

Data: 21/09/07

Versione: 00

Modifiche: Versione Originale

File: PR003 -07 - CENTRALE EOLICA T.S.GENNARO _Allegato H.doc

Redatto da:

Verificato da:

Approvato da:

Michele Antonio Trovato
INSE srl Napoli

Michele Antonio Trovato

Davide Trevisani

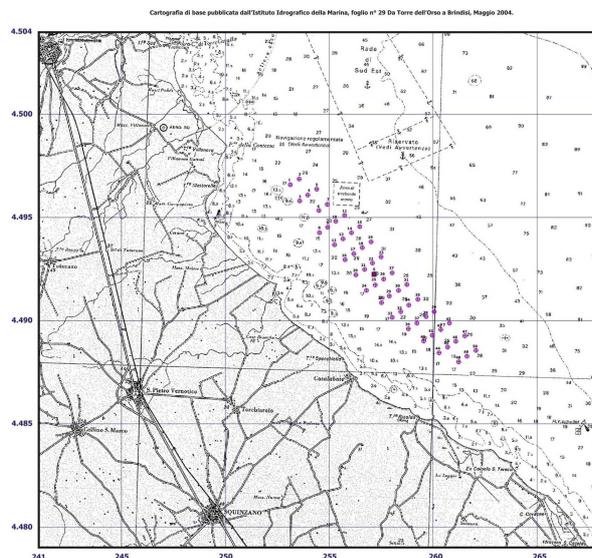
Committente: TREVI Energy S.p.A

Via Larga, 201 – 47023 CESENA (FC)

Opera: “CENTRALE EOLICA OFF-SHORE TORRE S.GENNARO (BRINDISI)”.

Capitaneria di Porto di Brindisi (BR)

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	21/08/2007	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.	8
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 Sistema di protezione, comando e controllo	pag.	18
8 Calcolo dei campi magnetici	pag.	21
8.1 Campo magnetico in prossimità dell'approdo a terra.....	pag.	21
8.2 Campo magnetico prodotto dai collegamenti sottomarini.....	pag.	21
8.3 Campo magnetico per i collegamenti terrestri a 150 kV.....	pag.	22
10 Lista degli allegati	pag.	23
Tabelle	pag.	24
Figure	pag.	28
Appendice A – Report Fotografico	pag.	49

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, al largo del tratto di costa compreso tra Punta della Contessa (e la località Casalabate (provincia di Lecce) ad una distanza minima dal litorale non inferiore a 3 km.

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

- n° 50 aerogeneratori di potenza nominale unitaria pari a 3 MW, per una capacità complessiva di 150 MW, raggruppati in 5 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° 5 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;
- uno stallo a 150 kV, da realizzarsi nella futura sezione a 150 kV della esistente stazione 380 kV di Brindisi Sud della società Terna S.p.A., necessario 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 TEE00003-003-0-L fornito dalla Società Trevi Finanziaria Industriale S.p.A. per conto della Società TREVI Energy SpA riportata in allegato (**Allegato A**);
- Documento Terna S.p.A. del 18/05/2007 N. Rif. TE/P2007006528 – Codice Identificativo 07007385 – Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione, 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. 5 sottocampi, da A1 a A5, 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. 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 15 e 28 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 25 x 30 m, ubicata nel punto di coordinate 40°32'37.50"N 18°07'54.20"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. 1 sbarra, alla quale afferiscono n. 5 stalli, per i collegamenti dei sottocampi A1-A5.

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 sbarra 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).

Infine il quadro a 30 kV contiene n. 1 stallo blindato ed isolato in SF₆ per il collegamento della sbarra al trasformatore.

– **n°1 trasformatore 30/150 kV.**

La potenza nominale del trasformatore è pari a 160 MVA. L'eventuale incremento della potenza nominale è da valutare in sede di progettazione definitiva. Si prevede 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. 1 stallo per il collegamento del lato AT del trasformatore ad una sbarra 150 kV, e n. 1 stallo linea per la partenza del collegamento sottomarino 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 1000 kVA.

- **n° 1 serbatoio per lo stoccaggio di gasolio, per l'alimentazione del diesel di emergenza, 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 del cavo sottomarino è posizionato in prossimità del Belvedere di Cerano, a lato della centrale elettrica "Federico II" di Brindisi Sud, nel punto di coordinate 40°33'36.80"N 18°02'27.60"E (WGS84).

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:

-

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

- Corsi d'acqua iscritti nelle acque pubbliche
- Aree Protette SIC
- Aree Protette ZPS ed Aree umide tutelate a livello internazionale
- 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)

- 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 9,7 km, costituito da un cavo tripolare a 150 kV, con isolamento in XLPE, di sezione opportuna, posto ad una profondità di circa 1 m al di sotto del fondo marino.

Il percorso parte dalla cabina a mare in direzione Nord-Ovest, quindi piega in direzione Nord – Nord-Ovest nel Punto S1 di coordinate 40°32' 49.70"N 18°07'42.50"E, e prosegue in maniera rettilinea fino al Punto S2 di coordinate 40°33'19.80"N 18°07'30.40"E. Qui il percorso piega in direzione Nord-Ovest e prosegue fino al punto S3 di coordinate 40°33'50.60"N 18°07'00.00" E, per poi piegare in direzione Ovest – Nord-Ovest fino al punto S4 di coordinate 40°33'57.80"N 18°06'30.70" E . Da questo punto il percorso prosegue verso il punto S5 di coordinate 40°34'13.60"N 18°05'56.00" E. In questo punto il percorso piega in direzione Nord – Nord-Ovest fino a raggiungere il punto A di coordinate 40°34'25.40"N 18°05'43.90" E. Da questo punto il percorso piega in direzione Ovest – Sud-Ovest e prosegue in maniera rettilinea fino all'approdo a terra situato nei pressi del Belvedere di Cerano, in particolare nel punto di coordinate 40°33'36.80"N 18°02'27.60"E, che si trova immediatamente a ridosso del vertice Sud-Est dell'area occupata dalla centrale termoelettrica "Federico II" della Società Enel Produzione.

Come si evince dalla "Tavola schema generale di progetto e vincoli territoriali su cartografia 1:50.000", riportata in allegato (**Allegato D**), il percorso così individuato permette di ridurre al minimo il tratto di cavo a 150 kV che attraversa la prateria di *Posidonia Oceanica* presente nella zona (tratto A-Approdo). In ogni caso, si provvederà a ripiantumare adeguatamente il tratto interessato dal percorso suddetto.

Le modalità di posa del cavo sottomarino 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 il cavo entro tubo protettivo di diametro opportuno.

- **un giunto terra-mare** situato nel punto di coordinate 40°33'35.80"N 18°0'27.10"E per il collegamento del cavo sottomarino con il sistema di cavi terrestri, in un'area libera da ogni tipo di insediamenti (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F1 e Foto 1-6).

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.

L'area complessivamente occupata per la realizzazione del giunto terra-mare è pari a circa 4 m x 1 m. Il giunto terra-mare sarà completamente interrato alla profondità di 1,2 m e la sua presenza sarà segnalata da apposito cartello monitorare.

- **un tratto in cavo interrato**, di lunghezza pari a circa 13,5 km, formato da una terna 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 segue la viabilità locale (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F1 e Foto 7) costeggiando il lato sud della centrale "Federico II" fino ad incrociare la SP 87 nel punto A, di coordinate 40°33'20.60"N 18°01'44"E (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F2 e Foto 8-11). Dal punto A il percorso prosegue lungo la SP 87 in direzione della frazione di Tutturano, lasciando a destra il bivio per la SP 88, nel punto B di coordinate 40°33'40.40"N 18°00'32"E (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F3 e Foto 12-15).

Il tracciato prosegue sino allo svincolo con la SS 613, nel punto C di coordinate 40°33'17.50"N 17°59'46.50"E (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F4 e Foto 16-18). Il superamento della SS 613, in prossimità dello svincolo con la SP 87, avviene ponendo i cavi a 150 kV in un opportuno tubo metallico posto alla profondità di circa 1,6 m, al di sotto della carreggiata della medesima SS 613. Si prevede che l'attraversamento sia realizzato sul lato destro del sovrappasso, in direzione Tutturano (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F4 e Foto 19-21). Superata la SS 613 (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F4 e Foto 22), il tracciato si reimmette sulla SP 87, nel punto D di coordinate 40°33'12.90"N 17°59'34.40"E, in corrispondenza dello svincolo dopo il ponte (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F4 e Foto 23-25).

Il percorso continua sulla SP87 fino al punto E, di coordinate 40°33'00.50"N 17°58'57"E, in prossimità del sovrappasso ponte sulla linea ferroviaria Brindisi-Lecce (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F5 e Foto 26-28). Per il superamento della linea ferroviaria si prevede di adottare il sistema utilizzato per l'attraversamento della SS 613: Superata la linea ferroviaria, il tracciato si reimmette sulla SP 87 nel punto F di coordinate

40°32'57.50"N 17°58'42"E (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F5 e Foto 29-31).

Proseguendo sulla SP87, il percorso dei cavi a 150 kV incontra la SP1bis, ex SS16, nel punto G di coordinate 40°32'55"N 17°58'35"E (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F5 e Foto 32-34), dove volge a destra e prosegue fino all'incrocio con la SP81, nel punto H di coordinate 40°33'00.70"N 17°58'32.60"E, dove volge a sinistra (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F5 e Foto 35-37).

Il percorso segue la SP81 per circa 1,5 km fino a raggiungere la periferia di Tutturano, ove piega a destra nel punto I di coordinate 40°32'48.50"N 17°57'30"E (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F6 e Foto 38-39) seguendo una strada sterrata. Il tracciato quindi piega a sinistra nel punto J di coordinate 40°32'58.30"N 17°57'30.30"E (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F6 e Foto 40-41) e prosegue sino ad incrociare la SP 79 nel punto K di coordinate 40°32'56"N 17°56'50.60"E (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F6 e Foto 42-45).

A questo punto il percorso volge a destra fino ad incrociare la strada che costeggia il canale Foggia di Rau, nel punto L di coordinate 40°32'59"N 17°56'50"E (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F6 e Foto 46-48). Qui il percorso volge a sinistra e segue la strada suddetta (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F6 e Foto 49) sino ad incrociare la SP 81, nel punto M di coordinate 40°32'46.60"N 17°56'23.70"E (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F6 e Foto 50-52), volgendo quindi a destra per proseguire lungo la SP81 fino a raggiungere la stazione Brindisi Sud di Terna.

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. Inoltre, in Fig. 16 è riportata una illustrazione schematica del sistema di attraversamento utilizzato per superare la Superstrada SS 613 e la Linea Ferroviaria Brindisi-Lecce pre. In sede di progettazione definitiva saranno individuate le eventuali intersezioni della struttura così realizzata con elementi di strutture a rete, quali acquedotti, gasdotti, ecc., e saranno valutate le modalità di realizzazione più idonee a diminuire le interazioni con le suddette strutture.

In Fig. 17 è riportato uno schema di realizzazione di una buca giunti interrata per il collegamento di tratte di cavi interrati.

- **uno stallo 150 kV nella futura sezione a 150 kV della esistente stazione 380 kV di Brindisi Sud di proprietà della Società Terna S.p.A.** per la connessione del parco eolico in oggetto alla RTN, come indicato nel documento della Società Terna S.p.A. del 18/05/2007 N. Rif. TE/P2007006529 – Codice Identificativo 07007385 – Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione, riportato nell'**Allegato E** (v. **Appendice A – Report Fotografico** Fig. F7 e Foto 53-54).

Infine, 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.

Lo schema elettrico unifilare di massima relativo alla proposta progettuale descritta in questo capitolo è riportato in Fig. 18.

7 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.

8 Calcolo dei campi elettromagnetici.

8.1 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 cavo a 150 kV nell'area in corrispondenza della battigia. Le ipotesi a base dell'analisi condotta sono le seguenti:

- 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. 19, 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.

8.2 Campo magnetico prodotto dai collegamenti sottomarini.

Il campo magnetico generato dal cavo 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 (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. 20, 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.

8.3 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. 21 è riportato l'andamento del campo magnetico prodotto all'altezza di 1 m dal piano campagna da una terna 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 2 m dall'asse della linea è inferiore a 3 μ T.

10 Lista degli allegati.

- Allegato A** Lay-Out centrale eolica off-shore su cartografia di base Istituto Idrografico della Marina
N°Tavola: TEE00003-003-0-L
Rev. 00
Formato A0
- Allegato B** Schema generale soluzione di progetto su cartografia IGM 50.000
N°Tavola: TEE00003-004-0-L
Rev. 00
Formato A0
- Allegato C** Vincoli Territoriali di progetto su cartografia IGM 50.000
N°Tavola: TEE00003-001-0-L
Rev. 00
Formato A0
- Allegato D** Schema generale di progetto e vincoli territoriali su cartografia IGM 50.000
N°Tavola: TEE00003-005-0-L
Rev. 00
Formato A0
- Allegato E** **Centrale eolica Off-Shore Torre S.Gennaro (Brindisi)**
Corrispondenza TERNA S.p.A – TREVI Finanziaria Industriale S.p.A.
Autore: Trevi Energy SpA
Rif. SEO-PR002-07 – RT - AG
Versione: 00

Tabelle.

Tabella 1. Formazione dei sottocampi

Sottocampo	Aerogeneratori	Potenza installata
	N°	[MW]
A1	1,2,3,4,5,6,7,10,11,15	30
A2	8,9,12,13,14,16,17,18,20,21	30
A3	19,22,23,26,27,30,31,34,35,39	30
A4	24,25,28,29,32,33,36,37,40,41	30
A5	38,42,43,44,45,46,47,48,49,50	30

Tabella 2. Lunghezza dei collegamenti per la formazione dei sottocampi

Sottocampo	Tratte	Lunghezza [km]
A1	1-3; 3-4; 4-6; 2-5; 5-7; 7-11	5,5
A1	11-15; 6-10; 10-15	3,2
A2	8-9; 9-12; 12-16; 13-14; 14-18; 18-17	4,5
A2	17-21; 16-20; 20-21	2,5
A3	19-22; 22-23; 23-27; 39-35; 35-34; 34-30	5,2
A3	27-26; 30-31; 31-26	2,3
A4	40-36; 36-32; 32-28; 41-37; 37-33; 33-29	5,9
A4	29-25; 28-24; 24-25	2,5
A5	48-44; 44-45; 45-42; 49-50; 50-47; 47-46	4,7
A5	42-38; 46-43; 43-38	3,2

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

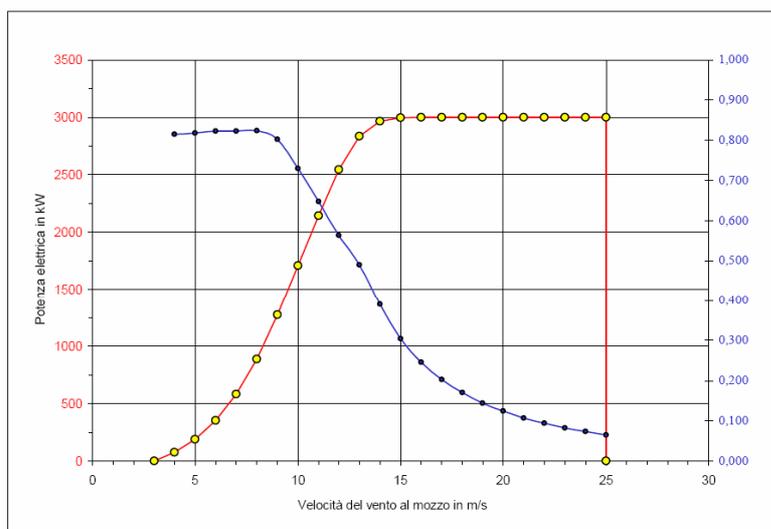
Collegamento	Lunghezza [km]
A1 - CAB. 30/150 kV	2,7
A2 - CAB. 30/150 kV	1,0
A3 - CAB. 30/150 kV	0,6
A4 - CAB. 30/150 kV	1,7
A5 - CAB. 30/150 kV	3,3

Figure.



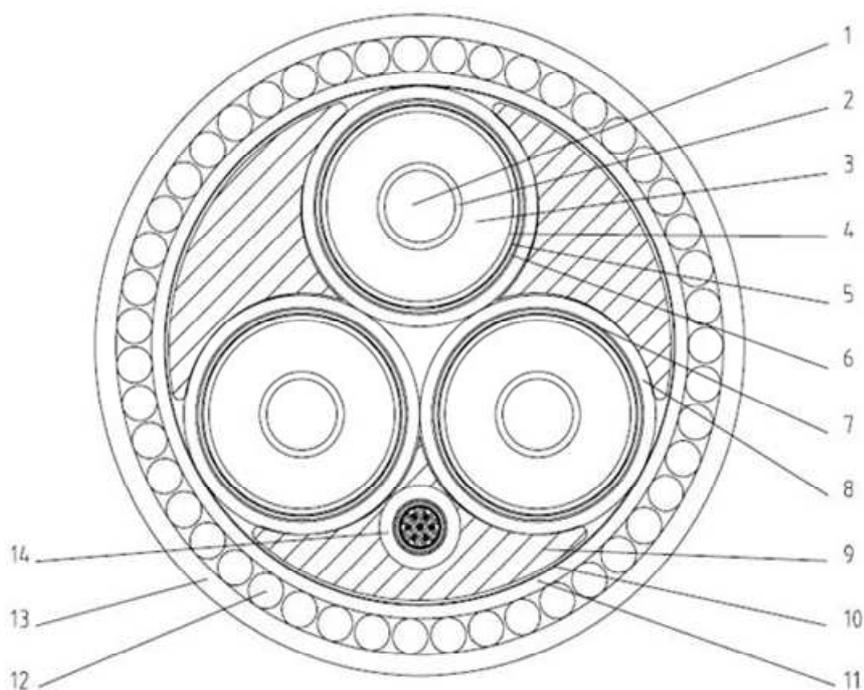
Caratteristica Velocità vento - Potenza elettrica dell'Aerogeneratore Vestas V90 da 3 MW 109.4 dB

Vmozzo (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. ($\rho = 1,225 \text{ k/m}^3$)

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).

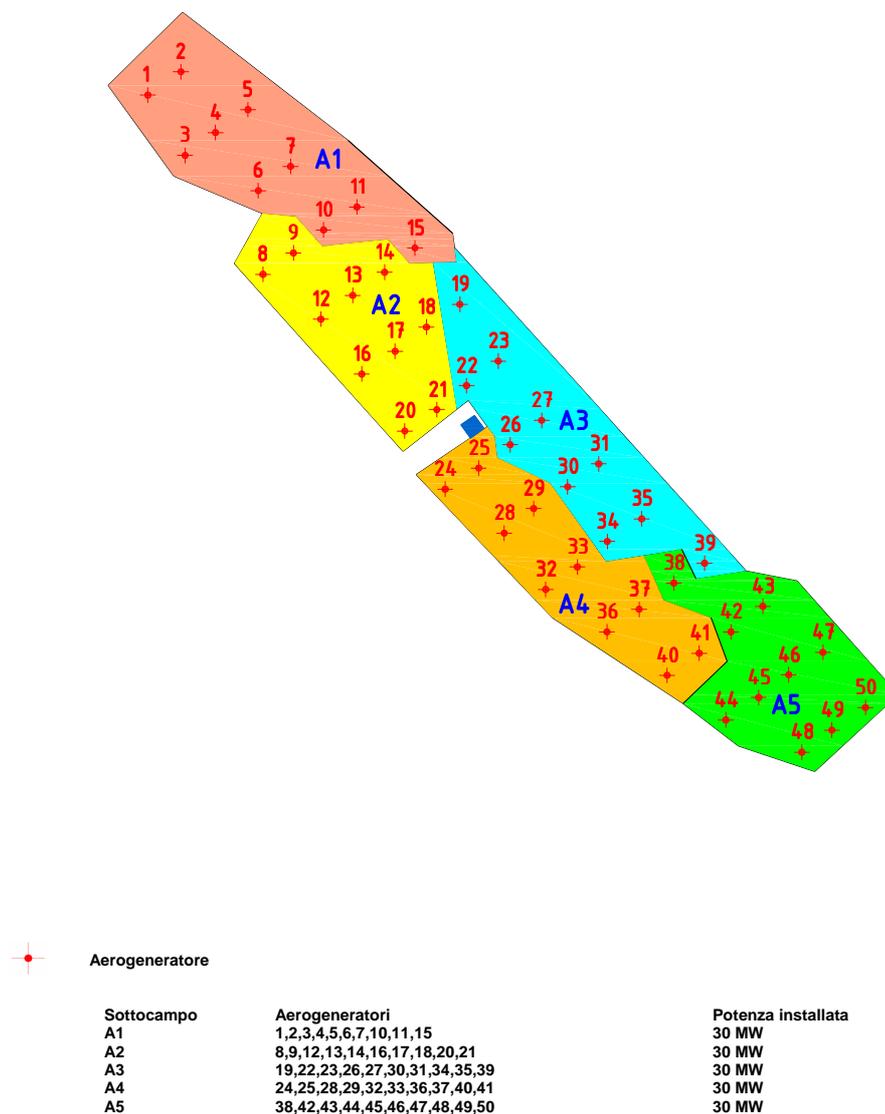


Fig. 3 Formazione dei sottocampi

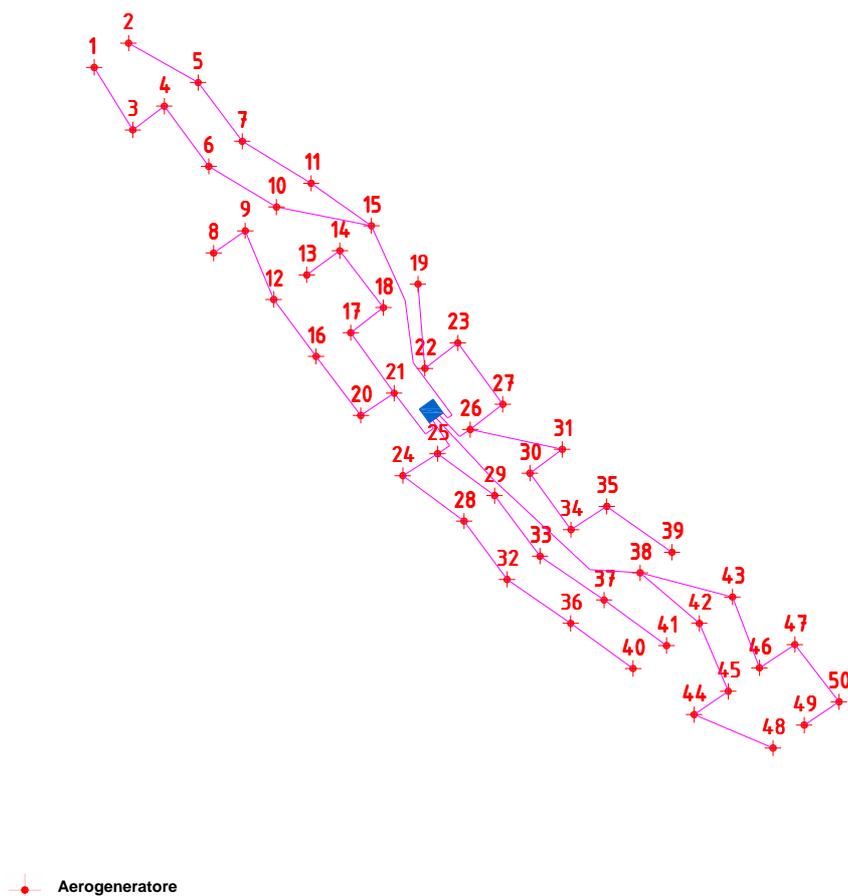


Fig. 4 Collegamenti infra-generatori nei sottocampi e dei sottocampi alla cabina 30/150 kV

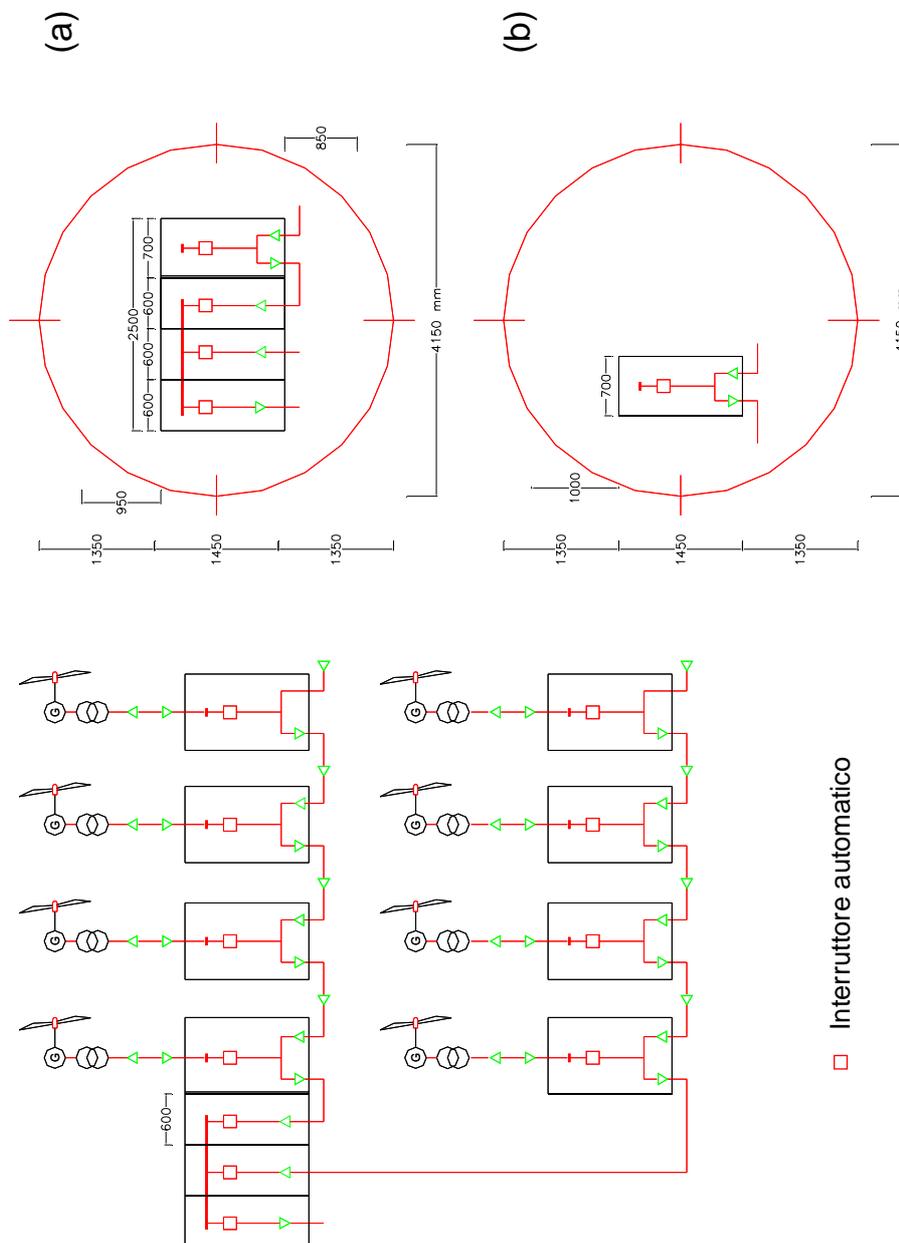
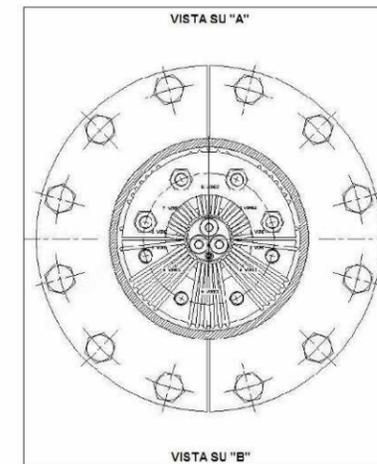
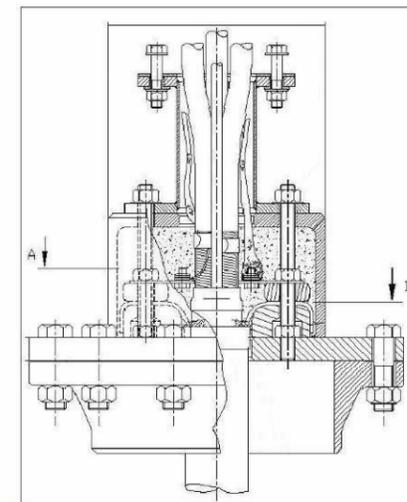
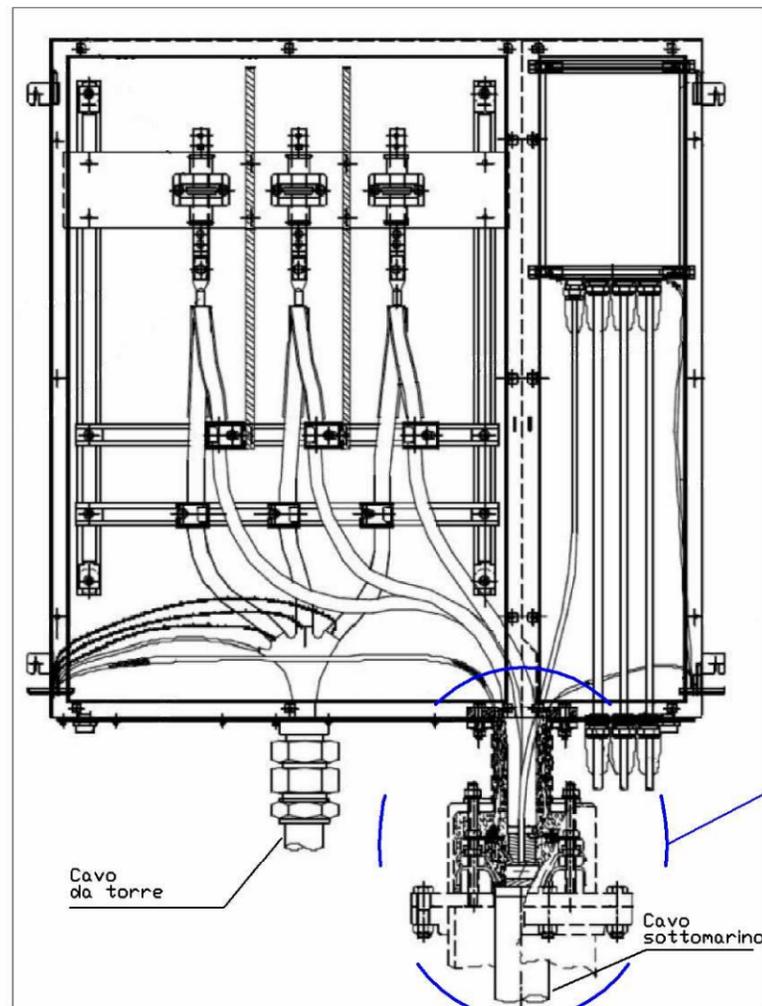


Fig. 5 Schemi di connessione tra i generatori di un sottocampo:

- (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.

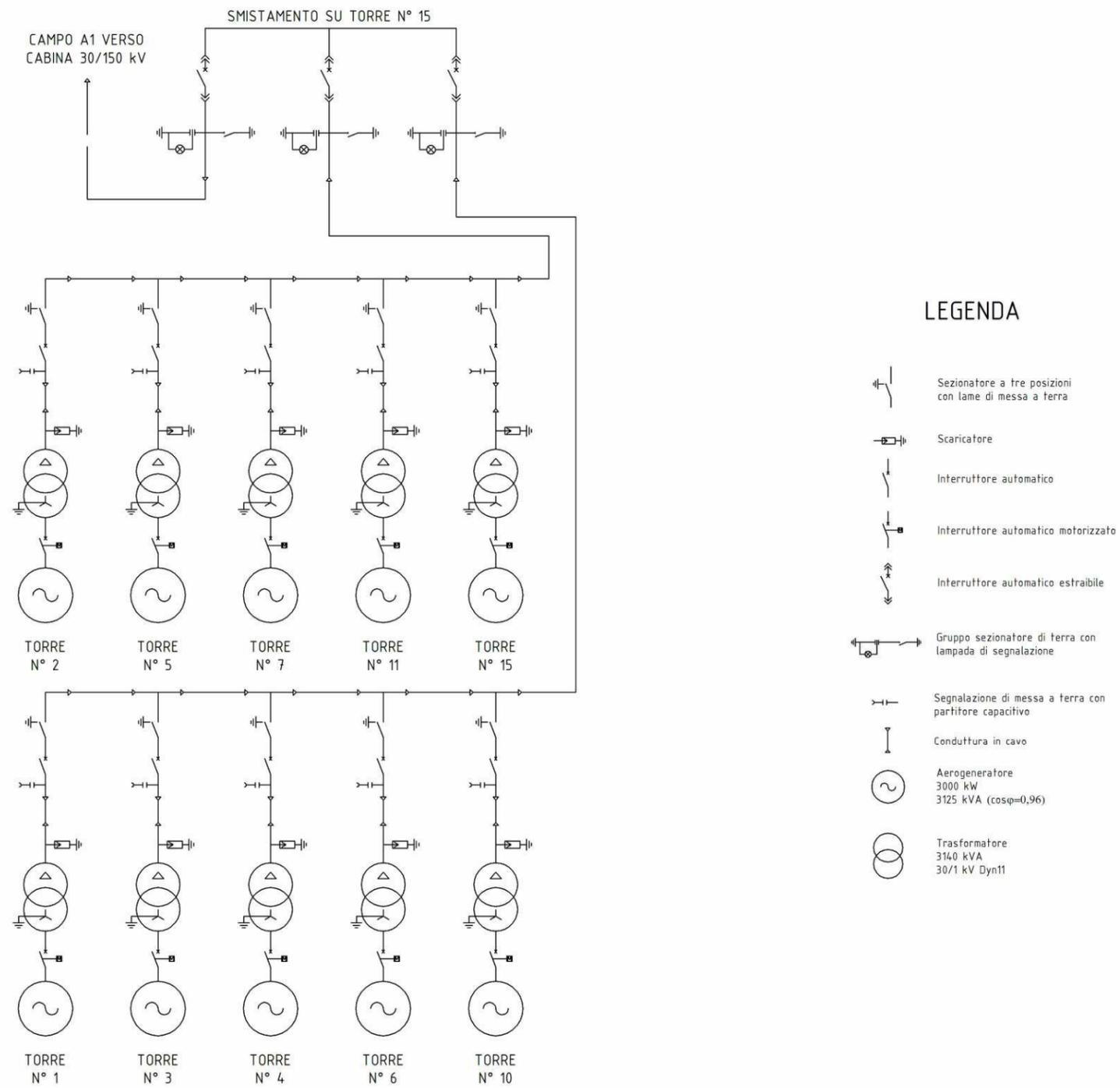


Fig. 7 Schema elettrico unifilare di massima del sottocampo A1.

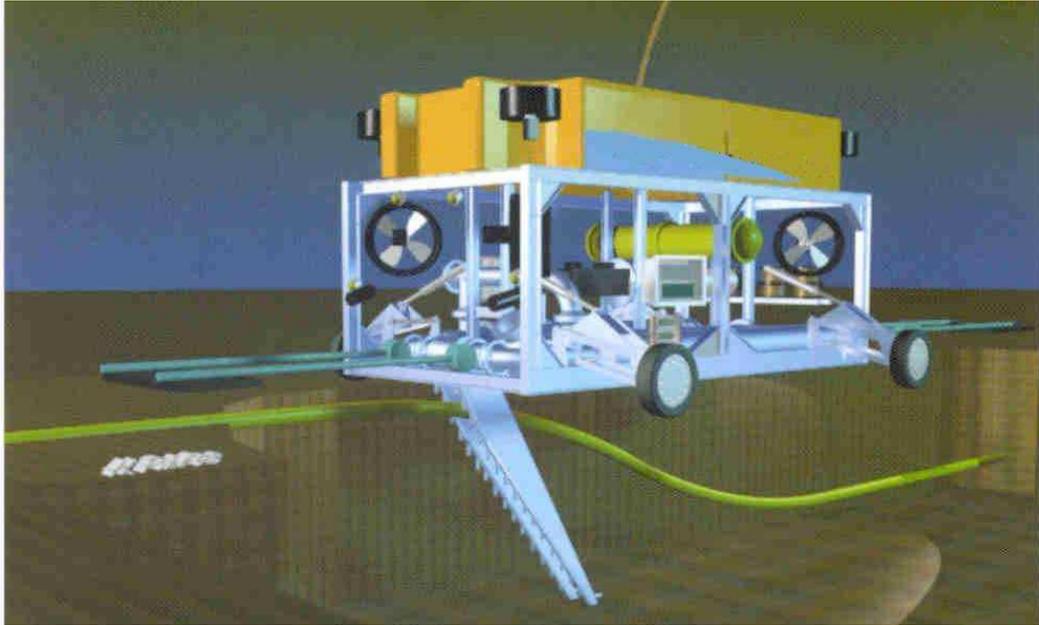


Fig. 8 Sistemi a getto per l'interramento di cavi sottomarini ($h > 10$): ROV System.



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

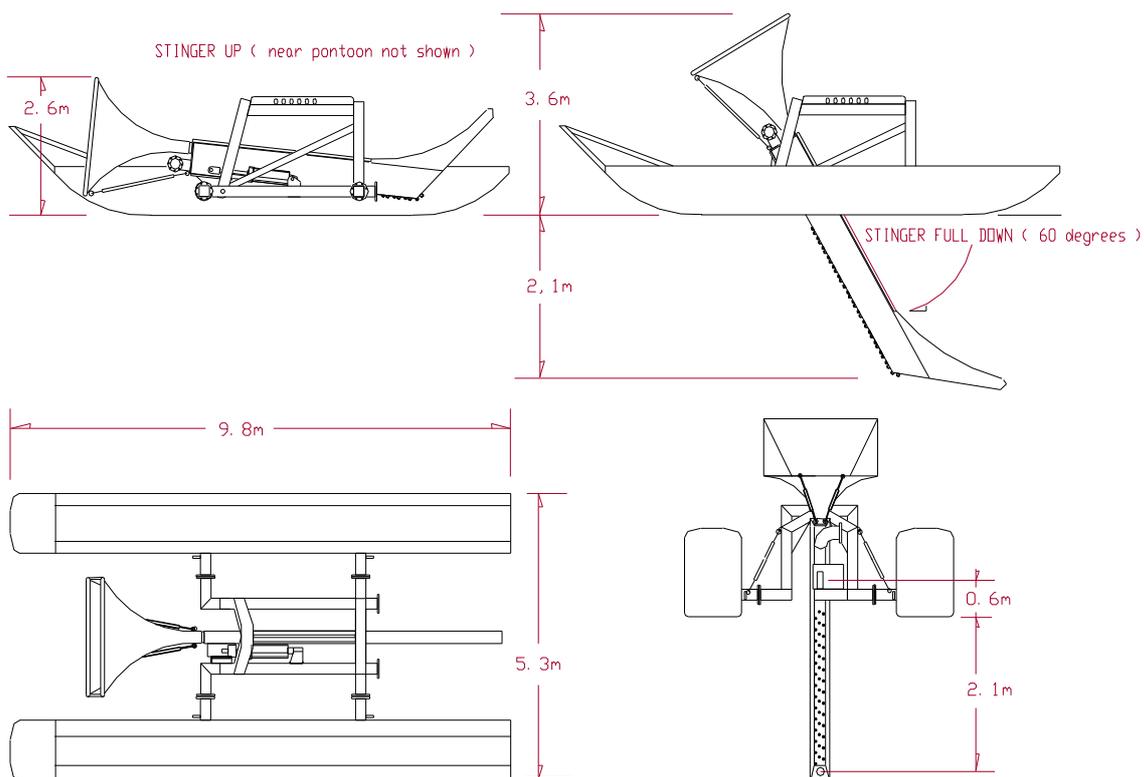


Fig. 10 Hydroplow System (Prysmian Proprietary): particolari costruttivi e dimensionali.

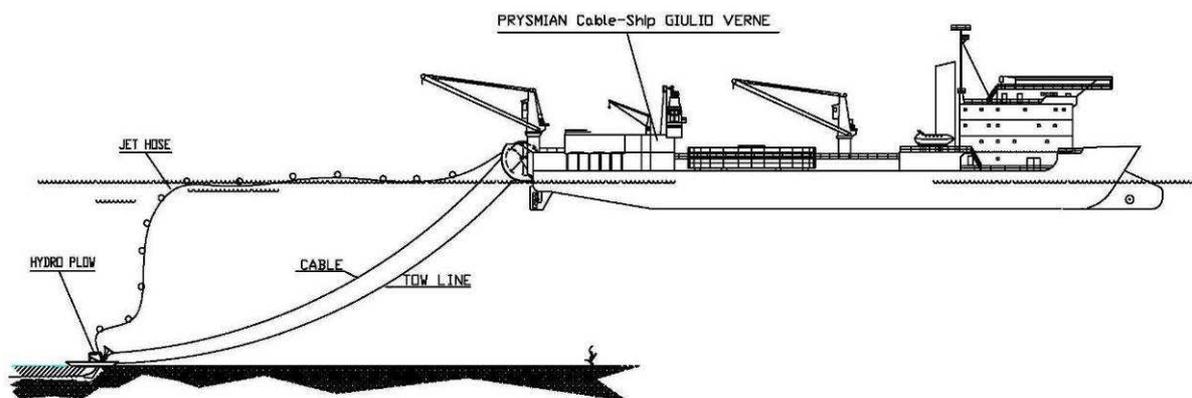
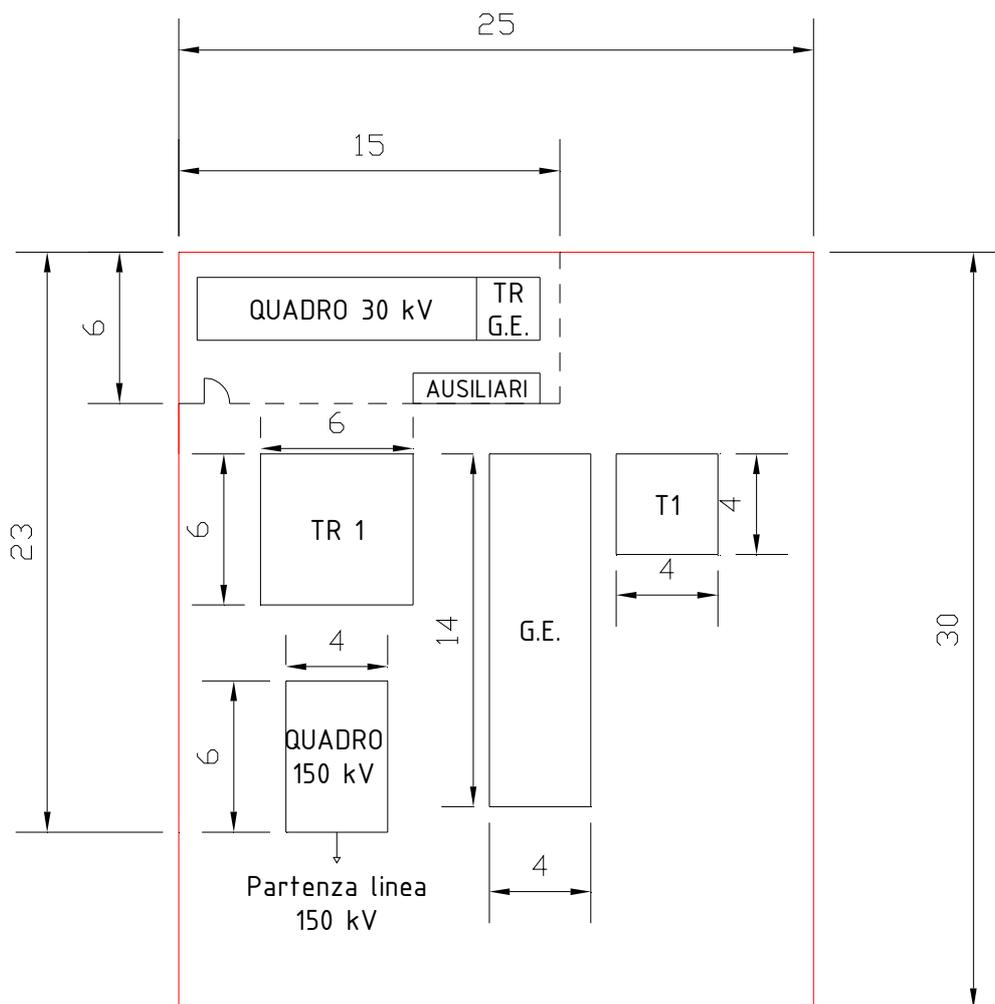


Fig. 11 Hydroplow System (Prysmian Proprietary): procedimento di posa e contemporaneo interrimento del cavo.



Quadro MT 30 kV : 5 interruttori arrivo sottocampi + 1 interruttore trasformatore
 + 1 interruttore per servizi ausiliari + 1 sbarra 30 kV

Quadro AT 150 kV : 1 interruttori trasformatore + sbarra 150 kV + 1 interruttori partenza linee

TR 1 : trasformatore 30/150 kV 160 MVA

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

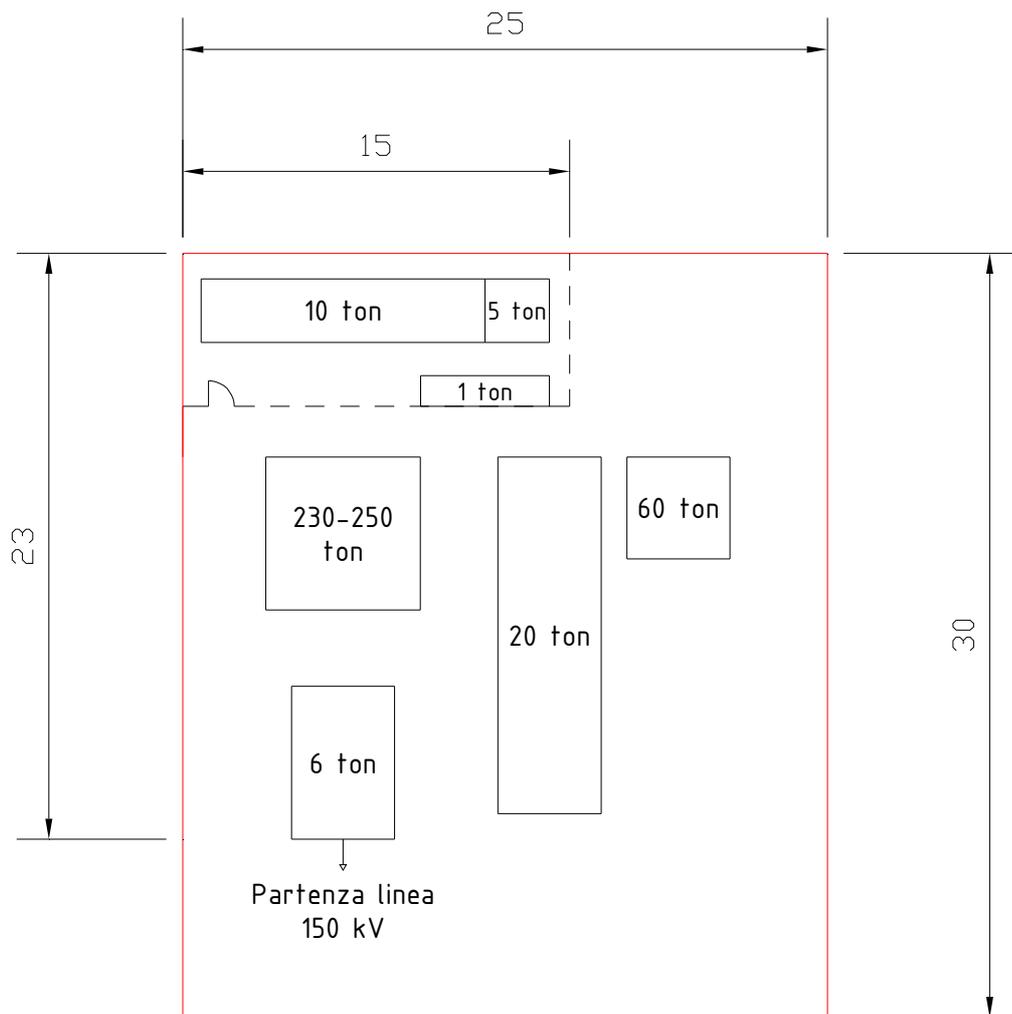
G.E. : Generatore diesel 1 MW in container insonorizzato

T1 : 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 : 5 - 5,7 m.

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

T1 : 4 - 4,5 m.

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

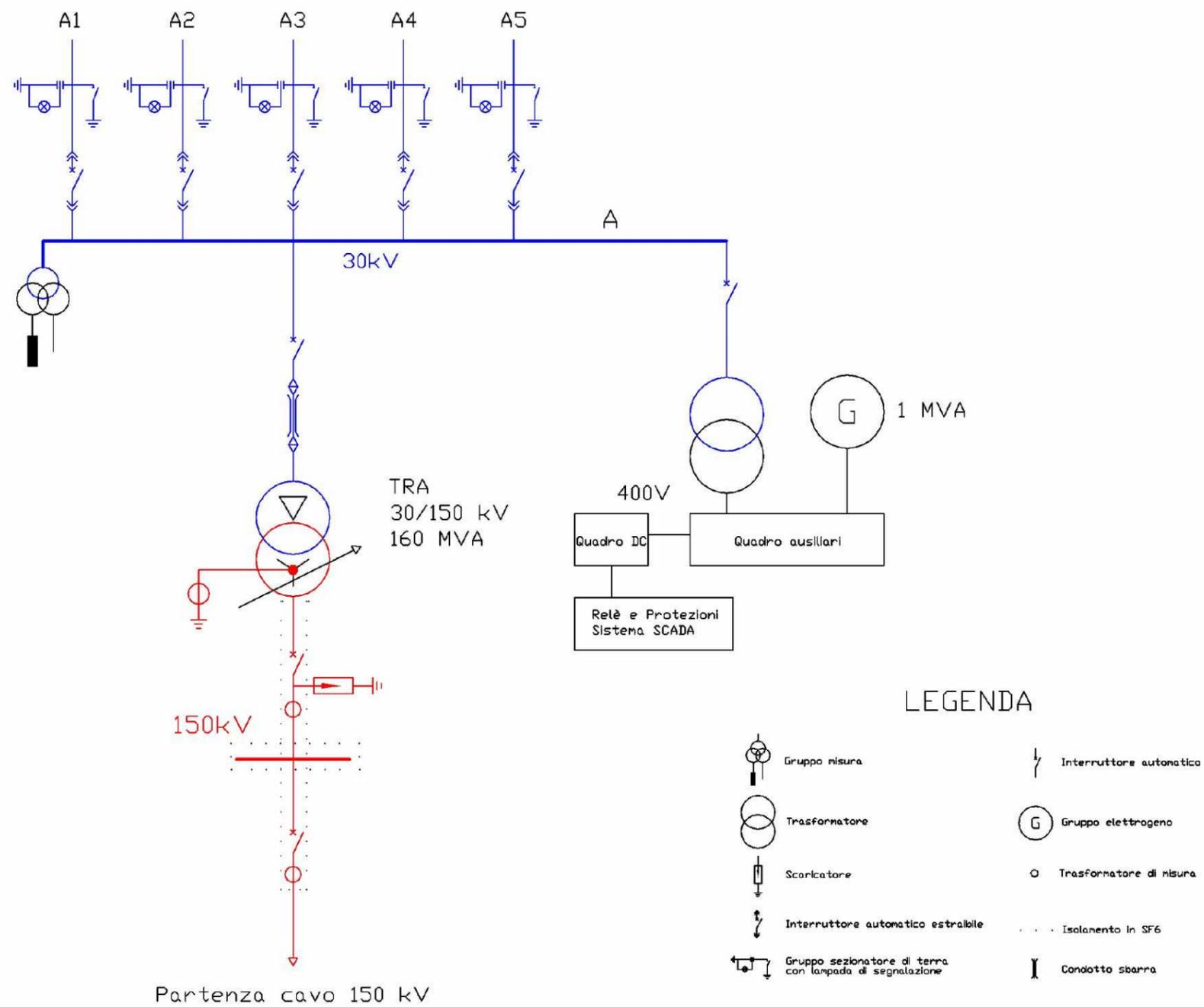


Fig. 13 Schema unifilare di massima della cabina 30/150 kV su piattaforma marina.

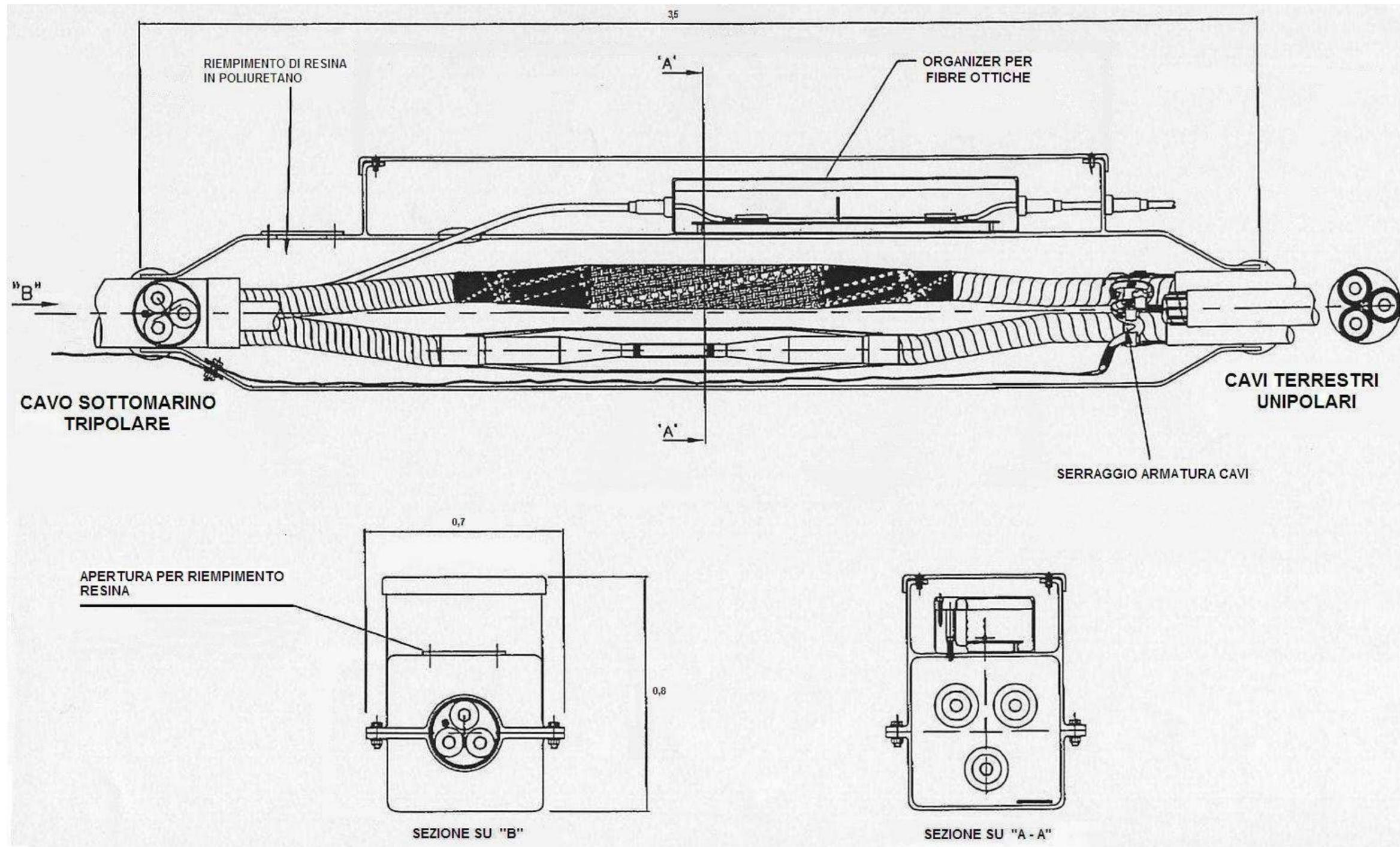


Fig. 14 Schema di realizzazione del giunto terra-mare.

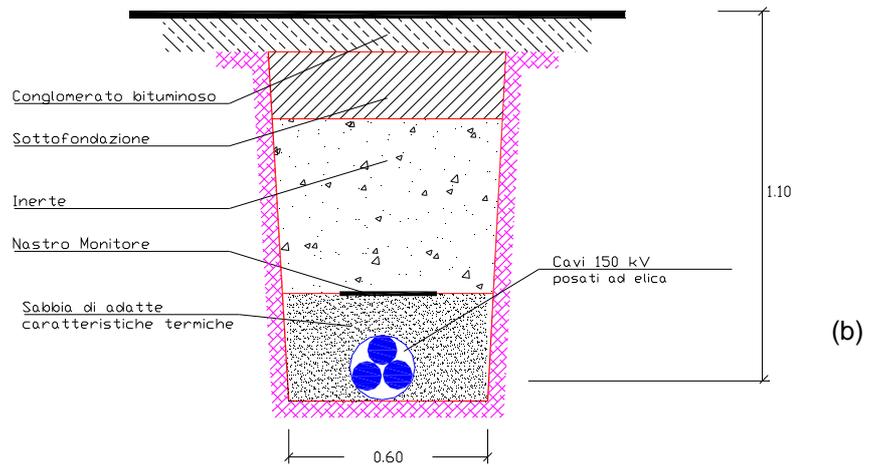
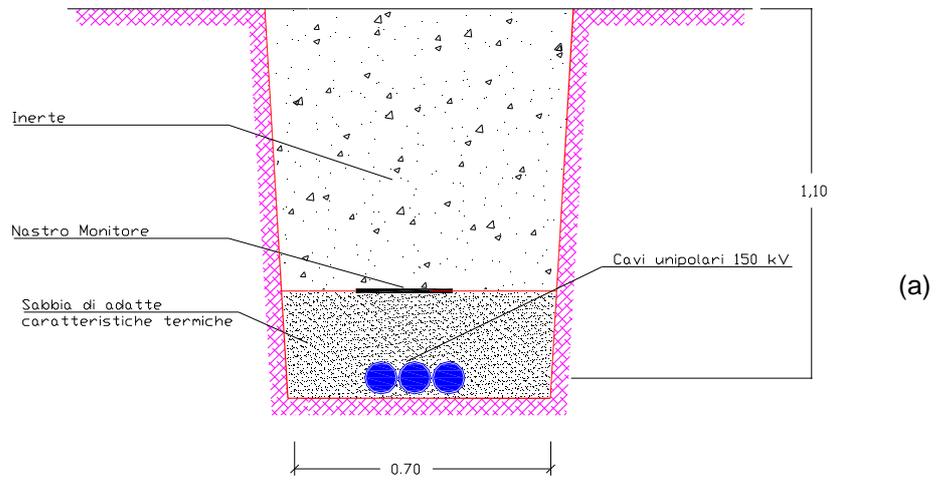


Fig. 15 Schemi di posa per cavi interrati:

- (a) Posa su strada sterrata o terreno agricolo
- (b) Posa su strada asfaltata

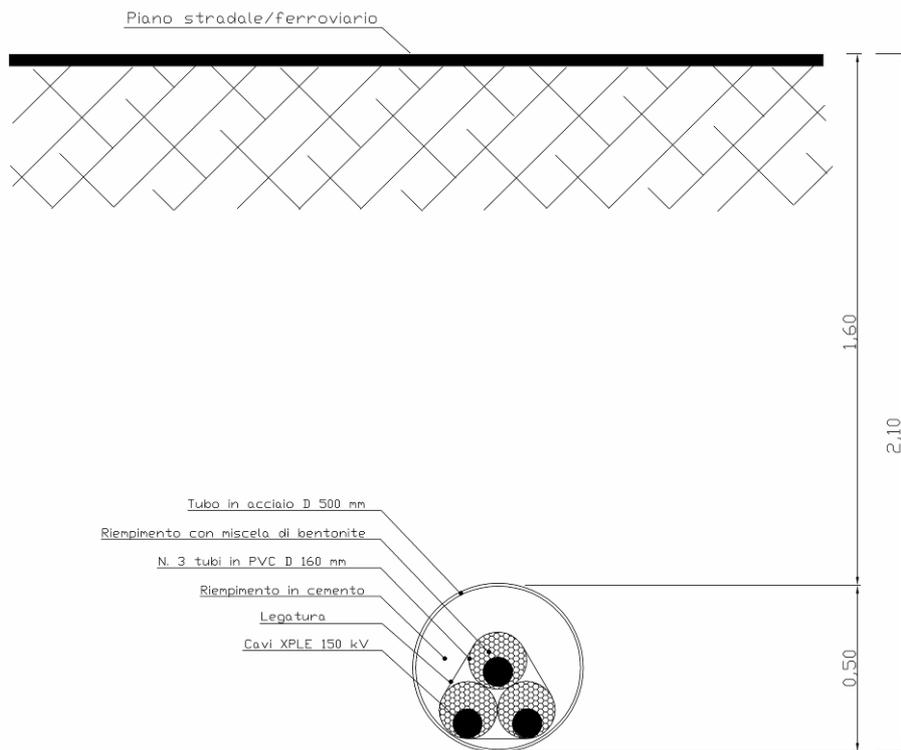


Fig. 16 Attraversamento tipo per strada principale o linea ferroviaria

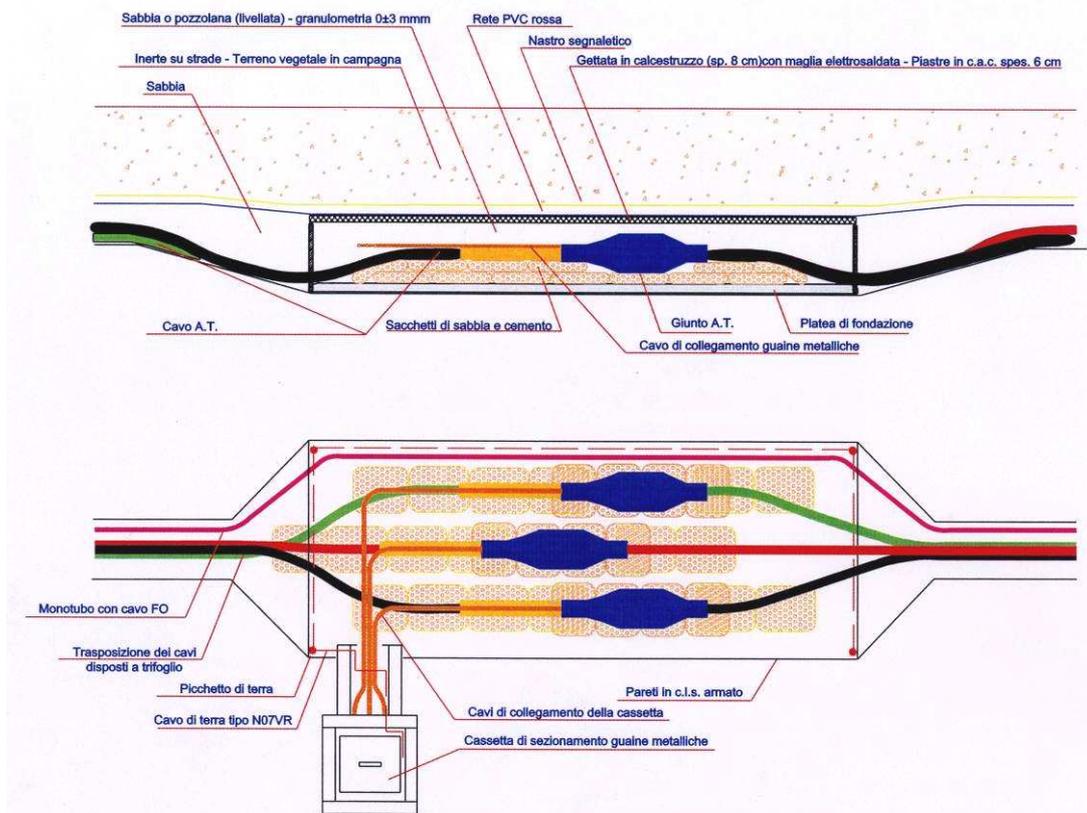


Fig. 17 Schema di realizzazione della buca giunti tra tratte di cavi interrati.

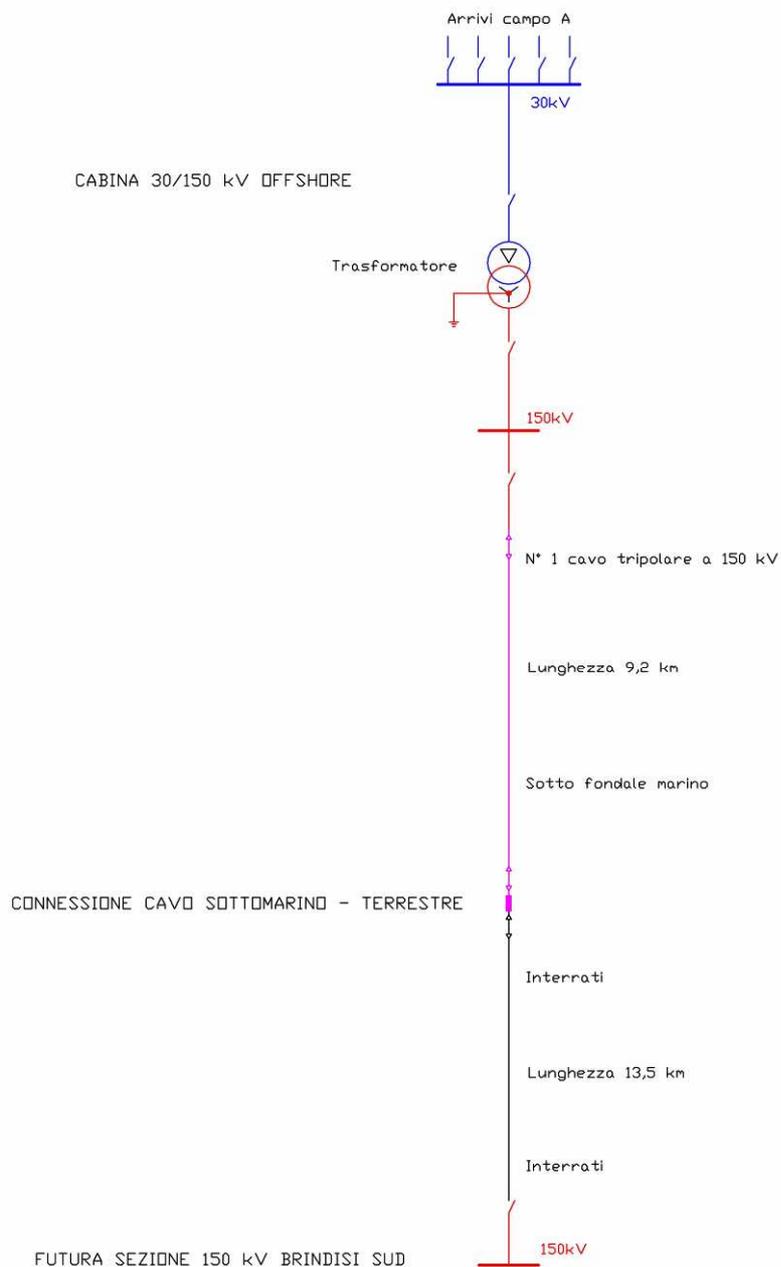


Fig. 18 Schema elettrico unifilare generale del sistema di trasmissione.

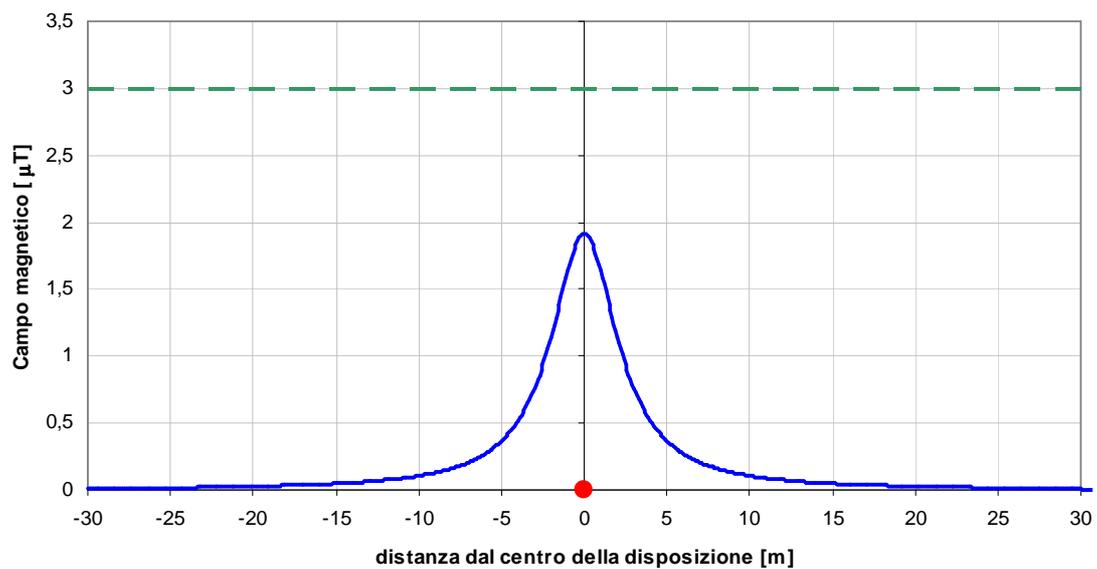


Fig. 19 Andamento del campo magnetico sulla battigia (n°1 cavo tripolare alla profondità di 1,5 m).

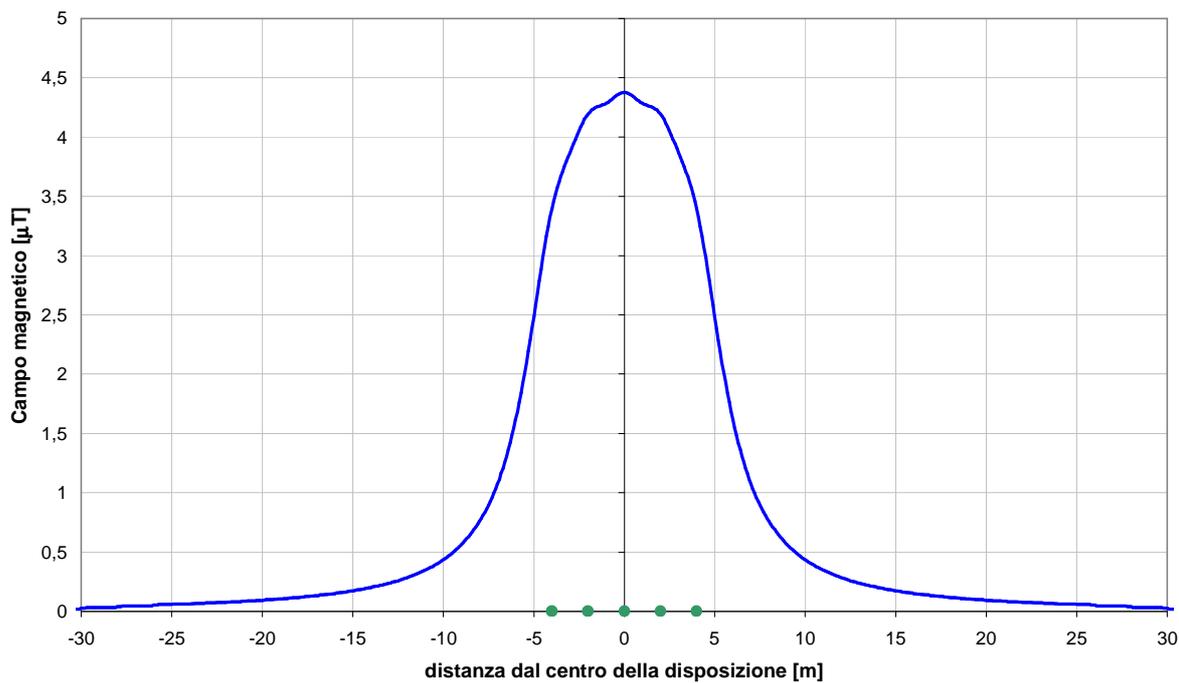


Fig. 20 Andamento del campo magnetico per i collegamenti della rete interna sottomarina a 30 kV : n°5 cavi t ripolari alla profondità di 1 m distanziati di 2 m.

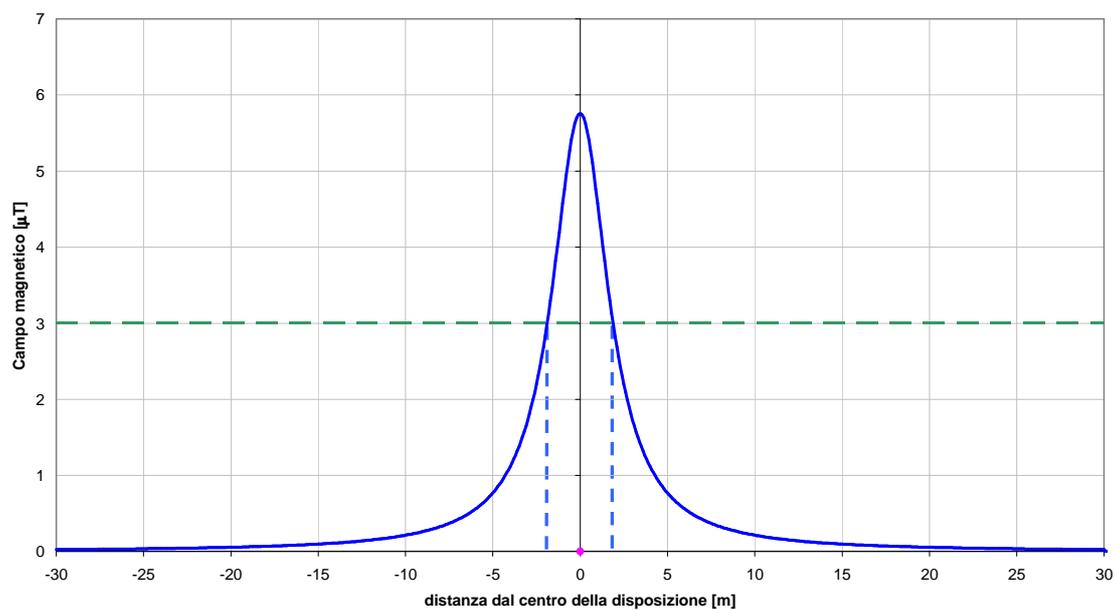


Fig. 21 Andamento del campo magnetico lungo il percorso dei cavi terrestri a 150 kV (n°1 terna di cavi unipolari in piano).

Appendice A.

Report fotografico

Proposta progettuale:

- Punti di ripresa: Figure F1-F6.
- Foto 1-52.

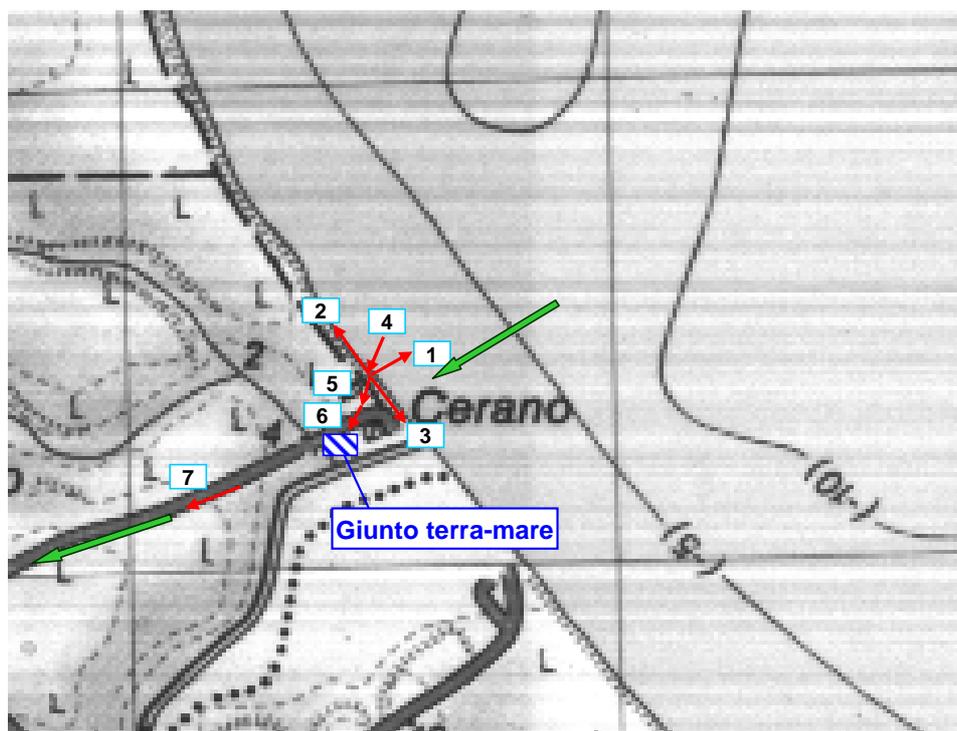


Fig. F1 Proposta progettuale - Punti di ripresa e percorso cavi nella zona d'approdo

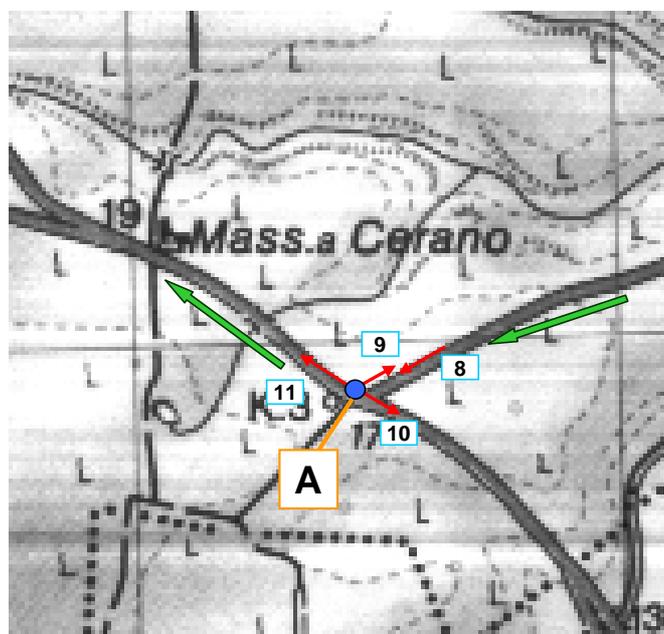


Fig. F2 Proposta progettuale - Punti di ripresa e percorso cavi nella zona del bivio di Masseria Cerano (punto A)

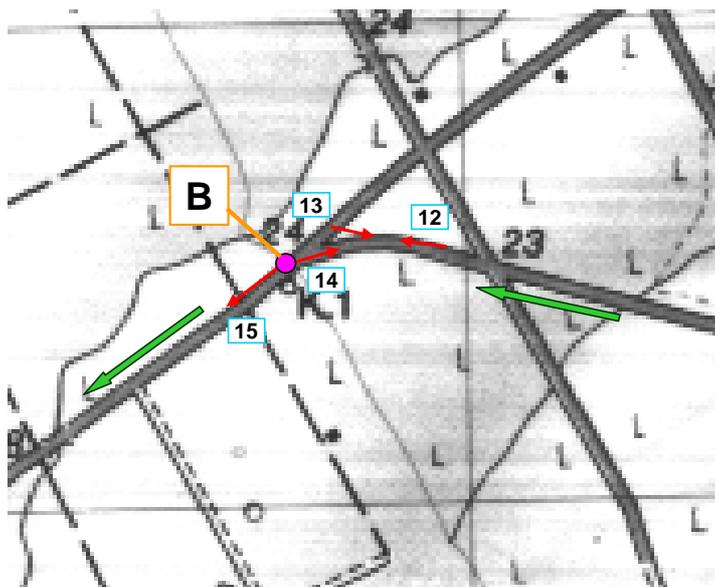


Fig. F3 Proposta progettuale - Punti di ripresa e percorso cavi nella zona bivio Cerano (punto B)

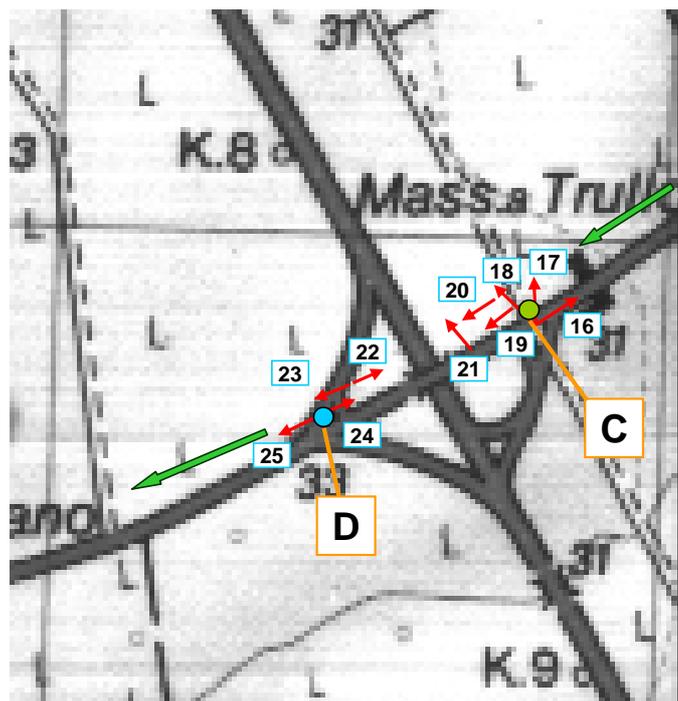


Fig. F4 Proposta progettuale - Punti di ripresa e percorso cavi nella zona dei punti C e D (SS 613)

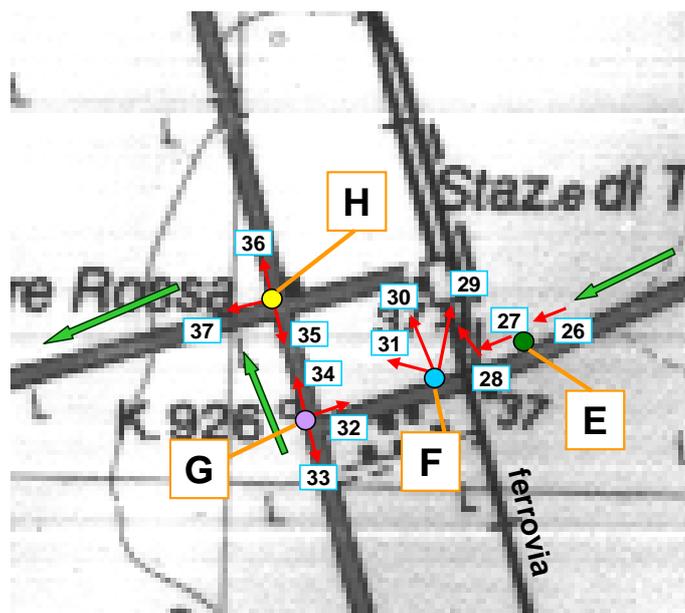


Fig. F5 Proposta progettuale - Punti di ripresa e percorso cavi nella zona dei punti, E, F, G, H (Linea Ferroviaria Brindisi-Lecce, SS 16 e bivio Tuturano)

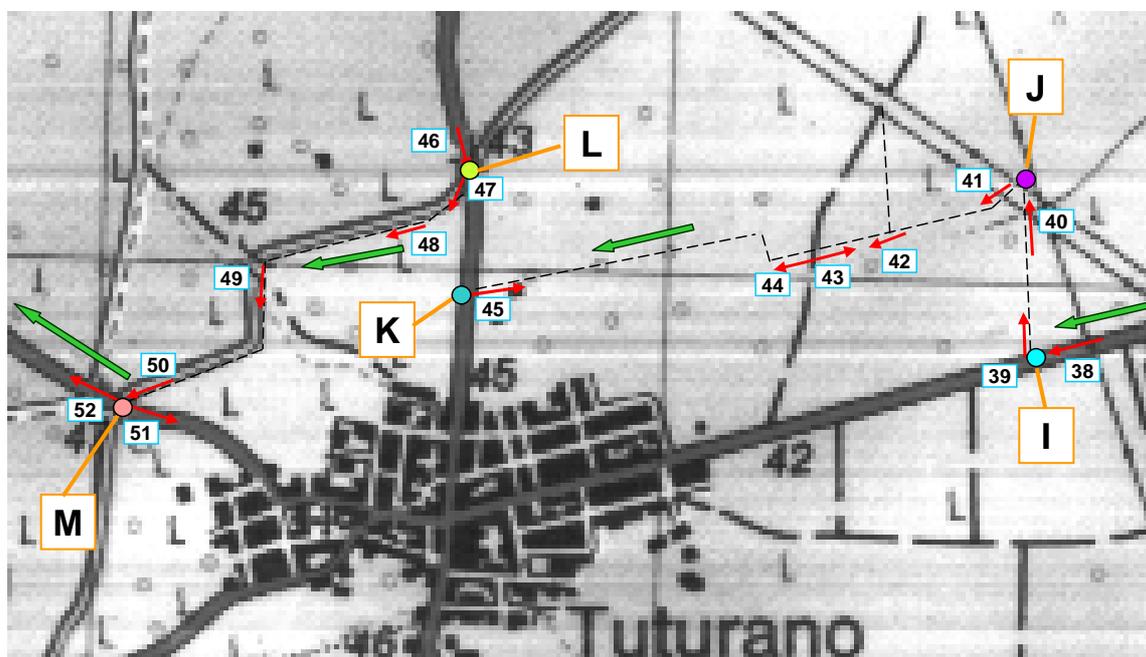


Fig. F6 Proposta progettuale - Punti di ripresa e percorso cavi nella zona dei punti I, J, K, L, M (zona Tuturano e percorsi per evitare il centro abitato)

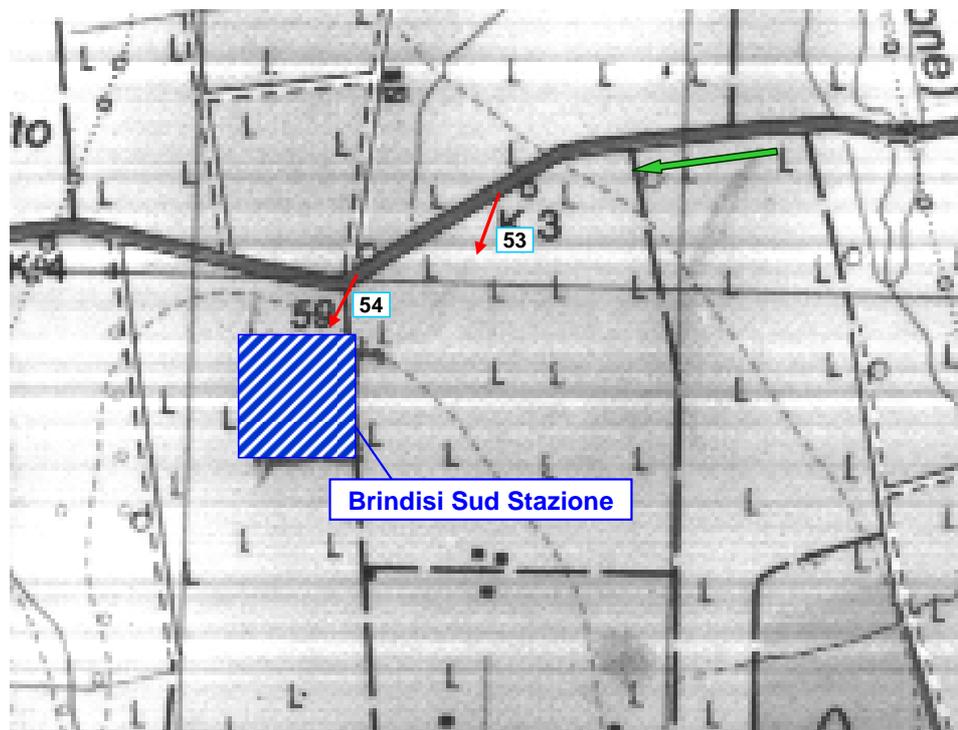


Fig. F7 Proposta progettuale - Punti di ripresa e percorso cavi nella zona della stazione elettrica "Brindisi Sud" di Terna S.p.A.



Foto 1



Foto 2



Foto 3



Foto 4



Foto 5

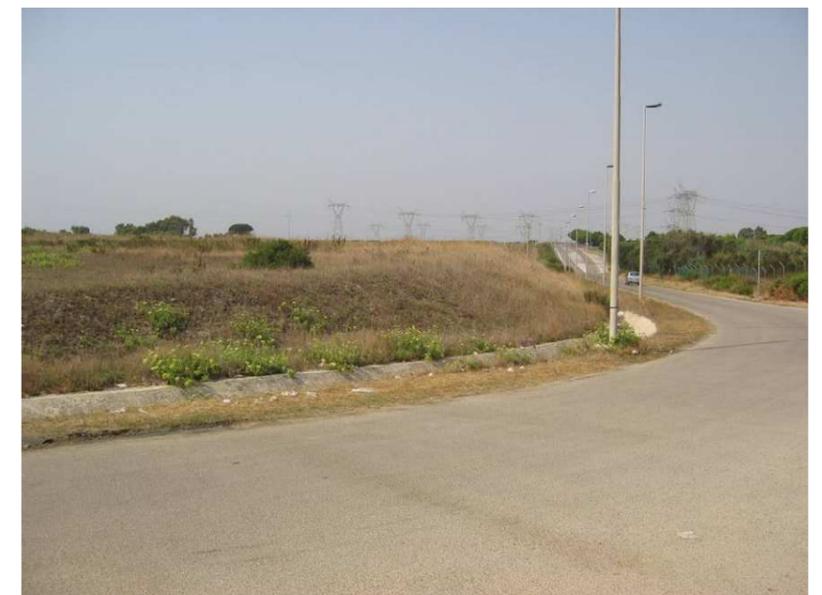


Foto 6



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



Foto 25



Foto 26



Foto 27



Foto 28



Foto 29



Foto 30



Foto 31



Foto 32



Foto 33



Foto 34



Foto 35



Foto 36



Foto 37



Foto 38



Foto 39



Foto 40



Foto 41



Foto 42



Foto 43



Foto 44



Foto 45



Foto 46



Foto 47



Foto 48



Foto 49



Foto 50



Foto 51



Foto 52



Foto 53



Foto 54