



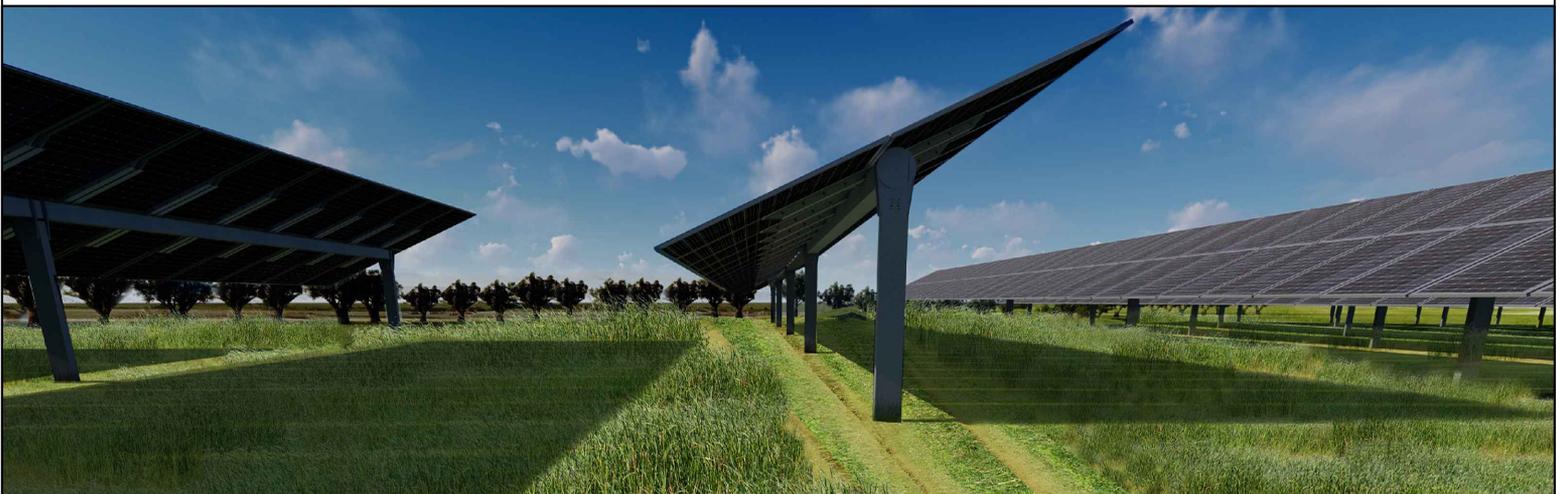
REGIONE MOLISE
 PROVINCIA DI CAMPOBASSO
 COMUNE DI MONTENERO DI BISACCIA



PROGETTO DELL' IMPIANTO SOLARE AGRIFOTOVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE
 DA REALIZZARE NEL COMUNE DI MONTENERO DI BISACCIA (CB) IN LOCALITÀ GRUGNALE
 FOGLIO 29 P.LLE 36, 159, FOGLIO 30 P.LLE 51, 54, 59, 60, FOGLIO 32 P.LLE 13, 38, 109, 111, 114, 110,
 112, 113, 125, 132, 134, 12, 47, 136 E FOGLIO 33 P.LLE 8, 9, 10, 11, 47, 50.
 POTENZA DEL GENERATORE PARI A 31.914,68 kWp
 DENOMINATO "MONTENERO DI BISACCIA"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA DIMENSIONAMENTO CAVI
 36kV E VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE



livello prog.	Cod.	tipo doc.	N° elaborato	N° foglio	Tot. fogli	NOME FILE	DATA	SCALA
PD	202100524		A17			MDB2022_A17	28/09/2022	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

PROPONENTE:

ASTEROPE SOL S.R.L.
 Via Mercato 3, 20121 Milano (MI)



TIMBRO ENTE

PROGETTAZIONE:



Ing. D. Siracusa
 Ing. A. Costantino
 Ing. C. Chiaruzzi
 Ing. G. Schillaci
 Ing. G. Buffa
 Ing. M.C. Musca

Arch. M. Gullo
 Arch. S. Martorana
 Arch. F. G. Mazzola
 Arch. A. Calandrino
 Arch. G. Vella



FIRMA DIGITALE PROGETTISTA

FIRMA PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica
rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica**

denominato

“MONTENERO DI BISACCIA”

**Dimensionamento cavi a 36 kV e verifica della caduta di
tensione**

Sommario

1 Definizioni.....	3
2 Adempimenti e riferimenti normativi.....	5
3 Premessa	6
4 Criteri di dimensionamento dei cavi.....	9
5 Criterio di verifica.....	14
6 Dimensionamento e verifica della linea di campo.....	16
7 Dimensionamento e verifica della dorsale a 36 kV di collegamento con la SE Terna.....	18
8 Criteri per l'individuazione del tracciato	24
9 Progettazione della canalizzazione	24

1 Definizioni

Ai fini del presente elaborato, si applicano le definizioni riportate nel Glossario del Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e sicurezza della Rete. Nel seguente elenco si riportano alcune di esse opportunamente integrate.

Campo fotovoltaico: insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato;

Centrale fotovoltaica (o impianto fotovoltaico): insieme di uno o più campi fotovoltaici e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento;

Interruttore generale (o di interfaccia): interruttore la cui apertura assicura la separazione dell'intera Centrale Fotovoltaica dalla Rete del Gestore. Nella generalità dei casi la separazione non include la linea di connessione alla RTN di proprietà dell'Utente.

Interruttore di inverter: interruttore la cui apertura assicura la separazione del singolo inverter dalla rete;

Inverter: apparecchiatura impiegata per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici;

Linee di sottocampo: linee a tensione minore o uguale a 36 kV che raccolgono la produzione parziale della centrale fotovoltaica su una sezione dell'Impianto di Utente di uguale livello di tensione;

Potenza apparente nominale dell'inverter (S_{n-INV}): potenza apparente del singolo inverter alla tensione nominale che può essere fornita con continuità lato corrente alternata nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa. È espressa in kVA;

Potenza nominale dell'inverter (P_{n-INV}): potenza attiva del singolo inverter alla tensione nominale che può essere fornita con continuità lato corrente alternata nelle normali condizioni di funzionamento ad un determinato valore di $\cos(\phi)$. Ai fini del presente documento la potenza nominale è quella corrispondente ad un funzionamento dell'inverter a $\cos(\phi) = 0,9$. È espressa in kW.

Potenza nominale della Centrale Fotovoltaica (P_n): è data dalla somma delle potenze nominali dei singoli inverter. È espressa in MW.

Potenza nominale dei moduli fotovoltaici: potenza attiva alla tensione nominale che può essere fornita con continuità in condizioni specificate da ogni singolo modulo. È riportata nei dati di targa. È espressa in kWp;

Potenza nominale disponibile della Centrale Fotovoltaica (P_{nd}): somma delle potenze nominali degli inverter disponibili in un determinato momento. Si ottiene sottraendo alla potenza nominale totale della Centrale Fotovoltaica (P_n) la potenza nominale degli inverter non utilizzabili. È espressa in MW.

Potenza erogabile dalla Centrale Fotovoltaica (P_e): potenza che può essere erogata dalla centrale nelle condizioni ambientali correnti. È la somma delle potenze erogabili degli inverter disponibili in un determinato momento. È espressa in MW;

Potenza attiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica (P): potenza erogata dalla Centrale Fotovoltaica alla rete, misurata nel Punto di Connessione. È espressa in MW.

Potenza reattiva immessa in rete dalla centrale fotovoltaica (Q): potenza erogata dalla centrale fotovoltaica alla rete, misurata nel punto di connessione. È espressa in MVAr.

Punto di connessione: confine fisico tra la rete di trasmissione e l'Impianto di Utenza attraverso il quale avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica.

Sottocampo fotovoltaico: le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di raccolta dell'Impianto di Utenza attraverso le linee di sotto-campo. Il termine sottocampo fotovoltaico non rappresenta l'insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale Fotovoltaica.

2 Adempimenti e riferimenti normativi

Le norme amministrative che regolano il procedimento di autorizzazione per la costruzione di linee elettriche sotterranee sono le seguenti:

- Regio Decreto 11/12/1933 n° 1775 recante il "Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e sugli impianti elettrici";
- Legge Regionale, se vigente, in materia di autorizzazione per la costruzione di linee ed impianti elettrici fino a 150 kV.

Per quanto attiene l'aspetto tecnico le norme che disciplinano la progettazione, la costruzione e l'esercizio delle linee elettriche sotterranee della distribuzione sono:

- DM 24/11/1984 "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8";
- DM 21/03/1988 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione, e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne", limitatamente all'art. 2.1.17;
- D. Lgs. 285/92 "Codice della strada";
- DPR 16/12/92 n° 495 "Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo Codice della strada";
- DPR 16/09/96 n° 610 "Regolamento recante modifiche al decreto del Presidente della Repubblica 16 dicembre 1992, n° 495, concernente il regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo Codice della strada";
- Direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento delle Aree Urbane 03/03/1999 "Sistemazione nel sottosuolo degli impianti tecnologici"
- Norma CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica - Linee in cavo";
- Norma CEI 11-46 "Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi - Progettazione, costruzione, gestione e utilizzo - Criteri generali e di sicurezza";
- Norma CEI 11-47 "Impianti tecnologici sotterranei - Criteri generali di posa".
- Norma CEI EN 50086 2-4 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati".

3 Premessa

La Società “Asterope Sol s.r.l.” intende realizzare un impianto fotovoltaico nel territorio comunale di Montenero di Bisaccia (CB) in località “Grugnale”, su lotti di terreno identificati al N.T.C. del Comune di Montenero di Bisaccia:

- Foglio 29: particelle 36 e 159;
- Foglio 30: particelle 51, 54, 59, 60;
- Foglio 32: particelle 13, 38, 109, 111, 114, 110, 112, 113, 125, 132, 134, 12, 47, 136;
- Foglio 33: particelle 8, 9, 10, 11, 47, 50.

un impianto agrivoltaico da connettere alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate l’impianto ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici, pari a **31.914,68 kWp** ed è stato suddiviso in 12 sottocampi fotovoltaici:

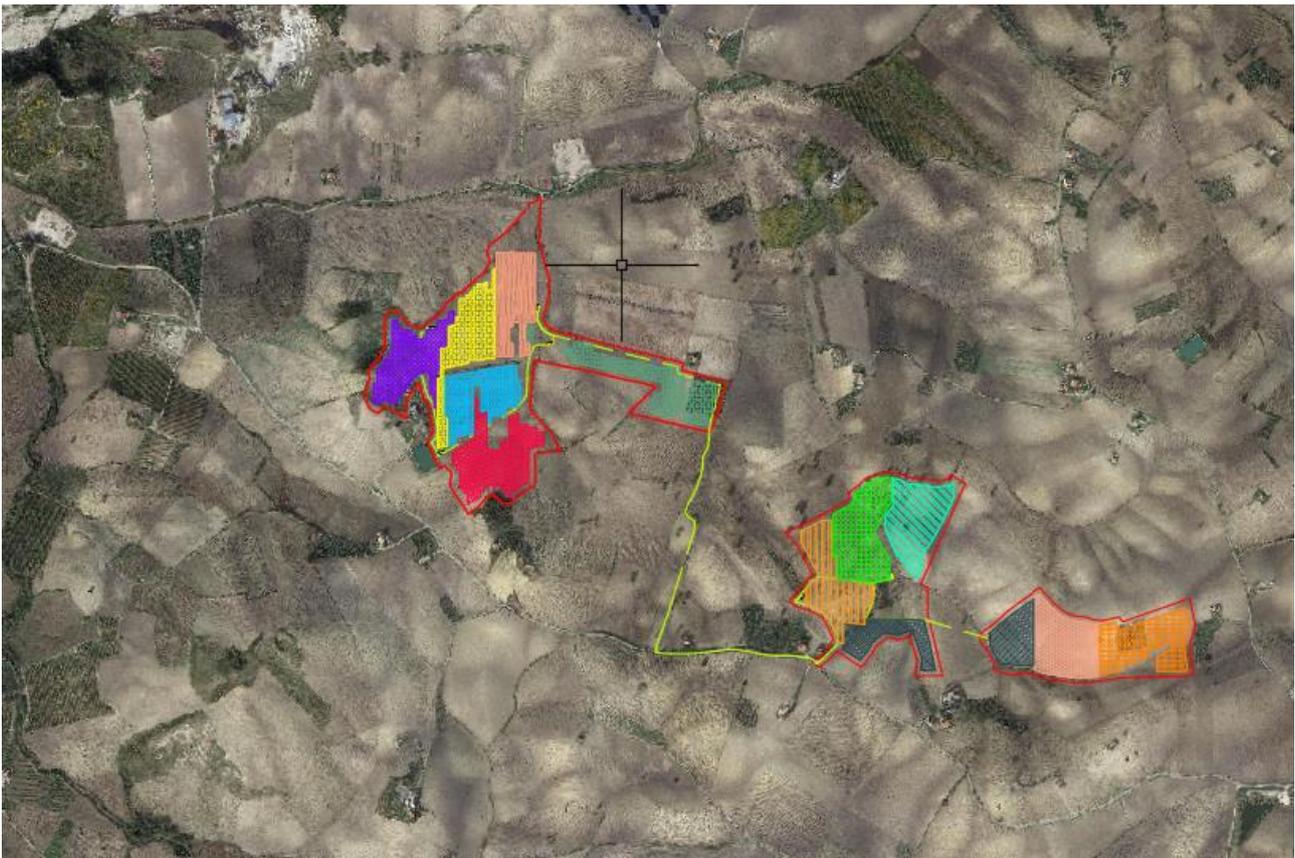


Figura 1: inquadramento territoriale su ortofoto dell'area di impianto

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione del 12/11/2021 ed identificato con Codice Pratica

202100524, prevede un collegamento in antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica (SE) di trasformazione 150/36 kV della RTN da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV “San Salvo – Montecilfone” previa realizzazione dell’elettrodotto RTN 380 kV “Foggia -Larino -Gissi” di cui al Piano di Sviluppo Terna.

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica esistente:

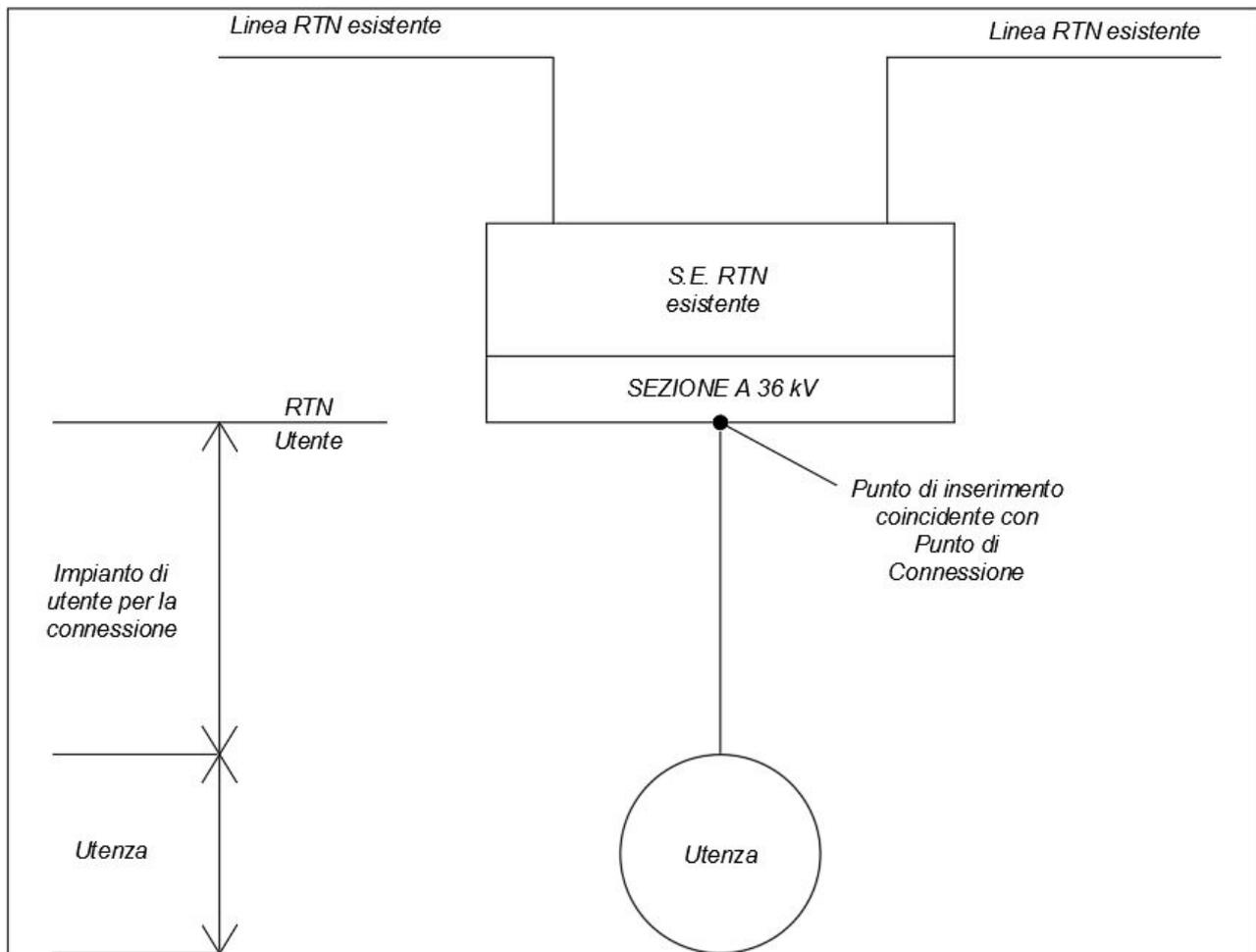


Figura 2: impianto di produzione collegato in antenna con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica

Ai sensi dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Elettrica, Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto a 36 kV per il collegamento della centrale alla citata SE costituisce "**Impianto di Utenza per la Connessione**", mentre lo stallo arrivo produttore nella suddetta stazione costituisce "**Impianto di Rete per la Connessione**". La restante parte di impianto, a valle dell'Impianto di Utenza per la Connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come "**Impianto di Utenza**".

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad *Iter di Valutazione di Impatto Ambientale*, ai sensi del D.Lgs. n° 152 del 2006 e s.m.i. e ad *Autorizzazione Unica*, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003 e s.m.i., la Società Proponente espletterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per l'impianto di produzione, anche per le Opere di Rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN indicate nella “*Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione – STMG*” descritta nel preventivo di connessione sopra citato.

Il progetto dell'Impianto di Rete per la connessione, verrà elaborato in piena osservanza della “*Soluzione Tecnica Minima Generale*” e sottoposto al Gestore di Rete ai fini della verifica di congruità e rilascio del parere tecnico di rispondenza.

Nel presente elaborato, verranno illustrati i criteri applicati ai fini del “*dimensionamento e della verifica*”¹ dei cavi elettrici a 36 kV, facenti parte delle Opere di Utenza necessarie per la connessione alla RTN. In particolare l'analisi verrà condotta sia per le linee elettriche di campo² che per la dorsale di collegamento dell'impianto con lo stallo arrivo produttore a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione.

Considerando che il nuovo standard di connessione a 36 kV è stato ufficialmente introdotto a partire 20.10.2021, tenendo conto del fatto che allo stato attuale non sono disponibili schede tecniche di componenti ed apparecchiature per applicazioni a 36 kV, ai fini del dimensionamento preliminare delle linee elettriche a 36 kV si è fatto riferimento ad un catalogo tecnico Prysmian relativo a cavi unipolari RG7H1RFR 26/45 kV, fermo restando che le scelte adottate subiranno delle modifiche migliorative in fase di progettazione esecutiva in funzione del progresso tecnologico.

¹ Non conoscendo a priori il valore della resistività termica del terreno né la corrente di cortocircuito trifase netto in corrispondenza del punto di connessione, le sezioni scelte andranno verificate in fase di progettazione esecutiva, successivamente alla predisposizione del Regolamento di Esercizio.

² In questo contesto chiameremo linee elettriche di campo quelle che consentono di collegare i quadri elettrici a 36 kV delle Cabine Elettriche di Conversione e Trasformazione, con il quadro elettrico generale a 36 kV installato all'interno della Cabina di Raccolta.

4 Criteri di dimensionamento dei cavi

Ai fini del dimensionamento dei cavi è stato applicato il “*criterio termico*” in base al quale il cavo deve avere una sezione tale per cui la sua portata (I_Z), nelle condizioni di posa previste da progetto, sia almeno uguale alla corrente di impiego del circuito (I_B).

La portata di un cavo, come è noto, dipende dai parametri che influiscono sul bilancio termico a regime e dunque dalla potenza termica sviluppata (sezione e resistività del conduttore), dalla potenza termica ceduta all’ambiente circostante (condizioni di posa) e dal tipo di isolante.

Considerando che le *linea di campo* si svilupperà all’interno di un sito nella disponibilità del Produttore intercluso alla libera circolazione mentre la *dorsale* di collegamento con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN si svilupperà prevalentemente su strada pubblica, ai fini del dimensionamento delle due tipologie di cavi sono state assunte condizioni di posa differenti, come di seguito indicato:

Linea a 36 kV interne al campo

- profondità di posa pari a 1,2 m;
- resistività termica del terreno pari a 1 °K m/W;
- temperatura di posa pari a 20°C;
- cavi disposti a trifoglio;
- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta) senza protezione meccanica supplementare;
- massimo numero di circuiti presenti all’interno della stessa trincea di scavo pari a 2.

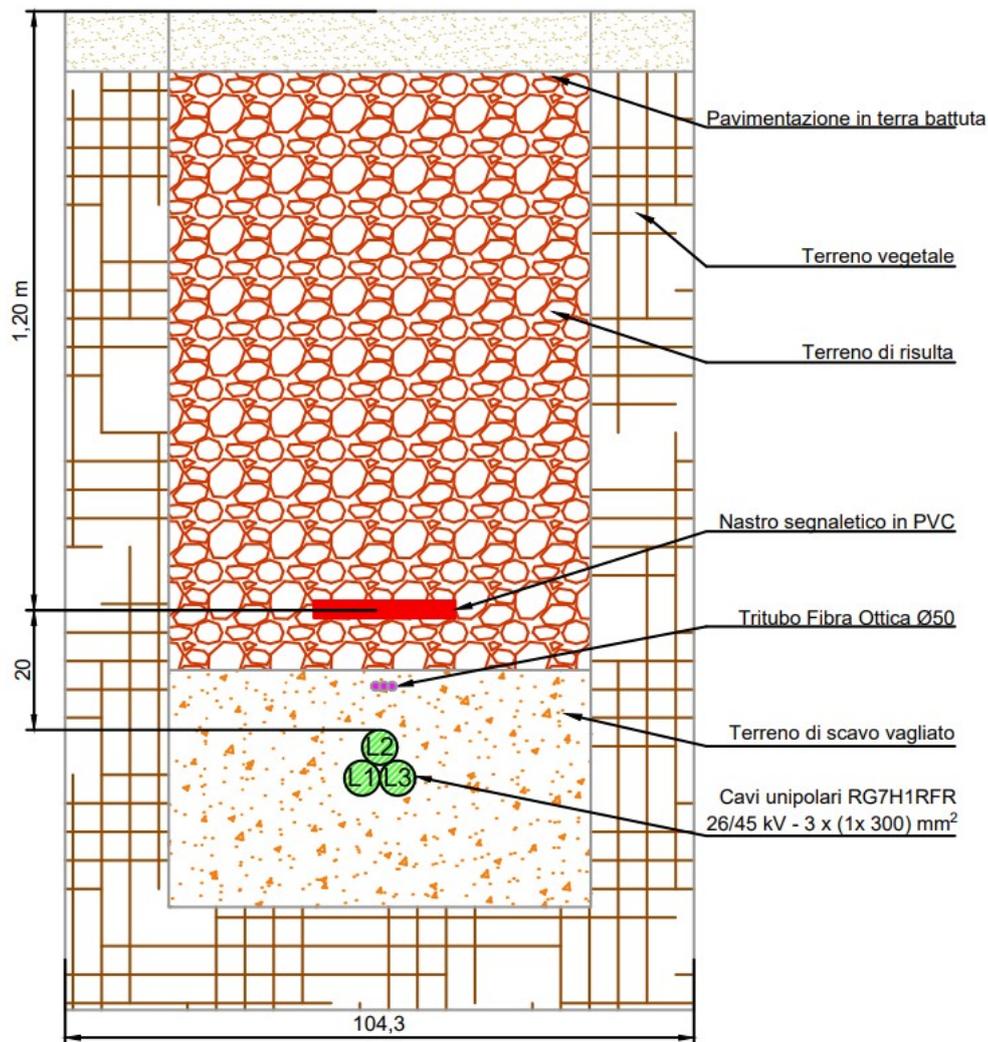


Figura 3: tipico di posa cavi 36 kV interni al campo

Dorsale a 36 kV di collegamento con la Stazione Elettrica di Trasformazione

- profondità di posa non inferiore a 1,65 m;
- resistività termica del terreno pari a 1 °K m/W;
- temperatura di posa pari a 20°C;
- cavi disposti a trifoglio;
- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta) senza protezione meccanica supplementare;
- numero di circuiti presenti all'interno della stessa trincea di scavo pari a 1.

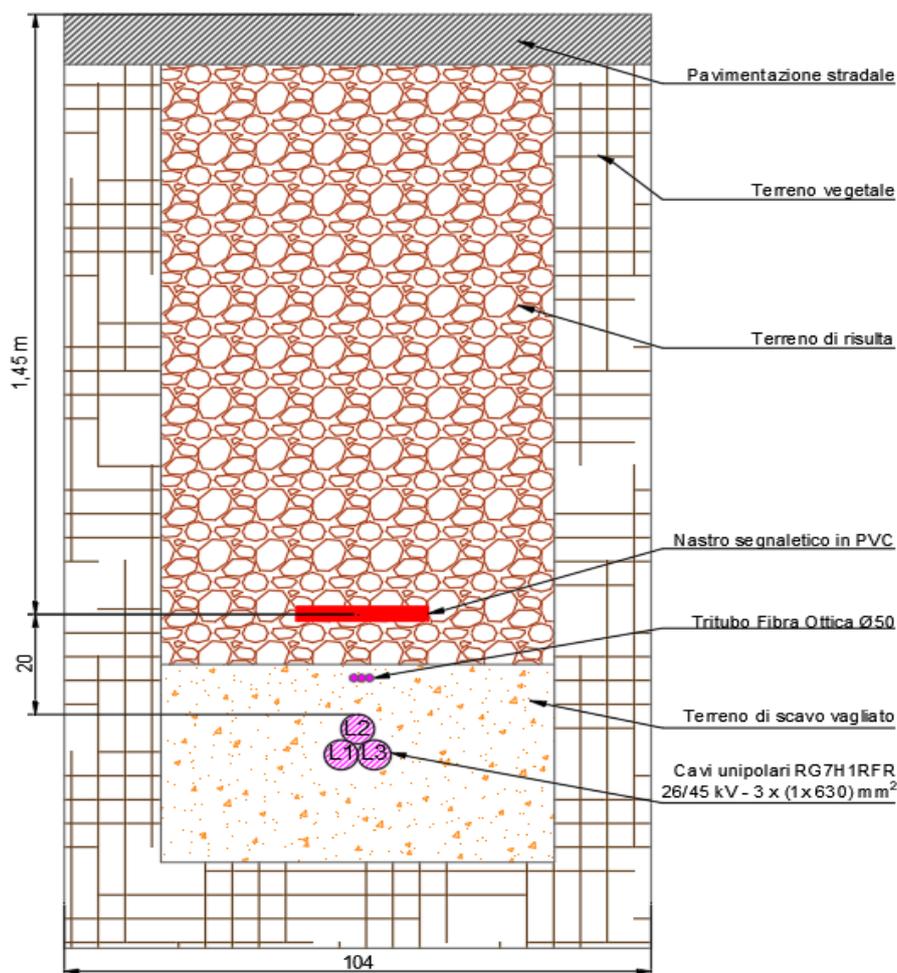


Figura 4: tipico di posa dorale a 36 kV di collegamento con la SE Terna

Come anticipato in premessa, per entrambe le tipologie di linee, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare cavi unipolari RG7H1RFR 26/45 kV adatti per posa interrata, le cui caratteristiche tecniche vengono di seguito riportate³:

³ La scheda tecnica allegata, non costituisce un vincolo in quanto in fase di progettazione esecutiva si potrà fare riferimento ad altri Produttori di cavi in funzione del progresso tecnologico.

RG7H1RFR EPRO-SETTE™



Unipolare da 1,8/3 kV a 26/45 kV
Single core from 1,8/3 kV to 26/45 kV

Norma di riferimento
CEI 20-13 (IEC 60840 per 26/45 kV)

Descrizione del cavo

Anima
Conduttore a corda a fili di rame in accordo alla norma CEI 20-29, classe 2
Semiconduttivo interno
Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione $\geq 3,6/6$ kV)
Isolante
Miscela di gomma ad alto modulo G7
Semiconduttivo esterno
Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione $\geq 3,6/6$ kV) pelabile a freddo
Schema metallico
Fili di rame e nastro equalizzatore di rame
Guaina di separazione
Miscela PVC
Armatura
Fili di alluminio
Guaina esterna
Miscela PVC, colore rosso
Marchatura
PRYSMIAN (*) RG7H1RFR <tensione> <sezione> <anno>

(*) Sito produttivo

Marchatura in rilievo ogni metro
Marchatura metrica progressiva ad inchiostro

Applicazioni

I cavi possono essere forniti con caratteristiche di:
- non propagazione dell'incendio e ridotta emissione di sostanze corrosive
- ridottissima emissione di fumi opachi e gas tossici e assenza di gas corrosivi (AFUMEX).

Standard
CEI 20-13 (IEC 60840 for 26/45 kV)

Cable design

Core
Conductor: annealed stranded copper wires, according to IEC 60228, class 2
Inner semi-conducting layer
Extruded elastomeric compound (only for rated voltage $\geq 3,6/6$ kV)
Insulation
High module rubber compound, G7 type
Outer semi-conducting layer
Extruded cold strippable elastomeric compound (only for rated voltage $\geq 3,6/6$ kV)
Metallic screen
Copper tapes
Separation sheath
PVC compound
Armour
Aluminium wires
Over sheath
PVC compound, red colour
Marking
PRYSMIAN (*) RG7H1RFR <rated voltage> <cross-section> <year>

(*) Plant of production

Embossed marking each meter
Meter marking by ink

Applications

Cables can be supplied with the following characteristics:
- fire retardant and with low emission of corrosive substances
- low emission of opaque smoke and toxic gases and without corrosive gases (AFUMEX).



Condizioni di posa / Laying conditions



Figura 5: scheda tecnica cavi RG7H1RFR

I cavi scelti, sono adatti per il trasporto di energia elettrica dalle cabine elettriche di trasformazione alla Stazione Elettrica della RTN e per essi, ai sensi dell'art.4.3.11 della norma CEI 11-18, è ammessa la posa interrata anche non protetta. Le loro portate, indicate dal Costruttore, sono state calcolate considerando:

- schermi metallici connessi tra loro e a terra ad entrambe le estremità;
- resistività termica del terreno $1 \text{ } ^\circ \text{C m/W}$;
- profondità di posa: 1,20 m;
- disposizione a trifoglio.

Definita la tipologia di cavo e le condizioni di posa, ai fini del corretto dimensionamento dei circuiti, è stata applicata la seguente relazione:

$$I_B \leq I_Z = I_{Z0} K_1 K_2 K_3 K_4$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego del circuito [A];
- I_Z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto [A];
- I_{Z0} è la portata del cavo in condizioni di posa standard, desumibile dalle schede tecniche fornite dai costruttori [A];
- K_1 è il fattore di correzione della portata per profondità di posa diversa da 1,20 m;
- K_2 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la temperatura di posa è diversa da 20°C ;
- K_3 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui la resistività termica del terreno sia diversa da $1 \text{ } ^\circ\text{C m/W}$;
- K_4 è il fattore di correzione della portata da applicare nel caso in cui all'interno della stessa trincea di scavo sono presenti più circuiti elettricamente indipendenti.

Il calcolo della corrente di impiego I_B di ciascuna linea, è stato condotto considerando prudenzialmente la condizione di esercizio più gravosa, che prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale dei trasformatori interconnessi mentre i valori dei coefficienti correttivi della portata sono stati ricavati dalla Norma CEI 11-17.

I risultati di calcolo ottenuti, vengono riportati nei successivi paragrafi.

5 Criterio di verifica

Le sezioni scelte, sono state verificate dal punto di vista della sollecitazione termica prodotta in occasione di cortocircuito.

Per garantire la protezione, è necessario che la temperatura raggiunta dal conduttore per effetto della sovracorrente non sia dannosa, come entità e durata, sia per l'isolamento che per altri materiali con cui il conduttore è a contatto.

Assumendo che il fenomeno termico conseguente al regime di sovracorrente sia di breve durata, in modo tale da potersi considerare di tipo adiabatico, ai fini del corretto dimensionamento della sezione è necessario che sia rispettata la seguente relazione:

$$S \geq (I \sqrt{t}) / K$$

dove:

- S è la sezione del cavo, in mm²;
- I è il valore efficace della corrente di cortocircuito permanente⁴ (A), secondo la definizione di I_k della Norma CEI 11-25;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore costituente il cavo;
- t è la durata della corrente di cortocircuito (s).

Le sezioni scelte sono state verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione, imponendo i seguenti valori massimi ammissibili:

- 7% per la linea dorsale;
- 2% per le linee di campo.

a mezzo dell'applicazione della seguente relazione per le linee di derivazione:

$$\Delta V = K_v [r x \sum_{i=1}^n M i f^A + x x \sum_{i=1}^n M i q^A]$$

dove:

- K_v è un coefficiente che per le linee trifasi è pari a $\sqrt{3}$;
- r è la resistenza elettrica del cavo [Ω/km];
- x è la reattanza del cavo [Ω/km];
- n è il numero di cabine elettriche di trasformazione interconnesse;

⁴ Ai sensi del nuovo allegato A.68 del Codice di Rete condutture ed apparecchiature devono essere dimensionate per una tenuta alla corrente di cortocircuito ≥ 25 kA per 1,0 s.

- $\sum_{i=1}^n Mif^A$ è la somma dei momenti amperometrici in fase, valutati rispetto al punto di derivazione della linea a 36 kV dal quadro elettrico generale installato nella cabina di raccolta;
- $\sum_{i=1}^n Miq^A$ è la somma dei momenti amperometrici in quadratura, valutati rispetto al punto di derivazione della linea a 36 kV dal quadro elettrico generale installato nella cabina di raccolta;
- A è il punto di derivazione della linea sopra menzionato.

mentre per la dorsale è stata applicata al seguente relazione:

$$\Delta V = \sqrt{3} (r L I \cos\varphi + x L I \sin\varphi)$$

dove:

- ΔV è la caduta di tensione in valore assoluto [V];
- r è la resistenza elettrica del cavo [Ω/km];
- x è la reattanza del cavo [Ω/km];
- L è la lunghezza della linea [km];
- I è il valore efficace della corrente di linea [A];
- $\cos\varphi$ è il fattore di potenza.

6 Dimensionamento e verifica della linea di campo

Come facilmente riscontrabile dalle tavole di progetto allegate e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto, il layout di impianto proposto prevede la realizzazione di n° 2 linee elettriche in cavo interrato a 36 kV a mezzo delle quali le cabine elettriche di trasformazione verranno interconnesse tra loro e collegate al quadro elettrico generale installato all'interno della cabina di raccolta.

Considerando che i trasformatori di potenza scelti hanno una potenza nominale pari a 2.500 kVA, applicando il criterio di dimensionamento esposto al paragrafo 4 e i criteri di verifica illustrati al paragrafo 5, sono state individuate e verificate le sezioni commerciali da adottare. I risultati ottenuti vengono riportati nella tabella seguente:

Denominazione linea	Lunghezza [km]	N° di trasformatori interconnessi	I _B [A]	Numero di circuiti presenti nella stessa trincea di scavo	Formazione	I _z [A]	ΔV%
Linea 36 kV n° 1	1	6	241	2	3x(1x300)mm ²	480	< 2%
Linea 36 kV n° 2	2,86	6	241	2	3x(1x300)mm ²	480	< 2%

Tabella 1: riepilogo risultati di dimensionamento e verifica linee a 36 kV interne al campo

I valori di resistenza e di reattanza presi in considerazione ai fini del calcolo delle cadute di tensione sono deducibili dalle schede tecniche di seguito riportate:

sezione nominale conductor cross-section (mm ²)	CAVI UNIPOLARI conduttore in rame - alluminio								CAVI UNIPOLARI conduttore in rame - alluminio tutte le tensioni		CAVI TRIPOLARI conduttore in rame - alluminio tutte le tensioni	
	SINGLE CORE CABLES copper-aluminium conductor				SINGLE CORE CABLES copper-aluminium conductor any rated voltage				SINGLE CORE CABLES copper-aluminium conductor any rated voltage		THREE CORE CABLES copper-aluminium conductor any rated voltage	
	1,8/3 kV - 3,6/6 kV (Ω/km)		6/10 kV - 8,7/15 kV (Ω/km)		12/20 kV - 18/30 kV (Ω/km)		26/45 kV (Ω/km)		(Ω/km)		(Ω/km)	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
10	2,330	3,9100	2,3300	3,9100	-	-	-	-	2,330	3,9100	2,3300	3,9100
16	1,470	2,4700	1,4700	2,4700	-	-	-	-	1,470	2,4700	1,4700	2,4700
25	0,929	1,5600	0,9290	1,5600	0,9290	1,5600	-	-	0,929	1,5600	0,9270	1,5600
35	0,670	1,1200	0,6710	1,1300	0,6710	1,1300	-	-	0,670	1,1300	0,6690	1,1200
50	0,495	0,8320	0,4950	0,8320	0,4950	0,8320	-	-	0,495	0,8320	0,4940	0,8320
70	0,347	0,5830	0,3440	0,5800	0,3440	0,5800	0,3440	0,5800	0,344	0,5800	0,3430	0,5760
95	0,248	0,4160	0,2480	0,4160	0,2480	0,4160	0,2480	0,4160	0,248	0,4160	0,2470	0,4150
120	0,198	0,3330	0,1980	0,3330	0,1980	0,3330	0,1980	0,3330	0,198	0,3330	0,1960	0,3290
150	0,161	0,2700	0,1610	0,2700	0,1610	0,2700	0,1610	0,2700	0,161	0,2700	0,1600	0,2690
185	0,130	0,2180	0,1300	0,2180	0,1300	0,2180	0,1300	0,2180	0,130	0,2180	0,1290	0,2170
240	0,0984	0,1650	0,0983	0,1650	0,0982	0,1650	0,0981	0,1650	0,100	0,1680	0,1000	0,1680
300	0,0789	0,1320	0,0788	0,1320	0,0787	0,1320	0,0786	0,1320	0,081	0,1360	0,0800	0,1340
400	0,0625	0,1050	0,0624	0,1050	0,0623	0,1050	0,0622	0,1050	0,065	0,1090	0,0650	0,1090
500	0,0496	0,0833	0,0494	0,0830	0,0493	0,0828	0,0491	0,0825	0,053	0,0890	0,0536	0,0900
630	0,0396	0,0665	0,0394	0,0662	0,0393	0,0662	0,0391	0,0657	0,044	0,0739	-	-

Reattanza di fase a 50 Hz / Phase reactance at 50 Hz

sezione nominale conductor cross-section (mm ²)	CAVI UNIPOLARI (VALORI MEDI)						
	SINGLE CORE CABLES (AVERAGE VALUES)						
	1,8/3 kV (Ω/km)	3,6/6 kV (Ω/km)	6/10 kV (Ω/km)	8,7/15 kV (Ω/km)	12/20 kV (Ω/km)	18/30 kV (Ω/km)	26/45 kV (Ω/km)
10	0,19	0,20	0,21	-	-	-	-
16	0,18	0,19	0,20	0,21	-	-	-
25	0,18	0,18	0,19	0,20	0,21	-	-
35	0,17	0,18	0,19	0,19	0,20	0,21	-
50	0,16	0,17	0,18	0,19	0,19	0,20	-
70	0,16	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20	0,21
95	0,16	0,16	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20
120	0,15	0,16	0,16	0,17	0,18	0,18	0,19
150	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,18	0,19
185	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17	0,18	0,18
240	0,14	0,15	0,16	0,16	0,16	0,17	0,18
300	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17
400	0,14	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17
500	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,16	0,17
630	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16

Figura 6: resistenza e reattanza cavi elettrici in rame RG7H1RFR

7 Dimensionamento e verifica della dorsale a 36 kV di collegamento con la SE Terna

La dorsale a 36 kV in cavo interrato, consentirà di collegare l'impianto di produzione in antenna con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN:

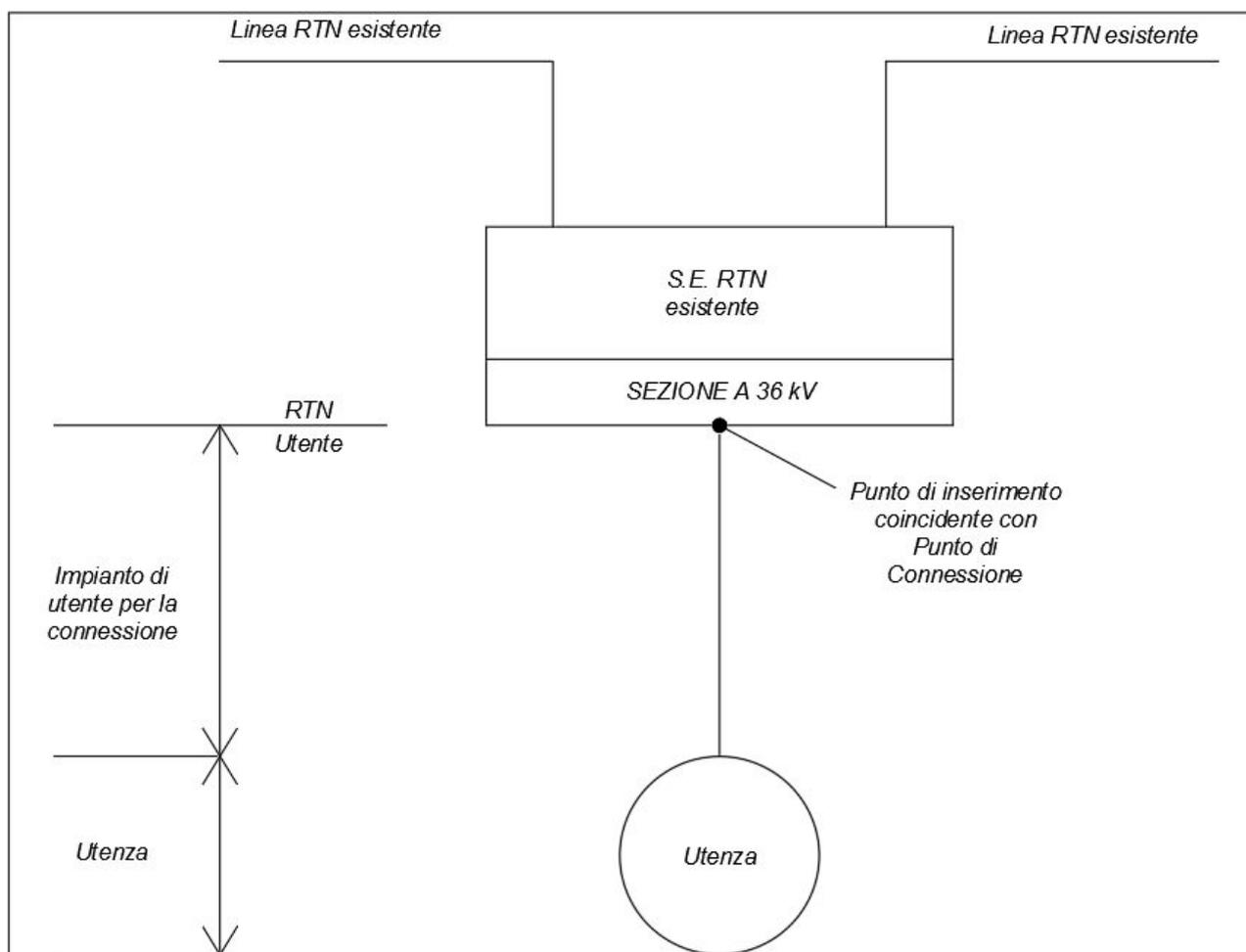


Figura 7: centrale di produzione collegata in antenna con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica RTN

La linea è stata dimensionata in funzione della potenza nominale della sezione di generazione, pari alla somma delle potenze nominali di gruppi di conversione ivi previsti, assumendo un fattore di contemporaneità F_{co} unitario. Ai fini del calcolo della caduta di tensione è stato ipotizzato un funzionamento a fattore di potenza⁵ $\cos\varphi = 0,8$.

Analogamente a quanto previsto per le linee interne al campo, anche per la dorsale è stata considerata la disposizione delle fasi a trifoglio. Tuttavia, considerando che essa si svilupperà su strada pubblica,

⁵ Per il calcolo della caduta di tensione è stato considerato il fattore di potenza nominale degli inverter centralizzati.

al fine di ridurre il livello di induzione magnetica generata durante l'esercizio a livello del suolo, è stata ipotizzata una profondità di posa non inferiore a 1,65 m:

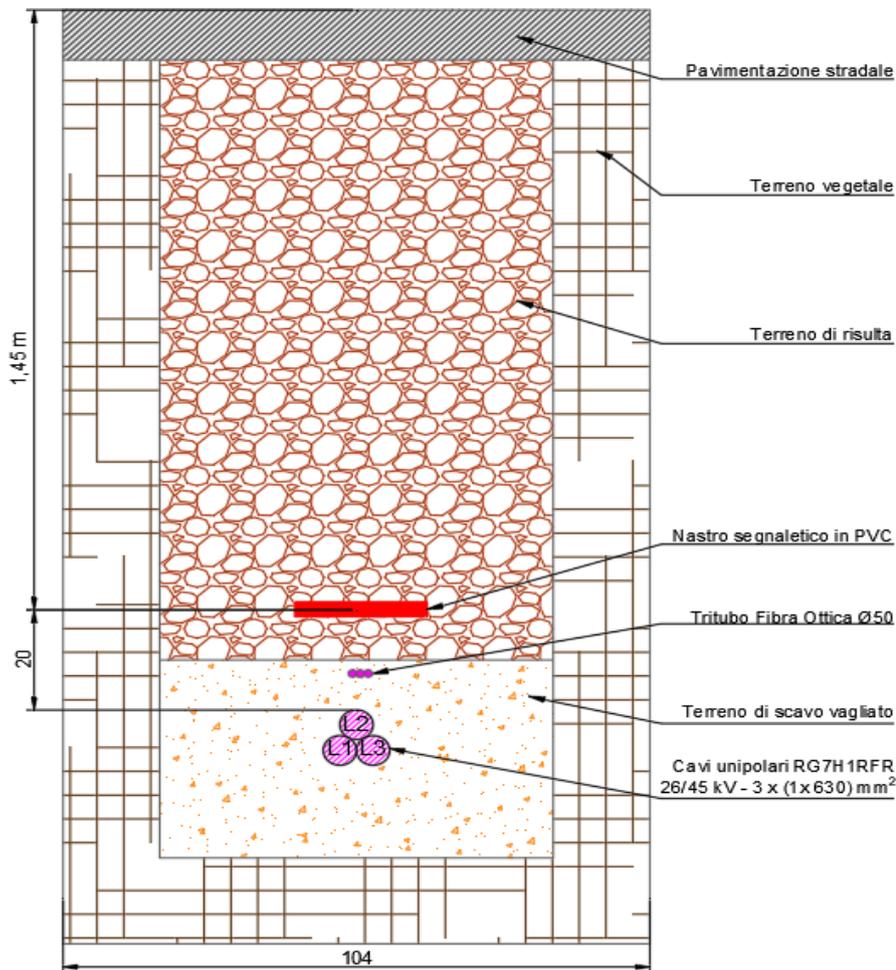


Figura 8: particolare di posa dorsale a 36 kV

Il profilo trasversale del campo magnetico generato dalle linee elettriche in cavo interrato, misurato ad 1,00 m dal piano di calpestio, ha infatti un andamento del tipo rappresentato nelle figure seguenti, dove:

- le curve della figura a si riferiscono a linee trifasi con conduttori distanziati tra loro di 0,20 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio. La corrente di ogni fase è di 200 A;
- le tre curve di figura b sono riferite a linee con fasi disposte a trifoglio e distanti tra loro 0,05 m con profondità di posa per fase di cui alla precedente figura.

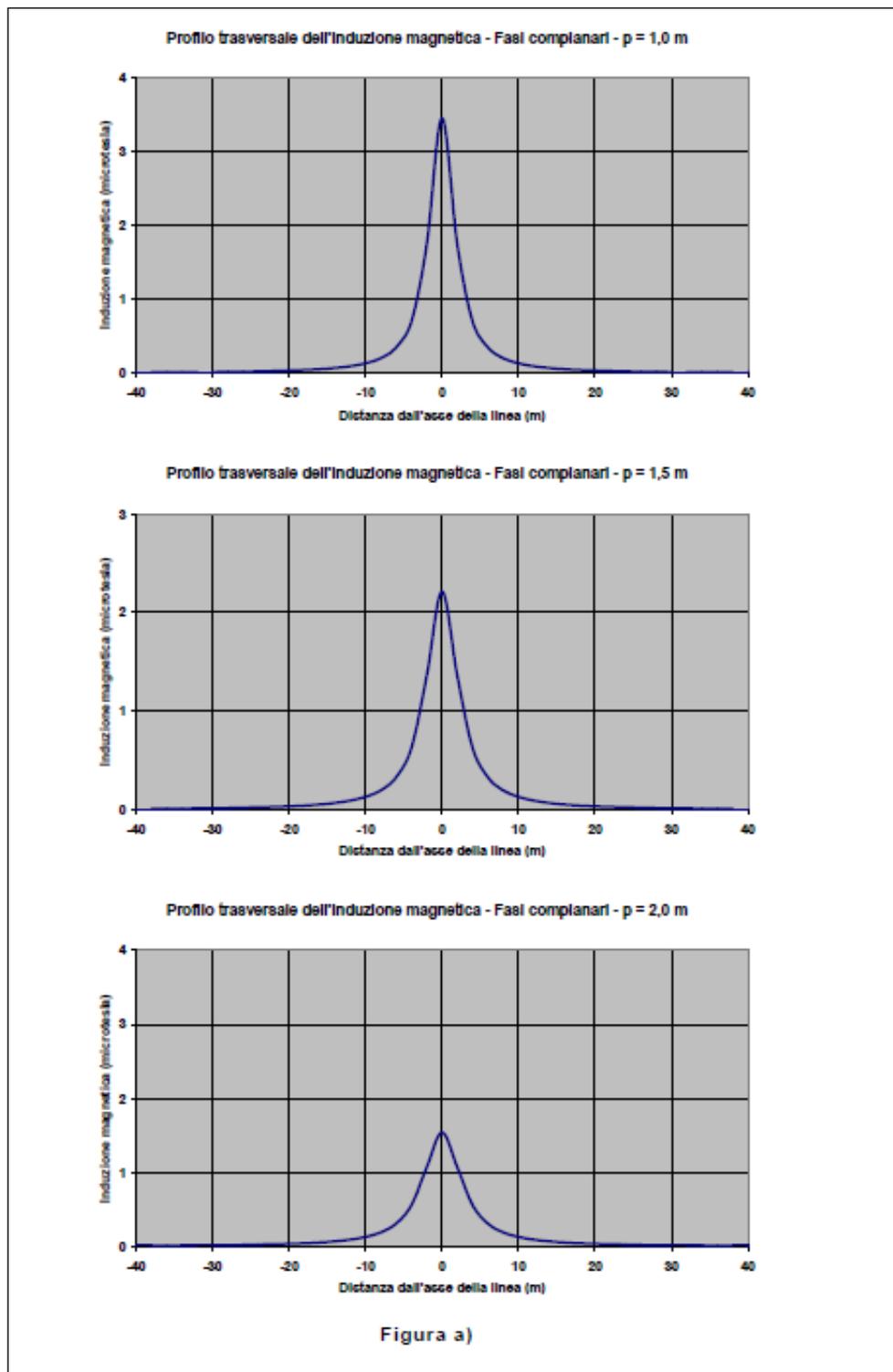


Figura 9: andamento del Campo Induzione Magnetica generata a livello del suolo sulla verticale del cavo – linea trifase con conduttori distanziati di 0,20 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio; corrente di ogni fase pari a 200 A.

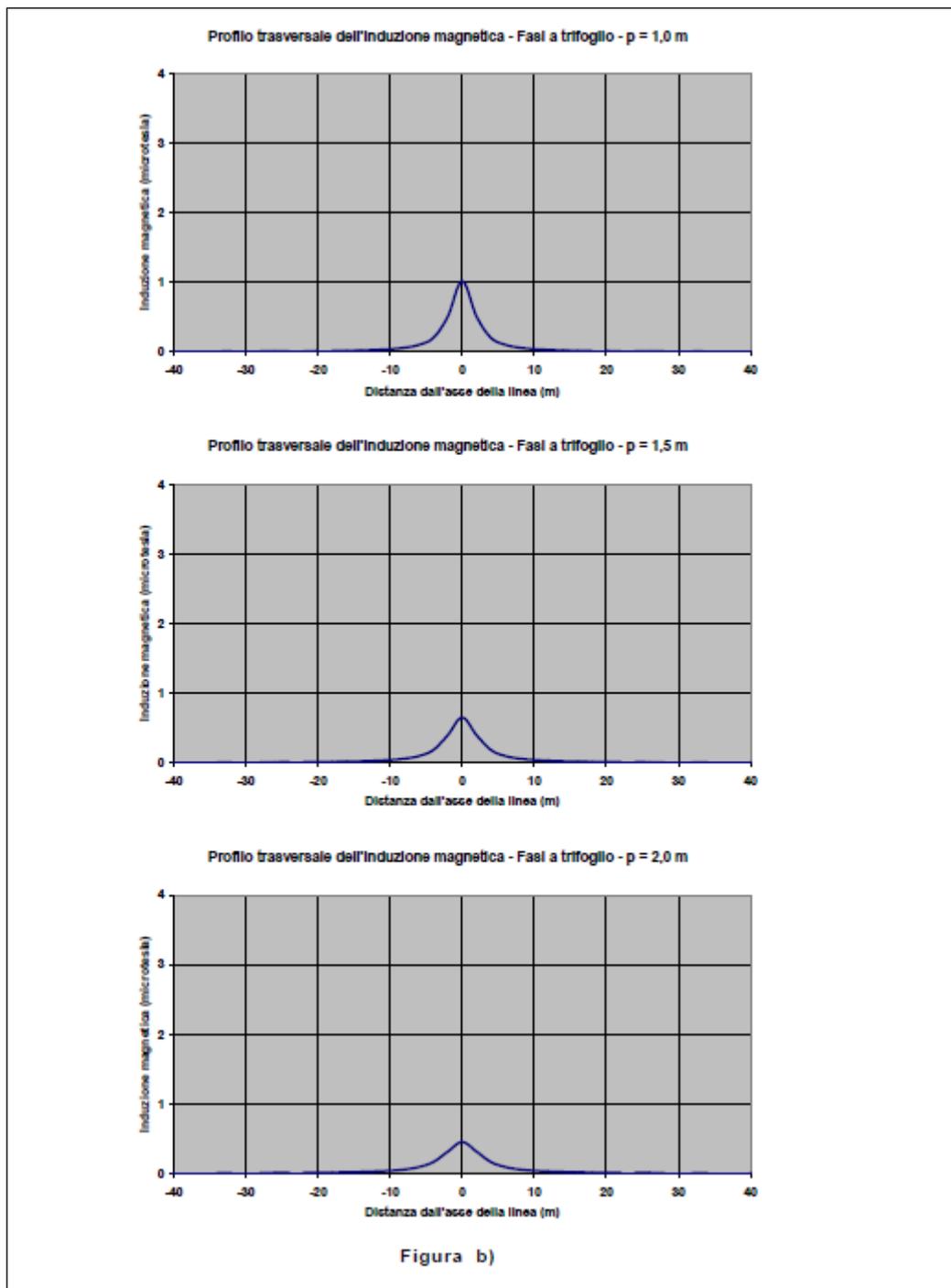


Figura 10: andamento del Campo Induzione Magnetica generata a livello del suolo sulla verticale del cavo – linea trifase con conduttori distanziati di 0,50 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio; corrente di ogni fase pari a 200 A.

Analizzando i grafici sopra rappresentati, si nota che l'intensità del campo magnetico generato decresce rapidamente con la distanza e che l'incremento della profondità di posa e l'avvicinamento delle fasi e la loro disposizione a trifoglio, a parità di altre condizioni, attenua il campo.

Considerando che i gruppi di conversione scelti hanno una potenza nominale pari a 2.500 kVA, applicando il criterio di dimensionamento esposto al paragrafo 4 e i criteri di verifica illustrati al paragrafo 5, è stata individuata la sezione commerciale da adottare. Il risultato ottenuto viene riportato nella tabella seguente:

Denominazione linea	Lunghezza [km]	N° di gruppi di conversione sottesi	I _B [A]	Numero di circuiti presenti nella stessa trincea di scavo	Fattore correttivo K ₁	Formazione	I _Z [A]	ΔV%
Dorsale 36 kV	3	12	482	1	0,9	3x(1x630)mm ²	632	≤ 7%

Tabella 2: riepilogo dei risultati di dimensionamento e verifica della dorsale a 36 kV di collegamento con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione

I valori di resistenza e di reattanza presi in considerazione ai fini del calcolo delle cadute di tensione sono deducibili dalle schede tecniche di seguito riportate:

sezione nominale conductor cross-section (mm ²)	CAVI UNIPOLARI conduttore in rame - alluminio								CAVI UNIPOLARI conduttore in rame - alluminio tutte le tensioni		CAVI TRIPOLARI conduttore in rame - alluminio tutte le tensioni	
	SINGLE CORE CABLES copper-aluminium conductor								SINGLE CORE CABLES copper-aluminium conductor any rated voltage		THREE CORE CABLES copper-aluminium conductor any rated voltage	
	1,8/3 kV - 3,6/6 kV (Ω/km)		6/10 kV - 8,7/15 kV (Ω/km)		12/20 kV - 18/30 kV (Ω/km)		26/45 kV (Ω/km)		(Ω/km)		(Ω/km)	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
10	2,330	3,9100	2,3300	3,9100	-	-	-	-	2,330	3,9100	2,3300	3,9100
16	1,470	2,4700	1,4700	2,4700	-	-	-	-	1,470	2,4700	1,4700	2,4700
25	0,929	1,5600	0,9290	1,5600	0,9290	1,5600	-	-	0,929	1,5600	0,9270	1,5600
35	0,670	1,1200	0,6710	1,1300	0,6710	1,1300	-	-	0,670	1,1300	0,6690	1,1200
50	0,495	0,8320	0,4950	0,8320	0,4950	0,8320	-	-	0,495	0,8320	0,4940	0,8320
70	0,347	0,5830	0,3440	0,5800	0,3440	0,5800	0,3440	0,5800	0,344	0,5800	0,3430	0,5760
95	0,248	0,4160	0,2480	0,4160	0,2480	0,4160	0,2480	0,4160	0,248	0,4160	0,2470	0,4150
120	0,198	0,3330	0,1980	0,3330	0,1980	0,3330	0,1980	0,3330	0,198	0,3330	0,1960	0,3290
150	0,161	0,2700	0,1610	0,2700	0,1610	0,2700	0,1610	0,2700	0,161	0,2700	0,1600	0,2690
185	0,130	0,2180	0,1300	0,2180	0,1300	0,2180	0,1300	0,2180	0,130	0,2180	0,1290	0,2170
240	0,0984	0,1650	0,0983	0,1650	0,0982	0,1650	0,0981	0,1650	0,100	0,1680	0,1000	0,1680
300	0,0789	0,1320	0,0788	0,1320	0,0787	0,1320	0,0786	0,1320	0,081	0,1360	0,0800	0,1340
400	0,0625	0,1050	0,0624	0,1050	0,0623	0,1050	0,0622	0,1050	0,065	0,1090	0,0650	0,1090
500	0,0496	0,0833	0,0494	0,0830	0,0493	0,0828	0,0491	0,0825	0,053	0,0890	0,0536	0,0900
630	0,0396	0,0665	0,0394	0,0662	0,0393	0,0662	0,0391	0,0657	0,044	0,0739	-	-

Reattanza di fase a 50 Hz / Phase reactance at 50 Hz

sezione nominale conductor cross-section (mm ²)	CAVI UNIPOLARI (VALORI MEDI) SINGLE CORE CABLES (AVERAGE VALUES)						
	1,8/3 kV (Ω/km)	3,6/6 kV (Ω/km)	6/10 kV (Ω/km)	8,7/15 kV (Ω/km)	12/20 kV (Ω/km)	18/30 kV (Ω/km)	26/45 kV (Ω/km)
	10	0,19	0,20	0,21	-	-	-
16	0,18	0,19	0,20	0,21	-	-	-
25	0,18	0,18	0,19	0,20	0,21	-	-
35	0,17	0,18	0,19	0,19	0,20	0,21	-
50	0,16	0,17	0,18	0,19	0,19	0,20	-
70	0,16	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20	0,21
95	0,16	0,16	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20
120	0,15	0,16	0,16	0,17	0,18	0,18	0,19
150	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,18	0,19
185	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17	0,18	0,18
240	0,14	0,15	0,16	0,16	0,16	0,17	0,18
300	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17
400	0,14	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17
500	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,16	0,17
630	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16

Figura 11: resistenza cavi elettrici in rame RG7HIRFR

8 Criteri per l'individuazione del tracciato

La progettazione della linea in cavo è stata improntata a criteri di sicurezza, sia per quanto attiene le modalità di realizzazione sia per quanto concerne la compatibilità in esercizio con le opere interferite. La progettazione ha inoltre mirato all'ottimizzazione del tracciato di posa in funzione del costo del cavo in opera, tenendo in considerazione la riduzione dei tempi e dei costi di realizzazione.

Per definire dettagliatamente il tracciato di posa, è stato necessario:

- rilevare, interpellando i proprietari interessati, la posizione degli altri servizi esistenti nel sottosuolo, quali: tubazioni di gas, acquedotti, cavi elettrici, cavi telefonici, fognature etc.;
- verificare la transitabilità dei macchinari.

Inoltre, come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, le occupazioni longitudinali saranno realizzate nelle fasce di pertinenza stradale, al di fuori della carreggiata e alla massima distanza dal margine della stessa.

9 Progettazione della canalizzazione

Per canalizzazione si intende l'insieme del canale, delle protezioni e degli accessori indispensabili per la realizzazione di una linea in cavo sotterraneo (trincea, riempimenti, protezione, segnaletica).

La materia è disciplinata, eccezione fatta per i riempimenti, dalla Norma CEI 11-17 la quale stabilisce che l'integrità dei cavi deve essere garantita da una robusta protezione meccanica supplementare, in grado di assorbire, senza danni per il cavo stesso, le sollecitazioni meccaniche, statiche e dinamiche, derivanti dal traffico veicolare e dagli abituali attrezzi manuali di scavo.

La Norma stabilisce inoltre che protezione meccanica supplementare non è necessaria nel caso di cavi posati ad una profondità di posa maggiore di 1,70 m o nel caso di cavi cosiddetti airbag.

La profondità minima di posa per le strade ad uso pubblico è fissata dal Nuovo Codice della Strada ad 1 m dall'estradosso della protezione; per tutti gli altri suoli e le strade ad uso privato valgono i seguenti valori, dal piano di appoggio del cavo, stabiliti dalla Norma CEI 11-17:

- 0,6 m su terreno privato;
- 0,8 m su terreno pubblico.

Ciò nonostante, cautelativamente, è stata prevista una profondità di posa non inferiore a 1,20 m e 1,65 m rispettivamente per le linee interne al campo e per la dorsale di collegamento con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN.

La presenza dei cavi sarà rilevabile mediante l'apposito *nastro monitore* posato a non meno di 0,2 m dall'estradosso del cavo.

Per entrambe le tipologie di linee, non sono previsti pozzetti o camerette di posa dei cavi in corrispondenza di giunti e deviazioni dl tracciato.

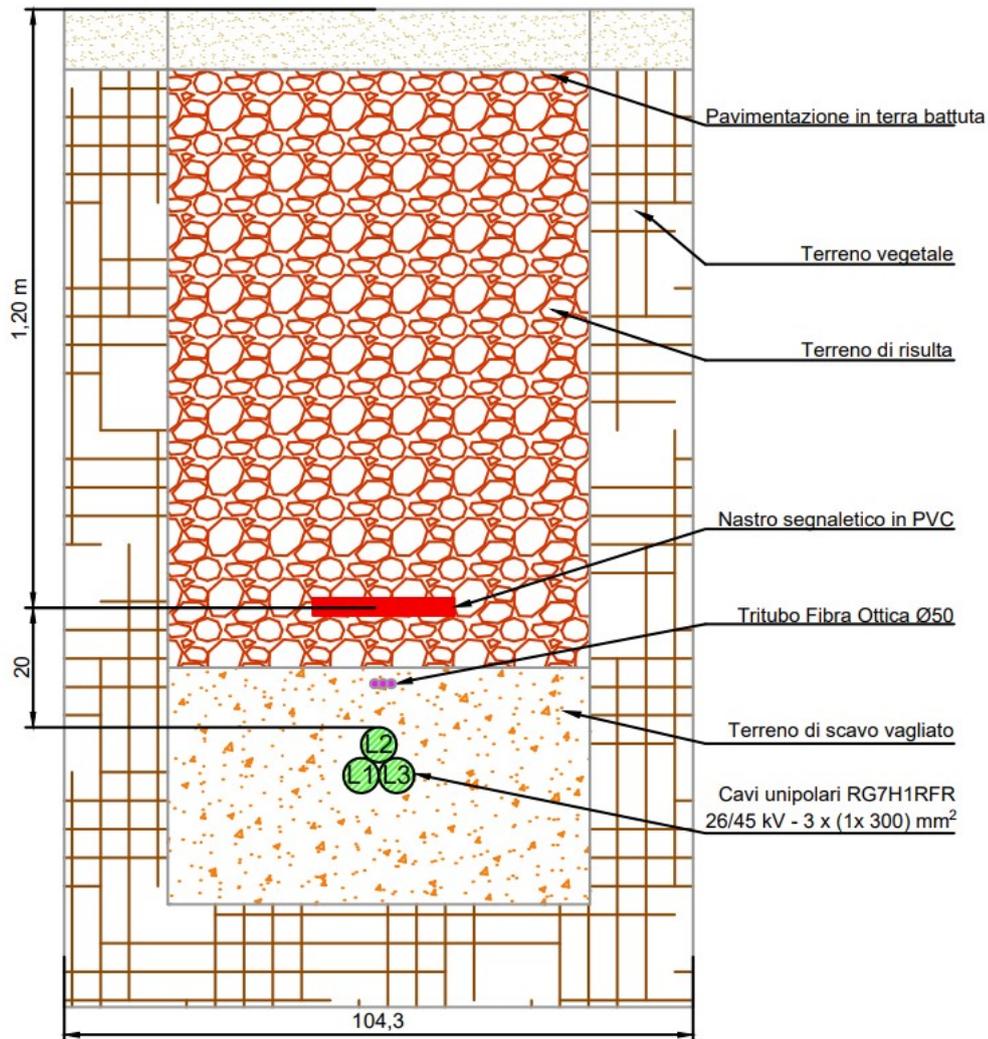


Figura 12: tipico di posa linee a 36 kV interne al campo

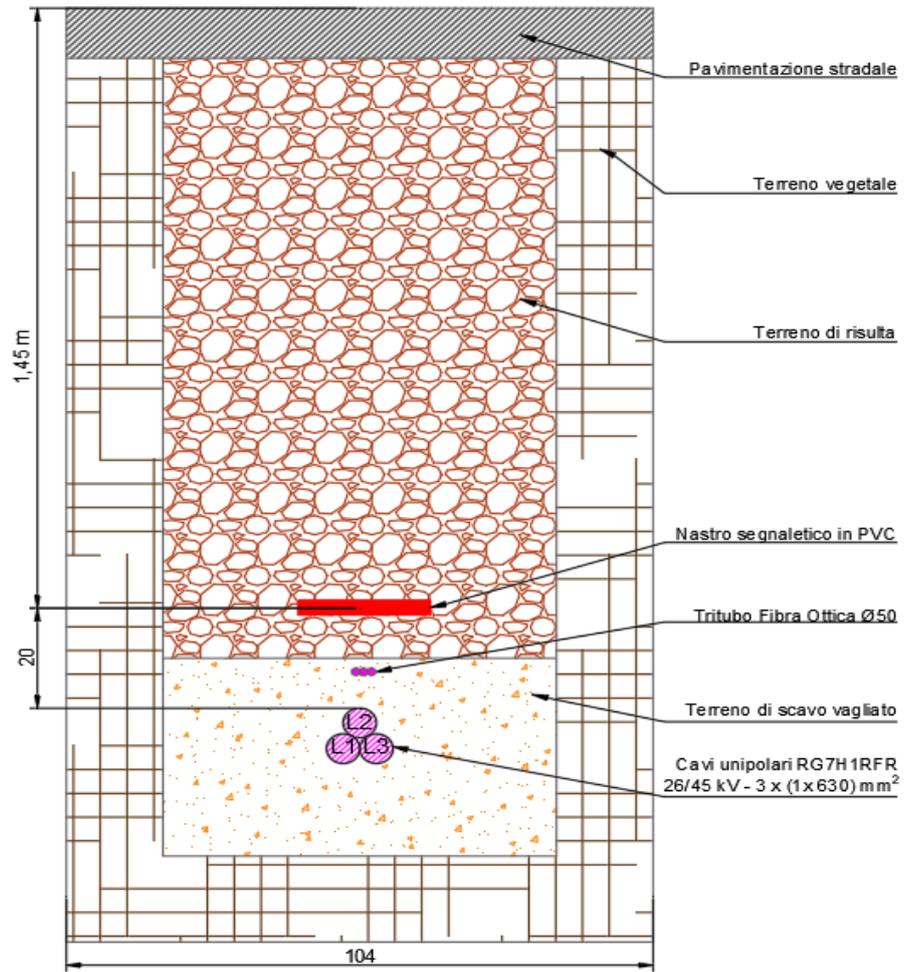


Figura 13: tipico di posa dorsale a 36 kV