

Data: 20/07/07

Versione: 00

Modifiche: Versione Originale

File: PR001-07 - PARCO EOLICO GOLFO DI MANFREDONIA _Allegato H .doc

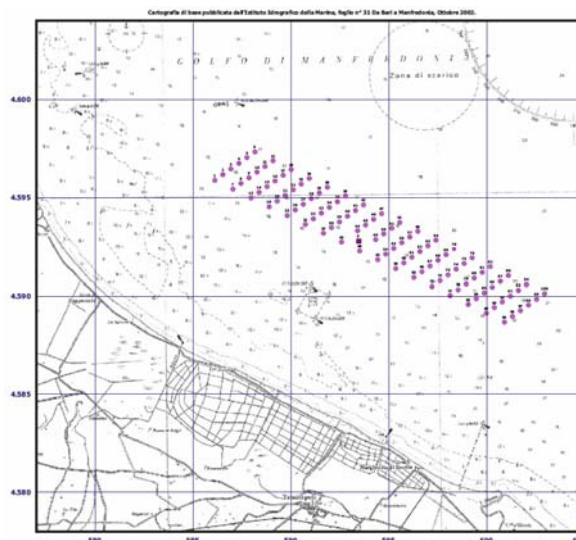
Redatto da:	Verificato da:	Approvato da:
Michele Antonio Trovato INSE srl Napoli	Michele Antonio Trovato	Davide Trevisani

Committente: **TREVI Energy S.p.A**
Via Larga, 201 – 47023 CESENA (FC)

Opera: “CENTRALE EOLICA OFF-SHORE GOLFO DI MANFREDONIA”.

Capitaneria di Porto di Manfredonia (FG)

Oggetto: Progetto preliminare delle infrastrutture elettriche.



Progettista: **Ing. Michele Antonio Trovato**

Via Pietro Nenni trav. 45/1
70032 Bitonto (BA)
Cell. 329 3173191
Ordine degli Ingegneri
Provincia di Bari n°2880

Revisioni

Versione	Data	Totale Pagine	Modifiche
00	16/07/2007	62	Versione Originale

Indice della Relazione.

Premessa	pag.	3
1 Generalità	pag.	4
2 Documentazione di riferimento	pag.	5
3 Caratteristiche elettriche degli aerogeneratori	pag.	6
4 Rete elettrica sottomarina	pag.	7
4.1 Collegamenti per la formazione dei sottocampi.....	pag.	7
4.2 Collegamenti per la connessione dei sottocampi 30/150 kV.....	pag.	8
4.2 Metodologie di posa dei cavi sottomarini.....	pag.	9
5 Cabina 30/150 kV su piattaforma marina	pag.	10
6 Collegamento del parco eolico alla RTN	pag.	12
6.1 Criteri di progetto.....	pag.	12
6.2 Vincoli.....	pag.	13
6.3 Proposta progettuale.....	pag.	14
7 Stazione 380/150 kV e raccordi con la linea Bari Ovest – Foggia	pag.	17
8 Sistema di protezione, comando e controllo	pag.	19
9 Calcolo dei campi magnetici	pag.	22
9.1 Campo magnetico in prossimità dell'approdo a terra.....	pag.	22
9.2 Campo magnetico prodotto dai collegamenti sottomarini.....	pag.	22
9.3 Campo magnetico per i collegamenti terrestri a 150 kV.....	pag.	23
9.4 Campo magnetico per i raccordi a 380 kV.....	pag.	23
10 Lista degli allegati	pag.	24
Tabelle	pag.	25
Figure	pag.	29
Appendice A – Report Fotografico	pag.	56

Premessa.

La progettazione di cui all'intestazione è stata realizzata dal Prof. Ing. Michele Antonio Trovato, responsabile, Ordinario di Sistemi Elettrici per l'Energia presso il Politecnico di Bari, iscritto all'Albo degli Ingegneri della Provincia di Bari, n. 2880, e dalla Società INSE S.r.l. *Ingegneria e Servizi* (Via S. Giacomo dei Capri, 38, Napoli).

Hanno collaborato gli Ingg. Giuseppe Forte e Pietro Valente.

1 Generalità.

Il parco eolico in oggetto è situato nel mare Adriatico, nel golfo di Manfredonia, al largo del tratto di costa compreso tra i comuni di Zapponeta, in provincia di Foggia, e Margherita di Savoia, in provincia di Barletta-Andria-Trani, ad una distanza minima dal litorale non inferiore a 8 km.

Nelle sue parti essenziali, l'impianto è composto da:

- n° 100 aerogeneratori di potenza nominale unitaria pari a 3 MW, per una capacità complessiva di 300 MW, raggruppati in 10 sottocampi, ciascuno con potenza installata pari a 30 MW;
- una rete elettrica a tensione nominale pari a 30 kV necessaria a collegare tra loro gli aerogeneratori afferenti a ciascun sottocampo;
- una cabina primaria 30/150 kV da realizzarsi su piattaforma marina e destinata a raccogliere la potenza prodotta dal parco eolico;
- n° 10 collegamenti sottomarini a 30 kV per la connessione dei sottocampi alla cabina primaria off-shore;
- un collegamento a 150 kV, in parte sottomarino ed in parte sulla terraferma, necessario a trasportare la potenza elettrica dalla cabina primaria 30/150 kV ad una stazione 380/150 kV;
- una stazione 380/150 kV, da realizzarsi in entra-esce sulla linea Bari Ovest – Foggia, necessaria per immettere la potenza prodotta dal parco eolico sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

2 Documentazione di riferimento.

Il progetto è stato condotto sulla base della seguente documentazione di riferimento:

- "Lay-Out Centrale eolica Off-Shore su cartografia di base Istituto Idrografico della Marina" N°Tavola TEE00001-003-0-L fornito dalla Società Trevi Finanziaria Industriale S.p.A. per conto della Società TREVI Energy SpA riportata in allegato (**Allegato A**);
- Area per il posizionamento della Stazione 380/150 kV, secondo le risultanze del verbale della riunione del 21/06/07 tenutasi presso Terna S.p.A. riportato in allegato (**Allegato E**);
- Cartografia tecnica e tematica regionale;
- Norme CEI:
 - o CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
 - o CEI 20-24: Giunzioni e terminazioni per cavi di energia;
 - o CEI 20-56: Cavi da distribuzione con isolamento estruso per tensioni nominali da 3,6/6 (7,2) kV a 20,8/36 (42) kV inclusi;
 - o CEI 20-66: Cavi energia con isolamento estruso e loro accessori per tensioni nominali superiori a 36 kV ($U_m = 42$ kV) fino a 150 kV ($U_m = 170$ kV);
 - o CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
 - o CEI 11-4: Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
 - o CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
 - o CEI 11-32: Impianti di produzione di energia elettrica collegati a reti di III categoria;
 - o CEI 11-32;V1: Impianti di produzione eolica;
 - o CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
 - o CEI 17-1: Apparecchiature ad alta tensione – Interruttori a corrente alternata ad alta tensione
- Unificazione TERNA;
- Legislazione vigente in materia di elettrodotti ad alta tensione; in particolare: Legge 22 Febbraio 2001, n. 36, e D.P.C.M. 8 Luglio 2003.

3 Caratteristiche elettriche degli aerogeneratori.

Ciascun aerogeneratore è dotato di un generatore asincrono del tipo a doppia alimentazione (doubly-fed).

La curva di potenza dell'aerogeneratore utilizzato è riportata in Fig. 1. La velocità di avvio (cut-in) è pari a 4 m/s, la velocità nominale è pari a 15 m/s e la velocità di messa fuori servizio (cut-out) è pari a 25 m/s. L'area spazzata dalle pale è pari a 6362 m².

Il generatore asincrono è a 4 poli con rotore avvolto, tensione nominale 1000 V, potenza nominale 3,0 MW. Esso può funzionare alla massima potenza, con connessioni a triangolo, con un fattore di potenza variabile tra 0,98 in ritardo e 0,96 in anticipo, con una potenza apparente massima di 3125 kVA, mentre il minimo fattore di potenza è pari a 0,4.

Il generatore è connesso alla rete a Media Tensione (MT) a 30 kV attraverso un trasformatore 30/1 kV, isolato in resina, di potenza nominale pari a 3140 kVA, con connessioni Dyn11.

4 Rete elettrica sottomarina a 30 kV.

La rete elettrica sottomarina è costituita dai collegamenti necessari per la realizzazione di opportuni sottocampi di generatori eolici e dai collegamenti utili a connettere questi sottocampi ad una cabina 30/150 kV da realizzarsi su piattaforma marina (v. Cap. 5).

Per questi collegamenti si utilizzano cavi sottomarini tripolari in rame, con isolamento principale in XLPE, tensioni nominali 18/30 kV e tensione di isolamento pari a 36 kV, conformi alle norme IEC 60502-2 e alle Norme CEI 20-13 e 20-56. La temperatura massima di esercizio in regime continuativo è pari a 90 °C, con una sovratemperatura massima pari a 105 °C, in sovraccarico, e a 250 °C, in cortocircuito. In Fig. 2 è illustrata la struttura tipica dei cavi sottomarini utilizzati.

4.1 Collegamenti per la formazione dei sottocampi

Sulla base della disposizione mutua degli aerogeneratori e della forma stessa del parco rispetto alla linea di costa, si è adottata la suddivisione in sottocampi riportata nella Tavola "Schema generale soluzione di progetto su cartografia IGM 1:50.000" riportata in allegato (**Allegato B**).

Il parco eolico risulta costituito da n. 10 sottocampi, ciascuno con potenza nominale pari a 30 MW. Per completezza di esposizione, la formazione dei sottocampi e le connessioni a 30 kV sono particolareggiate nelle Figg. 3 e 4 rispettivamente.

I sottocampi considerati sono suddivisi in 2 gruppi: da A1 a A5 e da B1 a B5, entrambi con potenza installata pari a 150 MW. Nella Tabella 1 sono indicati i generatori appartenenti a ciascun sottocampo.

La potenza di ciascun sottocampo è convogliata ad una cabina di trasformazione 30/150 kV (v. **Allegato A** e Figg. 3-4), da realizzarsi su piattaforma marina, avente lo scopo di raccogliere la potenza prodotta dall'impianto eolico per trasmetterla verso la terraferma.

Nella Tabella 2 sono riportate le lunghezze delle condutture in cavo tripolare per la formazione dei sottocampi. In Fig. 5 sono riportati lo schema unifilare e la carpenteria dei quadri MT di torre, nei due seguenti casi:

- connessione in entra-esce di singolo aerogeneratore;
- connessione di un sottocampo costituito da due gruppi di aerogeneratori.

In Fig. 6 è riportata una illustrazione schematica del sistema di connessione tra cavi di torre e cavi sottomarini. Nei suoi componenti essenziali, il sistema prevede:

- un tubo a "J" (J tube), entro il quale trova alloggiamento il cavo sottomarino e parte dal fondo del mare;
- un apparato per il fissaggio (hang-off) del sistema tubo a "J" - cavo marino, realizzato all'interno della torre e tale da conferire un'adeguata resistenza meccanica alle correnti marine. Attraverso opportune flange, si realizza collegamento rigido alla struttura della torre dello stesso tubo a "J" e delle corde che costituiscono l'armatura del cavo marino, successivamente collegate a terra;
- una cassetta di giunzione (Junction Box), entro la quale si realizza il collegamento tra il cavo di torre, che parte dai morsetti a MT del trasformatore posto nella navicella, ed il cavo sottomarino. La cassetta risulta suddivisa in due scomparti indipendenti nei quali rispettivamente si realizza: la giunzione tra i conduttori di potenza, opportunamente sfioccati, ed il collegamento tra le fibre ottiche dedicate al monitoraggio, al comando e alla protezione dell'aerogeneratore.

4.2 Collegamenti per la connessione dei sottocampi alla cabina 30/150 kV

Nella Tavola "Schema generale soluzione di progetto su cartografia IGM 1:50.000" riportata in allegato (**Allegato B**) sono evidenziati i collegamenti in cavo sottomarino attraverso i quali ciascuno dei sottocampi individuati è connesso alla cabina 30/150 kV posta sulla piattaforma marina (v. anche Fig. 4).

Lo sviluppo di questi collegamenti avviene all'interno del parco. In particolare, 5 cavi tripolari di sezione opportuna trasportano la potenza prodotta dai sottocampi A1-A5 e proseguono in percorso rettilineo sino a raggiungere la cabina 30/150 kV. In maniera analoga si sviluppa il percorso dei cavi per la connessione dei sottocampi B1-B5. Nella Tabella 3 sono riportate le lunghezze stimate per ciascuna delle condutture così definite.

Infine, nella Fig. 7 è riportato lo schema elettrico unifilare di massima relativo al sottocampo A1. La connessione dei rimanenti sottocampi ha una struttura analoga.

4.3 Metodologie di posa dei cavi sottomarini

Per l'area in esame è da considerarsi una profondità del mare variabile tra 12 e 18 m, con un fondale marino di tipo sabbioso per almeno 5 m.

In considerazione del fatto che l'area del sito dovrà essere interdetta alla navigazione ed alla pesca, con una fascia di rispetto di circa 150-200 m, la posa dei cavi infra-generatori attraverso ancoraggio al fondo marino può risultare tecnicamente fattibile ed economicamente vantaggiosa. Altro aspetto da considerare a riguardo è l'intensità delle correnti marine. Occorre, in ogni caso, sottolineare che, nella gran parte di casi analoghi, si è provveduto all'interramento sotto il fondo del mare di questi collegamenti.

Nel caso di fondali sabbiosi e con profondità superiori a 10 m (fino a circa 40 m), la metodologia utilizzata si basa sulla creazione, attraverso potenti getti d'acqua (Jetting System), di una trincea nella quale viene alloggiato il cavo.

Si può a questo scopo utilizzare un veicolo robotizzato comandato a distanza (Remotely Operated Vehicle) che entra in azione dopo che il cavo è stato posato sul fondo del mare (ROV System).

Il veicolo, che si muove sul fondale marino su ruote oppure su cingoli speciali, è dotato di particolari bracci muniti di ugelli che possono essere opportunamente orientati al fine di smuovere il fondale marino sottostante il cavo in maniera da creare una trincea, della profondità desiderata, nella quale il cavo medesimo viene ad adagiarsi (v. Fig. 8).

La tecnica illustrata nelle Figg. 9-11 prevede, invece, l'impiego di una macchina speciale che opera sul fondale marino ed è trainata da una nave posa cavi. In questo caso, la posa del cavo e la creazione della trincea sul fondo del mare avvengono contemporaneamente (Hydroplow System, Prysmian Proprietary).

Nel caso di bassi fondali ($h < 10$ m) le tecniche di posa e di interrimento dei cavi sono diversificate. In molti casi si ricorre ancora a sistemi a getto che sono tuttavia azionati sul fondo del mare direttamente da personale specializzato, con l'ausilio di un battello appoggio.

5 Cabina 30/150 kV su piattaforma marina.

La cabina di trasformazione off-shore è realizzata su una piattaforma marina di dimensioni pari a 35 x 30 m, ubicata nel punto di coordinate 41°28'46.20"N 16°07'05.90"E nel sistema di riferimento WGS84, come riportato in allegato (**Allegato B**).

La cabina include i seguenti componenti principali:

– **n° 1 quadro 30 kV con sbarre blindate in aria, per il collegamento dei sottocampi.**

Il quadro è costituito da n. 2 semi-sbarre; a ciascuna semi-sbarra afferiscono n. 5 stalli, rispettivamente per i collegamenti dei gruppi di sottocampi A1-A5 e B1-B5.

Ciascuno stallo è equipaggiato con una cella sbarre, una cella interruttore, una cella BT e una cella terminale di potenza. La cella interruttore è sotto vuoto (o in gas SF₆) e dotata di sezionamento interno visibile.

Sulla semi-sbarra B è presente uno stallo attraverso il quale, in condizioni normali di esercizio, sono alimentati i servizi ausiliari di cabina e, in assenza di rete (lato 150 kV), sia i servizi ausiliari di cabina sia quelli degli aerogeneratori (con la messa in tensione della rete a 30 kV).

Le semi-sbarre A e B possono essere collegate attraverso un congiuntore sbarre.

A schema normale, il congiuntore è aperto; esso può essere chiuso quando, per manutenzione o disservizio su uno dei trasformatori di cabina, si decida di trasferire parte della potenza transitante su una semi-sbarra sull'altra semi-sbarra.

L'entità della potenza trasferibile dipende dalla potenza nominale scelta per i trasformatori.

Il congiuntore sbarre deve essere chiuso anche in mancanza rete lato 150 kV per consentire l'alimentazione dei servizi ausiliari di torre.

Infine il quadro a 30 kV contiene n. 2 stalli blindati ed isolati in SF₆ per il collegamento di ciascuna semi-sbarra al corrispondente trasformatore.

– **n° 2 trasformatori 30/150 kV.**

La potenza nominale di ciascun trasformatore è pari a 160 MVA. L'eventuale incremento della potenza nominale è da valutare in sede di progettazione definitiva, in relazione all'entità di potenza da trasferire su uno di essi per manutenzione o disservizio dell'altro. Si prevede per i trasformatori un sistema di raffreddamento del tipo OFAF (olio forzato, aria forzata).

– **n° 1 quadro 150 kV.**

Il quadro, in esecuzione blindata e con isolamento in SF₆, contiene n. 2 stalli per il collegamento del lato AT dei trasformatori ad una sbarra 150 kV, e due stalli linea per la partenza dei collegamenti sottomarini a 150 kV.

– **n° 1 sistema SCADA per il monitoraggio, il controllo e le comunicazioni.**

– **n° 1 generatore diesel di emergenza**

Il generatore, con tensione nominale pari a 400 V, è destinato ad alimentare in condizioni di emergenza (mancanza rete lato 150 kV) ed i servizi ausiliari degli aerogeneratori, attraverso la messa in tensione della rete interna a 30 kV. Si prevede che questo generatore abbia una potenza nominale pari a 2000 kVA.

– **n° 2 serbatoi per lo stoccaggio di gasolio, per l'alimentazione del diesel di emergenza, ciascuno di capacità pari a circa 75 tonnellate di combustibile.**

Il posizionamento delle apparecchiature elettriche di cabina e i relativi ingombri sono illustrati in Fig. 12.a. In Fig. 12.b sono indicati i pesi e le altezze delle corrispondenti apparecchiature.

Lo schema elettrico unifilare della cabina di trasformazione è riportato nella Fig. 13. La disposizione delle apparecchiature elettriche è realizzata in maniera tale da permettere l'uscita dei collegamenti a 150 kV in direzione della costa senza necessità di percorsi aggiuntivi.

6 Collegamento del parco eolico alla RTN.

Il collegamento alla RTN della cabina 30/150 kV off-shore è costituito da un tratto in cavo sottomarino e da un tratto terrestre, a sua volta realizzato in parte in cavo interrato e in parte in linea aerea.

Il punto di approdo dei cavi sottomarini è posizionato sul tratto di costa compreso tra la località Lido di Rivoli e l'abitato del comune di Zapponeta, nel punto di coordinate 41°28'29"N 15°56'29"E (WGS84).

La soluzione progettuale elaborata risulta essere a minimo impatto ambientale ed è descritta in questa sede sulla base del sistema di coordinate WGS84.

Si è provveduto inoltre ad individuare altre due soluzioni alternative per il collegamento del parco eolico alla RTN. Queste soluzioni alternative sono descritte nel documento intitolato "Centrale eolica off-shore Golfo di Manfredonia – Progetto Preliminare delle infrastrutture elettriche – Soluzioni alternative" fornito a parte al committente.

6.1 Criteri di progetto

Nello studio dei collegamenti a 150 kV sono stati adottati i seguenti criteri progettuali:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato, sia per occupare la minore porzione possibile di territorio sia per non superare i limiti di convenienza tecnico-economica;
- evitare o minimizzare l'interferenza con aree protette o sottoposte a regimi vincolistici particolari, zone di pregio naturalistico, paesaggistico ed archeologico;
- non interferire con i nuclei abitativi, evitando di interessare anche case sparse, non solo osservando la fascia di rispetto prescritta dalla normativa vigente, ma mantenendo una distanza tale da rispettare, con l'elettrodotto percorso dalla corrente massima prevista, il limite di 3 μ T per l'induzione magnetica;

- creare il minor contrasto possibile con gli strumenti urbanistici dei Comuni coinvolti, evitando anche, per quanto possibile, di interessare aree per eventuali trasformazioni ed espansioni future;
- utilizzare corridoi che siano i meno pregiudizievoli dal punto di vista dell'inserimento paesaggistico dell'opera;
- interferire nella misura minore possibile con le attività antropiche (trasporti e comunicazioni, ecc.);
- sfruttare quanto più è possibile gli attuali corridoi di passaggio delle linee esistenti.

Il dimensionamento dei collegamenti a 150 kV, dei collegamenti a 30 kV e degli altri principali componenti (trasformatori ed apparecchiature dei quadri AT e MT) è stato finalizzato ad una prima valutazione del costo totale dell'opera.

Nel caso specifico delle condutture AT e MT sono stati utilizzati i noti criteri *della portata di corrente ammissibile in specificate condizioni di posa* e della *massima caduta di tensione ammissibile*. Le scelte dimensionali di primo tentativo sono quindi state verificate procedendo a simulare, attraverso un'appropriata *analisi di load flow*, il funzionamento dell'intero sistema elettrico in condizioni di regime permanente sinusoidale ed al massimo carico.

Tuttavia, le scelte dimensionali adottate dovranno essere necessariamente verificate in sede di progettazione definitiva, a seguito dei seguenti ulteriori studi:

- compensazione del reattivo e regolazione della tensione in regime permanente per condizioni di minima e massima tensione lato RTN;
- correnti di corto circuito per guasti simmetrici e dissimmetrici;
- verifica degli isolamenti per sovratensioni di origine interna ed esterna;
- dimensionamento e coordinamento delle protezioni;
- analisi del comportamento dinamico del sistema elettrico in seguito a disturbi di varia natura (corto circuiti, improvviso distacco da RTN, brusche variazioni della potenza trasmessa, per distacchi o inserzione di cluster di aerogeneratori);
- verifica delle prestazioni dell'impianto nei riguardi delle specifiche prescrizioni contenute nella Norma CEI 11-32;V1.

6.2 Vincoli

Lo studio del tracciato del collegamento elettrico a 150 kV ha tenuto in conto una vasta serie di vincoli presenti sul territorio.

In particolare sono stati esaminati, rilevando la relativa interferenza, i seguenti vincoli:

- Corsi d'acqua iscritti nelle acque pubbliche quali il Fiume Ofanto e il Torrente Carapelle

- Aree Protette SIC
- Aree Protette ZPS ed Aree umide tutelate a livello internazionale. In particolare, le zone umide della Capitanata aventi codice IT9110005 di Rete Natura 2000 costituiscono aree ZPS di notevolissimo interesse per la vegetazione e per l'avifauna acquatica. La protezione è in questo caso imposta per l'elevata vulnerabilità connessa alla trasformazione idrogeologica del territorio ed all'attività venatoria.
- Aree con grotte o emergenze geomorfologiche di particolare interesse
- Aree edificabili urbane così come definite negli strumenti urbanistici vigenti
- Aree con ambiti territoriali complessi (estesi) così come definite dalla Regione Puglia
- Zone con vincolo architettonico/archeologico
- Masserie
- Aree con vincolo idrogeologico
- Aree con vincoli di interesse pubblico (Gestione sociale)
- Aree con vincoli aeroportuali
- Aree a pericolosità di inondazione

Nella tavola "Vincoli Territoriali di progetto su cartografia IGM 1:50.000" riportata in allegato (**Allegato C**) vengono riportate tutte le tematiche presenti sul territorio relative a vincoli sia "naturali" che "artificiali".

6.3 Proposta progettuale

La proposta progettuale prevede:

- **un collegamento sottomarino**, di lunghezza pari a circa 15,4 km, costituito da due cavi tripolari a 150 kV, con isolamento in XLPE, di sezione opportuna, posti ad una profondità di circa 1 m al di sotto del fondo marino e distanziati tra loro di circa 2 m.

Il percorso parte dalla cabina a mare in direzione Sud – Sud-Ovest, quindi piega in direzione Ovest nel Punto A di coordinate 41°28'20"N 16°06'50"E, e prosegue in maniera rettilinea fino al Punto B di coordinate 41°28'45"N 15°57'25"E, per poi piegare in direzione Ovest – Sud-Ovest fino all'approdo a terra situato nel tratto di costa tra la località Lido di Rivoli ed il Comune di Zapponeta, nel punto di coordinate 41°28'29"N 15°57'29"E. Una descrizione illustrativa dell'area dell'approdo, libera da ogni tipo di insediamenti, è fornita nel **Report fotografico (Appendice A Fig. F1 e Foto 1-6)**.

Le modalità di posa dei cavi sottomarini a 150 kV sono analoghe a quelle descritte per i cavi a 30 kV nel § 4.3. A partire da una profondità del mare di 4-5 m e sino al giunto terra-mare si prevede di porre i cavi entro tubo protettivo di diametro opportuno.

- **un giunto terra-mare** situato all'interno a circa 150-200 m dalla battigia (41°28'25"N 15°56'21"E) per il collegamento dei cavi sottomarini con cavi terrestri (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F1 e Foto 7-10).

In Fig. 14 è riportato uno schema realizzativo del giunto terra-mare. Il giunto è costituito principalmente da una cassa riempita in resina di poliuretano, delle dimensioni di circa 3,5 m x 0,7 m. Nella cassa il cavo tripolare marino viene sfioccato ed i relativi conduttori di fase sono connessi ai conduttori unipolari che costituiscono il collegamento in cavo terrestre. Le fibre ottiche presenti nel cavo sottomarino sono connesse, in una sezione separata del giunto (optical fibre organizer) e collegate alle fibre ottiche che viaggiano in un condotto separato dai cavi unipolari di potenza.

Prevedendosi la realizzazione nello stesso scavo di due giunzioni, l'area complessivamente occupata per la realizzazione del giunto terra-mare è pari a circa 4 m x 3 m. Il giunto terra-mare sarà completamente interrato alla profondità di 1,2 m e la sua presenza sarà segnalata da apposito cartello monitore.

- **un tratto in cavo interrato**, di lunghezza pari a circa 8,9 km, formato da due terne di cavi unipolari a 150 kV di sezione opportuna (v. Tavola "Schema generale soluzione di progetto su cartografia IGM 1:50.000" riportata in allegato – **Allegato B**).

Partendo dal giunto terra-mare il percorso raggiunge la SP 144 nel Punto C (41°28'23.20"N 15°56'17.45"E) e seguendo la SP 144 in direzione Zaponeta (v. **Appendice A – Report Fotografico**: Fig. F1 e Foto 11), dopo circa 600 m raggiunge il Punto D (41°28'08"N 15°56'32.30"E) il percorso dei cavi terrestri piega a destra in direzione Sud-Ovest sulla viabilità secondaria per circa 3,6 km (v. **Appendice A – Report Fotografico**: Fig. F1 e Foto 12), passando per il Punto E (41°27'39.70"N 15°55'46.80"E) ed il punto F (41°26'58.80"N 15°55'41.60"E), sino ad incontrare la SP 77 nel Punto G di coordinate 41°27'02"N 15°54'58.50"E (v. **Appendice A – Report Fotografico**: Fig. F2, Foto 13-15).

Proseguendo sulla SP 77 in direzione Sud, il percorso dei cavi raggiunge dopo circa 700 m il Punto H (41°26'40"N 15°54'55"E). Qui il percorso piega a destra sulla SP 70 in prossimità dell'Azienda Agricola Carapelle, oggi BAEBA, (v. **Appendice A – Report Fotografico**: Fig. F2, Foto 16-18).

In Fig. 15 sono illustrate le modalità di posa dei cavi interrati sia nel caso di strada sterrata o terreno agricolo, sia nel caso di strada asfaltata.

In Fig. 16 è riportato uno schema di realizzazione di una buca giunti interrata per il collegamento di tratte di cavi interrati.

- **un passaggio da cavo terrestre a linea aerea.**

Si prevede di situare questo passaggio in località Masseria Votone, nel punto di coordinate 41°26'37.50"N 15°52'23"E. La zona è adibita a coltivazione di grano e le infrastrutture elettriche necessarie saranno contenute in un'area recintata di dimensioni pari a circa 20 m x 30 m (v. **Appendice A – Report Fotografico**: Fig. F3, Foto 19-21).

In Fig. 17 è riportato uno schema di massima per la realizzazione del passaggio dal sistema di cavi interrati a linea aerea in doppia terna su palificata a 150 kV.

- **un tratto in linea aerea**, di lunghezza pari a circa 9,6 km, in doppia terna a 150 kV (v. Tavola "Schema generale soluzione di progetto su cartografia IGM 1:50.000" – **Allegato B**) per mezzo del quale si raggiunge l'area della Stazione 380/150 kV.

In Fig. 18 la struttura tipo del traliccio che si prevede di utilizzare per il tratto in linea aerea. Il traliccio ha una altezza media totale pari a 30 m. Si prevede la realizzazione di campate di lunghezza media pari a 400-450 m.

- **una stazione di trasformazione 380/150 kV** per la connessione del parco eolico in oggetto alla RTN.

Si prevede di realizzare la stazione nel territorio del Comune di Manfredonia, nell'area denominata Macchia Rotonda (v. Tavola "Schema generale soluzione di progetto su cartografia IGM 1:50.000" riportata in allegato – **Allegato B** – e **Appendice A – Report Fotografico**: Fig. F4 e Foto 22-24). Secondo quanto indicato dalla Società Terna S.p.A. si ipotizza di collegare questa stazione in entra-esce sulla linea a 380 kV Bari Ovest – Foggia (v. Cap. 7).

Nella "Tavola schema generale di progetto e vincoli territoriali su cartografia 1:50.000", riportata in allegato (**Allegato D**), è riportato il percorso dei collegamenti terrestri per la connessione dell'impianto alla RTN, alla luce dei vincoli naturalistici, paesaggistici ed archeologici presenti.

Entrambi i percorsi in cavo terrestre ed in linea aerea interessano zone a pericolosità di inondazione. Il tratto in cavo, essendo interrato e realizzato per la gran parte nella struttura stradale, non presenta alcuna cubatura aggiuntiva sul territorio atta a ridurre lo smaltimento delle acque.

Il tratto in linea aerea attraversa l'area a rischio inondazione per circa 2,5 km, ossia per 6-7 tralicci (v. "Tavola schema generale di progetto e vincoli territoriali su cartografia 1:50.000", riportata in allegato - **Allegato D**). Per i tratti di linea suddetti sarà necessario uno studio di compatibilità idrogeologica eseguito ai sensi di quanto prescritto al punto g) dell'art. 19 del Piano di Bacino per l'Assetto Idrogeologico redatto dall'Autorità di Bacino della Regione Puglia.

Il tracciato evita le aree di interesse archeologico presenti e consente di mantenere la morfologia del territorio e la sua antropizzazione.

Lo schema elettrico unifilare di massima relativo all'intera proposta progettuale descritta in questo capitolo è riportato in Fig. 19.

7 Stazione 380/150 kV e raccordi con la linea Bari Ovest – Foggia.

Per la connessione alla RTN del parco eolico in oggetto è prevista la realizzazione di una stazione di trasformazione 380/150 kV da ubicare, come indicato dalla Società Terna S.p.A. nella riunione del 21/06/07, in una vasta zona denominata Macchia Rotonda, situata nel territorio del Comune di Manfredonia (v. **Allegato E**).

Al fine di proporre, in ogni caso, in questa sede, un'ubicazione più precisa della stazione, a seguito di un sopralluogo della zona interessata si è individuato il punto di coordinate 41°26'25.30"N 15°45'25.60"E che corrisponde alla posizione del traliccio n. 239 della linea Bari Ovest – Foggia (v. **Appendice A – Report fotografico**: Fig. F4 e Foto 22-24).

Seguendo le indicazioni ricevute da Terna S.p.A., si è elaborata una configurazione della stazione che prevede una sezione a 380 kV formata da cinque stalli linea a 380 kV (di cui due futuri), da un parallelo basso e da quattro stalli a 380 kV (di cui uno futuro) per i primari di quattro autotrasformatori 380/150 kV della potenza di 250 MVA cadauno (di cui uno futuro).

La sezione a 150 kV è costituita dai secondari degli autotrasformatori, da un congiuntore, da due sistemi di sbarre e da dieci stalli linea a 150 kV, due dei quali sono dedicati alla connessione dell'impianto eolico in oggetto.

Lo schema elettrico unifilare della stazione è riportato in Fig. 20. In Fig. 21 è illustrata la corrispondente pianta elettromeccanica con i relativi ingombri, secondo quanto specificato da Terna S.p.A..

In Fig. 22 è riportata una vista in sezione delle apparecchiature a 380 kV ed a 150 kV presenti nella stazione. Le altezze massime previste per le infrastrutture elettriche di stazione non superano i 25 m per la sezione a 380 kV ed i 20 m circa per la sezione a 150 kV.

L'area occupata dalla stazione è pari a circa 74400 m² (310 m x 240 m). L'accesso ad essa sarà realizzato attraverso opportuni raccordi con la viabilità esistente.

Nell'area della stazione è previsto un edificio all'interno del quale si installeranno i quadri di protezione e di controllo e le apparecchiature dei servizi ausiliari, quali trasformatori 20/0,380 kV, batterie, raddrizzatori e gruppo elettrogeno, oltre ad uffici e servizi igienici. Tuttavia la stazione, analogamente alle altre della stessa tipologia, non sarà presidiata ma controllata e manovrata a distanza.

In sede di progettazione definitiva saranno individuate tutte le caratteristiche necessarie per l'accertamento della conformità urbanistica dell'opera, quali posizionamento sul territorio, pianta

elettromeccanica definitiva, pianta fondazioni, sezioni e prospetti definitivi dell'edificio e delle opere elettriche.

L'inserimento della stazione 380/150 kV sul territorio include anche la realizzazione di opportuni raccordi per la creazione del collegamento in entra-esce con la linea 380 kV Bari Ovest – Foggia.

Le modifiche consisteranno nell'infissione di alcuni sostegni di specifiche caratteristiche, nell'apertura della linea stessa e nella realizzazione di due brevi raccordi verso gli stalli della stazione 380 kV a ciò predisposti.

Nella progettazione della variante sarà necessario verificare, con il posizionamento scelto per la stazione, la validità delle prestazioni dei sostegni esistenti ed il necessario contenimento dei tempi di fuori servizio della linea stessa.

8 Sistema di protezione, comando e controllo.

L'intero impianto sarà dotato di un sistema di protezione, comando e controllo in grado di soddisfare le prescrizioni contenute nelle Norme CEI 11-32, *Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria* (Impianti di potenza nominale superiore a 50 MVA) e nella Norma CEI 11-32;V1, *Impianti di produzione eolica*.

Ai fine del controllo di rete per la sezione in Altissima Tensione dell'Impianto (AAT), saranno resi disponibili al gestore della Rete i seguenti segnali e misure:

- Segnali:
 - Stato di ciascun interruttore generale;
 - Stato di ciascun interruttore di generatore;
 - Stato di ciascun sezionatore di riferimento sbarre (nel caso di impianti dotati di doppia sbarra);
 - Stato dell'interruttore congiuntore sbarre (nel caso di impianti dotati di doppia sbarra).
- Misure:
 - Potenza attiva misurata nel punto di consegna;
 - Potenza reattiva misurata nel punto di consegna;
 - Tensione sulle sbarre AT;
 - Tensione lato MT di ciascun generatore (se richiesto dal gestore della Rete);
 - Potenza attiva lato MT di ciascun generatore (se richiesto dal gestore della Rete);
 - Potenza reattiva lato MT di ciascun generatore (se richiesto dal gestore della Rete).

Nello specifico, l'impianto eolico in oggetto deve fornire, nei riguardi della rete AAT cui è collegato i seguenti servizi:

- distacco o riduzione della potenza immessa in rete;
- insensibilità agli abbassamenti di tensione;
- regolazione della potenza attiva;
- regolazione della potenza reattiva;
- inserimento graduale della potenza immessa in rete.

In relazione alla gestione dell'impianto, lato produttore, il sistema di protezione e controllo dovrà assicurare affidabilità e continuità di esercizio, contribuendo alla massimizzazione della produzione del parco. Le principali funzioni svolte dal sistema si sintetizzano nei seguenti punti:

- garantire la protezione contro qualsiasi guasto elettrico;
- permettere l'esercizio locale e da remoto;
- acquisire dati utili per l'esercizio, la manutenzione e la ricostruzione di eventi.

A questo scopo gli stalli AT della cabina primaria e in arrivo alla Stazione 380/150 kV saranno dotati di singole unità di controllo, dotate di doppia CPU, in grado di garantire le seguenti protezioni:

- Massima corrente di fase e di terra (50, 51, 50N e 51N);
- Minima e massima tensione (27, 59);
- Massima tensione di neutro (59N);
- Protezione per mancata apertura interruttore (50BF);
- Supervisione dei circuiti di apertura (74TC);
- Immagine termica (49).

Inoltre, l'unità di controllo sarà in grado di acquisire tracciati oscillografici ad alta risoluzione con campionamento ad almeno 1600 Hz.

I trasformatori di cabina saranno dotati di protezione differenziale in tecnologia digitale per la protezione contro guasti interni, includendo la possibilità di registrare l'usura dei contatti dell'interruttore, il numero di operazioni, almeno 500 eventi con risoluzione temporale di 1 ms e gli ultimi 10 eventi di guasto.

Analoghe considerazioni valgono per il quadro MT della cabina. Ogni cella MT sarà dotata di un'unità integrata di protezione e controllo connessa al sistema di controllo attraverso una linea seriale in fibra ottica e disporrà di un display locale per la visualizzazione di allarmi e misure. Le principali caratteristiche dell'unità sono le seguenti:

- Protezione: massima corrente di fase e di terra 50/51, 50N/51N, massima corrente direzionale di fase e di terra 67/67N, mancata apertura interruttore 50BF;
- Funzioni di supervisione: supervisione circuiti di apertura 74TC, supervisione TA 74CT;
- Misure: correnti, tensioni, potenze, energie, I^2t , conteggio manovre;
- Registrazione di sequenze di eventi: registrazione di un massimo di 500 eventi con risoluzione temporale pari a 1 ms, consultabili localmente e trasferibili attraverso linea di comunicazione;
- Registrazione di guasti: registrazione degli ultimi 10 eventi di guasto;

- Oscilloperturbografo: fino a 5 s di registrazioni di forme d'onda e di valori di ingressi digitali;
- Automazione: possibilità di definire logiche di interblocco e di automazione, attraverso linguaggi formali standard.

Le funzioni di supervisione e controllo saranno svolte da un sistema SCADA che, nella sua architettura di massima, prevede una configurazione basata su PC locale che supporta anche un WebServer per l'accesso da remoto. La struttura delle pagine video include:

- Schema generale dell'impianto;
- Pagine allarmi con finestra di pre-view;
- Schemi dettagliati degli stalli AT e dei quadri MT.

Il sistema di controllo dovrà essere in grado di attuare in completa autonomia procedure di recupero e di ripristino, quali, ad esempio, il raggiungimento di determinati stati degli aerogeneratori in seguito a blackout della rete AT ed il successivo ripristino delle normali condizioni operative.

A questo scopo, si dovrà prevedere una perfetta integrazione tra logiche di gestione e di comunicazione proprie degli aerogeneratori e delle apparecchiature elettriche che compongono l'intero sistema di trasmissione.

9 Calcolo dei campi elettromagnetici.

9.1 Campo magnetico in prossimità dell'approdo a terra.

Sebbene la legislazione vigente non contenga alcuna prescrizione per quanto riguarda l'entità dei campi elettromagnetici per le linee in cavo, è stata condotta la valutazione del campo magnetico in prossimità dell'approdo a terra del sistema di cavi a 150 kV nell'area in corrispondenza della battigia. Le ipotesi a base dell'analisi condotta sono le seguenti:

- interdistanza tra i cavi pari a 3 m;
- cavi interrati ad una profondità di 1,5 m;
- funzionamento contemporaneo di tutti gli aerogeneratori alla massima potenza;
- altezza dal suolo dei punti di osservazione pari a 1 m.

I risultati dello studio sono riportati nella Fig. 23, dalla quale si evince che il campo magnetico non supera in alcuna sezione i 3 μT , rimanendo dunque al di sotto del valore obiettivo imposto dal DPCM 8 Luglio 2003 per le nuove linee elettriche aeree, per le quali comunque si impone un valore limite di esposizione pari a 10 μT da rispettare utilizzando come valore di corrente la mediana dei valori di corrente nelle 24 ore in condizioni normali di esercizio.

9.2 Campo magnetico prodotto dai collegamenti sottomarini.

Il campo magnetico generato dai cavi sottomarini a 150 kV in mare è sostanzialmente identico a quello calcolato per l'approdo sulla terraferma nelle stesse condizioni di posa; per cui all'altezza di 1 m dal fondo del mare non supera il valore di 3 μT .

Per quanto concerne il campo magnetico prodotto dai cavi sottomarini della rete interna a 30 kV, si è posta l'attenzione sul calcolo del campo magnetico in corrispondenza dei percorsi comuni dei cavi che raccolgono i sottocampi A1-A5 ed i sottocampi B1-B5 rispettivamente (v. Fig. 4). Si prevede, di realizzare, in questo caso, un corridoio costituito di 5 cavi tripolari distanziati di 2 m ed interrati di 1 m sotto il fondo marino.

Si ottiene l'andamento riportato in Fig. 24, e il massimo valore di campo, all'altezza di 1 m del fondo del mare, è inferiore a 4,5 μT . È da notare che questa intensità del campo magnetico

è di gran lunga minore rispetto a quella media del campo magnetico terrestre in Italia, che varia tra 40 e 50 μT , sebbene quest'ultimo sia stazionario. In linea con le valutazioni formulate negli studi compiuti su impianti analoghi (parchi eolici di Horns Rev e di Nysted, in Danimarca), si ritiene che tale campo magnetico non debba influenzare la fauna e la flora marina.

9.3 Campo magnetico per i collegamenti terrestri a 150 kV

Si sono valutati l'andamento del campo magnetico e l'ampiezza della fascia di rispetto per i collegamenti terrestri a 150 kV.

In Fig. 25 è riportato l'andamento del campo magnetico prodotto all'altezza di 1 m dal piano campagna da due terne di cavi unipolari a 150 kV disposti in piano ed interrati alla profondità di 1 m percorsi da una corrente pari a 640 A. Dalla Figura si evince che il campo magnetico ad una distanza di 3,3 m dall'asse della linea è inferiore a 3 μT .

Si è valutato il campo magnetico prodotto da una linea aerea a 150 kV in doppia terna avente la configurazione illustrata nella Tavola 4. Nella sezione di franco minimo, e per un valore di corrente pari a 720 A, l'andamento del campo magnetico all'altezza di 1 m dal piano campagna è illustrato in Fig. 26. Dalla Figura si osserva che il campo magnetico è inferiore a 3 μT ad una distanza dall'asse della linea superiore a 15 m.

9.4 Campo magnetico per i raccordi a 380 kV

Per quanto riguarda i campi magnetici generati dalla linea 380 kV e dalla stazione si fa riferimento ai campi attualmente generati da una linea 380 kV attraversata dalla corrente di riferimento di 2985 A indicata dal Ministero per l'Ambiente e la Tutela del Territorio con la Circolare DSA/2004/25291 del 14 novembre 2004 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto.

Per il valore di corrente considerato, l'andamento dell'induzione magnetica risultante è riportato in Fig. 27. Con questa corrente, il valore obiettivo di 3 μT si ottiene ad una distanza di 50 m dall'asse della linea, individuando una fascia ampia 100 m nella quale si dovrà imporre il vincolo preordinato all'esproprio.

10 Lista degli allegati.

- Allegato A** Lay-Out centrale eolica off-shore su cartografia di base Istituto Idrografico della Marina
N°Tavola: TEE00001-003-0-L
Rev. 00
Formato A0
- Allegato B** Schema generale soluzione di progetto su cartografia IGM 50.000
N°Tavola: TEE00001-004-0-L
Rev. 00
Formato A0
- Allegato C** Vincoli Territoriali di progetto su cartografia IGM 50.000
N°Tavola: TEE00001-001-0-L
Rev. 00
Formato A0
- Allegato D** Schema generale di progetto e vincoli territoriali su cartografia IGM 50.000
N°Tavola: TEE00001-005-0-L
Rev. 00
Formato A0
- Allegato E** *Centrale eolica Off-Shore Golfo di Manfredonia*
Corrispondenza TERNA S.p.A – TREVI Finanziaria Industriale S.p.A.
Autore: Trevi Energy SpA
Rif. **SEO-PR001-07 – RT - AG**
Versione: 00

Tabelle.

Tabella 1. Formazione dei sottocampi

Sottocampo	Aerogeneratori	Potenza installata
	N°	[MW]
A1	1,2,3,4,5,6,7,8,9,13	30
A2	10,11,12,15,16,17,18,21,22,23	30
A3	14,19,20,25,26,31,32,37,38,43	30
A4	24,27,28,29,30,33,34,35,36,42	30
A5	39,40,41,44,45,46,47,49,50,51	30
B1	48,53,54,59,60,65,66,71,72,78	30
B2	52,55,56,57,58,61,62,63,64,70	30
B3	67,68,69,73,74,75,76,79,80,81	30
B4	77,83,84,85,89,90,91,95,96,97	30
B5	82,86,87,88,92,93,94,98,99,100	30

Tabella 2. Lunghezza dei collegamenti per la formazione dei sottocampi

Sottocampo	Tratte	Lunghezza [km]
A1	13-7; 7-1; 1-2; 6-5; 5-4; 4-3	4
A1	9-3; 8-2; 9-8	2,5
A2	12-11; 11-10; 10-16; 18-17; 17-23; 23-22	4
A2	16-15; 22-21; 15-21	2
A3	14-20; 20-26; 26-32; 19-25; 25-31; 31-37; 45-37	7
A3	32-38; 37-38	1,5
A4	24-30; 30-29; 29-28; 42-36; 36-35; 35-34	4
A4	28-27; 27-33; 34-33	2
A5	41-40; 40-39; 39-44; 45-44; 47-46; 46-51; 51-50	4,5
A5	44-49; 50-49	1,5
B1	48-53; 71-65; 65-59; 59-53; 78-72; 72-66; 66-60	7
B1	53-54; 60-54	1,5
B2	52-58; 58-57; 57-56; 70-64; 64-63; 63-62	4
B2	62-61; 61-55; 56-55	2
B3	76-75; 75-69; 69-68; 74-73; 81-80; 80-79; 79-73	4,5
B3	68-67; 73-67	1,5
B4	77-83; 83-89; 89-90; 95-96; 96-97; 97-91	4,5
B4	90-84; 91-85; 85-84	2,5
B5	82-88; 88-94; 94-93; 100-99; 99-98; 98-92	4,5
B5	92-86; 93-87; 87-86	2,5

Tabella 3. Lunghezza dei collegamenti tra sottocampi e cabina 30/150 kV

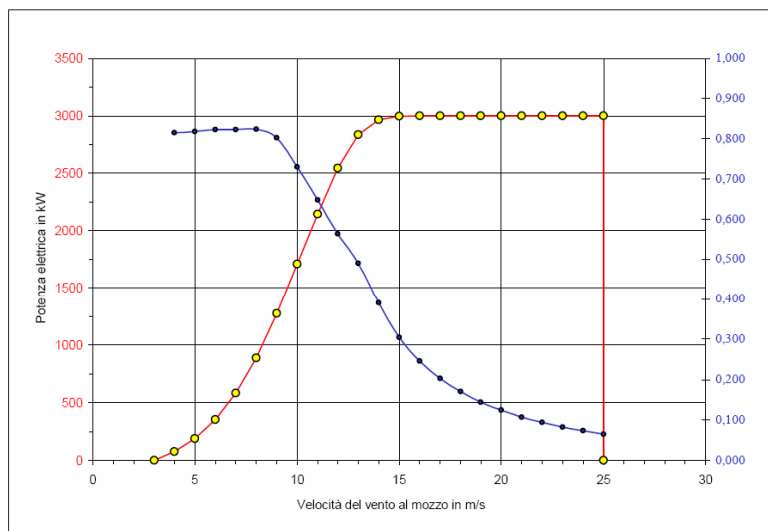
Collegamento	Lunghezza [km]
A1 - CAB. 30/150 kV	6,5
A2 - CAB. 30/150 kV	5,0
A3 - CAB. 30/150 kV	1,5
A4 - CAB. 30/150 kV	3,0
A5 - CAB. 30/150 kV	1,0
B1 - CAB. 30/150 kV	1,5
B2 - CAB. 30/150 kV	2,0
B3 - CAB. 30/150 kV	4,0
B4 - CAB. 30/150 kV	6,5
B5 - CAB. 30/150 kV	7,5

Figure.



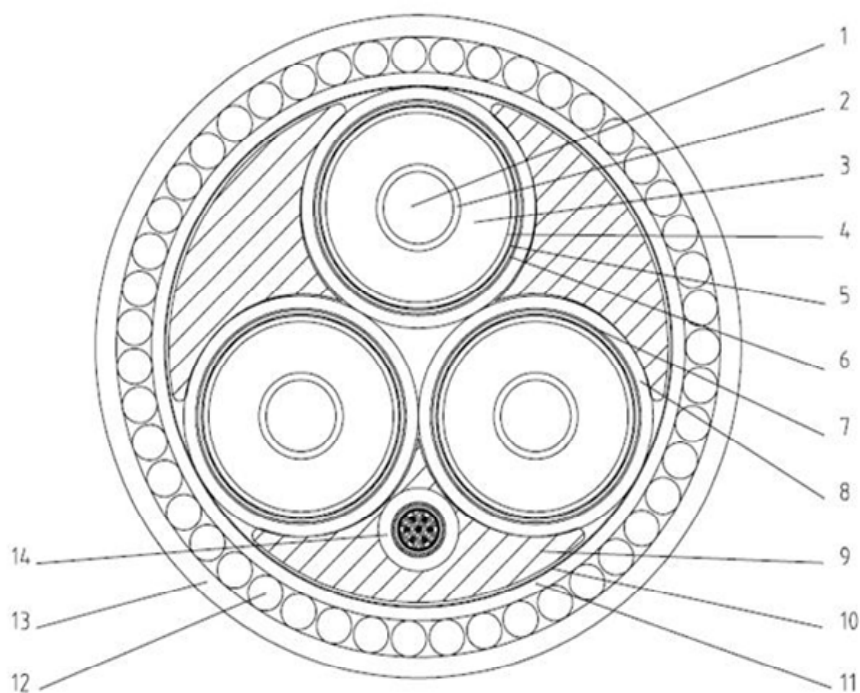
Caratteristica Velocità vento - Potenza elettrica dell'Aerogeneratore Vestas V90 da 3 MW 109.4 dB

Vmazzo (m/s)	P(0) (kW)	Ct
4	77,0	0,815
5	190,0	0,818
6	353,0	0,823
7	581,0	0,823
8	886,0	0,824
9	1273,0	0,802
10	1710,0	0,730
11	2145,0	0,648
12	2544,0	0,564
13	2837,0	0,490
14	2965,0	0,390
15	2995,0	0,304
16	3000,0	0,246
17	3000,0	0,203
18	3000,0	0,170
19	3000,0	0,144
20	3000,0	0,124
21	3000,0	0,107
22	3000,0	0,094
23	3000,0	0,082
24	3000,0	0,073
25	3000,0	0,065



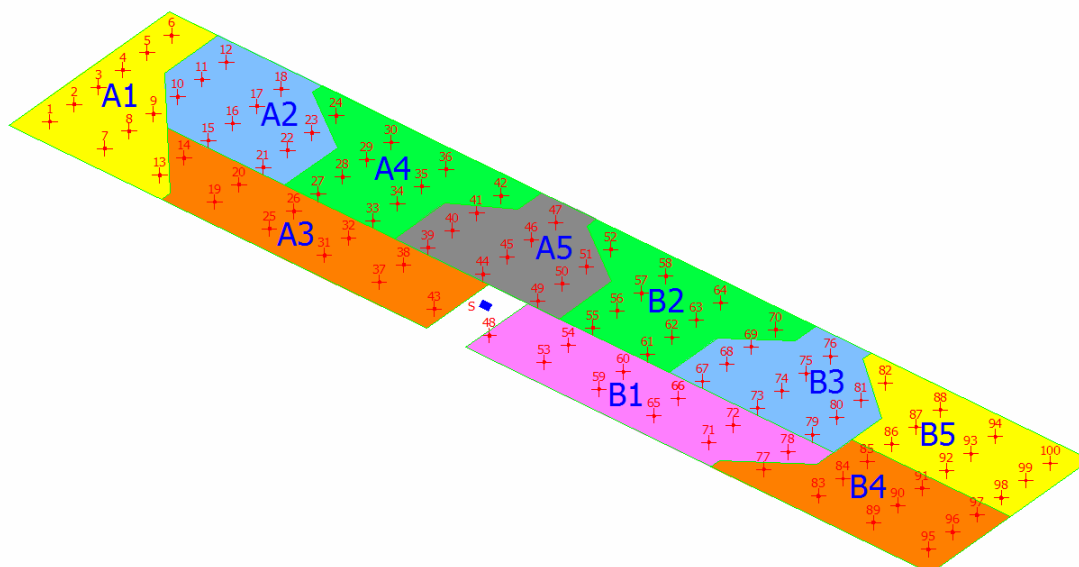
Modello : V90 (Tripala a controllo di passo) Costruttore : Vestas
 Potenza Nominale : 3000 kW Diametro Rotore: 90 m Altezza del mozzo : 90 m
 Note: Curva di potenza teorica calcolata alla densità dell'aria a 0 m s.l.m. ($\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$)

Fig. 1 Curva di potenza dell'aerogeneratore



1	Conduttore di rame	8	Camicia in polietilene
2	Schermo del conduttore	9	Riempimento in polipropilene
3	Isolamento principale	10	Nastratura di tenuta
4	Schermo isolamento principale	11	Armatura esterna
5	Nastro semiconduttore idrorepellente	12	Armatura in corde d'acciaio galvanizzato
6	Schermo metallico	13	Copertura esterna in polipropilene
7	Nastro idrorepellente	14	Fibre ottiche

Fig. 2 Esempio di cavo sottomarino in XLPE 18/30 kV (36 kV).



 Aerogeneratore

Sottocampo	Aerogeneratori	Potenza installata
A1	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 13	30 MW
A2	10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 21, 22, 23	30 MW
A3	14, 19, 20, 25, 26, 31, 32, 37, 38, 43	30 MW
A4	24, 27, 28, 29, 30, 33, 34, 35, 36, 42	30 MW
A5	39, 40, 41, 44, 45, 46, 47, 49, 50, 51	30 MW
B1	48, 53, 54, 59, 60, 65, 66, 71, 72, 78	30 MW
B2	52, 55, 56, 57, 58, 61, 62, 63, 64, 70	30 MW
B3	67, 68, 69, 73, 74, 75, 76, 79, 80, 81	30 MW
B4	77, 83, 84, 85, 89, 90, 91, 95, 96, 97	30 MW
B5	82, 86, 87, 88, 92, 93, 94, 98, 99, 100	30 MW

Fig. 3 Formazione dei sottocampi

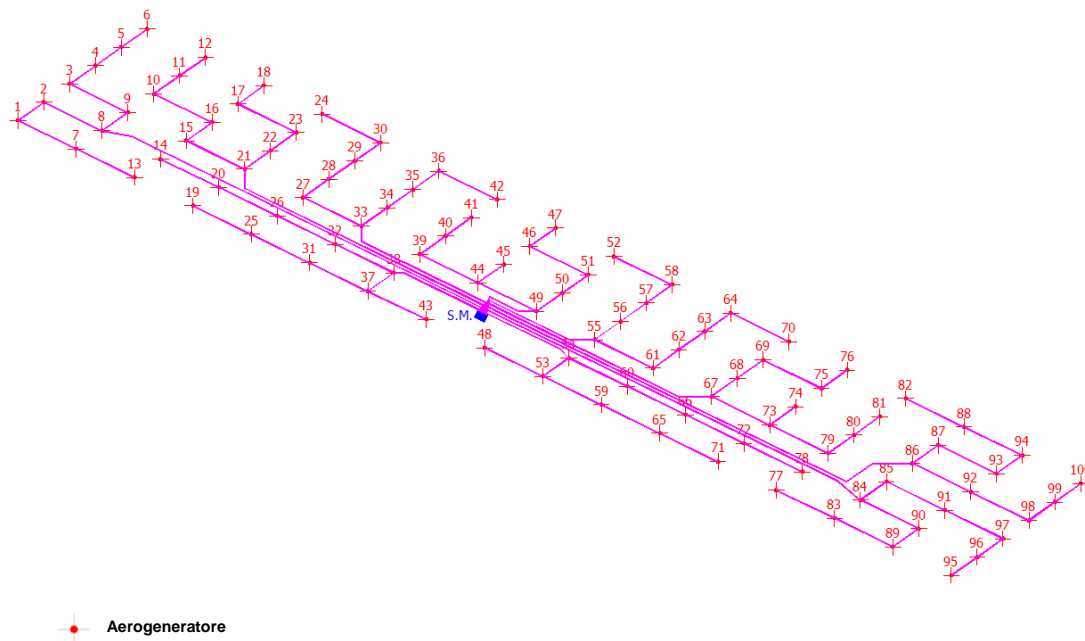


Fig. 4 Collegamenti infra-generatori nei sottocampi e dei sottocampi alla cabina 30/150 kV

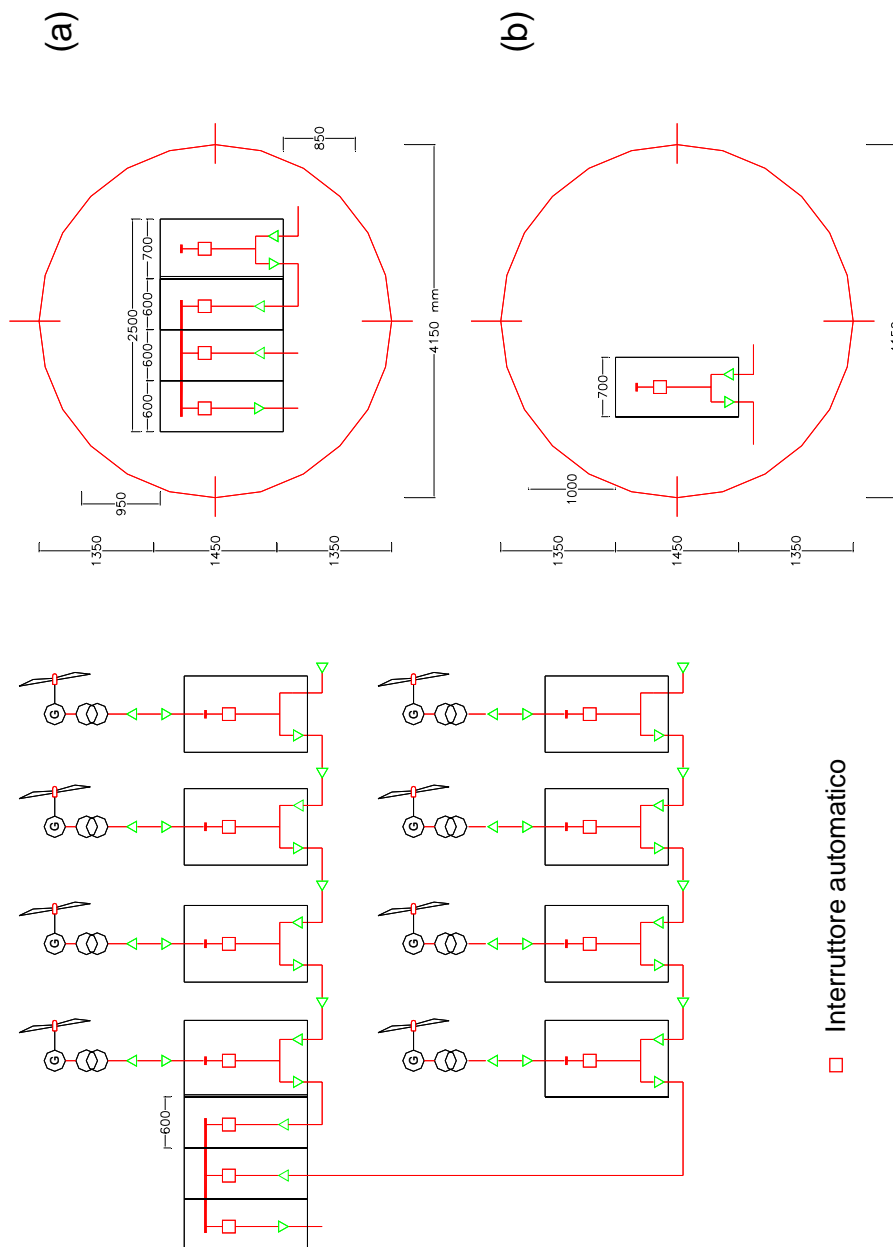
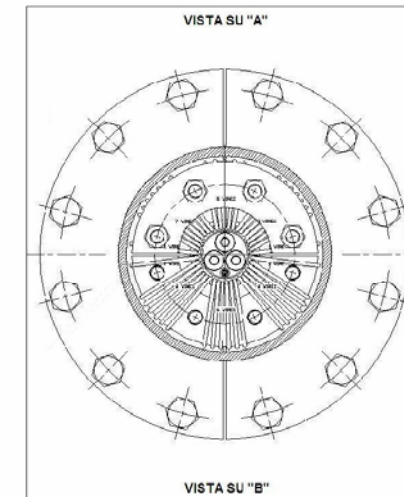
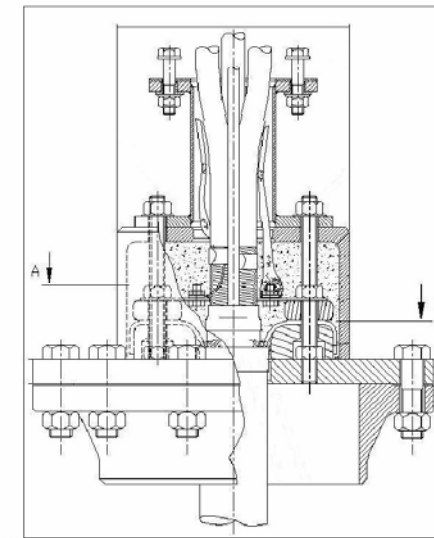
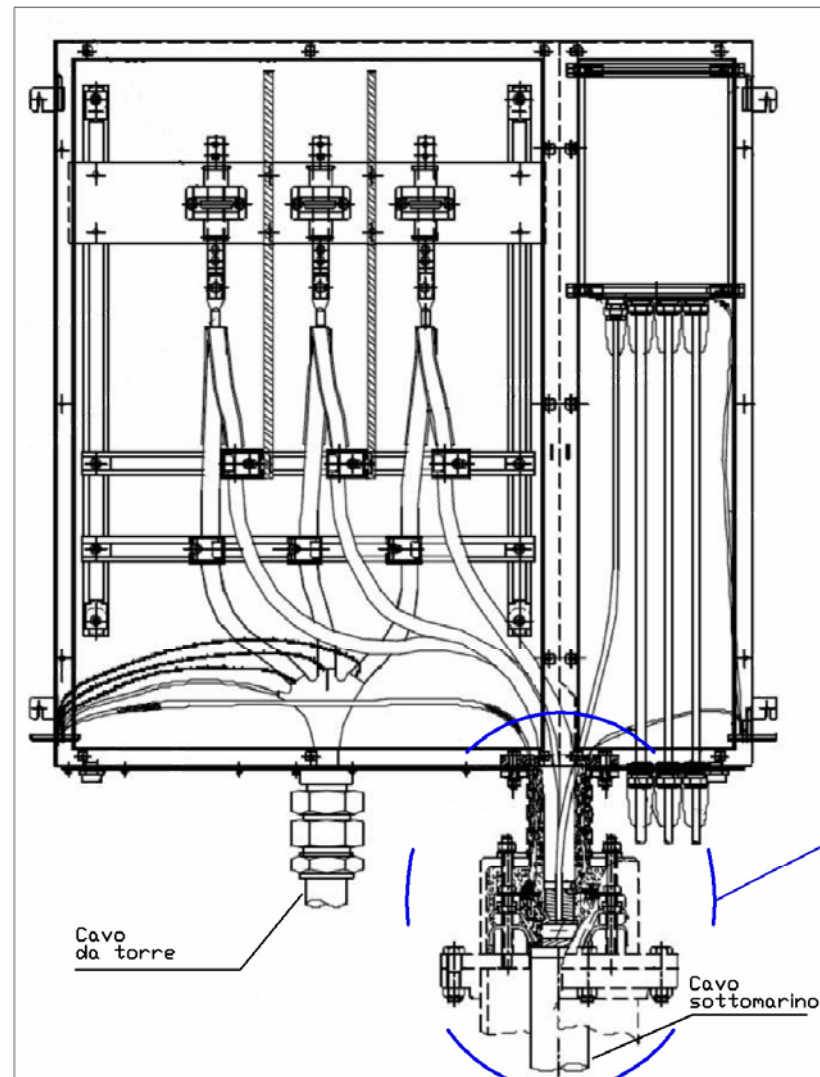


Fig. 5 Schemi di connessione tra i generatori di un sottocampo:

- (a) Carpenteria quadro di torre per formazione sottocampo tipo.
- (b) Carpenteria quadro di torre per singolo aerogeneratore.

Particolare sistema di fissaggio
tubo a "J" e cavo tripolare
entro tubo a "J"
(Hang-off)



JUNCTION BOX

Fig. 6 Schema di realizzazione della giunzione tra cavi di torre e cavi sottomarini.

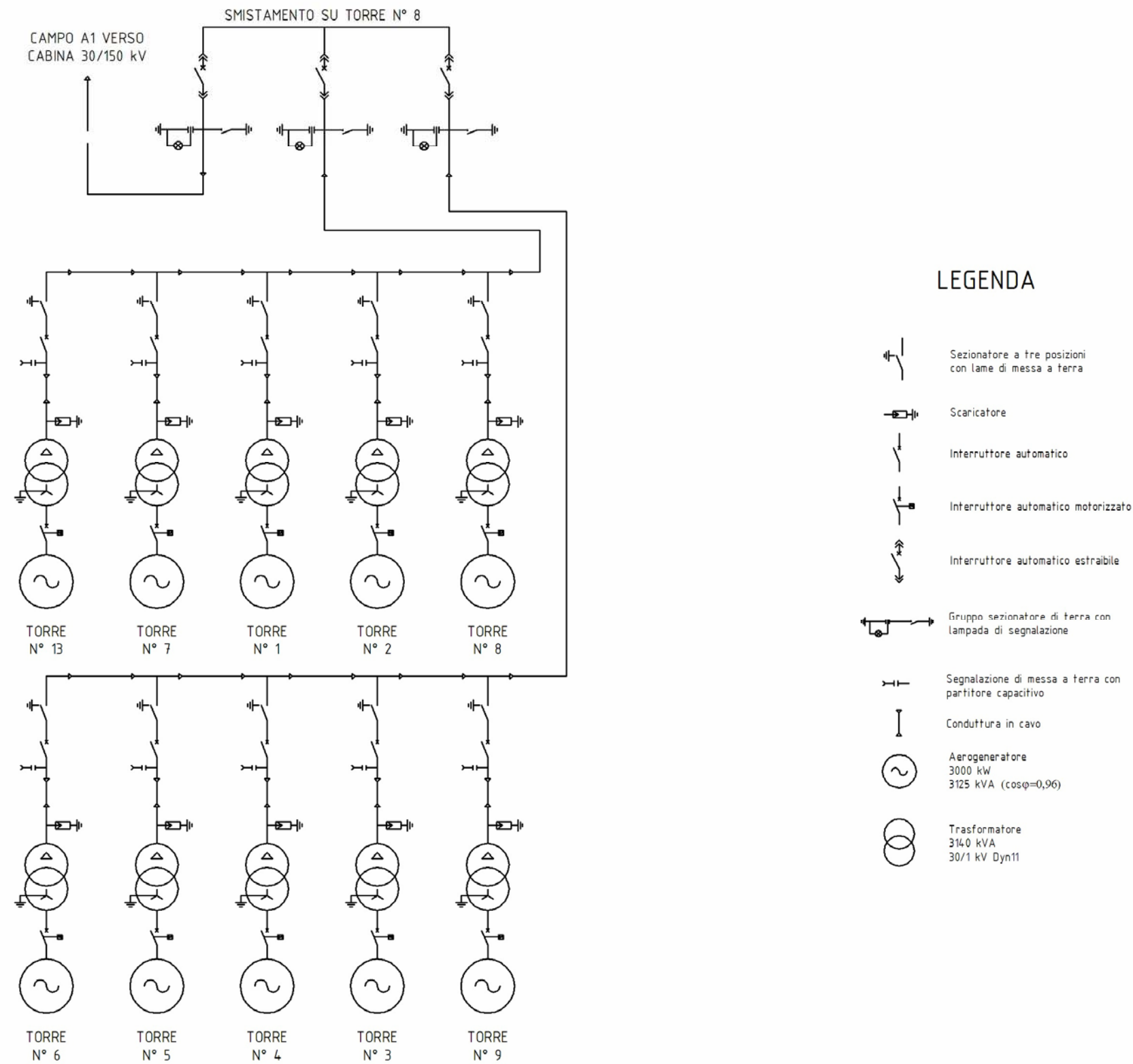


Fig. 7 Schema elettrico unifilare di massima del sottocampo A1.

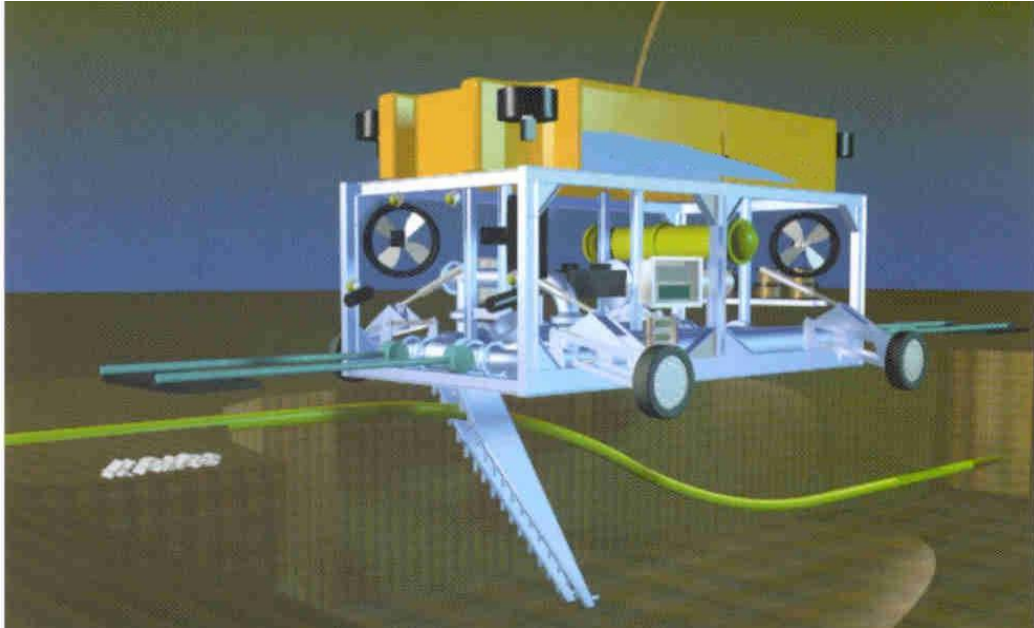


Fig. 8 Sistemi a getto per l'interramento di cavi sottomarini ($h > 10$): ROV System.



Fig. 9 Sistemi a getto per l'interramento di cavi sottomarini ($h > 10$): Hydroplow (Prismian Proprietary).

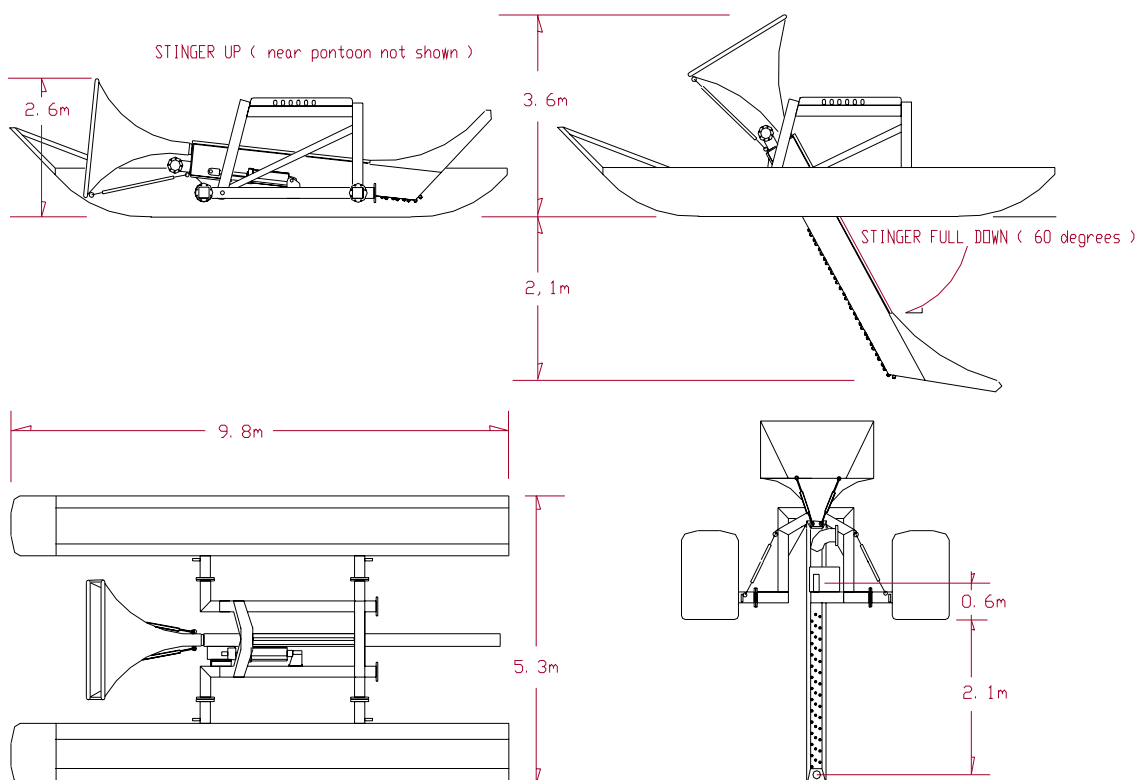


Fig. 10 Hydroplow System (Prysmian Proprietary): particolari costruttivi e dimensionali.

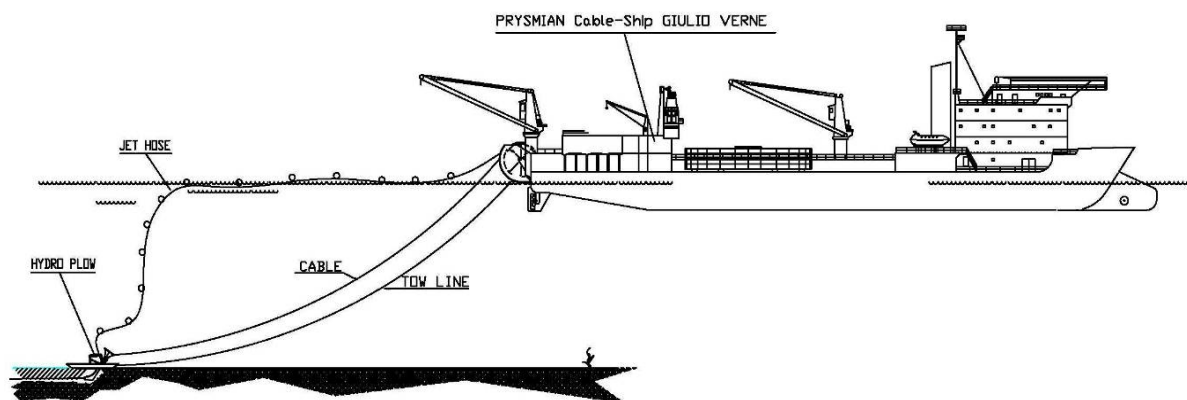
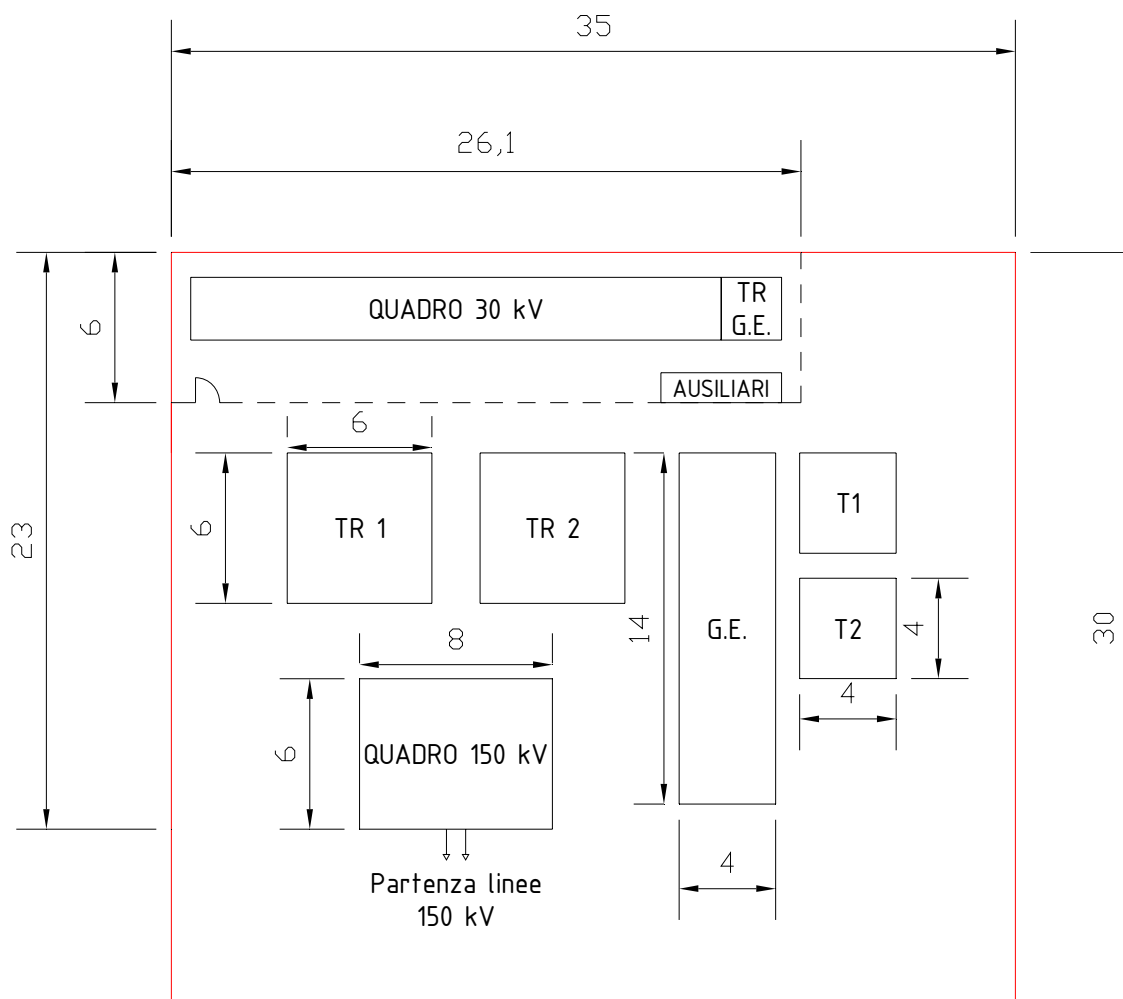


Fig. 11 Hydroplow System (Prysmian Proprietary): procedimento di posa e contemporaneo interrimento del cavo.



Quadro MT 30 kV : 10 interruttori arrivo sottocampi + 2 interruttori trasformatore
 + 1 interruttore per servizi ausiliari + 2 sbarre 30 kV + 1 congiuntore

Quadro AT 150 kV : 2 interruttori trasformatore + sbarra 150 kV + 2 interruttori partenza linee

TR 1, TR 2 : trasformatore 30/150 kV 160 MVA

TR G.E. : trasformatore 30/0,4 kV per servizi ausiliari e generatore diesel

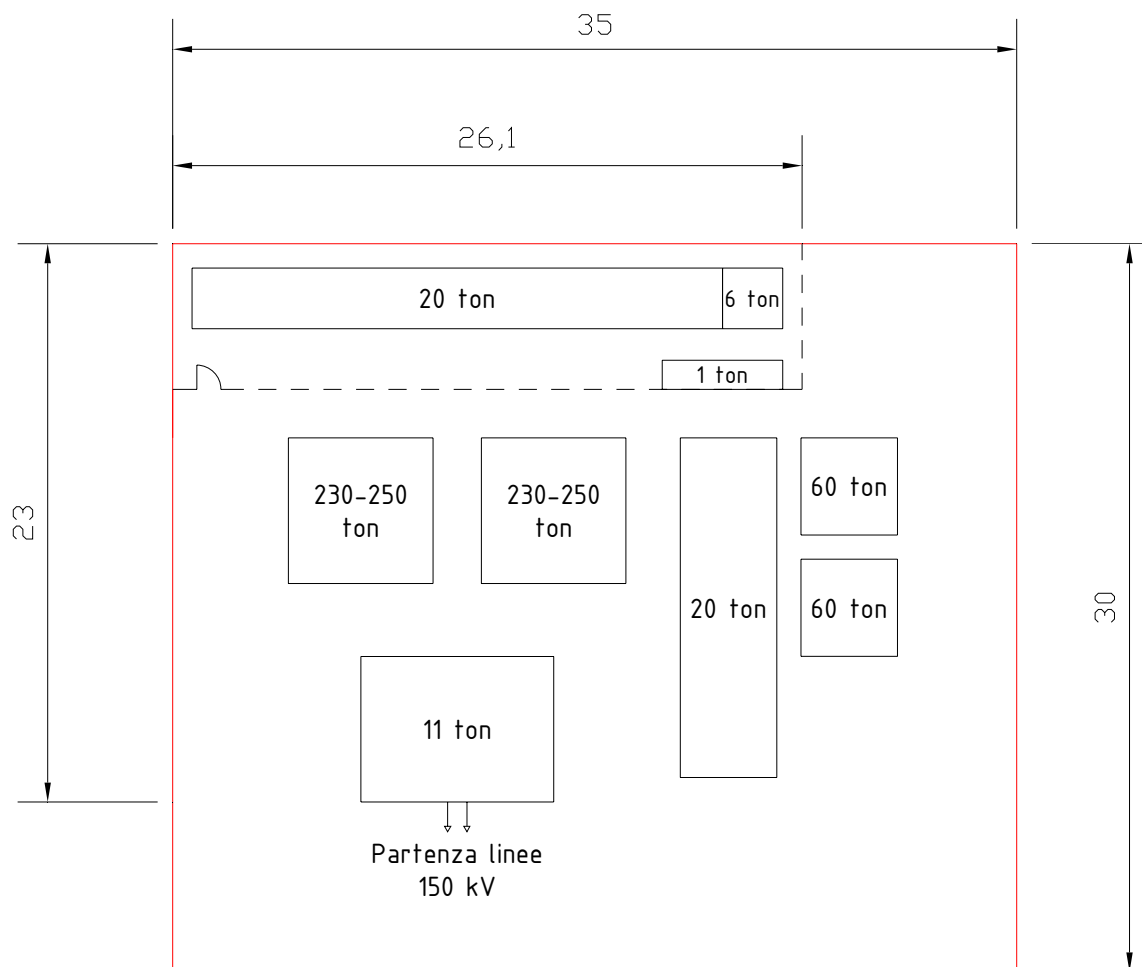
G.E. : Generatore diesel 2 MW in container insonorizzato

T1, T2 : contenitori per diesel 64 m³

AUSILIARI : servizi ausiliari c.c. e c.a. , caricabatterie, batterie, UPS

--- Edificio quadro MT (al coperto)

Fig. 12.a Posizionamento di massima delle apparecchiature elettriche della cabina 30/150 kV su piattaforma marina.



ALTEZZE MASSIME EDIFICI E COMPONENTI:

Edificio Quadro MT 30 kV : 3 - 3,5 m.

Quadro AT 150 kV : 3 - 3,5 m.

TR 1, TR 2 : 5 - 5,7 m.

Container G.E. : 4 - 4,5 m.

T1, T2 : 4 - 4,5 m.

Fig. 12.b Pesì ed ingombri stimati delle apparecchiature elettriche della cabina 30/150 kV su piattaforma marina.

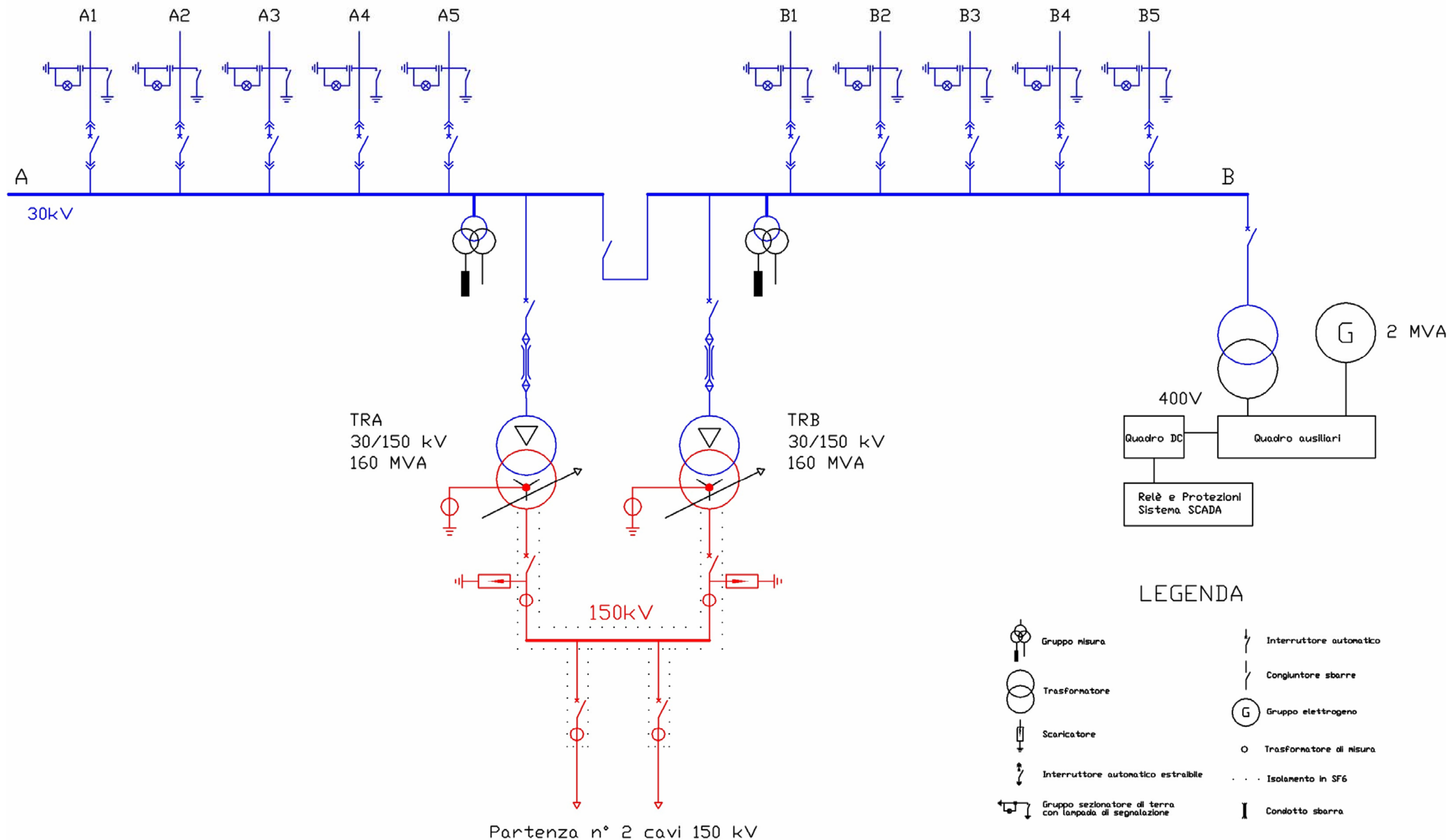


Fig. 13 Schema unifilare di massima della cabina 30/150 kV su piattaforma marina.

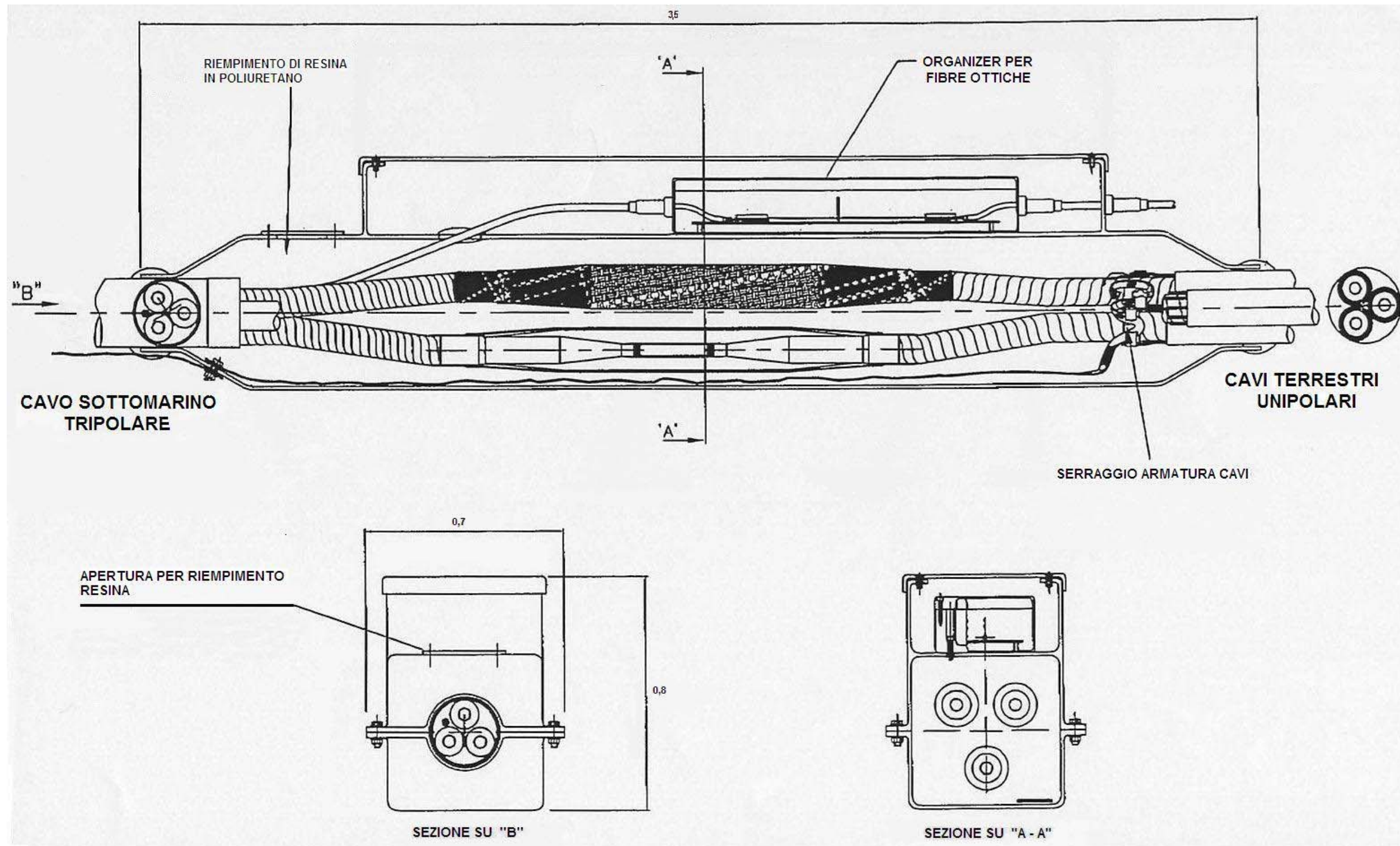


Fig. 14 Schema di realizzazione del giunto terra-mare.

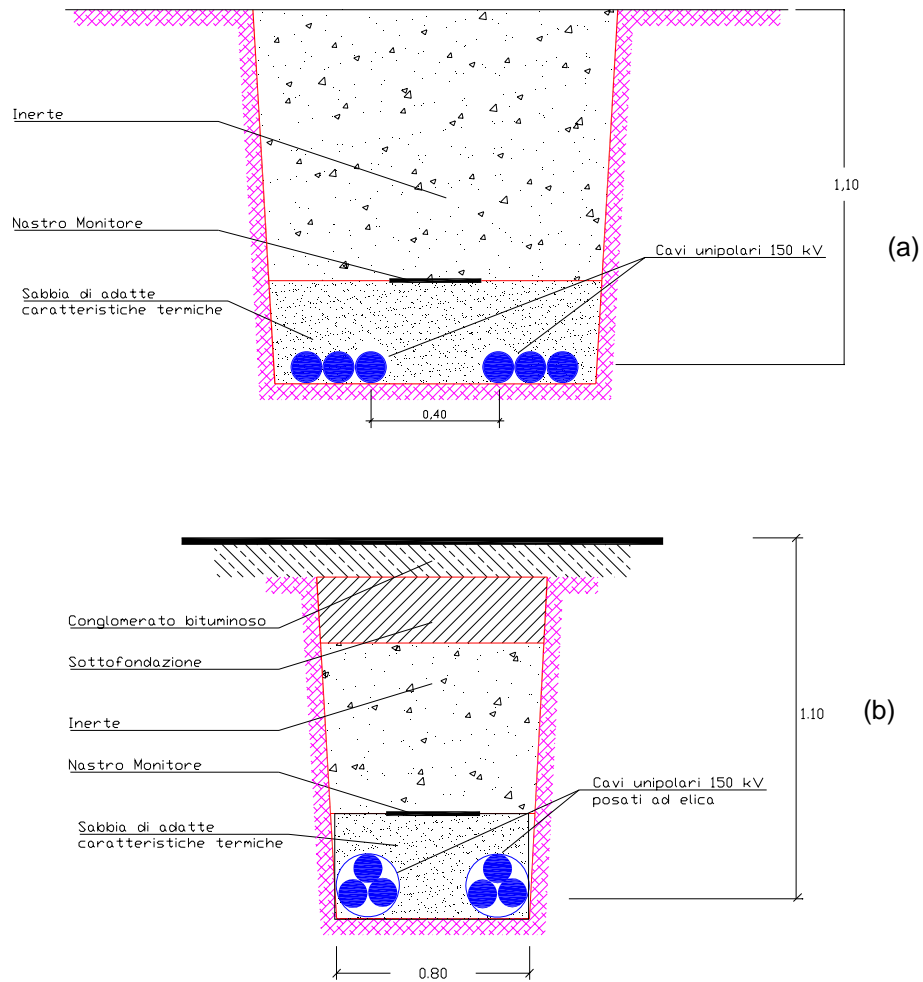


Fig. 15 Schemi di posa per cavi interrati:
 (a) Posa su strada sterrata o terreno agricolo
 (b) Posa su strada asfaltata

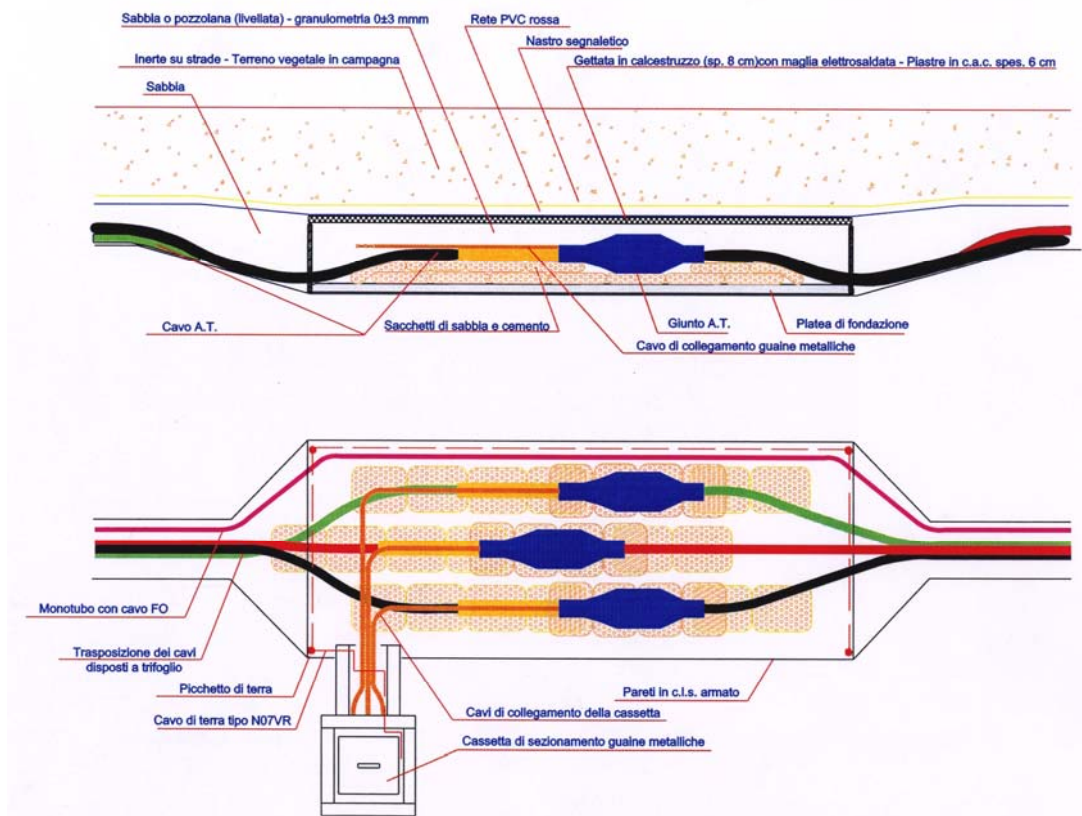


Fig. 16 Schema di realizzazione della buca giunti tra tratte di cavi interrati.

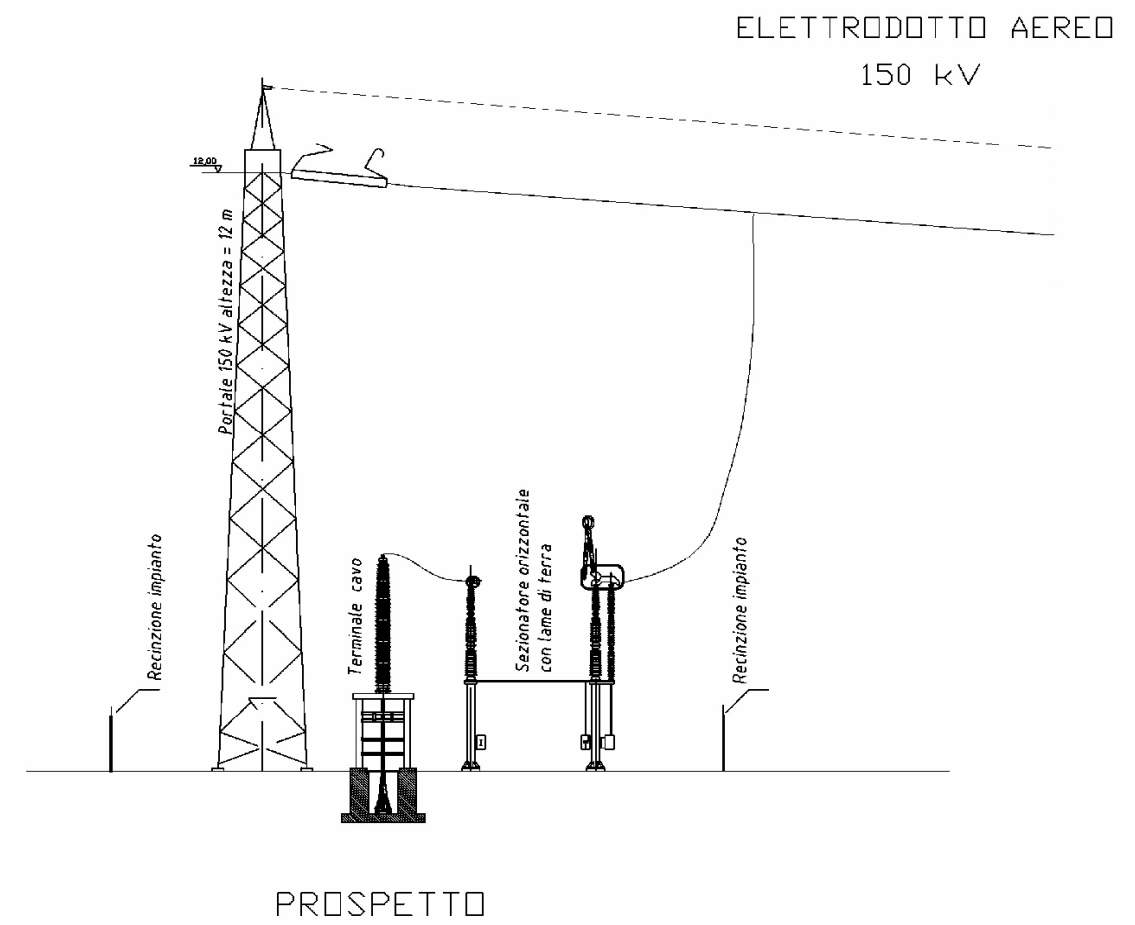
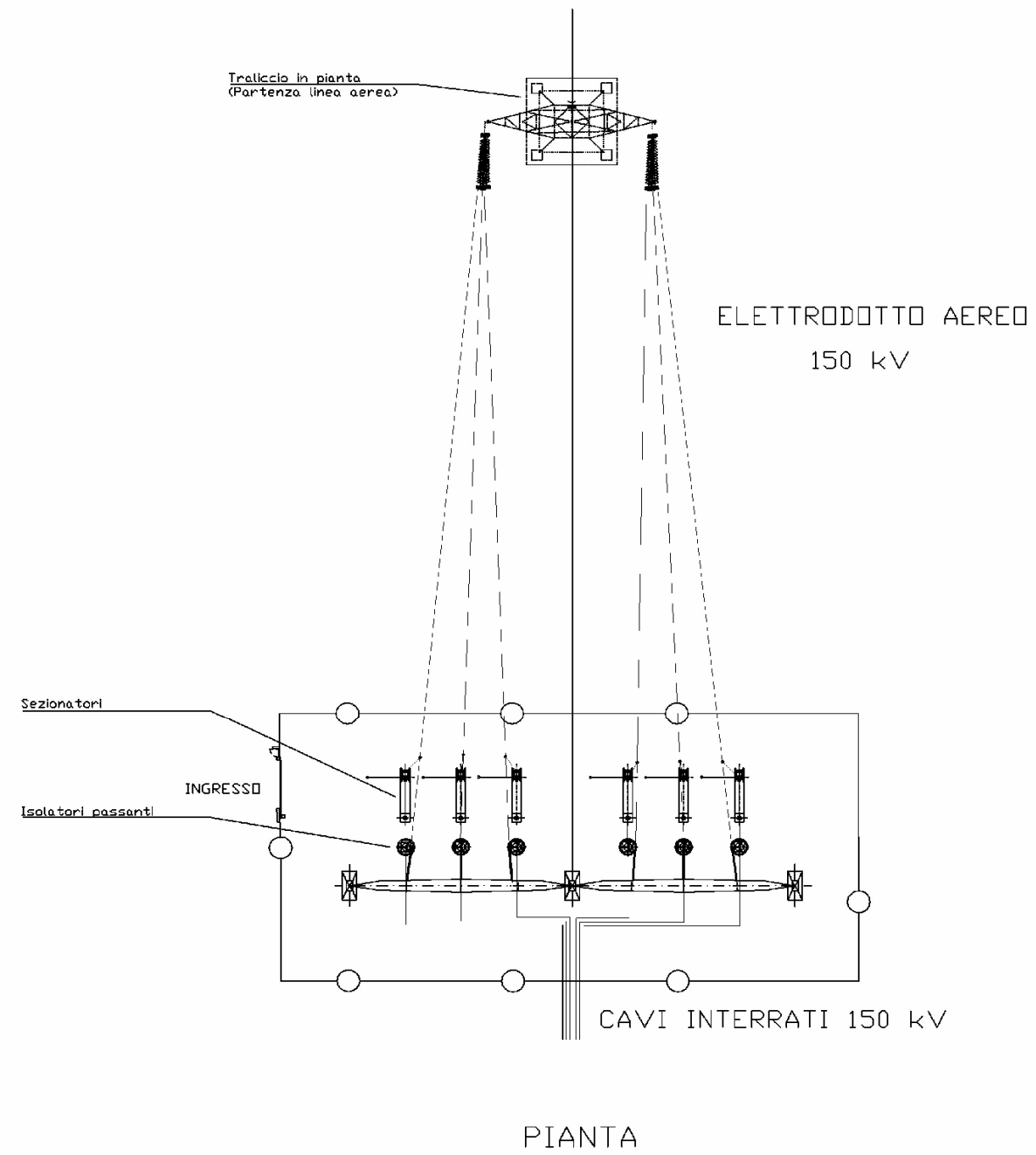


Fig. 17 Schema di realizzazione del passaggio dal sistema di cavi interrati a linea aerea in doppia terna

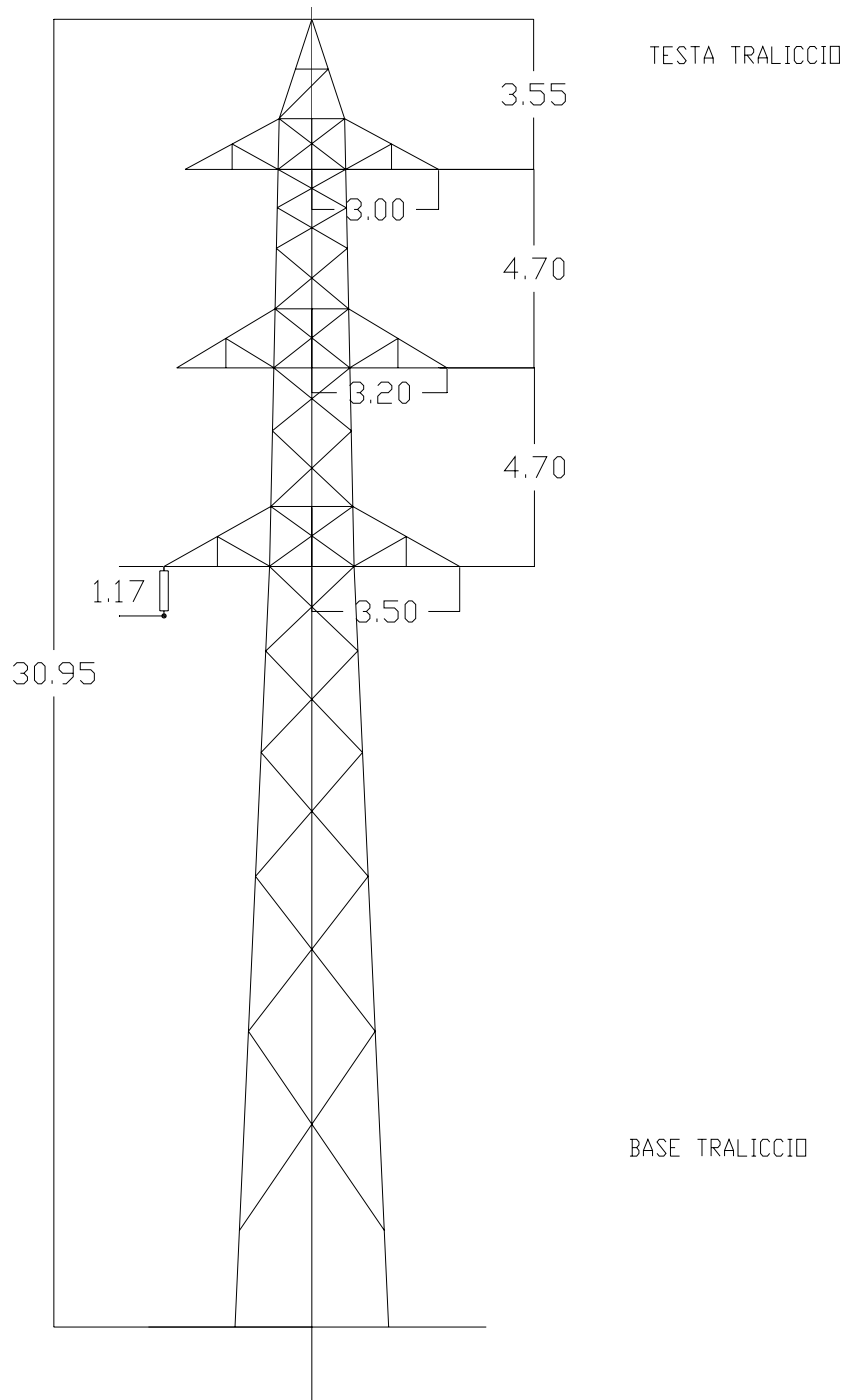


Fig. 18 Traliccio per linea aerea su palificata a 150 kV in doppia terna.

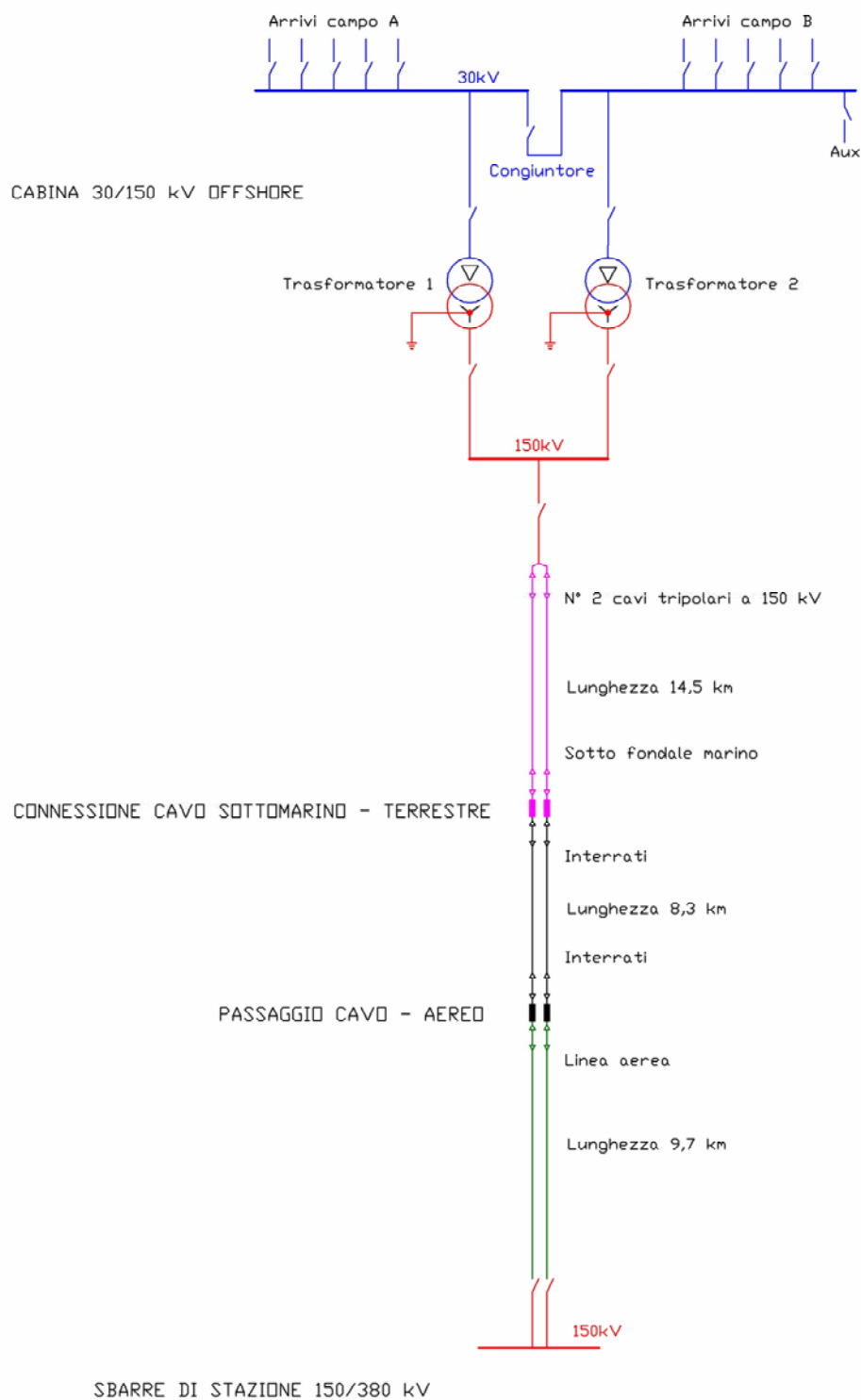
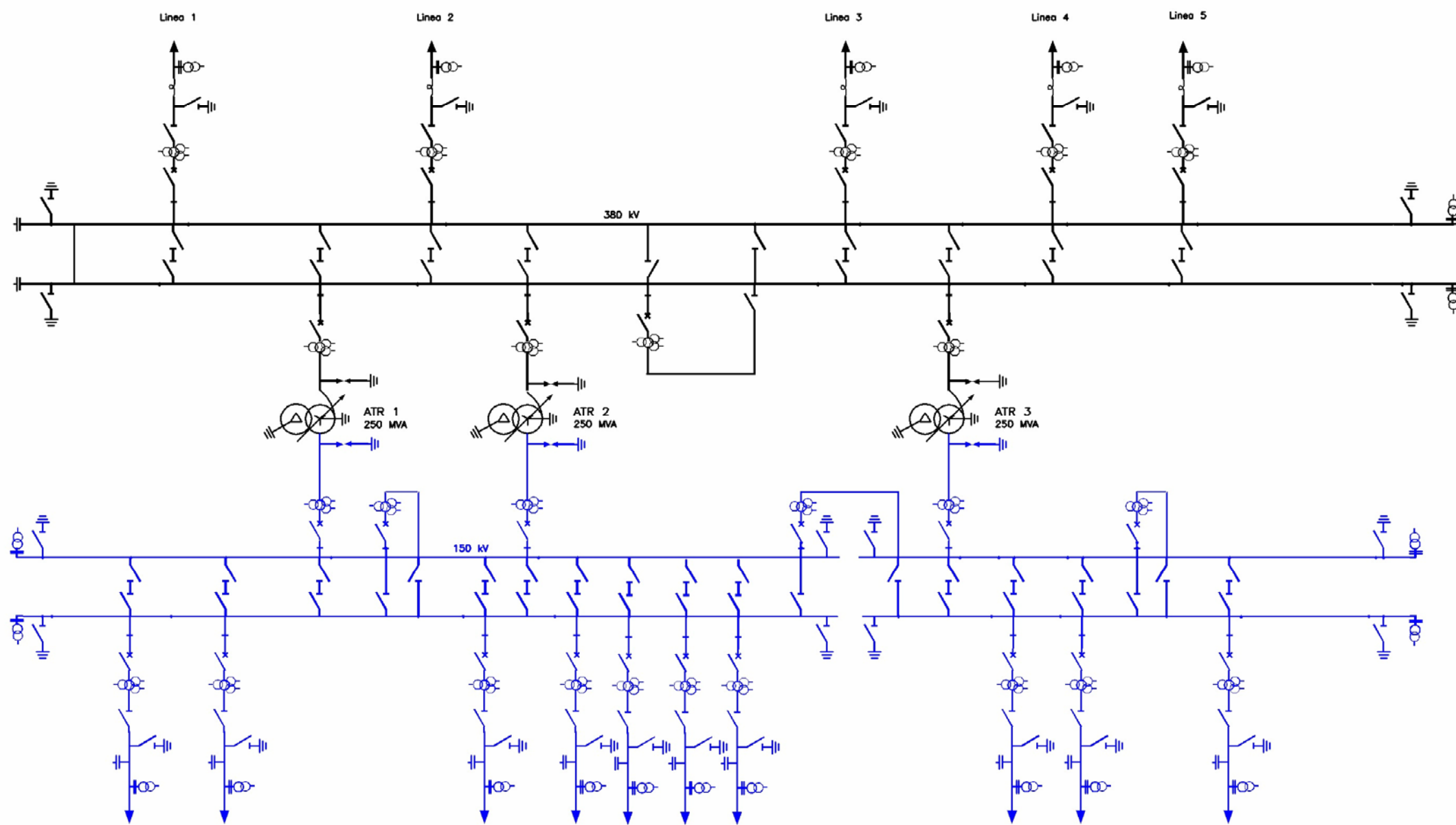


Fig. 19 Schema elettrico unifilare generale del sistema di trasmissione.











- LEGENDA**
-  Bobina di sbarramento - onde convogliate
 -  Sezionatore di terra
 -  TV a partitore capacitivo
 -  Interruttore automatico
 -  Partitore capacitivo
 -  Sezionatore
 -  Autotrasformatore
 -  Scaricatore

Fig. 20 Schema elettrico unifilare di massima della stazione 380/150 kV.

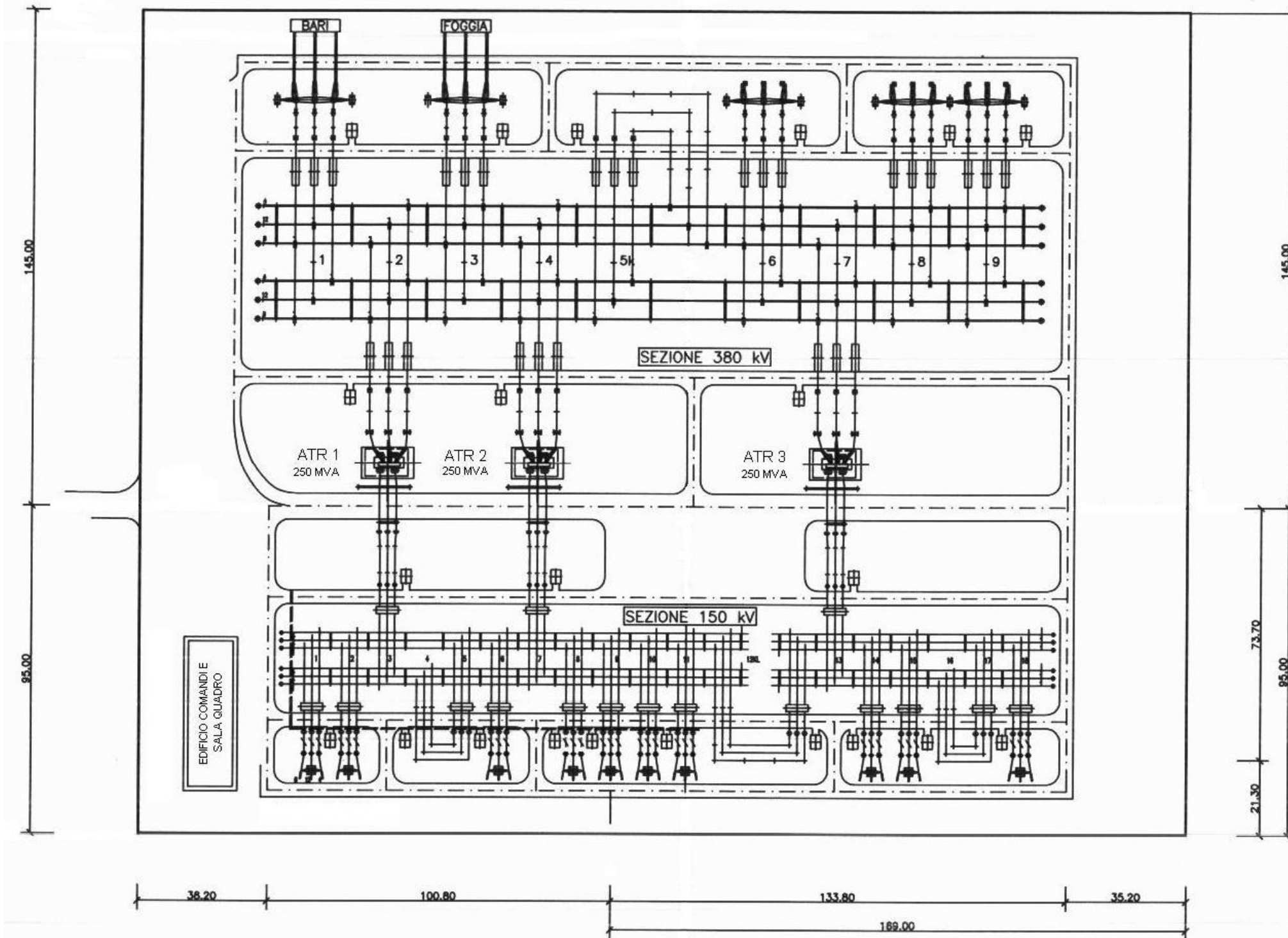


Fig. 21 Pianta elettromeccanica di massima della stazione 380/150 kV.

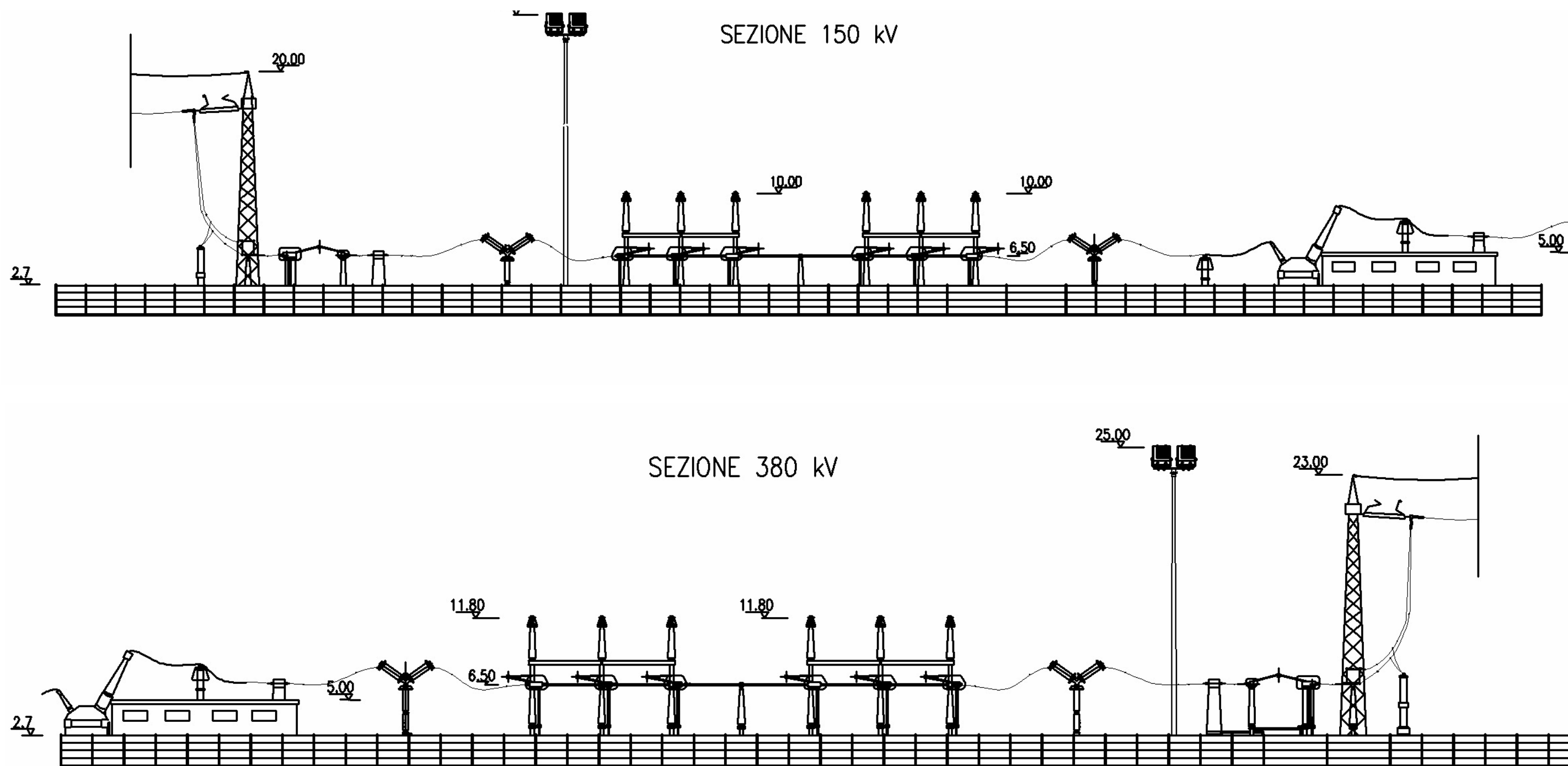


Fig. 22 Vista prospettica della sezione a 150 kV e della sezione a 380 kV della stazione 380/150 kV.

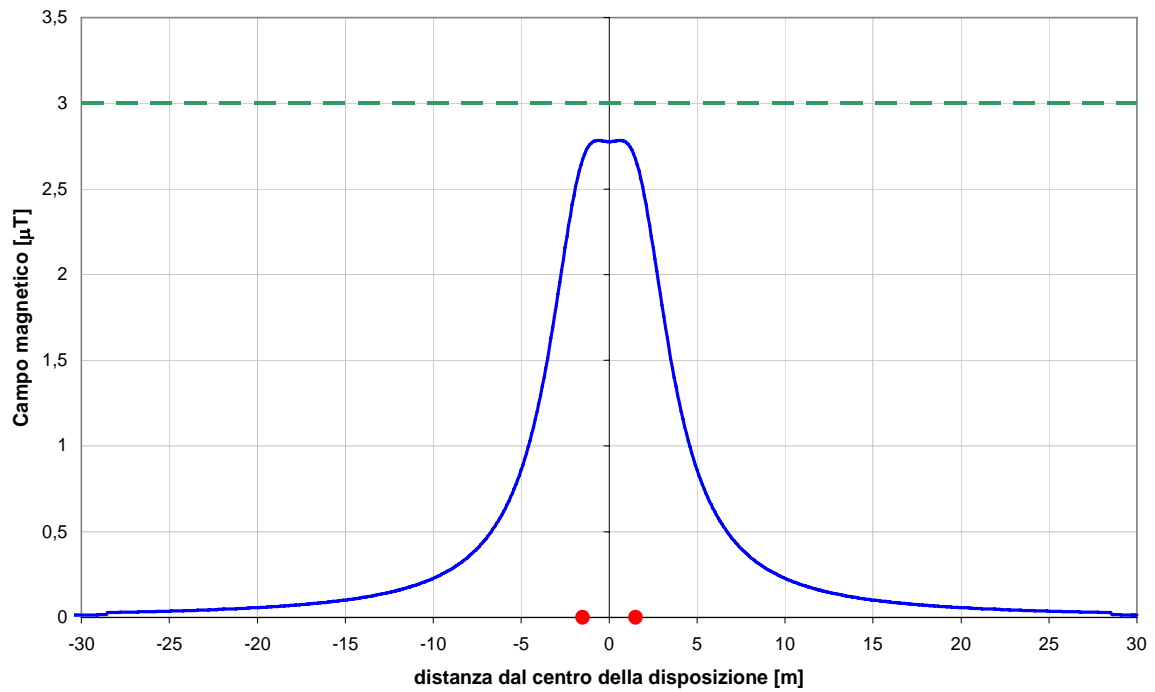


Fig. 23 Andamento del campo magnetico sulla battigia (n° 2 cavi tripolari alla profondità di 1,5 m e distanziati di 3 m).

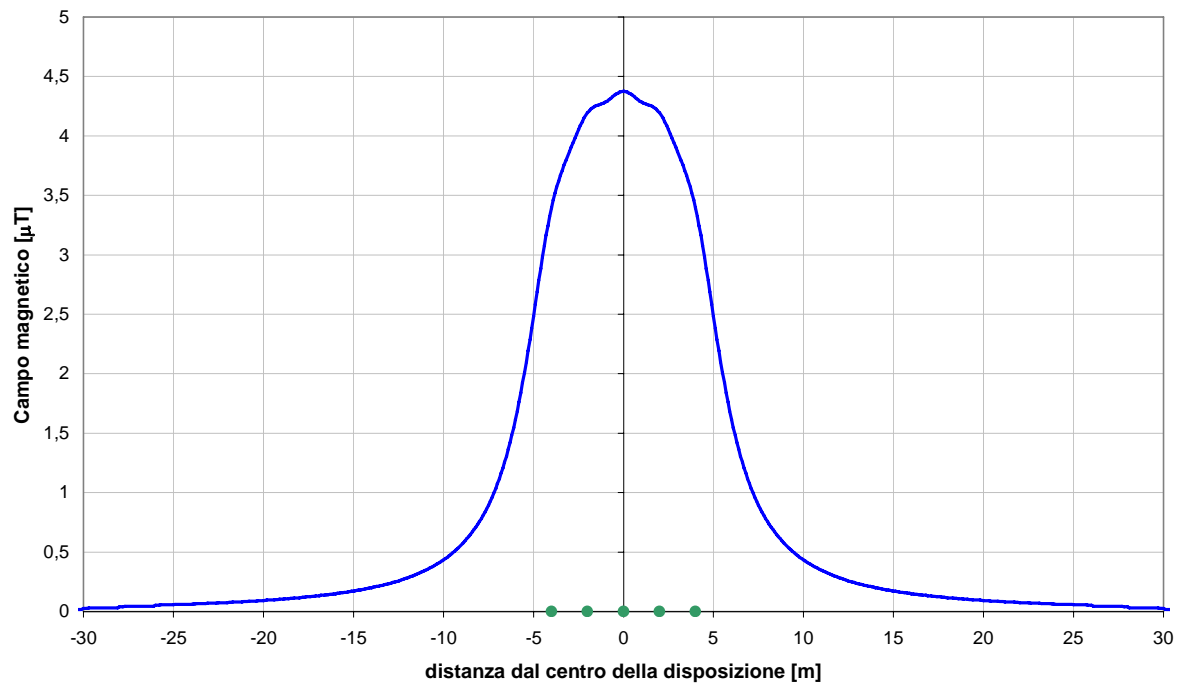


Fig. 24 Andamento del campo magnetico per i collegamenti della rete interna sottomarina a 30 kV : n° 5 cavi tripolari alla profondità di 1 m distanziati di 2 m.

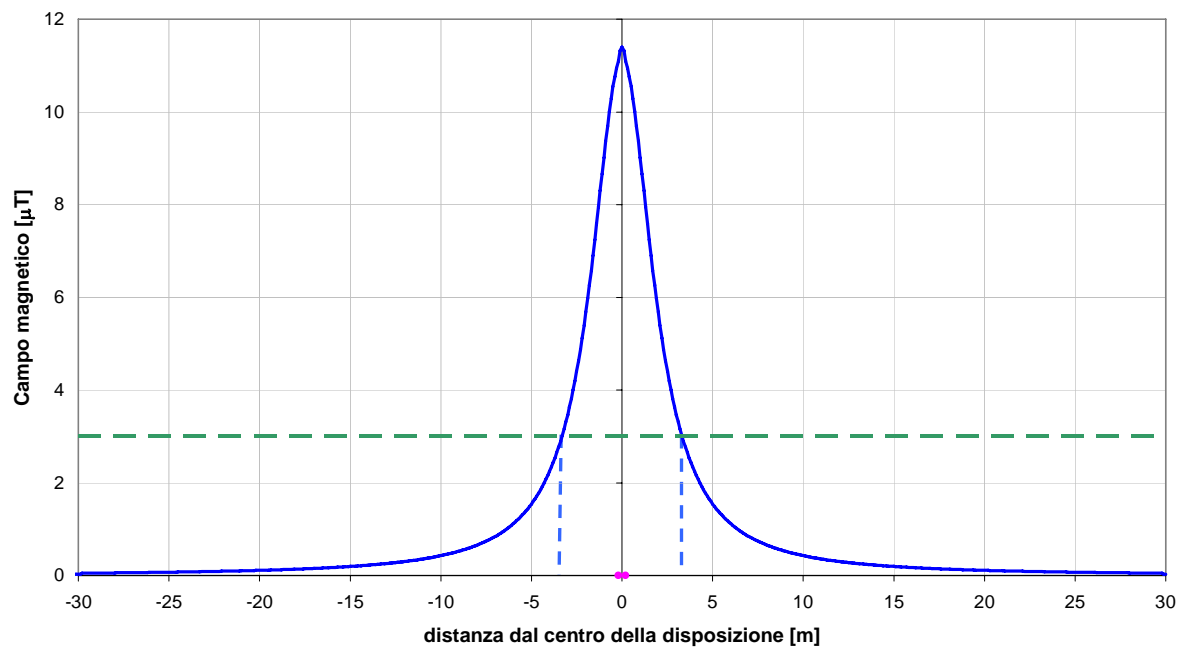


Fig. 25 Andamento del campo magnetico lungo il percorso dei cavi terrestri a 150 kV (n° 2 terne di cavi unipolari in piano).

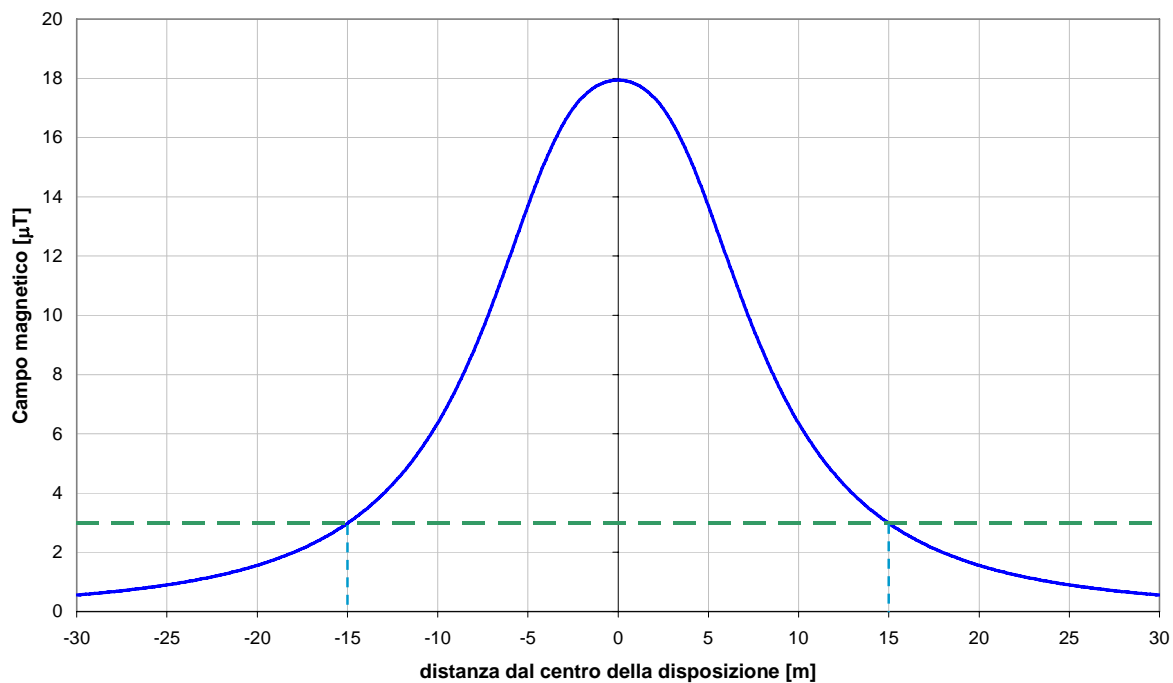


Fig. 26 Andamento del campo magnetico prodotto dalla linea aerea a 150 kV nella sezione di franco minimo da terra (6,4 m).

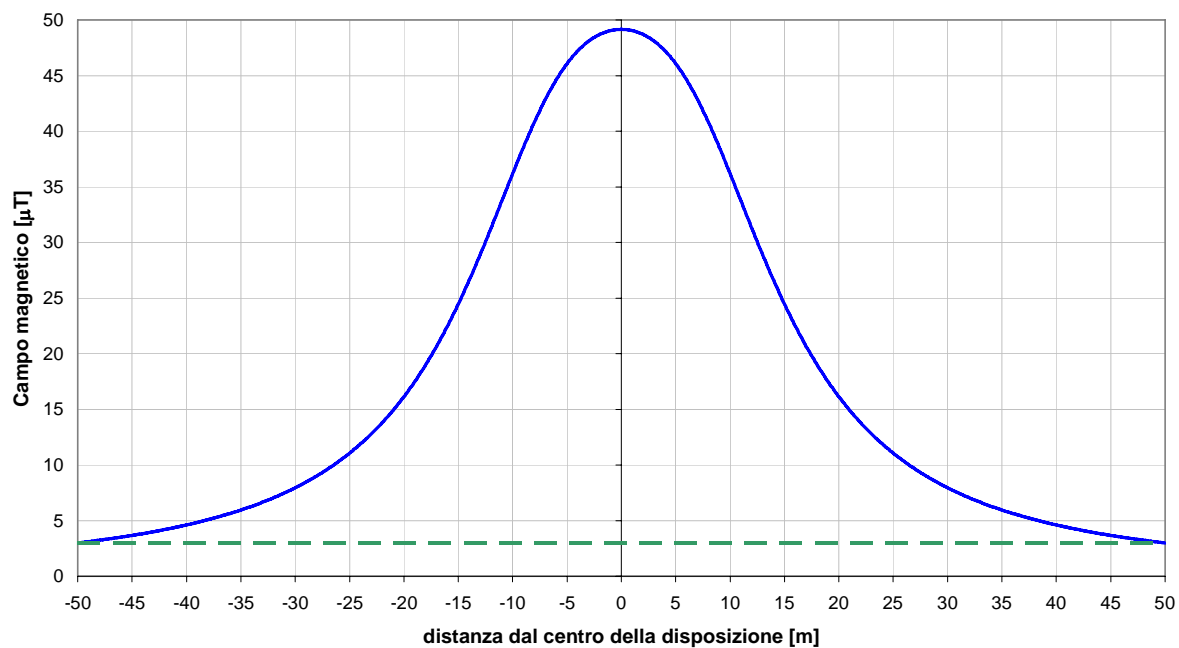


Fig. 27 Andamento del campo magnetico per i raccordi a 380 kV nella sezione del franco minimo da terra (11 m).

Appendice A.

Report fotografico

Proposta progettuale:

- Punti di ripresa: Figure F1-F4.
- Foto 1-24.

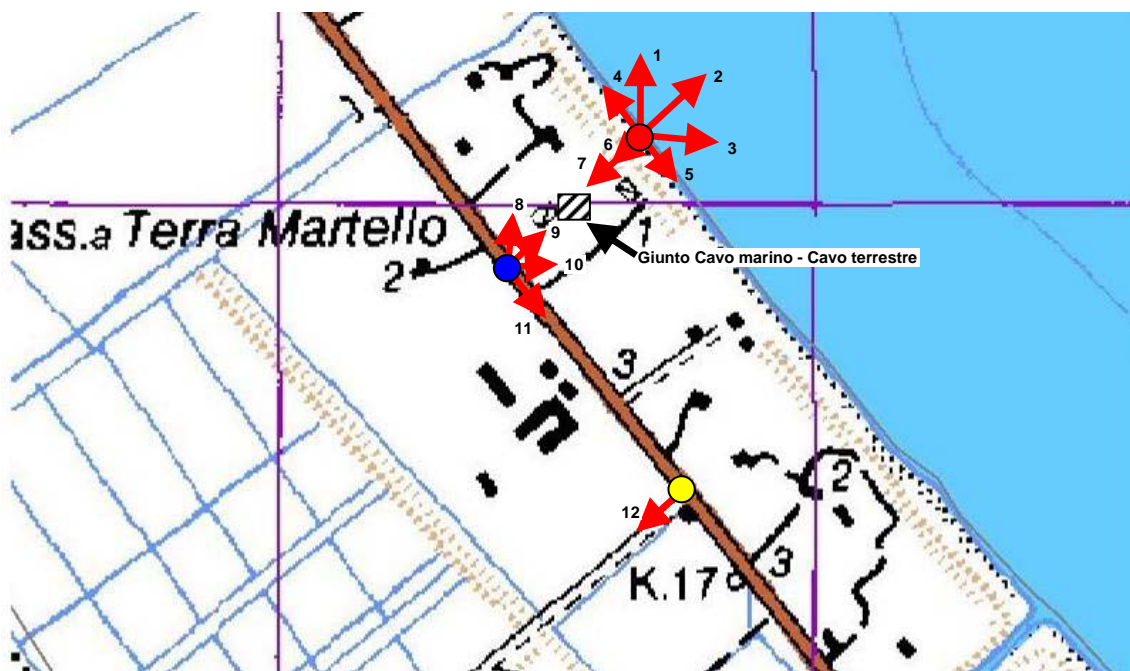


Fig. F1 Proposta progettuale - Punti di ripresa nella zona d'approdo

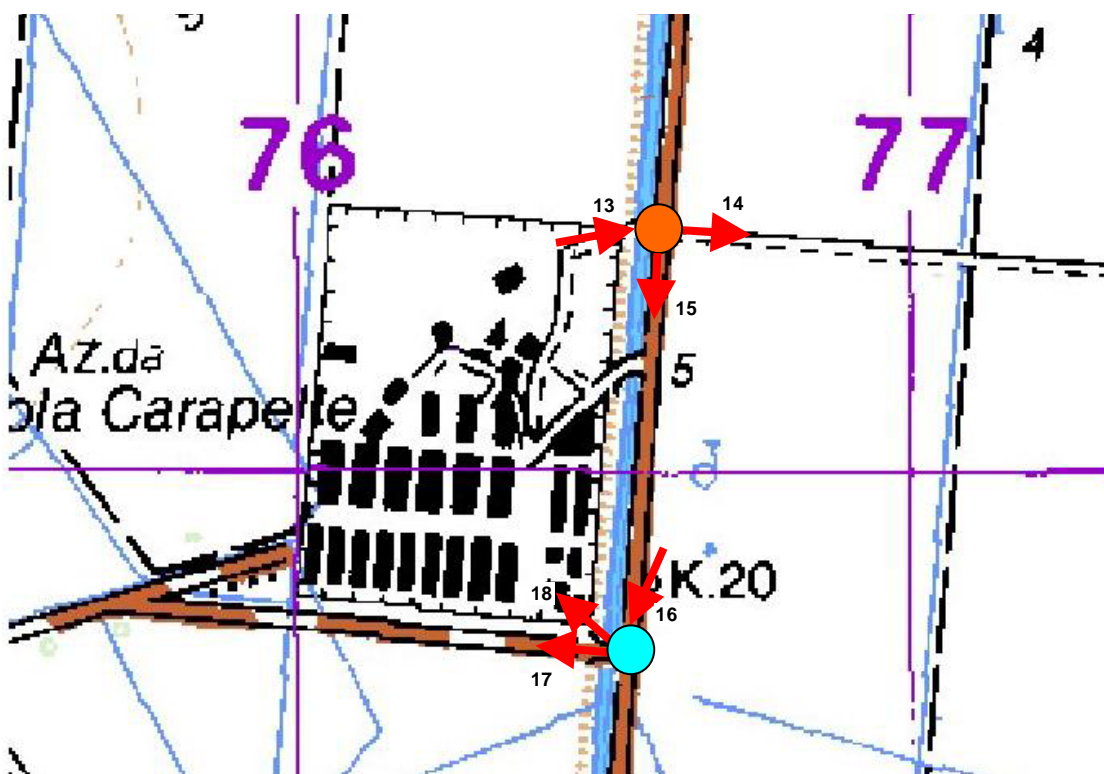


Fig. F2 Proposta progettuale - Punti di ripresa nella zona Masseria Carapelle

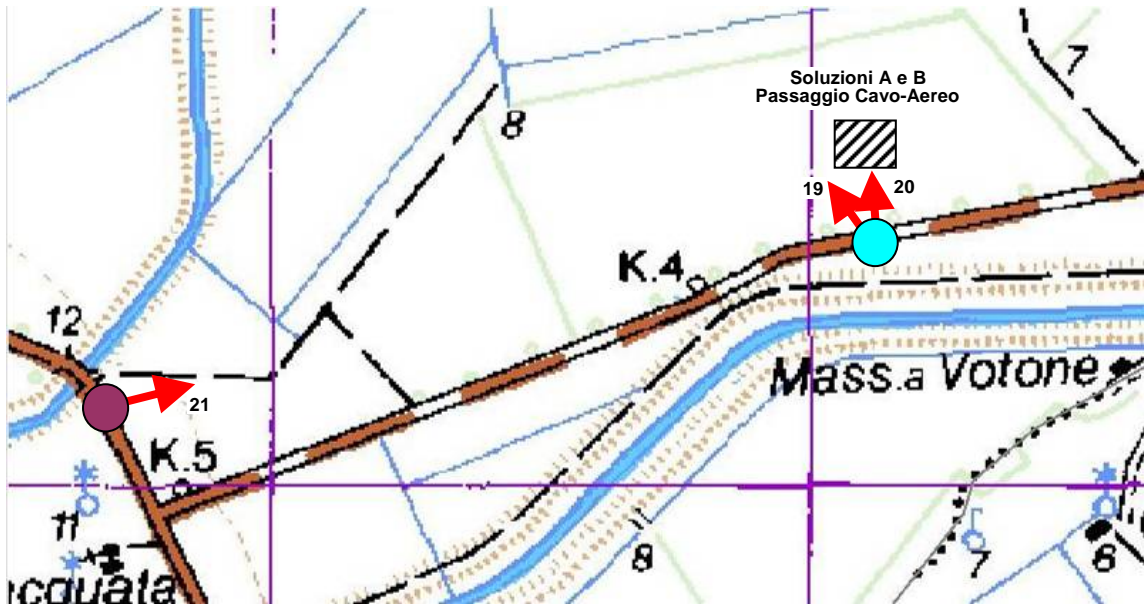


Fig. F3 Proposta progettuale - Punti di ripresa nella zona di passaggio da cavo interrato a linea aerea

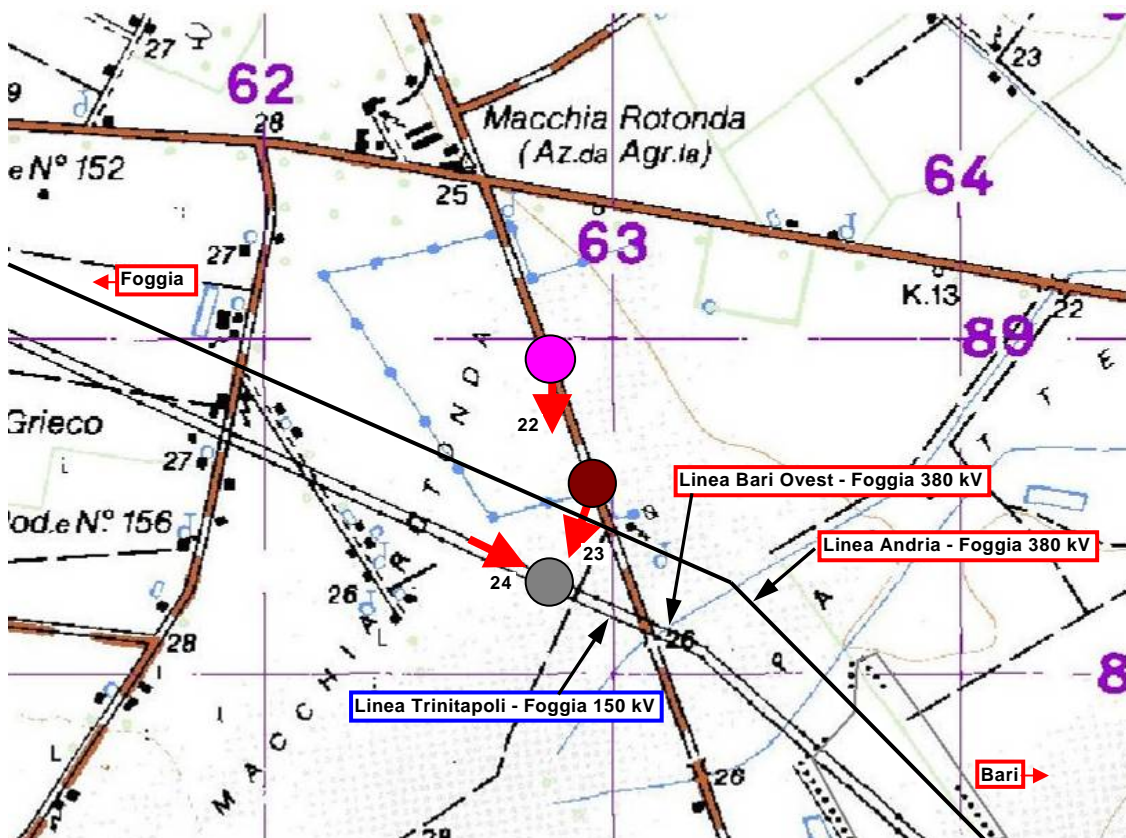


Fig. F4 Punti di ripresa nell'area della Stazione 380/150 kV



Foto 1



Foto 2



Foto 3



Foto 4



Foto 5



Foto 6



Foto 7



Foto 8



Foto 9



Foto 10



Foto 11



Foto 12



Foto 13



Foto 14



Foto 15



Foto 16



Foto 17



Foto 18



Foto 19



Foto 20



Foto 21



Foto 22

Foto 23

Foto 24