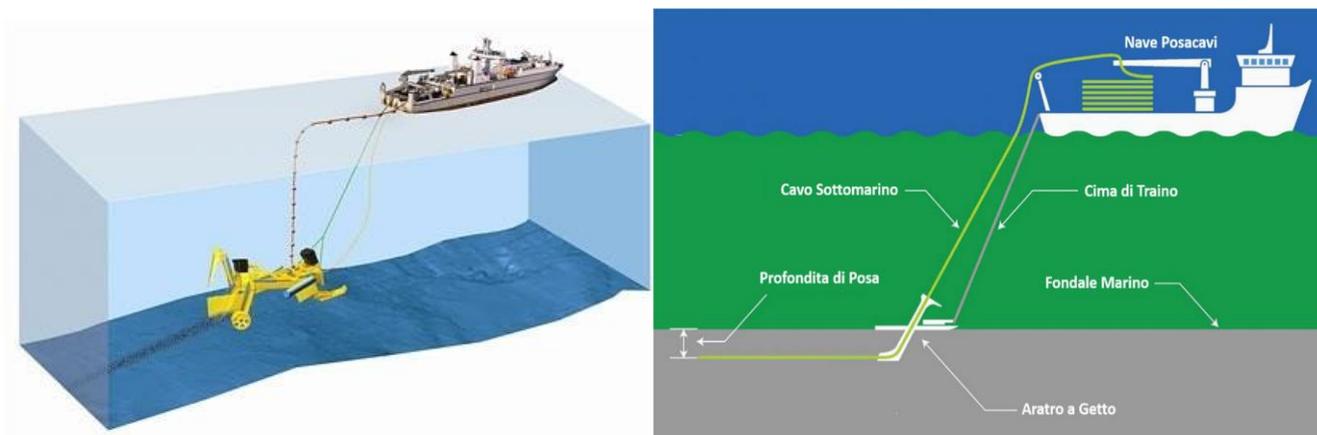


Figura 23 - Schematizzazione della modalità di posa del cavo sottomarino - fonte Capitaneria porto di Ostia (Roma)

9.2 CAVO DI TRASPORTO TERRESTRE

Il cavo previsto per la posa entro cavidotto interrato sarà analogo a quello per la posa marina.

9.3 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DALLA SOTTOSTAZIONE OFF-SHORE ALLA STAZIONE RTN DEL SULCIS, CONSIDERAZIONI PRELIMINARI

Il percorso dei cavi da stazione offshore al punto di connessione con RTN è effettuato sia in posa marina che in posa entro cavidotto interrato. Al termine della tratta posata sul fondale marino, in apposito vano interrato sarà realizzata la connessione a cavo adatto a posa entro cavidotto interrato.

In ordine alla scelta progettuale, condivisa col Committente, di impiegare quattro linee a 380KV con cavo in rame, sezione 1000mm² (due per ogni sottostazione offshore), sono state prese in considerazione due specifiche necessità:

- Continuità del servizio di trasporto dell'energia: se una delle due linee di ogni sottostazione offshore, per qualsivoglia motivo, dovesse risultare fuori servizio, la seconda linea sarebbe in grado di trasportare, tutta od in gran parte, l'energia prodotta dall'intero sottocampo eolico collegato alla relativa sottostazione offshore.
- Riduzione delle perdite di energia nel trasporto: la scelta di impiegare quattro linee di elevata sezione comporta importanti benefici in ordine alla riduzione dell'energia dissipata dalla resistenza del cavo. L'ottimizzazione della scelta tra i costi più elevati (quattro linee, sezione elevata del cavo) ed i benefici di continuità nel trasporto con riduzione deve essere valutata in funzione di almeno i seguenti due parametri:

- Valore dell'energia elettrica: l'attuale situazione geopolitica consente di fare questa valutazione sulla base di un valore medio del PUN nel periodo di crisi ad oggi dell'ordine di 248 € /MWh (media primo semestre 2022 - fonte GME, vedi tabelle di dettaglio successivo paragrafo)
- Costi delle materie prime, dei cavi nel loro complesso di fornitura e posa in opera;

Non potendo prevedere come evolveranno i parametri presi in considerazione, si potranno allineare, in sede di progettazione esecutiva, i dati disponibili in tale ambito, riconsiderando le ipotesi assunti a base della scelta preliminare.

La lunghezza dei cavi, per la tratta marina e per la tratta terrestre, calcolati con coefficiente di sicurezza sulla lunghezza del 10%, sono:

| Cavo sottomarino | Cavo terrestre | L totale |
|------------------|----------------|----------|
| [m] | [m] | [m] |
| 58'683 | 2'736 | 61'419 |

Tabella 9 - lunghezza tratte cavo di trasporto

La tipologia di cavi da utilizzare è del tipo dinamico in quanto la sottostazione offshore sarà del tipo galleggiante.

Le ipotesi preliminari assunte a riferimento dei calcoli seguenti, intesi a definire le possibili sezioni.

9.4 SEZIONE DEI CAVI DALLA STAZIONE AT OFFSHORE ALLA STAZIONE AT DEL SULCIS CON TENSIONE DI 380KV E DUE LINEE, FORMATA CIASCUNA DA N.3 CAVI UNIPOLARI.

Dai cataloghi dei maggiori costruttori di cavi si deduce che, per la tensione di 380 kV, la disponibilità di cavi tripolari in rame, presenta un limite nella sezione massima di 630mm². Quindi, allo stato attuale, cavi con sezione maggiore sono in via di omologazione/commercializzazione.

Ai fini dei calcoli seguenti, la precisazione sopra espressa è ininfluente, in quanto le perdite di energia sono legate alla resistenza ed alla intensità di corrente.

I cavi destinati al trasporto di energia da ognuna delle stazioni offshore a stazione di connessione con RTN dovranno essere quindi capaci di sopportare la corrente calcolata con la seguente formula:

$$I_{ct} = \frac{P_{tot}}{\sqrt{3} * V_n * \cos \varphi} = \frac{495 * 10^6}{\sqrt{3} * 380'000 * 0,98} = 767 A$$

Dove:

- I_{ct} = Corrente totale (A)
- P_{tot} = Potenza attiva nominale del parco che converge ad una sottostazione offshore (W)
- V_n = Tensione nominale pari a 380kV (V)
- $\cos\phi$ = Fattore di potenza, assunto pari a 0,98

Table 36

| Cross section Cu conductor | Rated voltage 100 - 420 kV | |
|----------------------------|----------------------------|---------------|
| | Wide spacing | Close spacing |
| mm ² | A | A |
| 185 | 580 | 445 |
| 240 | 670 | 505 |
| 300 | 750 | 560 |
| 400 | 845 | 620 |
| 500 | 950 | 690 |
| 630 | 1065 | 760 |
| 800 | 1180 | 830 |
| 1000 | 1290 | 895 |

Ai fini di calcoli preliminari di raffronto, si assume che l'intensità di corrente totale per ogni sottostazione offshore sia $I_t = 800$ A

Si assumono, inoltre, le seguenti ipotesi:

- Trasporto mediante n.2 linee trifasi (per ogni sottostazione), destinate a portare, ognuna, metà della corrente totale (400 A);
- Riserva 100% della portata: anche una sola delle linee deve essere in grado di trasportare la corrente totale di 800 A.

Le portate dei cavi di riferimento (I_z) provengono dal catalogo tecnico "XLPE Submarine Cable Systems - Attachment to XLPE Land Cable Systems - User's Guide" di ABB

L'immagine sopra indica la corrente in regime permanente dei cavi unipolari in XLPE calcolati in accordo con la norma IEC 60287, ovvero rispettando la condizione di 3 cavi unipolari in specifiche condizioni di posa:

- Si utilizzerà la colonna "Close spacing" per ulteriori margini di sicurezza che equivale all'impiego dei tre conduttori di fase in un'unica tubazione (tipico della posa interrata)

Nota: Per la sezione 1000mm² con tensione nominale 380 kV i costruttori, allo stato attuale, rendono disponibili cavi unipolari, limitando a 630mm² la formazione in cavo tripolare. Questo fatto, ai fini dei calcoli delle potenze dissipate in linea, non comporta alcuna variazione. Durante la fase esecutiva verrà confermata la tipologia del cavo sulla base del fornitore selezionato.

9.4.1 Resistenza del cavo

La resistenza del cavo, per singola fase, va calcolata in funzione della resistività (ρ) del Rame a 90°C (cavi XLPE, regime permanente), della lunghezza della linea (L) e della sezione del cavo (S) secondo la seguente formula:

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

I risultati di calcolo sono relativi alla tratta dalla Stazione Off-shore alla Stazione RTN del SULCIS, assumendo l'uso di conduttori di Rame sia per la parte sottomarina, sia per la parte posata a terra:

| Sezione (mm ²) | Rame (0,0276 [Ω*mm ² /m]) |
|----------------------------|--------------------------------------|
| 185 | 9.16 |
| 400 | 4.24 |
| 800 | 2.12 |
| 1000 | 1.70 |

Tabella 10 - Calcolo della resistenza dei cavi di trasporto a differenti sezioni per ogni sezione valutata

Nella seguente figura, estratta dal catalogo tecnico dei cavi in Alta tensione di NKT Cables, si nota come varia la componente di capacitanza (μF) e reattanza (mH) in funzione della sezione del cavo:

| 400 kV Single Core XLPE Cables with Copper Wire Screen and APL Sheath | | | | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------|------------|-----------------|----------------------|---------|---------|
| Type (A)2XS(FL)2Y 1 x RM/170 230/400 kV with stranded compacted conductor (RM) | | | | | |
| Dimensions/Cross Sections | | mm ² | 630 | 800 | 1000 |
| Conductor, Cu or Al, round, stranded, Ø | approx. | mm | 30,0 | 34,2 | 38,1 |
| XLPE insulation | nom. | mm | 33,0 | 31,0 | 29,0 |
| Screen, copper wire, cross section | nom. | mm ² | 170 | 170 | 170 |
| Outer diameter | approx. | mm | 118 | 118 | 118 |
| Cable weight (Cu/Al) | approx. | kg/m | 17/13 | 18/13 | 20/14 |
| Permissible pulling force (Cu/Al) | max. | kN | 32/19 | 40/24 | 50/30 |
| Bending radius during laying | min. | m | 2,95 | 2,95 | 2,95 |
| at terminations | min. | m | 1,75 | 1,75 | 1,75 |
| Electrical Data | | | | | |
| Cu conductor DC resistance at 20°C | max. | Ω/km | 0,0283 | 0,0221 | 0,0176 |
| Al conductor | max. | Ω/km | 0,0469 | 0,0367 | 0,0291 |
| Cu conductor AC resistance at 90°C | approx. | Ω/km | 0,0393 | 0,0317 | 0,0276 |
| Al conductor | approx. | Ω/km | 0,0622 | 0,0500 | 0,0409 |
| Field strength at U ₀ at conductor screen | approx. | kV/mm | 12,8 | 12,7 | 12,8 |
| at core screen | approx. | kV/mm | 4,2 | 4,7 | 5,2 |
| Capacitance per core | approx. | μF/km | 0,119 | 0,134 | 0,150 |
| Inductance | approx. | mH/km | 0,46 | 0,44 | 0,41 |
| Current Ratings/Power Ratings (continuous load) | | | trefoil installation | | |
| Cu conductor cables | 1 circuit | A/MVA | 594/412 | 636/441 | 671/465 |
| | 2 circuits | A/MVA | 481/333 | 512/355 | 538/373 |
| Al conductor cables | 1 circuit | A/MVA | 499/346 | 545/378 | 587/407 |
| | 2 circuits | A/MVA | 406/281 | 440/305 | 471/326 |

Figura 24 - Scheda tecnica cavi unipolari 400kV - fonte NKT Cables

I valori evidenziati consentono di definire le potenze reattive, di tipo induttivi e capacitivo dei cavi.

In fase di progettazione esecutiva si dovranno verificare i valori delle potenze reattive relative ad ognuno dei componenti il sistema di produzione-trasformazione-trasporto e consegna dell'energia, dati al momento non disponibili.

In ogni caso, si imporrà il trasporto di energia con un cos phi minimo di 0,98, da garantire tramite l'utilizzo di sistemi di compensazione dell'energia reattiva. I calcoli eseguiti infatti considerano tale valore di cos phi come riferimento.

9.4.2 Potenza ed energia dissipata

Per calcolare la potenza dissipata da ogni singolo cavo, si applicherà la seguente formula:

$$P_{df} = R_f * I^2$$

L'intensità di linea considerata è pari alla metà dell'intensità complessiva del sottocampo (n.2 circuiti).

Tabella di comparazione delle sezioni di 185, 400, 800 e 1000mm² a 380kV

| Sezione (Cu) [mm ²] | Resistenza [Ω] | Potenza dissipata totale [MW] | Energia <i>Pd_{tot} /anno</i> (CF=40%) [MWh/yr] |
|------------------------------------|-------------------|----------------------------------------|------------------------------------------------------------------|
| 185 | 9.16 | 8.09 | 28'364 |
| 400 | 4.24 | 3.74 | 13'118 |
| 800 | 2.12 | 1.87 | 6'559 |
| 1000 | 1.70 | 1.50 | 5'247 |

Tabella 11 - calcolo potenza ed energia dissipata cavo di trasporto a differenti sezioni

Anche il cavo con conduttori da 800 mm² di sezione è sufficiente per un uso come unica linea di sicurezza (rottura accidentale di un circuito), cioè con la corrente complessiva del sottocampo convergente ad una delle due sottostazioni offshore.

Il raffronto sopra rappresentato fornisce i dati di energia dissipata in un anno nel trasporto, ipotesi di 3.500 ore/anno normalizzate (CF=40%).

Lo scopo è unicamente di fornire elementi di valutazione in ordine al fatto che, aumentando la sezione, diminuiscono le perdite di energia. La scelta della effettiva sezione da impiegare sarà effettuata di considerazioni tecnico- economiche sulla base di dati aggiornati ed ipotizzabili nella prospettiva delle annualità di utilizzo dell'impianto eolico e dell'eventuale costo del cavo al momento dell'ordine.

10 Valorizzazione economica dell'energia dissipata

I beni prodotti, ovvero l'energia elettrica, vengono quantificati sulla base del PUN giornaliero del mercato elettrico, individuabili al seguente link: <https://mercatoelettrico.org/it/>.

Dai grafici si nota che tale prezzo medio del valore dell'energia elettrica varia ampiamente in funzione del rapporto domanda/offerta che a sua volta dipende da una serie di fattori geopolitici, ambientali e stagionali.

| dati di sintesi MPE-MGP – riepilogo | | | | | | | |
|-------------------------------------|--------------------------------|-------|--------|-----------------------|---------------|-----------------------|--|
| sintesi annuale | | | | | | | |
| periodo | Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh) | | | Quantità totali (MWh) | Liquidità (%) | n. operatori al 31/12 | |
| | media | min | max | | | | |
| 2004* | 51,60 | 1,10 | 189,19 | 231.571.983 | 29,1 | 73 | |
| 2005 | 58,59 | 10,42 | 170,61 | 323.184.850 | 62,8 | 91 | |
| 2006 | 74,75 | 15,06 | 378,47 | 329.790.030 | 59,6 | 103 | |
| 2007 | 70,99 | 21,44 | 242,42 | 329.949.207 | 67,1 | 127 | |
| 2008 | 86,99 | 21,54 | 211,99 | 336.961.297 | 69,0 | 151 | |
| 2009 | 63,72 | 9,07 | 172,25 | 313.425.166 | 68,0 | 167 | |
| 2010 | 64,12 | 10,00 | 174,62 | 318.561.565 | 62,6 | 198 | |
| 2011 | 72,23 | 10,00 | 164,80 | 311.493.877 | 57,9 | 181 | |
| 2012 | 75,48 | 12,14 | 324,20 | 298.668.836 | 59,8 | 192 | |
| 2013 | 62,99 | 0,00 | 151,88 | 289.153.546 | 71,6 | 214 | |
| 2014 | 52,08 | 2,23 | 149,43 | 281.997.370 | 65,9 | 251 | |
| 2015 | 52,31 | 5,62 | 144,57 | 287.132.081 | 67,8 | 259 | |
| 2016 | 42,78 | 10,94 | 150,00 | 289.700.706 | 70,0 | 253 | |
| 2017 | 53,95 | 10,00 | 170,00 | 292.197.128 | 72,2 | 254 | |
| 2018 | 61,31 | 6,97 | 159,40 | 295.561.956 | 72,0 | 271 | |
| 2019 | 52,32 | 1,00 | 108,38 | 295.827.948 | 72,1 | 286 | |
| 2020 | 38,92 | 0,00 | 162,57 | 280.179.361 | 74,9 | 283 | |
| 2021 | 125,46 | 3,00 | 533,19 | 290.400.194 | 76,2 | 283 | |

* I dati sono relativi ai nove mesi dal 01/04/2004 al 31/12/2004

Figura 25 - media annuale prezzo di vendita di PUN dal 2004 al 2021 (fonte Gestore Mercati Elettrici)

Gli scenari energetici attuali hanno una forte tendenza all'aumento del prezzo dell'energia, ma non è questa la sede per prospettare le aspettative su un arco di 30 anni.

Risulta pertanto utile alla comprensione della presente analisi eseguire un confronto su un prezzo fisso aleatorio, stimato a 248€/MWh del PUN, pari alla media dei primi 6 mesi del 2022

| sintesi mensile - anno 2022 | | | | | | | aggiornato al 29/06/2022 |
|-----------------------------|--------------------------------|--------|--------|-----------------------|---------------|--------------|--------------------------|
| periodo | Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh) | | | Quantità totali (MWh) | Liquidità (%) | download pdf | |
| | media | min | max | | | | |
| gennaio | 224,50 | 67,99 | 392,95 | 25.537.288 | 75,5 | pdf | |
| febbraio | 211,69 | 153,76 | 349,00 | 23.506.964 | 74,3 | pdf | |
| marzo | 308,07 | 93,99 | 688,59 | 24.790.550 | 69,0 | pdf | |
| aprile | 245,97 | 10,00 | 470,00 | 22.148.654 | 76,1 | pdf | |
| maggio | 230,06 | 119,43 | 400,00 | 23.095.321 | 76,4 | pdf | |
| giugno | 268,09 | 95,80 | 470,90 | 24.206.716 | 75,0 | pdf | |

Figura 26 - Prezzo medio di vendita del PUN dei primi mesi del 2022 (fonte Gestore Mercati Elettrici)

10.1 Confronto economico export

Di seguito viene riportato il confronto economico ad un prezzo del PUN di 248€/MWh , considerando una vita operativa di 30 anni considerando un CF=40% e n.2 circuiti di export per ogni sottostazione.

| Sezione (Cu) [mm²] | Energia Dissipata /anno [MWh/yr] | Energia Dissipata (vita utile) [MWh] | Valore dell'energia dissipata/anno [M€] | Valore dell'energia dissipata (vita utile) [M€] |
|------------------------------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| 185 | 28'364 | 850'909 | 7.0 | 211.0 |
| 400 | 13'118 | 393'545 | 3.3 | 97.6 |
| 800 | 6'559 | 196'773 | 1.6 | 48.8 |
| 1000 | 5'247 | 157'418 | 1.3 | 39.0 |

Tabella 12 - Confronto economico delle dispersioni del cavo di trasporto a differenti sezioni

11 Cabina di consegna e misura in alta tensione

La stazione di consegna e connessione a RTN del SULCIS è di prossimo rifacimento e sarà attrezzata con una sezione a 380kV.

Come da procedura di connessione alla RTN tutte le apparecchiature che si intendono mettere in opera nel punto di connessione saranno definite in progettazione esecutiva secondo le prescrizioni di TERNA.

Non appare quindi necessario elencare le caratteristiche tecniche e prestazionali degli apparati AT da mettere in opera nella stazione di connessione; tale rappresentazione è rimandata alle successive fasi progettuali.



Figura 27 - Fotografia satellitare (Google Maps) della stazione del Sulcis (SU)

11.1 CONDIZIONI AMBIENTALI

Nella individuazione delle apparecchiature da installare nella stazione di connessione sono da tenere in considerazione i seguenti dati ambientali:

- Altitudine: < 1000 m s.l.m.
- Temperatura ambiente: -10 /+45 °C
- Umidità relativa: 10/ 90%
- Velocità del vento max: 30 m/s

11.2 OPERE ELETTRICHE PRIMARIE

Le opere principali della Stazione di connessione saranno in accordo con le disposizioni di TERNA e costituite da:

- Due sistemi di barrature aeree, uno lato 380 KV ed il secondo, lato connessione a RTN, con tensione 220 kV
- Montante AT 380 kV da Parco Eolico
- N.4 Trasformatori 380/220 kV- 320 MVA
- Montante AT 220 kV su uscita dai trasformatori
- Montante AT lato Terna

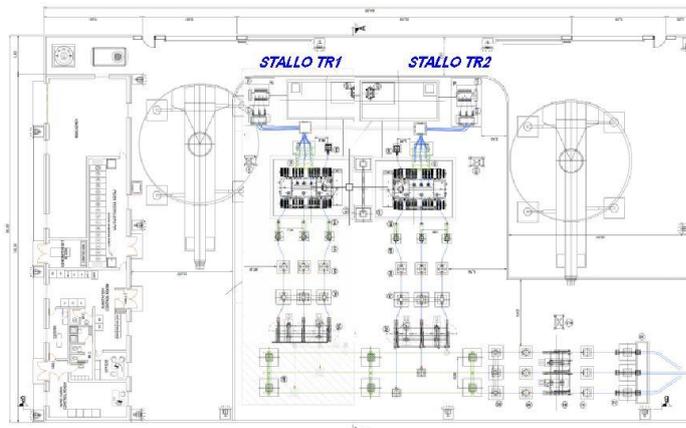


Figura 28 - Rappresentazione schematica stazione di connessione AT

Dal montante di consegna sarà derivata la connessione mediante cavi AT 220 kV fino al punto di connessione lato RTN, secondo gli accordi e prescrizioni con TERNA.

Tutte le apparecchiature rappresentate in “schema unifilare” per la parte “Stazione di connessione” saranno disposte all’interno dell’area resa recintata, nella quale, oltre agli apparati AT, saranno realizzati fabbricati di servizio.

Sull’area sarà presente anche una fornitura ENEL destinata ai “servizi ausiliari”, con fornitura MT oppure BT in relazione alle potenze necessarie a tutti i servizi da prevedere per la gestione degli impianti, realizzata in conformità a “Guida ENEL alle interconnessioni”.

In parallelo a tale fornitura sarà previsto un Gruppo elettrogeno come ulteriore sorgente di energia destinata a supplire alla mancanza su Rete ENEL MT /BT

11.3 PROTEZIONI NELLA STAZIONE DI CONSEGNA

Le protezioni saranno conformi a Norme CEI 0-16, tipicamente le seguenti:

- Per ogni montante: 27-50-51-51N,59,64,81<, 81>, 87 T
- Per la linea 380 KV: 27,59,59N,81<,81>, 87L

Restando inteso che i componenti saranno rispondenti a specifiche TERNA

Oltre che sul sistema di supervisione, tutte le protezioni saranno ripetute su ulteriore apparato di gestione.

La stazione AT 380 KV è nel suo insieme una struttura complessa per la quale una rappresentazione preliminare è molto diversa da una rappresentazione esecutiva e costruttiva, che non si esaurisce nella fondamentale sezione AT di arrivo/trasformazione/consegna a RTN, ma necessita di ulteriori importanti componenti elettrici e non elettrici ai quali si fa cenno al paragrafo successivo.



Figura 29 - Esempio di aspetto di stazione AT RTN - fonte Web, free license

11.4 DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI APPARECCHIATURE ELETTRICHE DI ALTA TENSIONE

Al fine di illustrare la tipologia dei principali apparecchi che si intendono adatti all'impiego sull'Alta Tensione 380 KV si riportano le schede tecniche di materiale Siemens, da considerare come mero riferimento prestazionale.

11.4.1 Interruttori - circuit breaker



Figura 30 - interruttore 420kV (fonte Siemens)

| Type | | 3AP1 | | | | | | 3AP2/3 | | 3AP4/5 |
|------------------------------------------------------------|----------------------|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|----------|-------|--------|
| Rated voltage | [kV] | 72.5 | 123 | 145 | 170 | 245 | 300 | 420 | 550 | 800 |
| Number of interrupter units per pole | | 1 | | | | | | 2 | | 4 |
| Rated short-duration power-frequency withstand voltage | [kV] | 140 | 230 | 275 | 325 | 460 | 460 | 610 | 800 | 830 |
| Rated lightning impulse withstand voltage/min | [kV] | 325 | 550 | 650 | 750 | 1,050 | 1,050 | 1,425 | 1,550 | 2,100 |
| Rated switching impulse withstand voltage | [kV] | - | - | - | - | - | 850 | 1,050 | 1,175 | 1,425 |
| Rated normal current, up to | [A] | 2,500 | 4,000 | 4,000 | 4,000 | 4,000 | 4,000 | 5,000 | 5,000 | 5,000 |
| Rated short-time withstand current (1 s–3 s), up to | [kA _{rms}] | 31.5 | 40 | 40 | 40 | 50 | 40 | 63 | 63 | 63 |
| Rated short-circuit breaking current, up to | [kA] | 31.5 | 40 | 40 | 40 | 50 | 40 | 80 | 63 | 63 |
| Temperature range | [°C] | - 60 up to +55* | | | | | | | | |
| Rated operating sequence | | 0-0.3 s-CO-3 min-CO or CO-15 s-CO | | | | | | | | |
| Rated break time | | 3 cycles | | | | | | 2 cycles | | |
| Rated frequency | [Hz] | 50/60 | | | | | | | | |
| Maintenance after | | 25 years | | | | | | | | |
| Type | | 3AV1 | | | | | | | | |
| Rated voltage | [kV] | 72.5 | | | | | | | | |
| Number of interrupter units per pole | | 1 | | | | | | | | |
| Rated normal current, up to | [A] | 2,500 | | | | | | | | |
| Rated short-time withstand current, up to | [kA] | 31.5 | | | | | | | | |
| Rated short-circuit breaking current, up to | [kA] | 31.5 | | | | | | | | |
| Rated frequency | [Hz] | 50 | | | | | | | | |
| Rated power-frequency withstand voltage | [kV] | 140 | | | | | | | | |
| Rated lightning impulse withstand voltage | [kV] | 325 | | | | | | | | |
| Rated duration of short circuit | [s] | 3 | | | | | | | | |
| Rated peak withstand current (2.7 p.u.) | [kA] | 85 | | | | | | | | |
| First-pole-to-clear-factor | [p.u.] | 1.5/1.3 | | | | | | | | |
| Capacitive voltage factor | [p.u.] | 1.4 | | | | | | | | |
| Temperature range | [°C] | -55 up to +40 | | | | | | | | |
| Maintenance after | | 25 years | | | | | | | | |
| Insulating medium | | N ₂ | | | | | | | | |
| All values in accordance with IEC; other values on request | | | | | | | | | | |

Figura 31 - Scheda tecnica interruttori AT fonte Siemens

11.4.2 Sezionatori - disconnector

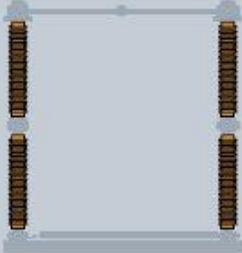
| Technical data | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------------------------------|--------------------|------------------------------------------------------------------------------------|-----|-----|-----|-------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | |  | | | | | | | | |
| Design | | Center break | | | | | | | | |
| Rated voltage | | 72.5 | 123 | 145 | 170 | 245 | 300 | 362 | 420 | 550 |
| Rated power-frequency withstand voltage 50 Hz/1 min | | | | | | | | | | |
| To earth and between phases | [kV] | 140 | 230 | 275 | 325 | 460 | 380 | 450 | 520 | 620 |
| Across the isolating distance | [kV] | 160 | 265 | 315 | 375 | 530 | 435 | 520 | 610 | 800 |
| Rated lightning impulse withstand voltage 1.2/50 μ s | | | | | | | | | | |
| To earth and between phases | [kV] | 325 | 550 | 650 | 750 | 1,050 | 1,050 | 1,175 | 1,425 | 1,550 |
| Across the isolating distance | [kV] | 375 | 630 | 750 | 860 | 1,200 | 1,050 (+170) | 1,175 (+205) | 1,425 (+240) | 1,550 (+315) |
| Rated switching impulse withstand voltage 250/2,500 μ s | | | | | | | | | | |
| To earth and between phases | [kV] | - | - | - | - | - | 850 | 950 | 1,050 | 1,175 |
| Across the isolating distance | [kV] | - | - | - | - | - | 700 (+245) | 800 (+295) | 900 (+345) | 900 (+450) |
| Rated normal current up to | [A] | 4,000 | | | | | | | | |
| Rated peak withstand current up to | [kA] | 160 | | | | | | | | |
| Rated short-time withstand current up to | [kA] | 63 | | | | | | | | |
| Rated duration of short circuit | [s] | 1/3 | | | | | | | | |
| Icing class | | 10/20 | | | | | | | | |
| Temperature range | [°C] | -60/+55 | | | | | | | | |
| Operating mechanism type | | Motor operation/Manual operation | | | | | | | | |
| Control voltage | [V, DC] [V, AC] | 60/110/125/220 220...230, 1~, 50/60 Hz | | | | | | | | |
| Motor voltage | [V, DC] [V, AC] | 60/110/125/220 110/125/220, 1~, 50/60 Hz 220/380/415, 3~, 50/60 Hz | | | | | | | | |
| Maintenance | | 25 years | | | | | | | | |
| All values in accordance with IEC; other values on request | | | | | | | | | | |

Figura 32 - scheda tecnica sezionatori AT - fonte Siemens

11.4.3 Scaricatori - surge arrester

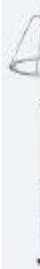
| | 3EP5 | 3EP4 | 3EP6 | 3EP3 | 3EL5 | 3EL1 | 3EL2 | 3EL3 | 3EQ1 | 3EQ4 | 3EQ3 | 3EQ5 |
|---------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Applications | Medium- and high-voltage systems | Medium- and high-voltage systems | High-voltage systems | High-voltage systems, HVDC, SC&SVC applications | Medium- and high-voltage systems, station and line surge arrester | Medium- and high-voltage systems, station and line surge arrester | Medium- and high-voltage systems, station and line surge arrester | High-voltage systems, station and line surge arrester | Medium- and high-voltage systems | High-voltage systems | High-voltage systems, HVDC, SC&SVC applications | High-voltage systems, HVDC applications |
| Highest voltage of the system (U_n) kV | 123 | 362 | 800 | 800 | 145 | 252 | 550 | 800 | 362 | 800 | 800 | 1200 |
| Maximum rated voltage (U_r) kV | 96 | 288 | 588 | 624 | 126 | 288 | 468 | 588 | 288 | 588 | 624 | 850 |
| Maximum nominal discharge current (I_n) kA | 10 | 10 | 20 | 20 | 10 | 10 | 20 | 20 | 10 | 20 | 20 | 20 |
| Maximum thermal energy rating (W_{th}) kJ/kV _r | 7.0 | 7.0 | 14.0 | 42.0 | 4.5 | 6.0 | 9.0 | 14.0 | 7.0 | 18.0 | 42.0 | 48.0 |
| Maximum repetitive charge transfer rating (Q_{rr}) C | 2 | 2 | 3.6 | 12.0 | 1 | 1.6 | 2.4 | 3.6 | 2 | 6 | 12.0 | 16.0 |
| Rated short-circuit current (I_p) kA | 50 | 65 | 65 | 65 | 20 | 65 | 65 | 65 | 50 | 80 | 80 | 80 |
| Bending moment dynamic SSL kNm | 2.0 | 4.5 | 30.0 | 34.0 | 0.5 | 1.2 | 4.0 | 10.0 | 6.0 | 38.0 | 72.0 | 225.0 |
| Housing material | Porcelain | Porcelain | Porcelain | Porcelain | Silicone | Silicone | Silicone | Silicone | Silicone | Silicone | Silicone | Silicone |
| Design principle | Hollow insulator | | | | Cage design, silicone directly molded onto MOV | | | | Hollow insulator, silicone molded onto FRP tube | | | |
| Installation | Outdoor | | | | | | | | | | | |
| Standard | IEC 60099-4, Ed. 3.0 (2014) and IEEE C62.11 (2012) | | | | | | | | | | | |

Figura 33 - Scheda tecnica scaricatori AT - fonte Siemens

11.4.4 Trasformatori di tensione (tv)

| Voltage transformers/RC dividers for air-insulated switchgear (AIS) | | | | | | | | | | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | |  |  |  |  |  |  | | | | |
| Type | | SVS | TVG | VEOT/VEOS | TCVT | AC RCD | DC RCD | | | | |
| Voltage range | [kV] | 72.5 – 800 | 72.5 – 420 | 72.5 – 550 | 72.5 – 1200 | 72.5 – 800 | 72.5 – 800 | | | | |
| Insulation medium | | SF ₆ | SF ₆ | Oil | Oil | Oil | Oil/SF ₆ | | | | |
| Composite insulator | | x | x | x | x | x | x | | | | |
| Porcelain insulator | | | x | x | x | x | x | | | | |
| Technical data | | | | | | | | | | | |
| Voltage level | [kV] | 72.5 | 123 | 145 | 170 | 245 | 300 | 362 | 420 | 550 | 800 |
| Rated power-frequency withstand voltage | [kV] | 140 | 230 | 275 | 325 | 460 | 460 | 510 | 630 | 680 | 975 |
| Rated lightning impulse withstand voltage | [kV] | 325 | 550 | 650 | 750 | 1,050 | 1,050 | 1,175 | 1,425 | 1,550 | 2,100 |
| Rated switching impulse withstand voltage | [kV] | – | – | – | – | – | 850 | 950 | 1,050 | 1,175 | 1,550 |
| Output voltage | [V] | 110/√3 – 200/√3 (other values upon request) (AC&DC RC divider: 5 – 200V) | | | | | | | | | |
| Rated voltage factor | | 1.2 – 1.5 – 1.9 (other values upon request) | | | | | | | | | |
| Rated frequency | [Hz] | 16 ⅔ – 50 – 60 (AC&DC RC divider: 0 – 1 MHz) | | | | | | | | | |
| Creepage distance | [mm/kV] | 25 – 31 (higher upon request) | | | | | | | | | |
| Temperature range | [°C] | –50 – +40 (other values upon request) | | | | | | | | | |
| Insulation class | | E (SF ₆ insulated devices) – A (oil-insulated devices) | | | | | | | | | |
| Metering accuracy class | | 0.1 – 0.2 – 0.5 – 1.0 – 3.0 | | | | | | | | | |
| Output burden (only AC) | | for different classes according to customer specification (very low output burden for RC divider > 100 kΩ) | | | | | | | | | |
| Protection accuracy class | | 3P – 6P | | | | | | | | | |
| Output burden (only AC) | | for different classes according to customer specification | | | | | | | | | |
| Thermal limiting output | [VA] | 3,000 ¹⁾ | | | | | | | | | |
| Values in accordance with IEC; other values like ANSI are available; ¹⁾ valid only for voltage transformers | | | | | | | | | | | |

Figura 34 - Scheda tecnica trasformatori di tensione AT - fonte Siemens

11.4.5 Trasformatori di corrente (ta)

| Current transformers for air-insulated switchgear (AIS) | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------------------------------------|-------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-----|-----|------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|
| | |  | | |  | | |  | | | |
| Type | | SAS | | | TAG | | | IOSK | | | |
| Voltage range | [kV] | 72.5 – 800 | | | 72.5 – 550 | | | 72.5 – 550 | | | |
| Insulation medium | | SF ₆ | | | SF ₆ | | | Oil | | | |
| Composite insulator | | × | | | × | | | × | | | |
| Porcelain insulator | | | | | × | | | × | | | |
| Technical data | | | | | | | | | | | |
| Voltage level | [kV] | 72.5 | 123 | 145 | 170 | 245 | 300 | 362 | 420 | 550 | 800 |
| Rated power-frequency withstand voltage | [kV] | 140 | 230 | 275 | 325 | 460 | 460 | 510 | 630 | 680 | 975 |
| Rated lightning impulse withstand voltage | [kV] | 325 | 550 | 650 | 750 | 1,050 | 1,050 | 1,175 | 1,425 | 1,550 | 2,100 |
| Rated switching impulse withstand voltage | [kV] | – | – | – | – | – | 850 | 950 | 1,050 | 1,175 | 1,550 |
| Rated normal current up to | [A] | 5,000 (6,000 on special request for gas-insulated units) | | | | | | | | | |
| Output current | [A] | 1 – 2 – 5 | | | | | | | | | |
| Rated short-time thermal current | [kA] | 63 (100 on special request) | | | | | | | | | |
| Rated duration of short circuit | [s] | 1 – 3 | | | | | | | | | |
| Rated dynamic current | [kA] | 160 (200 on special request) | | | | | | | | | |
| Rated frequency | [Hz] | 16 ⅔ – 50 – 60 | | | | | | | | | |
| Creepage distance | [mm/ kV] | 25 – 31 (higher upon request) | | | | | | | | | |
| Temperature range | [°C] | –50 – +40 (other values upon request) | | | | | | | | | |
| Insulation class | | E (SF ₆ -insulated devices) – A (oil-insulated devices) | | | | | | | | | |
| Metering accuracy class | | 0.1 – 0.2 – 0.2S – 0.5 – 0.5S – 1.0 | | | | | | | | | |
| Protection accuracy class | | 5P – 10P – TPY – TPX – TPZ – TPS – PR – PX | | | | | | | | | |
| Values in accordance with IEC; other values like ANSI are available | | | | | | | | | | | |

Figura 35 - scheda tecnica trasformatori di corrente AT - fonte Siemens

11.5 ULTERIORI ELEMENTI COSTITUTIVI DELLA STAZIONE

La stazione AT, oltre alle apparecchiature principali di manovra, protezione e misura, richiede la presenza di ulteriori apparecchiature destinate ad altre fondamentali funzioni, delle quali si rappresentano le più significative.

11.5.1 Sistemi di compensazione dell'energia reattiva

Il rifasamento degli impianti è un provvedimento inteso a ridurre la componente reattiva della corrente che percorre le linee elettriche.



Figura 36 - shunt capacity reactor - fonte Siemens

La potenza reattiva generata dai generatori eolici deve essere compensata prima di essere iniettata in rete tramite l'installazione di un sistema di compensazione dell'energia reattiva, il quale consente notevoli benefici in termini di incremento dei livelli di sicurezza e stabilità del sistema elettrico associate alla variazione degli scenari di carico e generazione nell'area sudoccidentale della Sardegna.

La dimensione capacitiva del sistema di compensazione dovrà essere concordata con Terna per definire la tipologia di intervento e la taglia del gruppo di compensazione della potenza reattiva da installare.

Parte di questa energia reattiva si potrà compensare anche nella stazione AT off-shore, ovvero quella generata all'interno delle WTG e nei trasformatori della stazione off-shore. Ciò alleggerirà il carico complessivo di corrente elettrica nei cavi di trasporto, permettendo una riduzione della sezione o in alternativa, a pari sezione, minori dispersioni energetiche. L'obiettivo preliminare è quello di raggiungere un fattore di potenza in partenza nella linea di trasporto di 0,98.

Una volta giunti alla stazione del SULCIS ulteriori componenti reattive si sono aggiunte al sistema, ovvero la induttanza del cavo, nella quale domina la parte reattiva, e nei trasformatori riduttori 380/220kV prima della consegna alla rete.

Con riferimento alla effettiva WTG individuata in fase esecutiva, si potrà valutare la possibilità di ridurre la componente reattiva direttamente in ogni WTG così da utilizzare il sistema al meglio della

sua efficienza elettrica, con riduzione della componente reattiva della corrente, migliore regolazione della tensione, eliminazione di una parte delle armoniche.

L'interazione dell'impedenza di rete esistente con la rete del parco eolico può portare a risonanze significative che amplificano le armoniche emesse dal parco eolico e le armoniche preesistenti nella rete, con il rischio di generare criticità alla rete che possono arrivare fino a guasti gravi della stessa.

Con la delibera ARERA - AEEG 421/2014/R/EEL, dal 31/12/2015 è fatto obbligatorio per tutti i produttori di energia eolica (e fotovoltaica) con potenza superiore a 100kWp e collegati alle reti di media e alta tensione predisporre un sistema di tele distacco in modo da permettere al gestore di rete di disconnettere da remoto gli impianti dalla rete di distribuzione, a partire dagli impianti con valori di $\cos \varphi$ minori, ovvero maggiormente disturbanti per la rete nazionale.

11.5.2 Impianto di terra

Il sistema dispersore sarà dimensionato e definito nei suoi elementi costitutivi sulla base di diversi parametri:

- Corrente di guasto a terra e tempo di intervento delle protezioni su RTN, forniti da TERNA
- Valore di R_t da conseguire per protezione da tensione di contatto e di passo

In riferimento alla resistività del terreno, da valutare mediante specifiche misure elettriche, vengono definite le dimensioni delle maglie della rete di terra, da disporre orizzontalmente nel terreno.

In caso di necessità, si provvederà ad integrare il dispersore orizzontale con dispersori verticali a puntazza, nel numero e di lunghezza adeguata. Le dimensioni della maglia saranno dell'ordine dei metri, come d'abitudine consolidata; una maglia più fitta darà garanzie migliori in ordine alla riduzione delle tensioni di passo e contatto.

Ulteriore appiattimento del potenziale si otterrà con maglie di ferro annegate nella piattaforma del calcestruzzo e/o anche con la stesura di manto d'asfalto.

Al sistema dispersore, generale ed unico, saranno connesse tutte le masse metalliche, i conduttori di terra e di protezione in modo che non siano accessibili parti metalliche non siano collegate con un conduttore equipotenziale.

11.5.3 Sistema centralizzato di controllo

In apposito locale saranno installate gli apparati di telegestione e telecontrollo per consentire l'azionamento a distanza di tutti gli apparecchi di manovra e protezione costitutivi dell'intero impianto di produzione, trasporto e consegna dell'energia, oltre che di monitorare gli aspetti funzionali del sistema elettrico. Il sistema di telecontrollo e monitoraggio dovrà essere di grande affidabilità, conseguibili con la realizzazione ridondante ed affidata ad almeno due tecnologie differenti. La trasmissione dati sarà effettuata in fibra ottica, per scongiurare ogni tipo di disturbo elettromagnetico. Di regola, tutti gli elementi d'impianto destinato all'azionamento degli apparecchi di protezione e manovra sono alimentati da stazione di energia 110V corrente continua, ridondante in tutti gli elementi costitutivi.

12 Distanza di prima approssimazione da linee e cabine alta tensione (dpa)

12.1 Premessa

Ai fini della presente relazione, per i calcoli e valutazioni su DPA, si ritiene di attenersi alla Illustrazione Operativa "Campi magnetici da correnti 50 Hz - Distanza di prima Approssimazione da linee e cabine elettriche" elaborata da Enel Distribuzione S.p.A. in riferimento all'Allegato al DM 29 maggio 2008 in ordine al "Procedimento semplificato: calcolo delle distanze di sicurezza di prima approssimazione"

Detta Istruzione ha lo scopo di fornire un indirizzo comune alle Unità Produttive di Enel relativamente all'iter autorizzativo per la costruzione ed esercizio degli elettrodotti (linee e cabine elettriche) ed alla fornitura di dati tecnici alle amministrazioni locali, in sede di progettazione di nuovi luoghi tutelati, pubblici o privati.

Si va a costituire una corrispondenza biunivoca tra la presenza di "luoghi tutelati" così definiti da Legge 36/2001: aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, sanitari e luoghi adibiti a permanenza non inferiore a 4 ore giornaliere.

Nel caso specifico - costruzione di nuovo elettrodotto- sarà questo a dover rispettare la DPA nei confronti di luoghi tutelati come sopra rappresentati.

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 μ T del campo magnetico (art.4 del DPCM 8 Luglio 2003).

Enel Distribuzione S.p.A. ha elaborato le schede sintetiche con le DPA per le tipologie ricorrenti di linee e cabine elettriche di nuova realizzazione, calcolate in conformità al procedimento semplificato per il calcolo della fascia di rispetto di cui al par. 5.1.3 del Decreto 29 maggio 2008 che precisa che la tutela in merito alle fasce di rispetto si applica alle linee elettriche aeree ed interrate, sostanzialmente alle linee AT, in quanto sono escluse dall'obbligo di verifica le linee esercite a frequenza diversa da quella di rete di 50Hz (,alimentazione mezzi di trasporto), linee di classe zero (telecomunicazione), bassa tensione, Media Tensione in cavo cordato ad elica. In questi casi le fasce di rispetto hanno un'ampiezza ridotta, inferiore alle distanze previste da DM 21 marzo 1988, n. 449 e s.m.i.

12.2 Metodologia di calcolo delle fasce di rispetto /DPA

Il DPCM 8 luglio 2003 prevede che il proprietario/gestore dell'elettrodotto comunichi alle autorità competenti l'ampiezza delle fasce di rispetto ed i dati utilizzati per il calcolo dell'induzione magnetica, che va eseguita ai sensi del par.5.1.2 dell'Allegato al Decreto 29 maggio 2008. Nel caso specifico, al fine di agevolare il calcolo delle fasce di rispetto, il Decreto introduce una procedura semplificata per il calcolo delle DPA ai sensi della Norma CEI 106-11, che fa riferimento ad un modello bidimensionale semplificato, valido per conduttori orizzontali paralleli. Nei casi più complessi, (incroci tra linee, cambi di direzione) si può definire l'Area di Prima Approssimazione, che ha la stessa valenza della DPA.

Il calcolo sarà effettuato con modello bidimensionale (2D) se sono rispettate le condizioni di cui alla norma CEI 106-11, o con modello tridimensionale (3D) in caso contrario.

Allo stato attuale non sono ipotizzabili percorsi di cavidotti in corrispondenza di “Luoghi tutelati”, in quanto si ritiene di posare le nuove linee in corrispondenza di strade esistenti. Se in sede di progettazione esecutiva/costruttiva si riscontreranno situazioni diverse, dovrà essere effettuato il richiesto calcolo delle DPA riferita allo specifico caso.

Nella presente relazione si ritiene di utilizzare, per la definizione della DPA da cavi AT, le tabelle Enel, formate in ottemperanza alle Norme e leggi vigenti in materia.

12.2.1 DPA di linee e cabine

In sede di progettazione di nuove linee e cabine elettriche, nel rispetto dell'obiettivo di qualità, sarà dichiarata la DPA ed i dati di calcolo corrispondenti. La DPA, analogamente al caso di verifica preliminare, va individuata tra le schede dell'Allegato A “DPA per linee AT e Cabine Primarie”

12.2.2 Linee in cavo

La trasmissione di energia a 380 kV dalla stazione offshore fino alla stazione di consegna a RTN TERNA, sia in posa marina che terrestre, verrà effettuata con cavi adeguato allo scopo, mediante impiego di cavi unipolari oppure, del tipo tripolare, in riferimento alla disponibilità commerciale di cavi tripolari con sezione maggiore di 630 mm².

Nel caso specifico si ritiene di utilizzare cavi in rame, con sezione di 1000 mm²; la tabella “A14- Cavi interrati disposti in piano” (quindi cavi unipolari affiancati), in corrispondenza di una corrente di riferimento di una sezione totale di 1.600 mm² e di corrente 1110 A , prospetta una **DPA = 5,10 m** ;

Con riferimento alla “Scheda A15 - cavi disposti a trifoglio i cavi sono invece disposti a trifoglio”, si riporta una **DPA = 3,10 m**

In entrambe le situazioni, per la posa interrata, è indicata una profondità di 1,5 metri.

12.3 Stazioni primarie

12.3.1 Stazione offshore

La stazione AT offshore, in condizioni normali, sarà esercita in tele conduzione, senza personale se non per interventi di manutenzione. L'Impianto sarà comunque rispondente alla Legislazione vigente in ordine a sicurezza ed igiene nei luoghi di lavoro. Data la specifica impiantistica delle stazioni offshore, costituita da cavi AT e da apparati elettrici del tipo isolato in SF6, i valori limite di intensità e durata di esposizione a campi magnetici non sono indicati. Saranno effettuati i rilievi dei valori di campo magnetico in sede di collaudo, con le conseguenti indicazioni in ordine alla sicurezza nei confronti di agenti fisici.

12.3.2 Stazione di connessione a RTN

La stazione AT di connessione con RTN, ai fini della individuazione di DPA, rientra nel caso della “Scheda A16- cabina primaria isolata in aria” dalla quale si evince che **la DPA è di 14 metri dal centro delle sbarre AT.**

Oltre tale distanza il valore del campo magnetico è assunto minore del limite di 3 µT

Quindi all'esterno della recinzione e nelle aree secondarie della stazione non sono presenti valori oltre il limite consentito.

13 NORME E DISPOSIZIONI DI LEGGE

Tutte le opere elettriche saranno realizzate in conformità con le seguenti norme e disposizioni di legge:

- Norme IEC / CEI / ENEL;
- Norme ISO;
- Codice di Rete TERNA;
- Guida ENEL per le connessioni;
- DM37 del 22 gennaio 2008, L. 626/94;
- Prescrizioni ISPESL.

Le apparecchiature installate dovranno rispondere per progettazione, fabbricazione e prove alle seguenti norme:

| | |
|--------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
| IEC-60056 | HV Alternating currents Circuit Breakers |
| IEC-60439 | LV Switchgear and control gear assemblies |
| IEC-60502 | Extruded solid dielectric insulated power cables for rated voltages from 1 kV up to 66kV |
| IEC-60947 | LV switchgear and control gear |
| IEC-60227 | Electrical equipment within LV systems |
| EN-50164, 61663 | Lightning protection system |
| IEC-60076 | Transformers and reactors |
| IEC-60831 | Specifications for capacitors |
| IEC-60354 | Loading guide for oil-immersed power transformers |
| IEC-60296 | On-Load tap-changers |

Tabella 13 - Elenco norme internazionali di riferimento