



REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI TARANTO
COMUNE DI TARANTO



PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE IN AREA SIN DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO GALLEGGIANTE (OFFSHORE) DELLA POTENZA DI 100 MW CON ANNESSO IMPIANTO DI PRODUZIONE DI IDROGENO VERDE DA 25 MW, IMPIANTO DI MITILCOLTURA E STRUTTURE RELATIVE AL TURISMO SOSTENIBILE

ELABORATO:

PR05

RELAZIONE TECNICA GENERALE IMPIANTI

SCALA:

-

ELETTRICI

PROPONENTE:



M FLOATING MAR PICCOLO SRL
 P.zza Fontana 6, Milano
 20122, MI
 P.I. : 13013890960

ELABORATO DA:



Via Caduti di Nassirya, 55 - 70124 - Bari Tel. 080 3219948

Dott. Ing. Alessandro Antezza
 Ordine degli Ingegneri della Provincia di Bari n. 10743



Visto:

il DIRETTORE TECNICO
 Dott. Ing. Orazio Tricarico
 Ordine degli Ingegneri della Provincia di Bari n.4985



0	NOV 2023	C.C.	A.A.	O.T.	Elaborato Descrittivo
EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE

INDICE

1	PREMESSA	3
2	NORME E STANDARD	3
3	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	5
4	Strutture galleggianti	7
5	RETE DI COLLEGAMENTO	10
6	CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'ELETTRODOTTO MARINO E TERRESTRE DI IMPIANTO IN MEDIA TENSIONE E RELATIVO DIMENSIONAMENTO	14
6.1	CARATTERISTICHE DEI CAVI IN MEDIA TENSIONE UTILIZZATI.....	14
6.2	VERIFICA DELLA PORTATA DI CORRENTE CAVIDOTTI mt.....	14
6.3	CALCOLO DELLA POTENZA DISSIPATA.....	19
6.4	VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE	21
6.5	verifica della tenuta al cortocircuito	23
7	CARATTERISTICHE TECNICHE CAVI BT E RELATIVO DIMENSIONAMENTO	24
7.1	CARATTERISTICHE DEI CAVI IN BASSA TENSIONE UTILIZZATI	27
7.2	VERIFICA DELLA PORTATA CAVI BT	28
7.3	POTENZA DISSIPATA DALLE LINEE BT	31
7.4	VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE	33
8	MODALITA' DI POSA	34
9	TEMPERATURA DI POSA	35
10	SOLLECITAZIONE A TRAZIONE	35
11	RAGGI DI CURVATURA DEI CAVI	36
12	RIVESTIMENTO METALLICO DEI CAVI	36
13	LAVORI SU LINEE IN CAVO	36
14	PROVE DI COLLAUDO	36
15	STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA: DESCRIZIONE DELLE OPERE	38
15.1	Generalità.....	38
15.2	Condizioni ambientali di riferimento	38
15.3	Consistenza della sezione in alta tensione a 150 kV	38
15.4	Consistenza della sezione in media tensione a 30 kV	39
15.5	Sistema di protezione, monitoraggio, comando e controllo.....	39



15.6	Servizi ausiliari in c.a. e c.c.	39
15.7	Trasformatore	40
15.8	Collegamento alla stazione RTN.....	40
15.9	Dimensionamento di massima della rete di terra	41
15.9.1	Dimensionamento termico del dispersore	41
15.9.2	Tensioni di contatto e di passo	42
16	RUMORE	43
17	OPERE CIVILI	44
17.1	Fabbricati.....	44
17.2	Strade e piazzole.....	44
17.3	Fondazioni e cunicoli cavi	44
17.4	Ingressi e recinzioni.....	44
17.5	Smaltimento acque meteoriche e fognarie	45
17.6	Illuminazione.....	45
18	MOVIMENTI DI TERRA.....	48
19	CARATTERISTICHE DELLE PRINCIPALI APPARECCHIATURE DELL'IMPIANTO	48
	APPENDICE A: Collegamento AT alla RTN	57
A.I.	PREMESSA.....	57
A.II.	AREE IMPEGNATE E FASCE DI RISPETTO	57
A.III.	DESCRIZIONE DEL TRACCIATO.....	58
A.IV.	PROGETTO DELL'ELETTRODOTTO.....	58
A.V.	RUMORE	64
A.VI.	REALIZZAZIONE DELL'OPERA	64
A.VII.	SICUREZZA NEI CANTIERI.....	66
A.VIII.	TAVOLE ALLEGATE	67
A.VIII.I.I	SEZIONE DI POSA	67



1 PREMESSA

Il presente documento costituisce la relazione tecnica opere elettriche del progetto di un impianto fotovoltaico flottante della potenza di 100 MWp in DC e 90 MW in AC, e relative opere di connessione. L'impianto fotovoltaico flottante in progetto sarà installato in prossimità del porto industriale di Taranto, avrà un'estensione di circa 90 ha, interamente a mare, e verrà connesso tramite cavidotto alla stazione elettrica esistente Terna "Taranto N.2" a 150 kV ubicata nel comune di Taranto.

Il layout generale d'impianto prevede una prima trasformazione (da 0,8 kV a 30 kV) nelle cabine BT/MT installate in prossimità dei pannelli, quindi un ulteriore innalzamento della tensione (da 30 kV a 150 kV) presso la stazione di conversione MT/AT di nuova realizzazione. Da tale stazione si sviluppa il cavidotto che raggiunge la stazione Terna "Taranto N.2" e quindi la stazione della RTN.

2 NORME E STANDARD

Di seguito l'elenco delle principali norme tecniche di riferimento.

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1): Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- Guida CEI 99-4: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 99-5: Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI EN 50522: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI EN 60076-10: Determinazione dei livelli sonori dei trasformatori di potenza
- CEI EN 61000-6-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali.
- CEI EN 61000-6-4: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali.
- CEI EN 61936-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in c.a. – Parte 1: Prescrizioni



comuni.

- CEI EN 62305-1: Protezioni contro i fulmini – Parte 1: Principi generali.
- CEI EN 62305-2: Protezioni contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio.
- CEI EN 62305-3: Protezioni contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone
- CEI EN 62305-4: Protezioni contro i fulmini – Parte 4: Impianti Elettrici ed elettronici nelle strutture.
- CEI 17-1 VIa Ed. 2005: Apparecchiatura ad alta tensione. Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione.
- 17-9/1 Interruttori di manovra e interruttori di manovra-sezionatori per tensioni nominali superiori a 1kV e inferiori a 52 kV.
- IEC 60502-2 IIa Ed. 2005-03: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 60502-2: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV) - Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)
- IEC 62933-1: Electrical energy storage (EES) systems - Part 1 Vocabulary
- IEC 62933-2-1: Electrical energy storage (EES) systems - Part 2-1 Unit parameters and testing methods - General specification
- IEC 62933-3-1: Electrical energy storage (EES) systems - Part 3-1 Planning and performance assessment of electrical energy storage systems - General specification
- IEC 62933-4-1: Electrical energy storage (EES) systems - Part 4-1 Guidance on environmental issues - General specification
- IEC 62933-5-1: Electrical energy storage (EES) systems - Part 5-1 Safety considerations for grid-integrated EES systems - General specification
- IEC 62933-5-2: Electrical energy storage (EES) systems - Part 5-2 Safety requirements for grid-integrated EES systems - Electrochemical-based systems
- NFPA 15: Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection
- NFPA 855: Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems



- UL 9540: Standard for Energy Storage Systems and Equipment
- UL 9540°: Standard for Test Method for Evaluating Thermal Runaway Fire Propagation in Battery Energy Storage Systems
- UNI 9795: Sistemi fissi automatici di rivelazione e di segnalazione allarme d'incendio - Progettazione, installazione ed esercizio
- UNI-CEN-TS 14816: Installazioni fisse antincendio - Sistemi spray ad acqua - Progettazione, installazione e manutenzione

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, purché vigenti, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

3 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) denominato "Flottante Taranto" della potenza di 100,0 MWp in DC e 90 MW in AC, con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilicoltura e strutture relative al turismo sostenibile. L'impianto offshore prevede un'opera di connessione alla stazione MT/AT di utenza nei pressi della stazione di trasformazione della RTN di "380/150kV Taranto N2", città metropolitana di Taranto (TA). Il progetto è caratterizzato da una polivalenza funzionale in quanto prevede la realizzazione di impianti ad energie rinnovabili (fotovoltaico galleggiante e idrogeno verde), servizi dedicati ai fruitori (turisti e residenti) e attività di mitilicoltura. In questo modo le opere, se pur con funzionalità differenti, fanno parte di un progetto più ampio in grado di fornire servizi ed essere al contempo ambientalmente sostenibile. A sostegno delle scelte progettuali, sono stati eseguiti degli studi specialistici con la finalità di individuare le aree idonee per l'insediamento delle opere, sia da un punto di vista ambientale – naturalistico che tecnico – funzionale, in maniera da far collidere le esigenze ambientali, ecosistemiche, portuali, della navigazione e turistiche. Nello specifico sono stati analizzati i vincoli e le prescrizioni presenti nel I Seno del Mar Piccolo di Taranto, oggetto della richiesta di nuova concessione demaniale marittima per installazione dell'impianto fotovoltaico off-shore galleggiante e annesso impianto per la captazione e l'allevamento dei mitili. Come verrà dettagliatamente riportato nei capitoli seguenti, il progetto integrato prevede la realizzazione dei seguenti impianti:

- Impianto fotovoltaico offshore
- Impianto di conversione CC/CA
- Impianto di supervisione e monitoraggio



- Impianto di sorveglianza
- Impianto di trasformazione MT/BT
- Elettrodotto MT di connessione
- Stallo arrivo produttore a 30kV nella stazione di condivisione a 150kV in prossimità della Stazione Elettrica "Taranto"

L'impianto è pertanto composto dalle seguenti strutture:

- n. 34.722 strutture galleggianti con ciascuno 4 moduli fotovoltaici Huasun Himalaya serie G12 da 720Wp;
- n. 385 inverter di stringa Huawei SUN2000 330KTL-H1;
- n. 26 container power station ciascuno da 4 MVA da 20 piedi;
- n. 1 cabina di raccolta, dove saranno ubicati i locali delle apparecchiature di controllo, misura, alimentazione dei servizi ausiliari;
- n. 1 container per uso magazzino/deposito pezzi di ricambio/vano tecnico da 20 piedi;
- Cavidotti di bassata tensione a 0,8 kV che realizzano la rete di connessione interna all'impianto fra moduli, inverter e cabine di trasformazione.
- cavidotti di media tensione a 30 kV che realizzano la rete elettrica di connessione fra le cabine di trasformazione e la cabina di raccolta;
- cavidotti di media tensione a 30 kV che realizzano la rete elettrica di connessione fra cabina di raccolta e stazione di elevazione a 150 kV con stallo in condivisione.



4 STRUTTURE GALLEGGIANTI

L'impianto è costituito da strutture galleggianti collegate fra loro che vanno a formare le piattaforme flottanti dell'impianto. Nel caso specifico saranno utilizzate strutture galleggianti con telaio in acciaio zincato su ciascuna delle quali saranno installati 4 moduli Huasun Himalaya serie G12 da 720Wp. I blocchi galleggianti che vengono assemblati per comporre la struttura misurano 50x50x50 e oltre a garantire il galleggiamento delle strutture, costituiscono anche le passerelle pedonali interne alle piazzole di impianto per consentire l'accesso degli operatori e sulle quali verranno posizionati gli inverter e le canaline per il passaggio dei cavidotti BT sulle piazzole.

Nelle figure sottostanti si riportano i particolari costruttivi delle strutture flottanti e il datasheet dei moduli utilizzati.

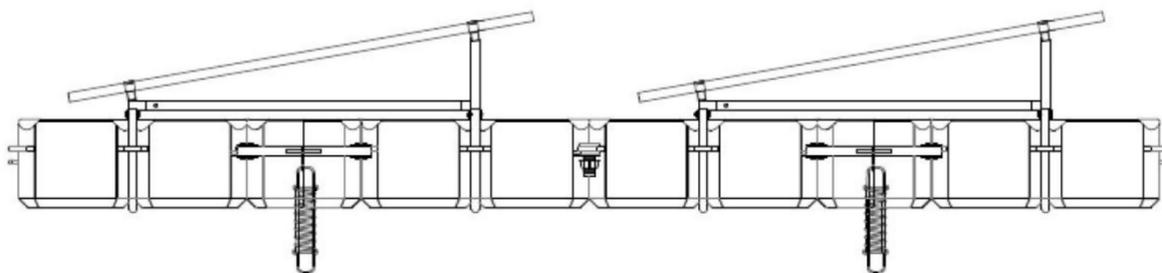


Figura 4.1: particolari costruttivi strutture galleggianti

Himalaya G12 Series 700-720W

132-cell Bifacial HJT Half Cell
Double-glass Solar Module

HUASUN | **HETERO JUNCTION TECHNOLOGY**

- HJT 2.0 Technology**
Combining gettering process and single-side $\mu\text{-Si}$ technology to ensure higher cell efficiency and higher module power.
- 0.26%/C Pmax temperature coefficient**
More stable power generation performance and even better in hot climate.
- SMBB design with Half-Cut Technology**
Shorter current transmission distance, less resistive loss and higher cell efficiency.
- Up to 90% Bifaciality**
Natural symmetrical bifacial structure bringing more energy yield from the backside.
- Sealing with PIB based sealant**
Stronger water resistance, greater air impermeability to extend module lifespan.
- Higher reliability**
Industrial leading product and performance warranty, ensuring modules' consistent outstanding performance.
- Suitable for Utility project**
Lower BOS cost, lower LCOE.

Power up to 720W

WARRANTY Product Warranty **15** years
Linear Power Warranty **30** years



The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Anhui Huasun reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the latest version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.



Himalaya G12 Series 700-720W

132-cell Bifacial HJT Solar Half Cell Module

- BloombergNEF Tier 1 PV module manufacturer
- Reinsurance underwritten by Ariel Re

Engineering Drawings

Unit: mm

Electrical Characteristics (STC*)

HS-210-B132	DS700	DS705	DS710	DS715	DS720
Maximum Power (Pmax)	700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency (%)	22.53%	22.70%	22.86%	23.02%	23.18%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (Imp)	16.63A	16.69A	16.75A	16.81A	16.87A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (Isc)	17.43A	17.49A	17.55A	17.61A	17.67A
Operating Module Temperature	-40 to +85 C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	30A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	85% ± 5%				

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 C, AM=1.5. Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

BSTC**

	770W	775W	780W	785W	790W
Maximum Power (Pmax)	770W	775W	780W	785W	790W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (Imp)	18.29A	18.35A	18.41A	18.46A	18.51A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (Isc)	19.17A	19.22A	19.28A	19.33A	19.39A

**BSTC: Front side irradiation 1000W/m², back side reflection irradiation 135W/m², AM=1.5, ambient temperature 25 C.

Mechanical Characteristics

Cell Type	HJT Mono 210 × 105mm
Cell Connection	132 (6 × 22)
Module Dimension	2384 × 1303 × 35 mm
Weight	38.7 kg
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm², 300mm in length, length can be customized / UV resistant
Connectors Type	MC4 original / MC4 compatible
Frame	Anodised aluminum alloy
Front Load	5400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Glass Thickness	Double glass, 2.0mm

Shipping Configurations

Container Size	HC
Pallets Per Container	40'
Modules Per Pallet (pcs)	18
Modules Per Container (pcs)	31
	558

Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44 C ± 2 C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.26%/C
Temperature Coefficient of Voc	-0.24%/C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/C

Safety & Warranty

Safety Class	Class II
Product Warranty	15 yrs Workmanship
Performance Warranty	30 yrs Linear Warranty*

* Less than 1% attenuation in the 1st year, the annual attenuation from the 2nd year is no more than 0.375%, and the power is no less than 88% until the 30th year.

* Refer to HUA SUN standard warranty for details

AHUI HUASUN ENERGY CO., LTD.
 HS-210-B132DS-V202301 © Anhui Huasun Energy Co., Ltd. reserves all rights.

NO.99 Qingliu Road, Economic and Technological Development Zone, Xuancheng, Anhui, China
 Tel: 0086-563-3318095 www.huasunsolar.com
 sales@huasunsolar.com customerservice@huasunsolar.com

Figura 4.2: Modulo Huasun Himalaya serie G12 da 720Wp - datasheet



5 RETE DI COLLEGAMENTO

La rete elettrica MT dell'impianto flottante in progetto permetterà di trasferire l'energia accumulata verso la cabina di raccolta mediante cavidotto interrato a 30 kV alla stazione di elevazione 150/30 kV in prossimità della stazione Terna di Taranto. L'elettrodotta interrato sarà costituito da cavi unipolari **RG16H1R12 18/30 kV** con conduttori in rame, posati a trifoglio, con guaina isolante in PVC e con tensione di esercizio di 30 kV.

I cavidotti MT saranno di due tipologie, cavidotti marini e cavidotti terrestri. I cavidotti MT marini costituiscono la rete di collegamento dalle cabine di trasformazione alla cabina di raccolta e da quest'ultima fino al punto di attracco dei cavi in cui avviene la conversione del cavidotto da marino a terrestre. I cavidotti terrestri invece costituiscono la linea di connessione dal punto di attracco dei cavi fino alla stazione di elevazione 150/30 kV. I cavidotti marini saranno realizzati con lo stesso tipo di cavo utilizzato per i cavidotti terrestri opportunamente schermato con terne posate a trifoglio in un bauletto in pietrame ricoperto con materassini in materiale cementizio idonei alla posa marina. I cavidotti terrestri saranno interrati ad una profondità minima di 1,5 m dal p.c., in corrispondenza di attraversamenti sarà protetto meccanicamente con tubazione il cui diametro nominale interno non deve essere inferiore a 1,4 volte il diametro del cavo stesso ovvero il diametro circoscritto del fascio di cavi (come prescrive la norma CEI 11-17). L'installazione sarà equipaggiata con una protezione meccanica (lastra o tegolo), un nastro segnalatore e cartelli segnalatori per cavi interrati. I cavi saranno posati in uno scavo a sezione obbligata con larghezza di 0,6 m. Le linee elettriche saranno ricoperte con il medesimo tipo di sabbia vagliata, la restante parte dello scavo sarà riempita con materiale di risulta e/o di riporto di idonee caratteristiche. Di seguito si riporta le planimetrie dei cavidotti in media tensione interni ed esterni all'impianto.



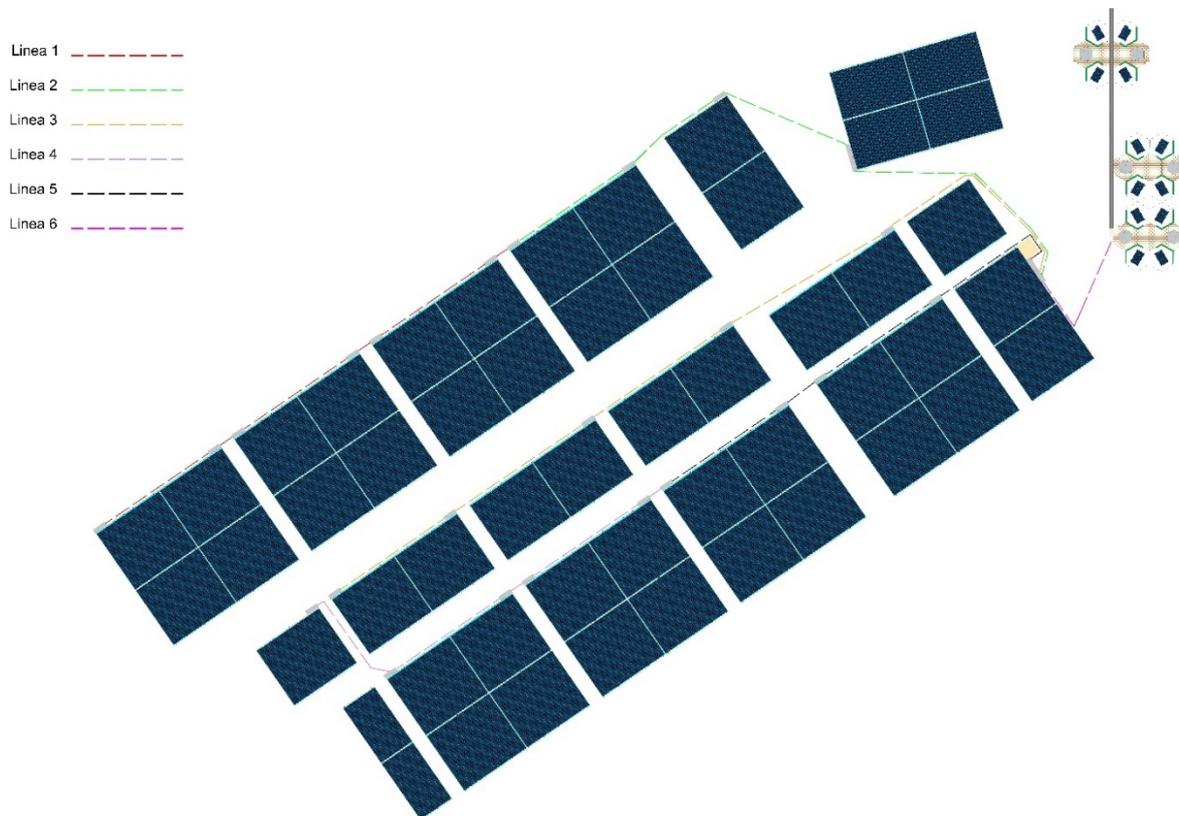


Figura 4.3: Planimetria cavidotti di collegamento impianto

Nella tabella seguente si riportano le caratteristiche geometriche dei collegamenti MT marini e terrestri:

TRATTA	Lunghezza (m)	V(kV)	Ic (A)	Sez. (mmq)	N. linee in trincea	ΔP (KW)
Linea 1 – cavidotto marino	690	30	364,64	3x1x500	1	10,928
Linea 2 – cavidotto marino	1.020	30	401,11	3x2x500	2	32,308
Linea 3 – cavidotto marino	1.315	30	364,64	3x1x500	1	20,826
Linea 4 – cavidotto marino	650	30	364,64	3x1x500	1	10,294
Linea 5 – cavidotto marino	700	30	364,64	3x2x500	2	22,172
Linea 6 – cavidotto marino/terrestre	10.000	30	455,80	3x4x630	4	561,212

Tabella 4.1: Caratteristiche geometriche linee MT



La tensione di designazione U degli accessori deve essere almeno uguale alla tensione nominale del sistema al quale sono destinati, ovvero 30kV. I componenti e i manufatti adottati per la protezione meccanica supplementare devono essere progettati per sopportare, in relazione alla profondità di posa, le prevedibili sollecitazioni determinate dai carichi statici, dal traffico veicolare o da attrezzi manuali di scavo, secondo quanto previsto nella norma CEI 11-17: 2006-07.

I percorsi interrati dei cavi devono essere segnalati, in modo tale da rendere evidente la loro presenza in caso di ulteriori scavi, mediante l'utilizzo di nastri monitori posati nel terreno a non meno di 0.2m al di sopra dei cavi, secondo quanto prescritto dalla norma CEI 11-17: 2006-07. I nastri monitori dovranno riportare la dicitura "Attenzione Cavi Energia in Media Tensione" per le linee MT.

In *figura 8* si riportano le sezioni tipo dei cavidotti rispettivamente in media tensione.

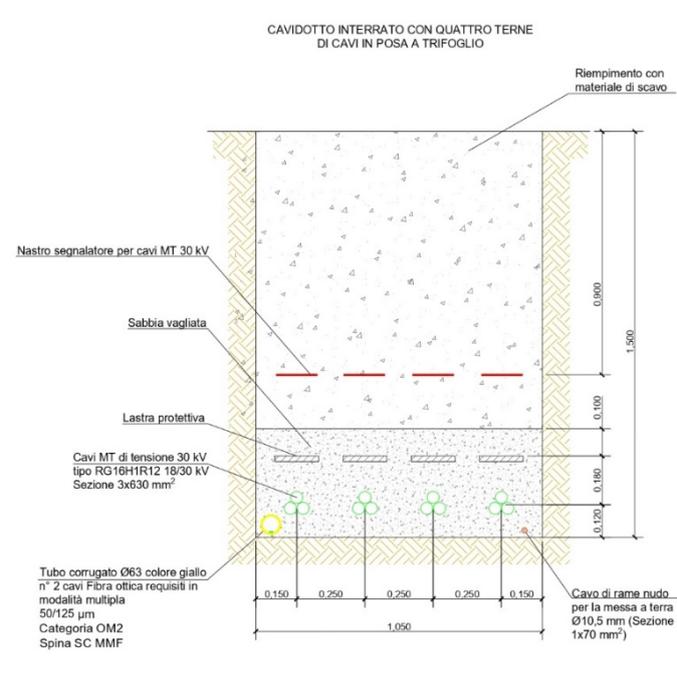


Figura 4.4: Sezioni tipo cavidotto MT terrestri a 30 kV

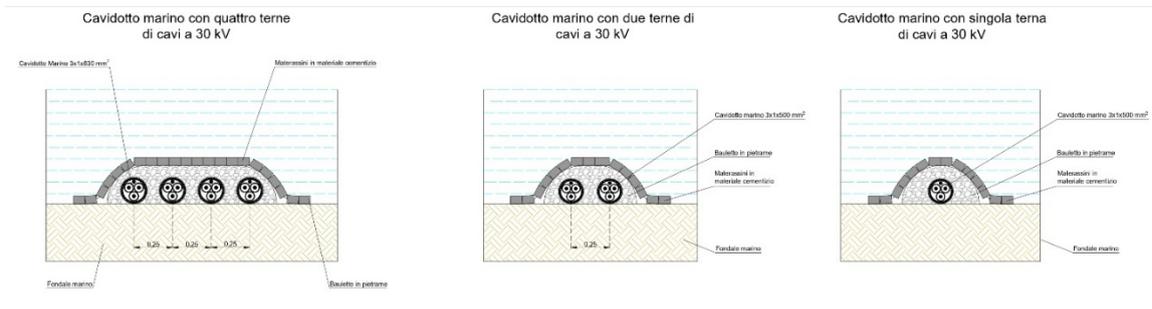


Figura 4.5: Sezioni tipo cavidotto MT Marino a 30 kV

Le terminazioni e le giunzioni per i cavi di energia devono risultare idonee a sopportare le sollecitazioni elettriche, termiche e meccaniche previste durante l'esercizio dei cavi in condizioni ordinarie ed anomale (sovracorrenti e sovratensioni).

6 CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'ELETTRODOTTO MARINO E TERRESTRE DI IMPIANTO IN MEDIA TENSIONE E RELATIVO DIMENSIONAMENTO

6.1 CARATTERISTICHE DEI CAVI IN MEDIA TENSIONE UTILIZZATI

I collegamenti di media tensione saranno realizzati mediante cavi ad isolamento solido non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi in caso di incendio (CEI 20-22/2, 20-37, 20-38, 20-35, 20-38/1, 20-22/3, 20-27/1). In modo particolare sarà studiata la migliore condizione di posa dei cavi di media tensione, al fine di equilibrare la distribuzione delle correnti nelle fasi.

Nella posa saranno rispettate le prescrizioni del costruttore, con il fine di mantenere i coefficienti di correzione delle portate di corrente prossimi all'unità. Il linee di elettrodotto MT dell'impianto presenteranno tratte di cavidotto marino e una tratta di cavidotto terrestre interrato, esse saranno costituite da terne composte da 3 cavi unipolari realizzati con conduttore in rame di tipo **RG16H1R12 18/30 kV**, posati a trifoglio con sezione **500 mm²** e **630 mm²** (a seconda delle caratteristiche della linea), isolante in HEPR G16, schermatura in rame e guaina esterna in PVC R12.

6.2 VERIFICA DELLA PORTATA DI CORRENTE CAVIDOTTI MT

Poiché l'elettrodotto dovrà assicurare una portata di 100,000 MW in AC, pari cioè alla potenza nominale dell'impianto in oggetto, la corrente massima di impiego può essere calcolata tenendo conto dei limiti di esercizio imposti dalla Norma CEI 11-32. Per la realizzazione del cavidotto saranno utilizzate una o due terne di cavi con posa marina a trifoglio per le linee di collegamento fra le cabine di trasformazione e la cabina di raccolta a seconda della potenza che le interessa, mentre per la linea di collegamento fra la cabina di raccolta la SEE 30/150 kV saranno utilizzate quattro terne di cavi sia nella tratta di cavidotto marino, sia in quella di cavidotto terrestre interrato. Per calcolare la corrente massima che interessa la singola terna di cavi utilizziamo la seguente formula:

$$I_{b1_max} = \frac{P_{max}/n.terne}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi}$$

Dove si è considerando 30 KV come tensione nominale, P_{max} la potenza totale che interessa l'elettrodotto e con "n.terne" il numero di terne in posa a trifoglio che costituiscono l'elettrodotto.

Le potenza AC che interessa ciascuna terna è la seguente:



$$P_{max1} = \frac{P_{DC-1}}{1,11} = \frac{20,0 \cdot 10^6}{1,11} = 18,000 \cdot 10^6 W$$

$$P_{max2} = \frac{P_{DC-2}}{1,11} = \frac{44,0 \cdot 10^6}{1,11} = 39,600 \cdot 10^6 W$$

$$P_{max3} = \frac{P_{DC-3}}{1,11} = \frac{20,0 \cdot 10^6}{1,11} = 18,000 \cdot 10^6 W$$

$$P_{max4} = \frac{P_{DC-4}}{1,11} = \frac{20,0 \cdot 10^6}{1,11} = 18,000 \cdot 10^6 W$$

$$P_{max5} = \frac{P_{DC-5}}{1,11} = \frac{40,0 \cdot 10^6}{1,11} = 36,000 \cdot 10^6 W$$

$$P_{max6} = \frac{P_{DC-6}}{1,11} = \frac{100,0 \cdot 10^6}{1,11} = 90,000 \cdot 10^6 W$$

In base alla disposizione delle linee MT riportata in *Tabella 1* si determina la corrente massima che interessa ciascuna linea che risulta pertanto la seguente:

$$I_{b1_max} = \frac{P_{max1}/n.terne\ linea1}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{18,000 \cdot 10^6 / 1 W}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 364,64 A$$

$$I_{b2_max} = \frac{P_{max2}/n.terne\ linea2}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{39,600 \cdot 10^6 / 2}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = \frac{19,800 \cdot 10^6 W}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 401,11 A$$

$$I_{b3_max} = \frac{P_{max3}/n.terne\ linea3}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{18,000 \cdot 10^6 / 1}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 364,64 A$$

$$I_{b4_max} = \frac{P_{max4}/n.terne\ linea4}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{18,000 \cdot 10^6 / 1 W}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 364,64 A$$

$$I_{b5_max} = \frac{P_{max5}/n.terne\ linea5}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{36,000 \cdot 10^6 / 2}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = \frac{18,000 \cdot 10^6 W}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 364,64 A$$

$$I_{b6_max} = \frac{P_{max6}/n.terne\ linea6}{\sqrt{3}V_n \cos \varphi} = \frac{90,000 \cdot 10^6 / 4}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = \frac{22,5 \cdot 10^6 W}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot 0,95} = 455,80 A$$

Le linee saranno realizzate interamente in cavo marino per le linee dalla 1 alla 6 mentre in cavidotto terrestre interrato per la linea7 in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale. I cavi utilizzati saranno del tipo RG16H1R12 unipolare ad isolamento PVC.



Per il dimensionamento della sezione si è considerata una corrente massima teorica di 790 A per le linee dalla 1 alla 5 e di 885 per la linea 6(vedi Tab.1 tipica per cavi di media tensione isolati in gomma HEPR con posa a trifoglio), a cui corrisponde una sezione dei cavi da **500 mm²** e **630 mm²** (vedi tabella riportata di seguito dove è riportata la corrente I₀).

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz		Reattanza di fase		Portate di corrente			
			A trifoglio	In piano	A trifoglio	In piano	In aria a trifoglio	In aria in Piano	Interrato a trifoglio	Interrato in piano
Formation	Electric Resistace 20°C	Capacities 50 Hz	Apparent resistance at 90°C and 50 Hz		Phase Reactance		Current carrying capacities			
			Trefoil formation	Flat	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation in air	Flat in air	Trefoil formation in ground	Flat in ground
(N° x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)	(A)	(A)
Unipolare / Single core										
1x10	1,83	0,19	2,34	2,34	0,13	0,19	87	111	99	104
1x16	1,15	0,23	1,47	1,47	1,12	0,18	114	145	126	133
1x25	0,727	0,27	0,927	0,927	0,12	0,18	149	190	162	171
1x35	0,524	0,30	0,669	0,668	0,11	0,17	181	230	193	204
1x50	0,387	0,34	0,494	0,494	0,11	0,16	219	276	227	241
1x70	0,268	0,40	0,342	0,342	0,10	0,16	275	345	278	294
1x95	0,193	0,45	0,246	0,246	0,098	0,16	339	422	332	351
1x120	0,153	0,50	0,196	0,196	0,095	0,15	393	487	377	399
1x150	0,124	0,55	0,159	0,158	0,092	0,15	466	550	421	445
1x185	0,0991	0,60	0,128	0,127	0,089	0,15	516	635	477	500
1x240	0,0754	0,68	0,0985	0,0974	0,086	0,14	617	745	550	580
1x300	0,0601	0,75	0,0797	0,0781	0,084	0,14	709	855	621	650
1x400	0,0470	0,83	0,0638	0,0628	0,083	0,14	824	990	702	735
1x500	0,0366	0,88	0,0517	0,0492	0,081	0,14	954	1140	790	830
1x630	0,0283	0,92	0,0425	0,0392	0,079	0,14	1102	1300	885	930

Tabella 5.1: Caratteristiche elettriche cavo RG16H1R12 – 18/30 kV

Si osserva che per il calcolo si è utilizzata la formula con fattori correttivi k come la seguente:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

dove si è indicato con:

I₀ = portata nominale del cavo a 20 °C relativa al metodo di installazione previsto (Tab. I);

K₁ = 0,89 (isolamento in EPR, e temperatura terreno sino a 35°C come da Tab. II);

K₂ = 1 (fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano, per installazioni a regola d'arte);

K₃ = 0,94 (fattore di correzione per profondità di interramento, profondità 1,5 qualora fosse necessario interrare a profondità maggiori i 1,5 m, come da Tab. IV);

K₄ = 0,82 è il valore più critico, che può assumere diversi valori in base alla resistività del terreno (vedi Tab. V, il caso maggiormente critico).

Per cui abbiamo:

$$I_{z,500} = I_z k_1 k_2 k_3 k_4 = 790 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 553,48 > I_{b2,max} = 401,11 A$$

$$I_{z,630} = I_z k_1 k_2 k_3 k_4 = 885 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 607,12 > I_{b6,max} = 455,80 A$$



Dalla quale si evince che la corrente massima sopportabile dal cavo scelto è superiore alla massima corrente che nelle condizioni di posa interessa la linea 2 che è quella la cui corrente è più elevata rispetto alle altre linee con sezione da 500 mm², analogamente anche per la linea 6 di collegamento fra cabina di raccolta e stazione di elevazione è verificato che la corrente sopportabile da ciascuna terna è superiore alla corrente massima di progetto. Se inoltre si considera che i fattori correttivi sono stati scelti ponendoci nelle condizioni peggiori possibili al fine di avere un significativo margine di sicurezza, allora certamente il cavo scelto soddisfa la verifica sulla portata di corrente per tutte le linee mt in cavidotto marino menzionate. Riportiamo di seguito le tabelle dalle quali si sono dedotti con approssimazione i valori dei fattori di correzione.

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94



Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

Cavi unipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari					
Resistività del terreno (K•m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

A titolo di esempio si riporta il grafico di I_z confrontandolo con il valore di I_{b_max} al variare del parametro sensibile K_4 , dove risulta che per una sezione pari a 630 mm^2 la I_{b_max} è al disotto della curva (condizione di verifica soddisfatta)

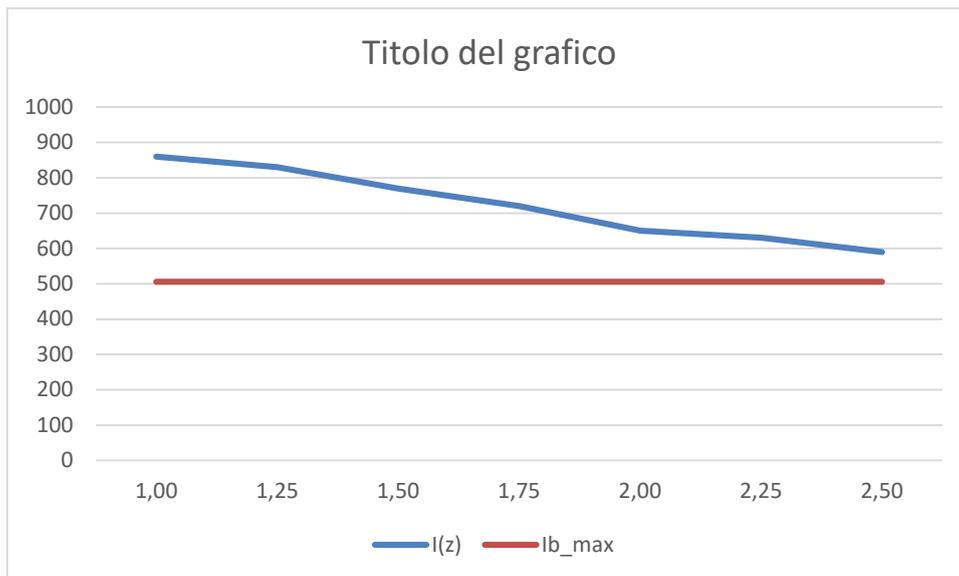


Figura 5.1: Confronto della corrente I_z con la corrente I_{b_max} al variare della resistività del terreno

Nella progettazione esecutiva sarà stimata con accuratezza la conducibilità elettrica e altri fattori attinenti alla posa, al fine di valutare la profondità effettiva dello scavo e le correnti di impiego/esercizio, anche per una maggiore validazione circa la scelta della sezione.



6.3 CALCOLO DELLA POTENZA DISSIPATA

Per il calcolo del fattore di dissipazione del cavo si è considerata la resistenza apparente del cavo a 90°C e 50 Hz:

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz		Reattanza di fase		Portata di corrente			
			A trifoglio	In piano	A trifoglio	In piano	In aria a trifoglio	In aria in Piano	Interrato a trifoglio	Interrato in piano
Formation	Electric Resistace 20°C	Capacities 50 Hz	Apparent resistance at 90°C and 50 Hz		Phase Reactance		Current carrying capacities			
			Trefoil formation	Flat	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation in air	Flat in air	Trefoil formation in ground	Flat in ground
(N° x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)	(A)	(A)
Unipolare / Single core										
1x35	0.524	0.14	0.669	0.669	0.15	0.20	191	212	182	188
1x50	0.387	0.15	0.494	0.494	0.15	0.20	229	254	214	222
1x70	0.288	0.16	0.342	0.342	0.14	0.20	285	316	263	272
1x95	0.193	0.18	0.246	0.246	0.13	0.19	347	387	314	325
1x120	0.153	0.19	0.196	0.196	0.13	0.18	401	445	358	370
1x150	0.124	0.20	0.159	0.158	0.12	0.18	452	505	400	415
1x185	0.0991	0.22	0.128	0.127	0.12	0.18	520	580	453	469
1x240	0.0754	0.24	0.0985	0.0972	0.11	0.17	615	680	525	540
1x300	0.0601	0.27	0.0797	0.0779	0.11	0.17	705	775	593	606
1x400	0.0470	0.29	0.0638	0.0616	0.11	0.16	815	895	671	685
1x500	0.0366	0.32	0.0517	0.0489	0.10	0.16	943	1030	761	775
1x630	0.0283	0.36	0.0425	0.0389	0.099	0.16	1085	1170	860	875

Note

Le portate dei cavi interrati sono stati calcolati con resistività termica del Terreno 100°C cm/W

Note

The current carrying capacities of underground cables have been calculated with thermal resistivity of the Land 100 ° C cm / W

Tabella 5.2: Resistenza apparente dei cavi in media tensione

Il calcolo della potenza dissipata si effettua come di seguito:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = \text{resistenza terna} [\Omega/\text{km}] \cdot (\text{portata di corrente [A]})^2$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea} = \text{potenza dissipata in 1km dalla linea} \cdot \text{lunghezza linea [km]}$$

Per cui la potenza dissipata dalla linea MT per km è pari a:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = 0,0517 [\Omega/\text{km}] \cdot (I_{z_{500}})^2 = 15.838 \text{ W/km}$$

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = 0,0425 [\Omega/\text{km}] \cdot (I_{z_{630}})^2 = 15.665 \text{ W/km}$$

Quindi la potenza dissipata dalle linee interne ed esterne risultano:

$$\Delta P_{\text{linea}_1} = \text{Potenza totale dissipata dalla linea esterna [W]} = 15.838 [\text{W/km}] \cdot 0,690 \text{ km} = \mathbf{10.928 \text{ W}}$$

$$\Delta P_{\text{linea}_2} = \text{Potenza totale dissipata dalla linea interna [W]} = 15.838 [\text{W/km}] \cdot 1,020 \text{ km} = \mathbf{16.154 \text{ W}}$$



$$\Delta P_{linea_3} = \text{Potenza totale dissipata dalla linea interna [W]} = 15.838 [\text{W/km}] \cdot 1,315 \text{ km} = \mathbf{20.826 \text{ W}}$$

$$\Delta P_{linea_4} = \text{Potenza totale dissipata dalla linea interna [W]} = 15.838 [\text{W/km}] \cdot 0,650 \text{ km} = \mathbf{10.294 \text{ W}}$$

$$\Delta P_{linea_5} = \text{Potenza totale dissipata dalla linea interna [W]} = 15.838 [\text{W/km}] \cdot 0,700 \text{ km} = \mathbf{11.086 \text{ W}}$$

$$\Delta P_{linea_6} = \text{Potenza totale dissipata dalla linea interna [W]} = 15.665 [\text{W/km}] \cdot 10,000 \text{ km} = \mathbf{156.650 \text{ W}}$$

La caduta di potenza percentuale sulle suddette linee è data rispettivamente da:

$$\Delta P_{\% - linea_1} = \frac{\text{n. linee in posa interrata} \cdot \Delta P_{linea}}{P_n} \cdot 100 = \frac{1 \cdot 10.928 \text{ W}}{18,000 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 \approx 0,061\%$$

$$\Delta P_{\% - linea_2} = \frac{\text{n. linee in posa interrata} \cdot \Delta P_{linea}}{P_n} \cdot 100 = \frac{2 \cdot 16.154 \text{ W}}{39,600 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 \approx 0,082\%$$

$$\Delta P_{\% - linea_3} = \frac{\text{n. linee in posa interrata} \cdot \Delta P_{linea}}{P_n} \cdot 100 = \frac{1 \cdot 20.826 \text{ W}}{18,000 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 \approx 0,116\%$$

$$\Delta P_{\% - linea_4} = \frac{\text{n. linee in posa interrata} \cdot \Delta P_{linea}}{P_n} \cdot 100 = \frac{1 \cdot 10.294 \text{ W}}{18,000 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 \approx 0,057\%$$

$$\Delta P_{\% - linea_5} = \frac{\text{n. linee in posa interrata} \cdot \Delta P_{linea}}{P_n} \cdot 100 = \frac{2 \cdot 11.086 \text{ W}}{36,000 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 \approx 0,062\%$$

$$\Delta P_{\% - linea_6} = \frac{\text{n. linee in posa interrata} \cdot \Delta P_{linea}}{P_n} \cdot 100 = \frac{4 \cdot 156.650 \text{ W}}{90,000 \cdot 10^6 \text{ W}} \cdot 100 \approx 0,696\%$$

Quindi la caduta di potenza percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%) per tutte le linee mt in cavidotto marino.

Riportiamo una tabella riassuntiva delle caratteristiche della posa in cavidotto marino MT (Dati nominali di funzionamento dell'elettrodotta):

Tensione	30 kV
Frequenza Nominale	50 Hz
Corrente Nominale (massima di esercizio) per ciascuna terna della linea con sezione da 500mm² con portata di corrente massima (linea2)	401,11 A
Corrente Nominale (massima di esercizio) per ciascuna terna della linea con sezione da 630mm² portata di corrente massima (linea6)	455,80 A
Corrente Massima teorica nelle condizioni di posa per ciascuna terna da 500 mm²	553,48 A
Corrente Massima teorica nelle condizioni di posa per ciascuna terna da 630 mm²	607,12 A
Corrente Massima teorica di una singola terna da 500 mm²	790 A
Corrente Massima teorica di una singola terna da 630 mm²	885 A



terna da 630 mm²	
Potenza in immissione AC per singola terna da 630 mm²	22,500 MW
Potenza totale impianto DC(AC)	100,000 MW (90 MW)
Tipologia di cavo	Unipolare isolati in HEPR di qualità G16, 1x500 mm ² per ciascuna terna
Numero max di terne/circuiti di connessione alla rete in AT	4
Lunghezza max cavidotto marino	10,000 km
Temperatura massima operativa del cavo	90 °C
Tipologia di posa	Interrata a trifoglio su fondale marino
Potenza dissipata per km dalla singola terna con sezione da 500mm²	15,838 KW
Potenza dissipata per km dalla singola terna con sezione da 630mm²	15,665 KW
Potenza massima dissipata da una linea mt più lunga e con portata massima con sezione da 500mm² (linea 2)	32,308KW
Potenza massima dissipata da una linea mt più lunga e con portata massima con sezione da 630mm² (linea 2)	626,60 KW

Tabella 5.3: Caratteristiche della posa cavidotto marino per cavi MT

6.4 VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti. Il calcolo della caduta di tensione (indicata con ΔV e riferita alla tensione concatenata del sistema) lungo la tratta in esame può essere effettuato mediante la relazione:

$$\Delta V_{linea_mt} = \sqrt{3} \cdot I_{b_max} \cdot L \cdot (r_{90^\circ} \cdot \cos \phi + x \sin \phi)$$

Dove:

- r_{90° = resistenza chilometrica a 90° del conduttore del cavo [Ω/Km]
- x reattanza chilometrica del cavo [Ω /Km]
- L lunghezza del cavo [Km]
- $\cos\phi=0,95$ fattore di potenza limite

Calcolando i singoli termini:

- $\sin \phi = \sin(\arccos(\cos \phi)) = 0,31$
- $r_{90^\circ} = 0,0517$ [Ω/Km]
- $x = 0,081$ [Ω/Km]



Dal calcolo risulta:

$$\begin{aligned} \Delta V_{linea1} &= \sqrt{3} \cdot 364,64 \cdot 0,690 \text{ km} \cdot (0,0517 \cdot 0,95 + 0,1 \cdot 0,31) = \mathbf{34,85 \text{ V}} \\ \Delta V_{linea2} &= \sqrt{3} \cdot 401,11 \cdot 1,020 \text{ km} \cdot (0,0517 \cdot 0,95 + 0,1 \cdot 0,31) = \mathbf{56,77 \text{ V}} \\ \Delta V_{linea3} &= \sqrt{3} \cdot 364,64 \cdot 1,315 \text{ km} \cdot (0,0517 \cdot 0,95 + 0,1 \cdot 0,31) = \mathbf{66,54 \text{ V}} \\ \Delta V_{linea4} &= \sqrt{3} \cdot 364,64 \cdot 0,650 \text{ km} \cdot (0,0517 \cdot 0,95 + 0,1 \cdot 0,31) = \mathbf{32,89 \text{ V}} \\ \Delta V_{linea5} &= \sqrt{3} \cdot 364,64 \cdot 0,700 \text{ km} \cdot (0,0517 \cdot 0,95 + 0,1 \cdot 0,31) = \mathbf{35,42 \text{ V}} \\ \Delta V_{linea6} &= \sqrt{3} \cdot 455,80 \cdot 10,00 \text{ km} \cdot (0,0425 \cdot 0,95 + 0,099 \cdot 0,31) = \mathbf{561,04 \text{ V}} \end{aligned}$$

Per la reattanza di fase chilometrica x e la resistenza chilometrica sono stati utilizzati i valori riportati nelle specifiche tecniche in tabella, per una posa a trifoglio e per una sezione del cavo di 500 mm²:

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Capacità a 50 Hz	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz		Reattanza di fase		Portata di corrente			
			A trifoglio	In piano	A trifoglio	In piano	In aria a trifoglio	In aria in Piano	Interrato a trifoglio	Interrato in piano
			Apparent resistance at 90°C and 50 Hz		Phase Reactance		Current carrying capacities			
Formation	Electric Resistace 20°C	Capacities 50 Hz	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation	Flat	Trefoil formation in air	Flat in air	Trefoil formation in ground	Flat in ground
(N° x mmq)	(Ohm/km)	(microF/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)	(A)	(A)
Unipolare / Single core										
1x35	0.524	0.14	0.669	0.669	0.15	0.20	191	212	182	188
1x50	0.387	0.15	0.494	0.494	0.15	0.20	229	254	214	222
1x70	0.268	0.16	0.342	0.342	0.14	0.20	285	316	263	272
1x95	0.193	0.18	0.246	0.246	0.13	0.19	347	387	314	325
1x120	0.153	0.19	0.196	0.196	0.13	0.18	401	445	358	370
1x150	0.124	0.20	0.159	0.158	0.12	0.18	452	505	400	415
1x185	0.0991	0.22	0.128	0.127	0.12	0.18	520	580	453	469
1x240	0.0754	0.24	0.0985	0.0972	0.11	0.17	615	680	525	540
1x300	0.0601	0.27	0.0797	0.0779	0.11	0.17	705	775	593	606
1x400	0.0470	0.29	0.0638	0.0616	0.11	0.16	815	895	671	685
1x500	0.0366	0.32	0.0517	0.0489	0.10	0.16	943	1030	761	775
1x630	0.0283	0.36	0.0425	0.0389	0.099	0.16	1085	1170	860	875

Note

Le portate dei cavi interrati sono stati calcolati con resistività termica del Terreno 100°C cm/W

Note

The current carrying capacities of underground cables have been calculated with thermal resistivity of the Land 100 ° C cm / W

Tabella 5.4: Caratteristiche elettriche cavo RG16H1R12 – 18/30 kV

La caduta di tensione percentuale è data da:

$$\begin{aligned} \Delta V_{\% - linea1} &= \frac{\Delta V_{linea1}}{V_n} \cdot 100 = \frac{34,85 \text{ V}}{30000 \text{ V}} \cdot 100 \approx 0,116\% \\ \Delta V_{\% - linea2} &= \frac{\Delta V_{linea2}}{V_n} \cdot 100 = \frac{56,77 \text{ V}}{30000 \text{ V}} \cdot 100 \approx 0,189\% \\ \Delta V_{\% - linea3} &= \frac{\Delta V_{linea3}}{V_n} \cdot 100 = \frac{66,54 \text{ V}}{30000 \text{ V}} \cdot 100 \approx 0,2222\% \end{aligned}$$



$$\Delta V_{\%-\text{linea4}} = \frac{\Delta V_{\text{linea4}}}{V_n} \cdot 100 = \frac{32,89 \text{ V}}{30000 \text{ V}} \cdot 100 \approx 0,109\%$$
$$\Delta V_{\%-\text{linea5}} = \frac{\Delta V_{\text{linea5}}}{V_n} \cdot 100 = \frac{35,42 \text{ V}}{30000 \text{ V}} \cdot 100 \approx 0,118\%$$
$$\Delta V_{\%-\text{linea6}} = \frac{\Delta V_{\text{linea6}}}{V_n} \cdot 100 = \frac{561,04 \text{ V}}{30000 \text{ V}} \cdot 100 \approx 1,870\%$$

Quindi la caduta di tensione percentuale rientra nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

6.5 VERIFICA DELLA TENUTA AL CORTOCIRCUITO

Per il dimensionamento al corto circuito si è utilizzata la formula della sezione minima, derivata dall'integrale di joule: $K^2 S^2 \geq I^2 t$, dalla quale si ottiene:

$$S \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K}$$

Dove:

- S : sezione in mm^2 ;
- I_{cc} : corrente di corto circuito in Ampere;
- t : tempo di permanenza del corto circuito in s (tempo di intervento delle protezioni);
- K : costante di corto circuito, i valori di questo parametro sono stabiliti dalla norma CEI 64-8/4 e sono validi per corto-circuiti di durata non superiore a $\Delta t = 5s$, per temperature di corto-circuito di 300° e per conduttori in rame risulta $K=143$, mentre per conduttori in alluminio $K=92$

Si considera cautelativamente una corrente di corto circuito di linea pari alla massima corrente di cortocircuito sopportabile dai quadri MT: $I_{cc} = 16 \text{ kA}$, mentre per il tempo di intervento delle protezioni si considera: $t = 0,7 \text{ s}$, pertanto si ottiene:

$$S \geq \frac{16000 \cdot \sqrt{0,7}}{143} \approx 93,6 \text{ mm}^2$$

Quindi le sezioni scelte pari a 500 mm^2 e 630 mm^2 soddisfano ampiamente la verifica al corto circuito. Per quanto concerne le correnti di corto circuito si è considerato indicativamente il valore di "short circuit rating for 1 second duration" espresso in KA e riportato nell'estratto della tabella seguente (47.00 KA per conduttori in alluminio da 500 mm^2 e 71.50 per conduttori in rame da 500 mm^2 , 59,22 KA per conduttori in alluminio da 630 mm^2 e 90,09 KA per conduttori in rame da 630 mm^2):



Size (Cross Sectional Area)	Max. Conductor D.C. Resistance at 20 °C		Approx. Conductor A.C. Resistance at 90 °C		Reactance of Cable at 50 Hz (Approx.)	Capacitance of Cable (Approx.)	Normal Current Rating						Short Circuit Current Rating for 1 Second Duration	
	Aluminum	Copper	Aluminum	Copper			For Aluminum Conductor			For Copper Conductor			Aluminum	Copper
							Ground	Duct	Air	Ground	Duct	Air		
Sqmm	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	µF/Km	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Kamps	Kamps
300	0.100	0.0601	0.130	0.0778	0.071	0.33	370	305	460	460	390	560	28.20	42.90
400	0.0778	0.0470	0.1023	0.0618	0.070	0.33	435	350	542	520	440	670	37.60	57.20
500	0.0605	0.0366	0.0808	0.0489	0.070	0.34	481	405	624	580	480	750	47.00	71.50
630	0.0469	0.0283	0.0648	0.0391	0.069	0.36	537	470	723	680	575	875	59.22	90.09

© www.electricaltechnology.org

Tabella 5.5: Valori di corto circuito per la sezione cavi MT scelta

7 CARATTERISTICHE TECNICHE CAVI BT E RELATIVO DIMENSIONAMENTO

L'elettrodotto in oggetto costituisce l'elemento di collegamento fra gli inverter di stringa e le cabine di trasformazione a 30 kV. I cavi BT dovranno garantire per ogni singola linea una portata max di corrente pari alla corrente max in uscita dagli inverter per ciascuna linea.

In uscita da ogni container consideriamo la seguente corrente max:

$$I_{b_max} = 238,2 A$$

Pari alla potenza max sostenibile dagli inverter (Figura 11), di seguito si riporta la scheda tecnica per l'inverter utilizzato.

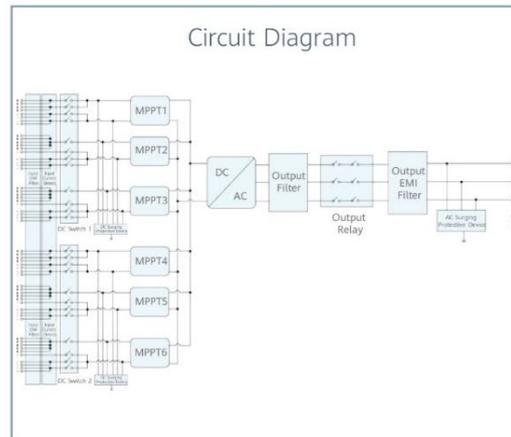
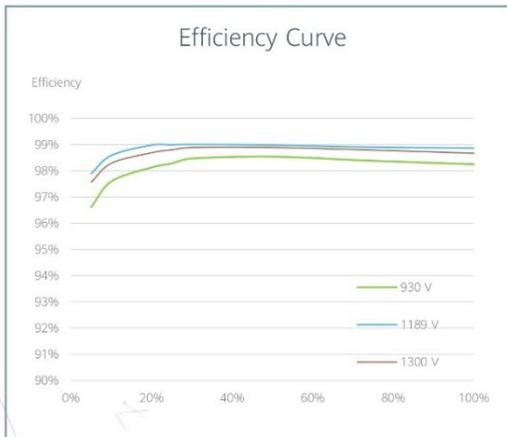


SUN2000-330KTL-H1 Smart PV Controller

For APAC, LATAM & EUROPE



-  Max. Efficiency $\geq 99.0\%$
-  Smart Connector-level Detection (SCLD)
-  Smart Self-cleaning Fan (SSCF)
-  IP66 Protection
-  MBUS Supported
-  Smart String-level Disconnection (SSLD)
-  Smart IV Curve Diagnosis Supported
-  Surge Arresters for DC & AC



SUN2000-330KTL-H1
Technical Specifications

Efficiency		
Max. Efficiency		≥ 99.0%
European Efficiency		≥ 98.8%
Input		
Max. Input Voltage		1,500 V
Number of MPP Trackers		6
Max. Current per MPPT		65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		115 A
Max. PV Inputs per MPPT		4/5/5/4/5/5
Start Voltage		550 V
MPPT Operating Voltage Range		500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage		1,080 V
Output		
Nominal AC Active Power		300,000 W
Max. AC Apparent Power		330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		330,000 W
Nominal Output Voltage		800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current		216.6 A
Max. Output Current		238.2 A
Adjustable Power Factor Range		0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion		THD _i < 1% (Rated)
Protection		
Smart String-level Disconnection (SSLD)		Yes
Smart Connector-level Detection (SCLD)		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Detection		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Detection Unit		Yes
Communication		
Display		LED Indicators, WLAN + APP
USB		Yes
MBUS		Yes
RS485		Yes
General		
Dimensions (W x H x D)		1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)		≤ 112 kg
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C
Cooling Method		Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating		4,000 m
Relative Humidity		0 ~ 100% (Non-condensing)
DC Connector		HH4SMM4TMSPA / HH4SFM4TMSPA
AC Connector		Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm ²)
Protection Degree		IP 66
Anti-corrosion Protection		C5-Medium
Topology		Transformerless
Standards Compliance		
IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.		



Figura 6.1: Scheda tecnica con caratteristiche elettriche inverter Huawei SUN2000 330KTL-H1



7.1 CARATTERISTICHE DEI CAVI IN BASSA TENSIONE UTILIZZATI

La linea sarà realizzata interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale, e i cavi utilizzati saranno del tipo unipolare FG16OR16 – 0,6/1 kV ad isolamento in HEPR di qualità G16 di cui si riporta di seguito la scheda tecnica.

	FG16R16 / FG16OR16 0,6/1 kV CPR Cca-s3,d1,a3	CE, CE, CE, CE Model Product: P10-P11 - 20190405
	Cavi per energia e segnalazioni flessibili per posa fissa, isolati in HEPR di qualità G16, non propaganti l'incendio a ridotta emissione di gas corrosivi. In accordo al Regolamento Europeo (CPR) UE 305/11 Flexible or rigid power control cable for fixed installations not propagating fire and with low corrosive gas emission. G16 quality HEPR insulated. CPR UE 305/11	
(Conforme alla direttiva BT 2014/35/UE- 2011/65/EU (RoHS 2) Regolamento CPR UE 305/11)	(Accordingly to the standards BT 2014/35/UE- 2011/65/EU (RoHS 2) CPR UE 305/11)	
Norme di riferimento	Standards	
CEI 20-13 IEC 60502-1 CEI UNEL 35318-35322-35016 EN 50575:2014 + EN 50575/A1:2016		



Conduttore flessibile di rame rosso ricotto classe 5. Isolamento in HEPR di qualità G16 Riempitivo in materiale non fibroso e non igroscopico Guaina in miscela termoplastica tipo R16	Class 5 flexible copper conductor. Elastomeric mixture insulation (G16 quality). Not fibrous and not hygroscopic filler Outer Sheath PVC R16 type.																											
<table border="1"> <tr> <td>Tensione nominale U0</td> <td>600V(AC) 1800V(DC)</td> <td>Nominal voltage U0</td> </tr> <tr> <td>Tensione nominale U</td> <td>1000V(AC) 1800V(DC)</td> <td>Nominal voltage U</td> </tr> <tr> <td>Tensione di prova</td> <td>4000 V</td> <td>Test voltage</td> </tr> <tr> <td>Tensione massima Um</td> <td>1200V(AC) 1800V(DC)</td> <td>Maximun voltage Um</td> </tr> <tr> <td>Temperatura massima di esercizio</td> <td>90</td> <td>Maximun operating temperature</td> </tr> <tr> <td>Temperatura massima di corto circuito per sezioni fino a 240mm²</td> <td>250</td> <td>Maximun short circuit temperature for sections up to 240mm²</td> </tr> <tr> <td>Temperatura massima di corto circuito per sezioni oltre 240mm²</td> <td>220</td> <td>Maximun short circuit temperature for sections over 240mm²</td> </tr> <tr> <td>Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)</td> <td>-15°C</td> <td>Min. operating temperature (without mechanical shocks)</td> </tr> <tr> <td>Temperatura minima di installazione e maneggio</td> <td>0°C</td> <td>Minimum installation and use temperature</td> </tr> </table>	Tensione nominale U0	600V(AC) 1800V(DC)	Nominal voltage U0	Tensione nominale U	1000V(AC) 1800V(DC)	Nominal voltage U	Tensione di prova	4000 V	Test voltage	Tensione massima Um	1200V(AC) 1800V(DC)	Maximun voltage Um	Temperatura massima di esercizio	90	Maximun operating temperature	Temperatura massima di corto circuito per sezioni fino a 240mm ²	250	Maximun short circuit temperature for sections up to 240mm ²	Temperatura massima di corto circuito per sezioni oltre 240mm ²	220	Maximun short circuit temperature for sections over 240mm ²	Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)	-15°C	Min. operating temperature (without mechanical shocks)	Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C	Minimum installation and use temperature	
Tensione nominale U0	600V(AC) 1800V(DC)	Nominal voltage U0																										
Tensione nominale U	1000V(AC) 1800V(DC)	Nominal voltage U																										
Tensione di prova	4000 V	Test voltage																										
Tensione massima Um	1200V(AC) 1800V(DC)	Maximun voltage Um																										
Temperatura massima di esercizio	90	Maximun operating temperature																										
Temperatura massima di corto circuito per sezioni fino a 240mm ²	250	Maximun short circuit temperature for sections up to 240mm ²																										
Temperatura massima di corto circuito per sezioni oltre 240mm ²	220	Maximun short circuit temperature for sections over 240mm ²																										
Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)	-15°C	Min. operating temperature (without mechanical shocks)																										
Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C	Minimum installation and use temperature																										

Condizioni di impiego piu comuni

Adatti per l'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di Ingegneria civile con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e fumo, conformi al Regolamento CPR. Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti interni o esterni anche bagnati. Per posa fissa in aria libera, in tubo o canaletta, su muratura e strutture metalliche o sospesa. Adatti anche per posa interrata diretta o indiretta. Non indicato per sringhe di collegamento con pannelli fotovoltaici. Per trasporto di energia e trasmissione segnali in ambienti esterni anche bagnati AD7. Caratteristiche particolari buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Caratteristiche Particolari, buon comportamento alle basse temperature a resistente ai raggi UV.

Common features

For electrical power system in constructions and other civil engineering bulginings, in order to limit fire and smoke production and spread, in accordance with the CPR. Power and control use outdoor and indoor applications, even wet. Suitable for fixed installations at open air, in tube or canals, masonry, metals structures, overhead wire and for direct or indirect underground wiring. Not indicated for connection with photovoltaic panels. Power and control use outdoor applications, even wet AD7. Special features good resistance to industrial oils and greases. Good behavior at low temperatures. UV resistant.

Figura 6.2: Scheda tecnica cavi BT tip FG16OR16 – 0,6/1 kV



7.2 VERIFICA DELLA PORTATA CAVI BT

Le linee BT interne al campo presentano lunghezze massime non superiori a 550 m, per motivi cautelativi ai fini del calcolo delle cadute di potenza, caduta di tensione e perdita di potenza attiva si considererà una lunghezza delle linee BT di 600 m. Per il dimensionamento della sezione si è considerata per le linee BT, una corrente massima teorica di 429 A, a cui corrisponde una sezione dei cavi da 300 mm² (vedi Tab.I e Tab.II tipiche per cavi di bassa tensione isolati in gomma HEPR dove è riportata la corrente I₀).

Numero conduttori		Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro esterno massimo	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Maximum outer diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities		
(N°)	(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	30° In pipe	20°C In ground	
Unipolare / Single core									
1x	4	2.6	0.7	9.30	82	4.95	37	35	
1x	6	3.4	0.7	9.90	101	3.3	48	44	
1x	10	4.4	0.7	10.9	152	1.91	66	59	
1x	16	5.7	0.7	11.4	211	1.21	88	77	
1x	25	6.9	0.9	13.2	301	0.78	117	100	
1x	35	8.1	0.9	14.6	396	0.554	144	121	
1x	50	9.8	1	16.4	556	0.386	175	150	
1x	70	11.6	1.1	17.3	761	0.272	222	184	
1x	96	13.3	1.1	20.4	991	0.206	269	217	
1x	120	15.1	1.2	22.4	1219	0.161	312	259	
1x	150	16.8	1.4	24.8	1517	0.129	355	287	
1x	185	18.6	1.6	27.2	1821	0.106	417	323	
1x	240	21.4	1.7	30.4	2366	0.0801	490	379	
1x	300	23.9	1.8	33.0	2947	0.0641	-	429	
1x	400	27.5	2	37.7	3870	0.0486	-	541	
1x	500*	28.5	2.1	45.0	4790	0.0384	-	599	
1x	630*	32.8	2.3	51.1	6470	0.0287	-	683	

Tabella 6.1: Caratteristiche elettriche cavi BT tipo FG16O16 0,6/1 KV da scheda tecnica

Si osserva che per il calcolo si è utilizzata la formula con fattori correttivi k come la seguente:

$$I_z = I_0 k_1 k_2 k_3 k_4$$

dove si è indicato con:

I₀ = portata nominale del cavo a 20 °C relativa al metodo di installazione previsto (Tab. I);

K₁=0,89 (isolamento in EPR o XLPE, e temperatura terreno sino a 35°C come da Tab. II);

K₂=1 (fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano, per installazioni a regola d'arte);

K₃=0,94 (fattore di correzione per profondità di interramento, la profondità per gli scavi dei cavidotti BT è di 0,8m, per motivi cautelativi viene comunque utilizzato il fattore di riduzione della portata che tiene conto



delle condizioni di posa peggiori, corrispondente a una profondità di 1,5m dello scavo. come da Tab. IV); $K_4=0,82$ è il valore più critico, che può assumere diversi valori in base alla resistività del terreno (vedi Tab. V, il caso maggiormente critico).

Per cui abbiamo per il cavo scelto:

$$I_{z,240} = I_z k_1 k_2 k_3 k_4 = 429 \cdot 0,89 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 0,82 = 300,56 > I_{b,max} = 238,2 A$$

Riportiamo di seguito le tabelle dalle quali si sono dedotti con approssimazione i valori dei fattori di correzione.

Tab. II **Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20 °C**

Temperatura del terreno (°C)	TIPO DI ISOLAMENTO	
	PVC	EPR
10	1,1	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,8
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,6
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94



Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

Cavi unipolari					
Resistività del terreno (K·m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

Cavi multipolari					
Resistività del terreno (K·m/W)	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,06	1,04	1,00	0,91	0,84

A titolo di esempio si riporta il grafico di I_z confrontandolo con il valore di I_{b_max} al variare del parametro sensibile K_4 , dove risulta che per una sezione pari a 300 mm² la I_{b_max} è al disotto della curva (condizione di verifica soddisfatta)

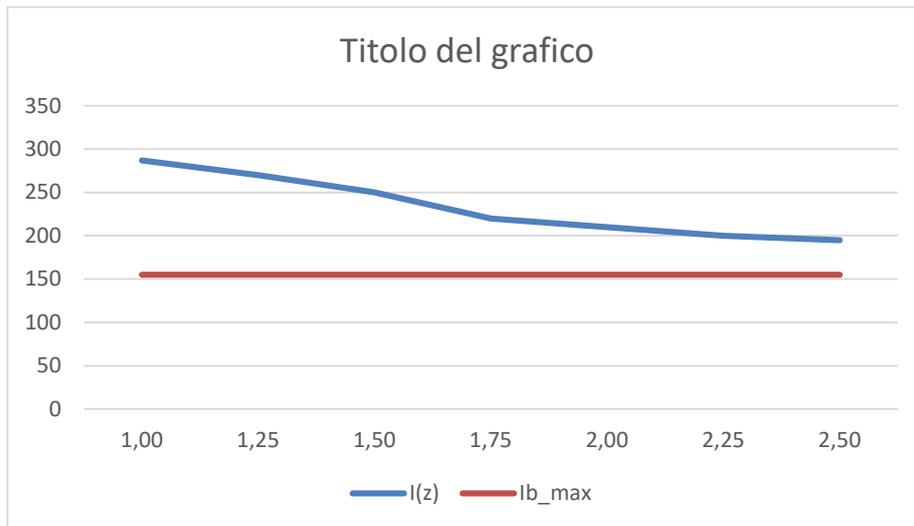


Figura 6.3: confronto della corrente I_z con la corrente I_{b_max} al variare della resistività del terreno.

Di seguito si effettua il dimensionamento di tutte le linee BT presenti nel campo, esplicitando il calcolo per le linee con lunghezza massima e pertanto considerate critiche per le cadute di potenza e di tensione a cui sono soggette. La linea bt con lunghezza massima nell'impianto presenta una lunghezza massima di circa 550m, cautelativamente saranno effettuate tutte le verifiche elettriche tenendo conto di una linea bt di lunghezza pari 600m.



7.3 POTENZA DISSIPATA DALLE LINEE BT

Per il calcolo dei fattori di dissipazione dei cavi si sono considerate le seguenti caratteristiche del cavo in base alla tipologia di sezione adottata:

Numero conduttori		Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro esterno massimo	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portata di corrente	
Cores number		Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Maximum outer diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	30° In pipe (A)	20°C Interrato (A)
Unipolare / Single core									
1x	4	2.6	0.7	9.30	82	4.95	37	35	
1x	6	3.4	0.7	9.90	101	3.3	48	44	
1x	10	4.4	0.7	10.9	152	1.91	66	59	
1x	16	5.7	0.7	11.4	211	1.21	88	77	
1x	25	6.9	0.9	13.2	301	0.78	117	100	
1x	35	8.1	0.9	14.6	396	0.554	144	121	
1x	50	9.8	1	16.4	556	0.386	175	150	
1x	70	11.6	1.1	17.3	761	0.272	222	184	
1x	96	13.3	1.1	20.4	991	0.206	269	217	
1x	120	15.1	1.2	22.4	1219	0.161	312	259	
1x	150	16.8	1.4	24.8	1517	0.129	355	287	
1x	185	18.6	1.6	27.2	1821	0.106	417	323	
1x	240	21.4	1.7	30.4	2366	0.0801	490	379	
1x	300	23.9	1.8	33.0	2947	0.0641	-	429	
1x	400	27.5	2	37.7	3870	0.0486	-	541	
1x	500*	28.5	2.1	45.0	4790	0.0384	-	599	
1x	630*	32.8	2.3	51.1	6470	0.0287	-	683	

Tabella 6.2: Caratteristiche elettriche cavi BT tipo FG16O16 0,6/1 KV da scheda tecnica

Il calcolo della potenza dissipata si effettua come di seguito:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea [W/km]} = \text{resistenza terza} [\Omega/\text{km}] \cdot (\text{portata di corrente [A]})^2$$

$$\text{Potenza totale dissipata dalla linea} = \text{potenza dissipata in 1km dalla linea} \cdot \text{lunghezza linea [km]}$$

Per cui la potenza dissipata dalle linee BT per km è pari a:

$$\text{Potenza dissipata in 1km dalla linea con sezione } 300 \text{ mm}^2 \text{ [W/km]} = 0,0641 [\Omega/\text{km}] \cdot (238,2)^2 = 3.637 \text{ W/km}$$

La potenza dissipata dalla linea BT più estesa risulta:

$$\text{Potenza tot. max. dissipata linea BT con sez. } 300 \text{ mm}^2 \text{ [W]} = 3.637 \text{ [W/km]} \cdot 0,6 \text{ km} = 2182,2 \text{ W}$$

Ad ogni inverter di stringa sono connesse al massimo 95 unità galleggianti, ciascuna con 4 moduli da



720 Wp, per una potenza massima di 273,6 kW in DC. In base alla potenza massima in AC che interessa le linee BT si ricava la seguente caduta percentuale di potenza (DC/AC Ratio 1,18):

$$\Delta P_{\%_{300}} = \frac{\text{potenza tot. dissipata dalla linea}}{P_{max}/1,18} \cdot 100 = \frac{2182,2 \text{ W}}{231,86 \cdot 10^3} \cdot 100 = \mathbf{0,941\%}$$

La linea con sezione da 300 mm² dissiperà in totale 2182,2 W. Tale verifica mostra come la potenza dissipata dalle linee BT sia pari allo 0,941% e quindi inferiore al 2%. La linea BT in esame è quella di lunghezza massima dell'impianto, se si considera anche che le altre linee sono per la maggior parte posate su canaline in acciaio installate sulle passerelle delle piattaforme e quindi non soggette agli stessi coefficienti correttivi della linea analizzata che ne limitano la portata si evince che utilizzando la stessa tipologia di cavo, la verifica della potenza dissipata risulta certamente soddisfatta su tutte le linee BT dell'impianto.

Riportiamo una tabella riassuntiva delle caratteristiche della posa interrata BT (Dati nominali di funzionamento dell'elettrodotta) per la tipologia di cavi scelti:

Tensione	800 V
Frequenza Nominale	50 Hz
Corrente Nominale (massima di esercizio)	238,2 A
Corrente Massima sostenibile dall'inverter nelle condizioni di posa più critiche	300,56 A
Corrente Massima teorica di una singola linea	429 A
Potenza di esercizio (massima di calcolo) AC	231,86 KW
Potenza di esercizio (massima di calcolo) DC	273,60 KW
Tipologia di cavo	unipolari isolati in HEPR di qualità G16 (1x 300 mm²)
Numero cavi costituenti la linea	1
Lunghezza massima cavidotto interrato BT	0,60 km
Temperatura massima operativa del cavo	90 °C
Tipologia di posa	Interrata in cavidotto marino/ libera su canalina in acciaio
Potenza dissipata per km per linea	3,637 KW
Potenza totale dissipata linea più lunga	2,182 KW

Tabella 6.3 : Caratteristiche della posa interrata per cavi BT

Nella progettazione esecutiva sarà stimata con accuratezza la conducibilità elettrica e altri fattori attinenti alla posa, al fine di valutare la profondità effettiva dello scavo e le correnti di impiego/esercizio, anche per una maggiore validazione circa la scelta della sezione.

Per quanto concerne le caratteristiche di protezione si considera indicativamente il valore di "short circuit rating for 1 second duration" espresso in KA e riportato nell'estratto della tabella seguente (28,2 KA per



le fasi e 42,9 per il neutro):

Size (Cross Sectional Area)	Max. Conductor D.C. Resistance at 20 °C		Approx. Conductor A.C. Resistance at 90 °C		Reactance of Cable at 50 Hz (Approx.)	Capacitance of Cable (Approx.)	Normal Current Rating						Short Circuit Current Rating for 1 Second Duration	
	Aluminum	Copper	Aluminum	Copper			For Aluminum Conductor			For Copper Conductor			Aluminum	Copper
							Ground	Duct	Air	Ground	Duct	Air		
Sqmm	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	µF/Km	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Amps	Kamps	Kamps
300	0.100	0.0601	0.130	0.0778	0.071	0.33	370	305	460	460	390	590	28.20	42.90
400	0.0778	0.0470	0.1023	0.0618	0.070	0.33	435	350	542	520	440	670	37.60	57.20
500	0.0605	0.0366	0.0808	0.0489	0.070	0.34	481	405	624	580	480	750	47.00	71.50
630	0.0469	0.0283	0.0648	0.0391	0.069	0.36	537	470	723	680	575	875	59.22	90.09

© www.electricaltechnology.org

Tabella 6.4: Valori di corto circuito per la sezione cavi BT scelta

7.4 VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE

L'utilizzo delle fonti rinnovabili di produzione di energia genera sull'ambiente circostante impatti socio-economici rilevanti, distinguibili in diretti, indiretti e indotti. Il calcolo della caduta di tensione (indicata con ΔV e riferita alla tensione concatenata del sistema) lungo la tratta in esame può essere effettuato mediante la relazione:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_{b_max} \cdot L \cdot r_{90^\circ} \cdot \cos \phi$$

Dove:

- I_{b_max} = corrente massima teorica in condizioni di progetto [A]
- r_{90° = resistenza chilometrica a 90° del conduttore del cavo e 20° del terreno [Ω/Km]
- L lunghezza del cavo [Km]
- $\cos\phi=0,95$ fattore di potenza limite

Calcolando i singoli termini:

- $I_{b_max} = 158,27$ A
- $\sin \phi = \sin (\arccos (\cos \phi)) = 0,31$
- $r_{90^\circ} = 0,129$ [Ω/Km] per le linee con sezione da 150 mm²

Dal calcolo risulta:

$$\Delta V_{150} = \sqrt{3} \cdot 238,22 \cdot 0,6 \cdot 0,0641 \cdot 0,95 \approx 15,07$$

Le cadute di tensione percentuali per le due linee sono date da:

$$\Delta V_{\%_{150}} = \frac{\Delta V}{V_n} \cdot 100 = \frac{15,07}{800} \cdot 100 \approx 1,88\%$$



Quindi le cadute di tensione percentuali rientrano nel massimo valore accettabile dalle norme (tipicamente 2%).

Essendo le linee BT in esame quelle di lunghezza massima dell'impianto, utilizzando la stessa tipologia di cavo per tutte le linee BT interne all'impianto, la verifica della caduta di tensione risulta certamente soddisfatta per tutte le linee della rete BT. Di seguito si riporta la sezione tipo dei cavidotti in bassa tensione.

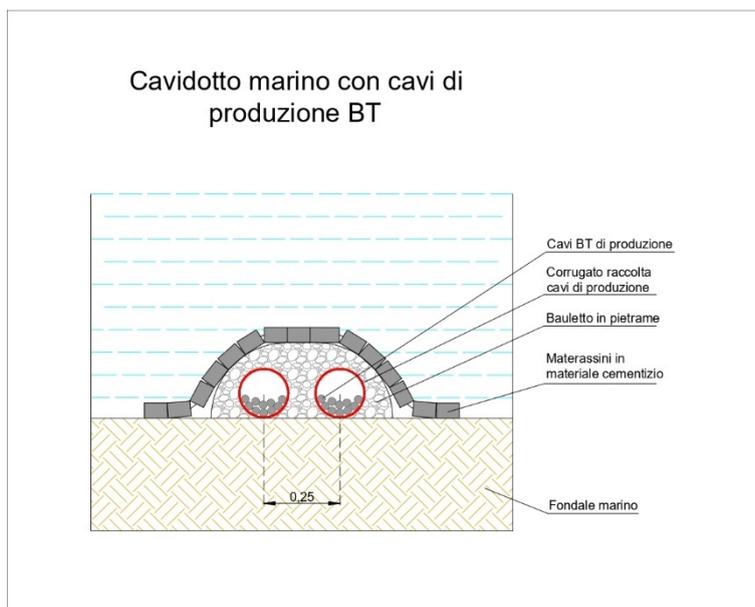


Figura 6.4: Sezione tipo cavidotto BT marino

8 MODALITA' DI POSA

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in uno scavo della profondità di e 1,5 per i cavidotti MT con disposizione delle fasi a trifoglio. Per i cavi BT abbiamo una profondità di posa di 0,8 m. Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,2 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati. Nei tratti in cui si attraversino terreni rocciosi o in altre circostanze eccezionali in cui non possono essere rispettate le profondità minime sopra indicate, devono essere predisposte adeguate protezioni meccaniche. Tutti i cavi saranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento.

I percorsi interrati dei cavi saranno segnalati in modo tale da rendere evidente la loro presenza in caso di ulteriori scavi. Rispondono a tale scopo:

- le protezioni meccaniche supplementari;



- i nastri monitori posati nel terreno a non meno di 0,2 m al di sopra dei cavi.

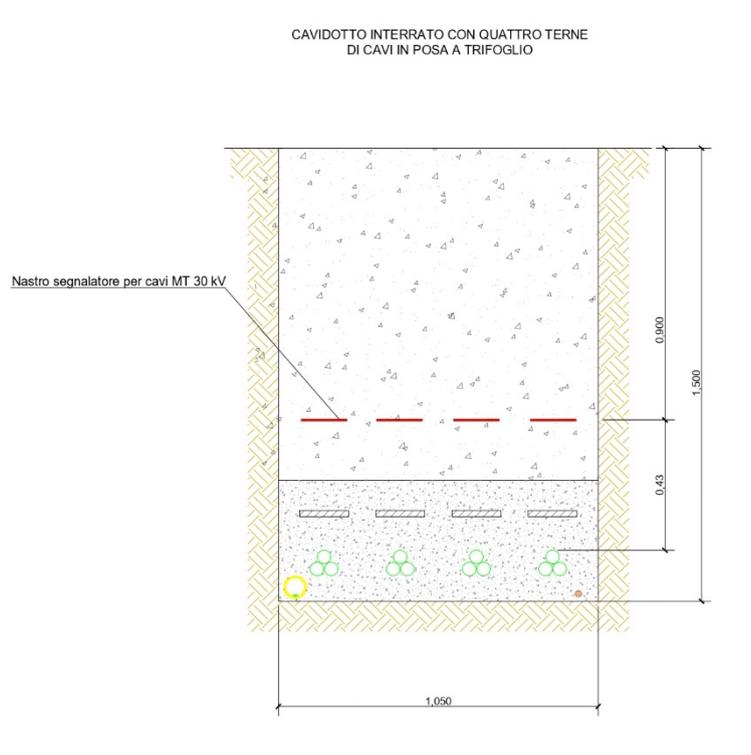


Figura 7.1: Sezione cavidotto MT – posizionamento nastro monitor all'interno dello scavo.

9 TEMPERATURA DI POSA

Durante le operazioni di posa dei cavi per installazione fissa, la loro temperatura non deve essere inferiore a 20°C.

10 SOLLECITAZIONE A TRAZIONE

Durante l'installazione i cavi saranno soggetti a sforzi permanenti di trazione. Le prescrizioni contenute nella norma CEI 11-17 Ed. III art. 4.3.04 riportano le regole da rispettare durante l'attività di posa del cavo. Esse definiscono che gli sforzi di tiro necessari durante le operazioni di posa dei cavi non vanno applicati ai rivestimenti protettivi, bensì ai conduttori. Per un conduttore della tipologia sopra indicata lo sforzo di trazione massimo consentito non deve essere superiore a 50 N/mm², da cui si ricavano i seguenti valori per la sezione di cavo impiegata: Quando la posa del cavo viene eseguita mediante un organo idraulico occorrerà prevedere l'utilizzo di un dispositivo dinamometrico per l'impostazione ed il controllo del tiro, nonché un freno ad intervento automatico. Inoltre, durante l'applicazione di tale sollecitazione di trazione, occorre prevedere l'utilizzo di sistemi che possano impedire rotazioni del cavo

intorno al proprio asse. Pertanto, per realizzare la posa conformemente a tale prescrizione, occorrerà interporre tra la testa del conduttore del cavo e la fune di tiro, un dispositivo d'ancoraggio realizzato attraverso un giunto snodabile, indispensabile per evitare che sul cavosi trasmetta la sollecitazione di torsione che si sviluppa sulla fune traente.

11 RAGGI DI CURVATURA DEI CAVI

La curvatura de cavi deve essere tale da non provocare danno ai cavi stessi. Durante le operazioni di posa per installazione fissa, se non altrimenti specificato dalle norme particolari o dai costruttori, i raggi di curvatura, misurati sulle generatrici interna degli stessi, non devono essere inferiori a $14xD$ dove D è il diametro esterno del cavo unipolare.

12 RIVESTIMENTO METALLICO DEI CAVI

Tutti i rivestimenti metallici dei cavi saranno messi a terra almeno alle estremità di ogni collegamento, per collegamenti di grande lunghezza sarà inserita la messa a terra del rivestimento metallico in corrispondenza dei giunti a distanze non superiori ai 5 km.

In ogni caso occorre verificare che, in relazione alle caratteristiche delle guaine o dei rivestimenti metallici, i loro collegamenti a terra, incluse le connessioni, siano tali da escludere il proprio danneggiamento e quello delle guaine o rivestimenti metallici per effetto delle massime correnti che vi possono circolare. Tutte le parti metalliche destinate a sostenere o contenere cavi di energia ed i loro accessori verranno elettricamente collegate tra loro a terra secondo quanto previsto dalle Norme EN 61936-1 e EN 50522.

13 LAVORI SU LINEE IN CAVO

Quando si eseguono lavori lungo un cavo con rivestimento metallico, occorre premunirsi da eventuali trasferimenti di tensioni pericolose di terra o collegando il rivestimento metallico del cavo stesso a tutte le altre masse metalliche accessibili o prendendo precauzioni per isolare gli operatori dalle parti pericolose.

14 PROVE DI COLLAUDO

Tutte le linee elettriche devono essere sottoposte alle prove di collaudo successive alla posa ed in seguito a modifiche sull' impianto.



Prima della messa in servizio delle linee di energia la normativa raccomanda di eseguire il controllo allo scopo di assicurarsi che il montaggio degli accessori sia conforme e che i cavi non siano deteriorati durante le operazioni di posa.

Le apparecchiature di prova e diagnostica devono consentire di eseguire:

- la prova VLF per rilevare danni agli isolamenti nei cavi in materiale plastico nel più breve tempo possibile, senza compromettere la qualità del materiale isolante.
- la diagnosi del fattore di dissipazione con a frequenza di 0,1 Hz per ottenere una valutazione differenziata dello stato di invecchiamento dei cavi. La misura del fattore di dissipazione distingue tra cavi nuovi, leggermente o fortemente danneggiati da infiltrazioni di acqua.

La prova di tensione applicata sarà eseguita con tensione continua, applicata per 15 min. tra ciascun conduttore e lo schermo. Il valore della tensione di prova dipende dal tipo di cavo impiegato, nel caso in esame sarà di 3 U₀, dove U₀ è la tensione massima che con sicurezza l'isolamento del cavo può sopportare verso terra.



15 STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA: DESCRIZIONE DELLE OPERE

15.1 GENERALITÀ

La stazione elettrica di utenza sarà realizzata allo scopo di collegare l'impianto fotovoltaico alla stazione di rete TERNA di "Taranto N2" (TA). Si fa presente che la stazione consentirà di connettere alla rete, oltre al presente impianto, altri impianti fotovoltaici nella disponibilità di altri proponenti, per cui la condivisione dello stallo avverrà sulla sbarra AT di stazione.

L'area individuata per la realizzazione dell'opera è situata a circa 250 metri ad est della stazione di rete esistente, in un'area attualmente classificata come terreno agricolo.

15.2 CONDIZIONI AMBIENTALI DI RIFERIMENTO

Valore minimo temperatura ambiente all'interno: -5°C

Valore minimo temperatura ambiente all'esterno: -25°C

Temperatura ambiente di riferimento per la portata delle condutture: 30°C
Grado di inquinamento: III

Irraggiamento: 1000 W/m²

Altitudine e pressione dell'aria: poiché l'altitudine è inferiore ai 1000 m s.l.m. non si considerano variazioni della pressione dell'aria
Umidità all'interno: 95%

Umidità all'esterno: fino al 100% per periodi limitati

Classificazione sismica (OPCM 3274 del 2003) aggiornata con la Delibera della Giunta Regionale della Puglia n. 153 del 2.03.2004: zona 4

Accelerazione orizzontale massima: <0.05g.

15.3 CONSISTENZA DELLA SEZIONE IN ALTA TENSIONE A 150 KV

La sezione in alta tensione a 150 kV è composta da uno stallo di trasformazione e due stalli di partenza linea in cavo, con apparati di misura e protezione (TV e TA).

Lo stallo trasformatore è comprensivo di interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura (TA e TV) per le protezioni, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna.



15.4 CONSISTENZA DELLA SEZIONE IN MEDIA TENSIONE A 30 KV

La sezione in media tensione è composta dal quadro MT a 30 kV, che prevede:

- un sistema di sbarre
- n° 2 montante arrivo linea da impianto di accumulo elettrochimico
- n°1 montante partenza trasformatore
- montante alimentazione trasformatore ausiliari
- montante banco rifasamento (eventuale).

15.5 SISTEMA DI PROTEZIONE, MONITORAGGIO, COMANDO E CONTROLLO

La stazione può essere controllata da: un sistema centralizzato di controllo in sala quadri e un sistema di telecontrollo da una o più postazioni remote.

I sistemi di controllo, di protezione e di misura centralizzati sono installati nell'edificio di stazione ed interconnessi tra loro e con le apparecchiature installate tramite cavi a fibre ottiche e hanno la funzione di connettere l'impianto con i sistemiremoti di telecontrollo, di provvedere al controllo e all'automazione a livello di impianto di tutta la stazione, alla restituzione dell'oscillografia e alla registrazione cronologica degli eventi.

Dalla sala quadri centralizzata è possibile il controllo della stazione qualora venga a mancare il sistema di teletrasmissione o quando questo è messo fuori servizio per manutenzione. In sala quadri la situazione dell'impianto (posizione degli organi di manovra), le misure e le segnalazioni sono rese disponibili su un display video dal quale è possibile effettuare le manovre di esercizio.

15.6 SERVIZI AUSILIARI IN C.A. E C.C.

Il sistema dei servizi ausiliari in c.a. è costituito da:

- quadro MT
- trasformatore MT/BT
- quadro BT centralizzato di distribuzione (costituito da due semiquadri).

I servizi ausiliari in c.c. a 110 V sono alimentati da due raddrizzatori carica-batteria in tampone con una batteria prevista per un'autonomia di 4 ore. Ciascuno dei due raddrizzatori è in grado di alimentare i carichi di tutto l'impianto e contemporaneamente di fornire la corrente di carica della batteria; in caso di anomalia su un raddrizzatore i carichi vengono commutati



automaticamente sull'altro.

Il sistema dei servizi ausiliari in c.c. è costituito da: batteria, raddrizzatori, quadro di distribuzione centralizzato e quadri di distribuzione nei chioschi (comuni per c.a. e c.c.).

15.7 TRASFORMATORE

Il trasformatore trifase in olio per trasmissione in alta tensione, con tensione primaria 150 KV e secondaria 30 kV, è costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei sono realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore.

Gli avvolgimenti vengono tutti realizzati con conduttori in rame elettrolitico E Cu99.9%, ricotto o ad incrudimento controllato, con isolamento in carta di puracellulosa. Allo scopo di mantenere costante la tensione dell'avvolgimento secondario al variare della tensione primaria il trasformatore è corredato di un commutatore di prese sull'avvolgimento collegato alla rete elettrica soggetto a variazioni di tensione. Lo smaltimento dell'energia termica prodotta nel trasformatore per effetto delle perdite nel circuito magnetico e negli avvolgimenti elettrici sarà del tipo ONAN/ONAF (circolazione naturale dell'olio e dell'aria/ circolazione naturale dell'olio e forzata dell'aria).

Le casse d'olio sono in acciaio elettrosaldato con conservatore e radiatori. Isolatori passanti in porcellana. Riempimento con olio minerale esente da PCB o, a richiesta, con fluido isolante siliconico ininfiammabile. Il trasformatore è dotato di valvola di svuotamento dell'olio a fondo cassa, valvola di scarico delle sovrappressioni sul conservatore d'olio, livello olio, pozzetto termometrico, morsetti per la messa a terra della cassa, golfari di sollevamento, rulli di scorrimento orientabili.

Il peso complessivo del trasformatore è stimabile attorno alle 40 t.

15.8 COLLEGAMENTO ALLA STAZIONE RTN

Il collegamento alla stazione RTN di "Taranto N2" permetterà lo scambio di energia fra l'impianto fotovoltaico e la rete ad alta tensione.

A tal fine sarà realizzato un collegamento a 30 kV fra l'impianto fotovoltaico e lo stallo di



trasformazione della costruenda stazione di utenza. Qui verrà trasferita, previo innalzamento della tensione a 150 kV tramite trasformatore 30/150 kV, alle sbarre della sezione 150 kV della stazione di Rete della RTN mediante un collegamento in cavo AT tra i terminali cavo della stazione d'utenza ed i terminali cavo del relativo stallo in stazione di rete. Nel caso specifico è prevista la presenza di una sezione di condivisione segregata della stazione di utenza, dove si attesterà il cavo proveniente dallo stallo AT RTN, in comune con altri produttori.

15.9 DIMENSIONAMENTO DI MASSIMA DELLA RETE DI TERRA

La rete di terra sarà dimensionata in accordo alla Norma CEI 99-3. In particolare, si procederà:

- al dimensionamento termico del dispersore e dei conduttori di terra in accordo all'Allegato C della Norma CEI 99-3;
- alla definizione delle caratteristiche geometriche del dispersore, in modo da garantire il rispetto delle tensioni di contatto e di passo secondo la curva disicurezza di cui all'allegato B della Norma CEI 99-3.

15.9.1 Dimensionamento termico del dispersore

Il dispersore sarà realizzato con corda nuda in rame, la cui sezione può essere determinata con la seguente formula:

$$A = \frac{I}{K} \sqrt{\frac{t}{\ln \frac{\Theta_f + \beta}{\Theta_i + \beta}}}$$

dove:

A = sezione minima del conduttore di terra, in mm² I = corrente del conduttore, in A

t = durata della corrente di guasto, in s

$$K = 226 \frac{A \cdot \sqrt{s}}{mm^2} \text{ (rame)}$$



$$\beta = 234,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Θ_i = temperatura iniziale in $^{\circ}\text{C}$ (20 $^{\circ}\text{C}$)

Θ_f = temperatura finale in $^{\circ}\text{C}$ (300 $^{\circ}\text{C}$)

Assumendo un tempo $t = 0,5$ ed una corrente di guasto a terra di 40 kA siottiene il seguente valore di sezione minima:

I_g [kA]	S teorica [mm ²]	S scelta [mm ²]
40	145	150

In alternativa alla sezione di 150 mm², tutte le apparecchiature potranno essere collegate al dispersore mediante due o quattro corde di rame con sezione di 120 mm².

15.9.2 Tensioni di contatto e di passo

La definizione della geometria del dispersore al fine di garantire il rispetto dei limiti di tensione di contatto e di passo sarà effettuata in fase di progetto esecutivo, quando saranno noti i valori di resistività del terreno, da determinare con apposita campagna di misure. In via preliminare, sullabase degli standard normalmente adottati e di precedenti esperienze, puòessere ipotizzato un dispersore orizzontale a maglia, con lato di maglia di 5 m. In caso di terreno non omogeneo con strati superiori ad elevata resistività si potrà procedere all'installazione di dispersori verticali (picchetti) di lunghezza sufficiente a penetrare negli strati di terreno a resistività più bassa, in modo da ridurre la resistenza di terra dell'intero dispersore. In ogni caso, qualora risultasse la presenza di zone periferiche con tensioni di contatto superiori ai limiti, si procederà all'adozione di uno o più dei cosiddetti provvedimenti "M" di cui all'Allegato E della Norma CEI 99-3.



16 RUMORE

Nella Stazione d'utenza la sola apparecchiatura che rappresenta una sorgente di rumore permanente è il trasformatore AT/MT, per il quale si può considerare un livello di pressione sonora $L_p(A)$ a vuoto alla tensione nominale non superiore a 72 dB(A) a 0.3 metri in funzionamento ONAN e 78 dB(A) a 2 metri in funzionamento ONAF: esso però non viene percepito all'esterno del perimetro di recinzione.

Inoltre, gli interruttori, durante le manovre (di brevissima durata e pochissimo frequenti), possono provocare un rumore trasmissibile all'esterno. In ogni caso il rumore sarà contenuto nei limiti previsti dal DPCM 01-03-1991 e la legge quadro sull'inquinamento acustico del 26 ottobre 1995 n. 447.



17 OPERE CIVILI

17.1 FABBRICATI

I fabbricati sono costituiti da un edificio quadri comando e controllo, composto da un locale comando e controllo e telecomunicazioni; un locale per i trasformatori MT/BT, un locale quadri MT ed un locale misure e rifasamento. Il pavimento potrà essere realizzato di tipo flottante con area sottostante adibita al passaggio cavi.

17.2 STRADE E PIAZZOLE

Le piazzole per l'installazione delle apparecchiature saranno ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato; tali finiture superficiali contribuiranno a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT.

17.3 FONDAZIONI E CUNICOLI CAVI

Le fondazioni dei sostegni sbarre, delle apparecchiature e degli ingressi di linea in stazione, sono realizzate in calcestruzzo armato gettato in opera; per le sbarre e perle apparecchiature, con l'esclusione degli interruttori, potranno essere realizzate anche fondazioni di tipo prefabbricato con caratteristiche, comunque, uguali o superiori a quelle delle fondazioni gettate in opera. Le caratteristiche delle fondazioni sono riportate nei disegni allegati. Le coperture dei pozzetti e dei cunicoli facenti parte delle suddette fondazioni, saranno in PRFV con resistenza di 2000 daN. I cunicoli per cavetteria saranno realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, oppure prefabbricati; le coperture in PRFV saranno carrabili con resistenza di 5000 daN.

17.4 INGRESSI E RECINZIONI

Il collegamento dell'impianto alla viabilità sarà garantito dalla strada comunale limitrofa. Per l'ingresso alla stazione, è previsto un cancello carrabile largo m 6,00 ed un cancello pedonale, per ciascuno degli ingressi previsti, inseriti fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato.

La recinzione perimetrale sarà conforme alla norma CEI 99-2.



17.5 SMALTIMENTO ACQUE METEORICHE E FOGNARIE

Per la raccolta delle acque meteoriche sarà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (tubi, vasche di prima pioggia, pozzi perdenti, ecc.).

Lo smaltimento delle acque meteoriche è regolamentato dagli enti locali; pertanto, a seconda delle norme vigenti, si dovrà realizzare il sistema di smaltimento più idoneo, che potrà essere in semplice tubo, da collegare alla rete fognaria mediante sifone o pozzetti ispezionabili, da un pozzo perdente, da un sistema di sub-irrigazione o altro.

17.6 ILLUMINAZIONE

L'illuminazione della stazione sarà realizzata con pali tradizionali di tipo stradale, con proiettori orientabili.

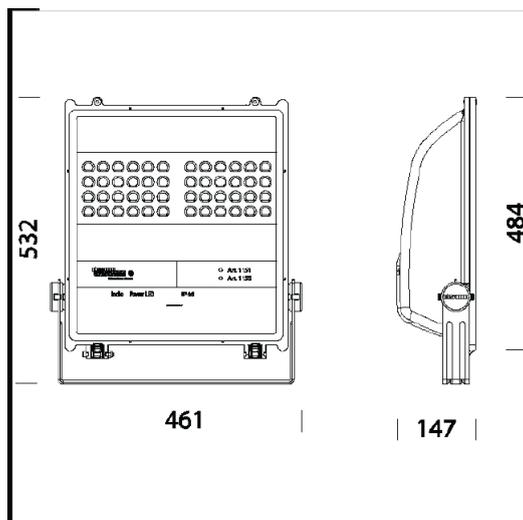
Essa sarà compatibile con la normativa contro l'inquinamento luminoso, in quanto sarà utilizzata per i corpi illuminanti la tecnologia led, e le lampade saranno orientate in modo che la parte attiva sia parallela alla superficie del terreno.

L'apparecchio illuminante scelto per l'illuminazione dell'area esterna della stazione di utenza è un proiettore IP66 in doppio isolamento (classe II) con lampade a LED ed ottica asimmetrica da 104W tipo Indio della Disano o modello equivalente posto sulla sommità del palo e con inclinazione parallela al terreno. Quindi, la morsettiera a cui saranno attestati i cavi dovrà essere anche essa in classe II e i pali utilizzati, semmetallici, non dovranno essere collegati a terra.

L'impiego degli apparecchi a LED rispetto a quelli di tipo tradizionale, a parità di valori illuminotecnici da raggiungere nelle varie aree, comporta potenze di installazione minori per singolo corpo illuminante (favorendo quindi il risparmio energetico) e costi di manutenzione ridotti, grazie alla lunga aspettativa di vita e durata dei LED.

Di seguito una descrizione delle caratteristiche tecniche del corpo illuminante selezionato per l'illuminazione dell'area esterna della stazione di utenza.





Dimensioni Indio Led con ottica asimmetrica

Corpo/Telaio: in alluminio pressofuso, con alettature di raffreddamento.

Diffusore: In vetro temperato sp. 5mm resistente agli shock termici e agli urti.

Ottiche: Sistema a ottiche combinate realizzate in PMMA ad alto rendimenti resistente alle alte temperature e ai raggi UV.

Verniciatura: il ciclo di verniciatura standard a polvere e composto da una fase di pretrattamento superficiale del metallo e successiva verniciatura a mano singola con polvere poliestere, resistente alla corrosione, alle nebbie saline e stabilizzata ai raggi UV.

Equipaggiamento: Guarnizione di gomma siliconica. Pressacavo in nylon f.v. diam.1/2 pollice gas.. Viterie in acciaio imperdibili, anticorrosione e antigrippaggio. Staffa in acciaio inox con scala goniometrica. Telaio frontale, apribile a cerniera, rimane agganciato al corpo dell'apparecchio.

Normativa: Prodotti in conformità alle norme EN60598 - CEI 34 - 21. Hanno grado di protezione secondo le norme EN60529.

Ta-30+40°C

Mantenimento del flusso luminoso al 80% 80.000h L80B20. Classificazione rischio fotobiologico:

Gruppo esente

Fattore di potenza: 0,9

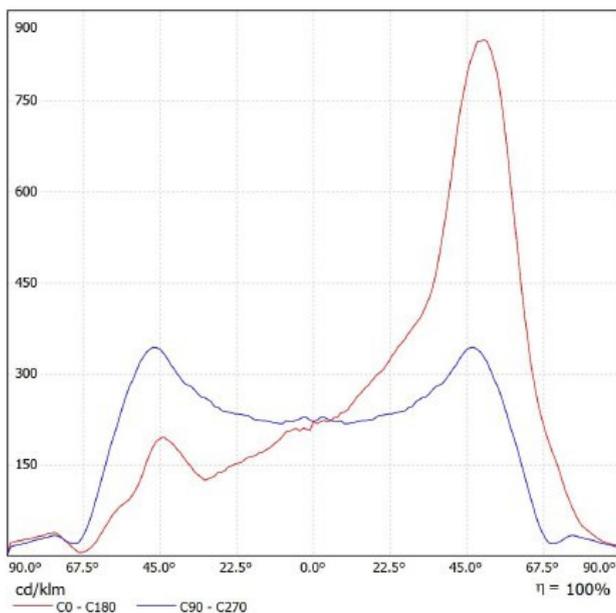
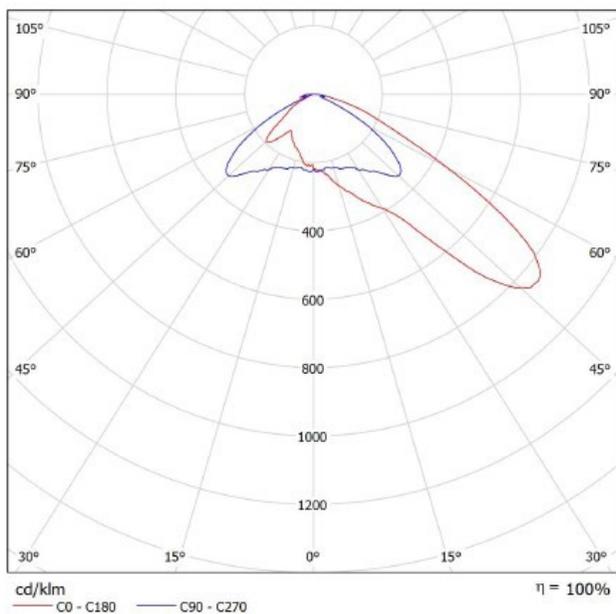
Superficie di esposizione al vento 1970 cm²



Disano 1151 Indio - LED asimmetrico Disano 1151 48 led CLD CELL grafite / Scheda tecnica CDL

Lampada: Disano 1151 Indio - LED asimmetrico Disano 1151 48 led CLD CELL grafite

Lampadine: 1 x Lux_tx_1151



18 MOVIMENTI DI TERRA

I rilievi effettuati sull'area in oggetto, evidenziano che il terreno, dove dovrà sorgere la nuova stazione, è praticamente pianeggiante; per cui non sono da prevedere movimenti di terra, se non di trascurabile entità.

19 CARATTERISTICHE DELLE PRINCIPALI APPARECCHIATURE DELL'IMPIANTO

Tutto l'impianto e le apparecchiature installate saranno corrispondenti alle prescrizioni delle Norme CEI generali (99-2 e 99-3) e specifiche. Le caratteristiche principali sono le seguenti:

- tensione massima: 170 kV,
- tensione nominale di tenuta a frequenza industriale sul sezionamento: 325 kV,
- tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico sul sezionamento: 750 kV.

Interruttori tripolari in SF6:

- corrente nominale: 2000 A,
- potere di interruzione nominale in cto cto: 31,5 kA.

Sezionatori tripolari verticali di sbarra, orizzontali con lame di messa a terra sulle partenze di linea:

- corrente nominale: 2000 A (con lame di terra),
- corrente nominale di breve durata: 31,5 kA.

Trasformatori di corrente:

- rapporto di trasformazione nominale: 400-1600/5 A/A
- corrente massima permanente: 1,2 I primaria nominale,
- corrente nominale termica di cto cto: 31,5 kA.

Trasformatori di tensione

- rapporto di trasformazione nominale: $150000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$, Le prestazioni verranno definite in sede di progetto esecutivo.
- I trasformatori di tensione saranno di tipo capacitivo, eccetto quelli dedicati alle misure contrattuali che potranno essere di tipo induttivo.

Sbarre:

- corrente nominale: 2000 A.

Trasformatore trifase in olio minerale

- Tensione massima 170 kV
- Frequenza 50 Hz
- Rapporto di trasformazione 150/30 kV



- Livello d'isolamento nominale all'impulso atmosferico 750 kV
- Livello d'isolamento a frequenza industriale 325 kV
- Tensione di corto circuito 12,5 %
- Collegamento avvolgimento Primario Stella
- Collegamento avvolgimento Secondario Triangolo
- Potenza in servizio continuo (ONAN/ONAF) 110/120MVA
- Peso del trasformatore completo 48 t

Caratteristiche di massima dei componenti MT

- tensione di esercizio nominale Vn 30 kV
- tensione di isolamento nominale 36 kV
- tensione di prova a 50 Hz 1 min 70 kV
- tensione di tenuta ad impulso 170 kV
- frequenza nominale 50 Hz
- corrente nominale in servizio continuo In 1250 A
- corrente ammissibile di breve durata IK 20 kA
- corrente di cresta IP 2,5 · IK
- temperatura di esercizio -5 ÷ +40 °C



Interruttore a tensione nominale 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI		
Tipologia	Tipo 1	Tipo 2
Salinità di tenuta a 98 kV (Kg/m ³) valori minimi consigliati	da 14 a 56 (*)	
Poli (n°)	3	
Tensione massima (kV)	170	
Corrente nominale (A)	1250	2000
Frequenza nominale (Hz)	50	
Tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico verso massa (kV)	750	
Tensione nominale di tenuta a frequenza industriale verso massa (kV)	325	
Corrente nominale di corto circuito (kA)	20	31.5
Potere di stabilimento nominale in corto circuito (kA)	50	80
Durata nominale di corto circuito (s)	1	
Sequenza nominale di operazioni	O-0,3"-CO-1'-CO	
Potere di interruzione nominale in discordanza di fase (kA)	5	8
Potere di interruzione nominale su linee a vuoto (A)	63	
Potere di interruzione nominale su cavi a vuoto (A)	160	
Potere di interruzione nominale su batteria di condensatori (A)	600	
Potere di interruzione nominale di correnti magnetizzanti (A)	15	
Durata massima di interruzione (ms)	60	
Durata massima di stabilimento/interruzione (ms)	80	
Durata massima di chiusura (ms)	150	
Massima non contemporaneità tra i poli in chiusura (ms)	5,0	
Massima non contemporaneità tra i poli in apertura (ms)	3,3	

(*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati.

Sezionatori orizzontali a tensione nominale 150 kV con lame di messa a terra

GRANDEZZE NOMINALI	
Poli (n°)	3
Tensione massima (kV)	145-170
Corrente nominale (A)	2000
Frequenza nominale (Hz)	50
Corrente nominale di breve durata:	
- valore efficace (kA)	20-31.5
- valore di cresta (kA)	50-80
Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)	1
Tensione di prova ad impulso atmosferico:	
- verso massa (kV)	650
- sul sezionamento (kV)	750
Tensione di prova a frequenza di esercizio:	
- verso massa (kV)	275
- sul sezionamento (kV)	315
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:	
- orizzontale longitudinale (N)	800
- orizzontale trasversale (N)	270
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15
Prescrizioni aggiuntive per il sezionatore di terra	
- Classe di appartenenza	A o B, secondo CEI EN 61129
- Tensioni e correnti induttive nominali elettromagnetiche ed elettrostatiche (kV,A)	Secondo classe A o B, Tab.1 CEI EN 61129



Sezionatori verticali a tensione nominale 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Poli (n°)	3
Tensione massima (kV)	145-170
Corrente nominale (A)	2000
Frequenza nominale (Hz)	50
Corrente nominale di breve durata:	
- valore efficace (kA)	20-31.5
- valore di cresta (kA)	50-80
Corrente nominale commutazione di sbarra (A)	1600
Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)	1
Tensione di prova ad impulso atmosferico:	
- verso massa (kV)	650
- sul sezionamento (kV)	750
Tensione di prova a frequenza di esercizio:	
- verso massa (kV)	275
- sul sezionamento (kV)	315
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:	
- orizzontale longitudinale (N)	1250
- orizzontale trasversale (N)	400
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15

Sezionatore di terra sbarre a tensione nominale di 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Poli (n°)	3
Tensione massima (kV)	145-170
Frequenza nominale (Hz)	50
Corrente nominale di breve durata:	
- valore efficace (kA)	20-31.5
- valore di cresta (kA)	50-80
Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)	1
Tensione di prova ad impulso atmosferico:	
- verso massa (kV)	650
Tensione di prova a frequenza di esercizio:	
- verso massa (kV)	275
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:	
- orizzontale trasversale (N)	600
Tempo di apertura/chiusura (s)	≤15

Trasformatore di corrente a tensione nominale di 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI		
Tensione massima	(kV)	170
Frequenza	(Hz)	50
Rapporto di trasformazione(**)	(A/A)	400/5 800/5 1600/5
Numero di nuclei(**)	(n°)	3
Corrente massima permanente	(p.u.)	1,2
Corrente termica di corto circuito	(kA)	31,5
Impedenza secondaria II e III nucleo a 75°C	(Ω)	≤0,4
Reattanza secondaria alla frequenza industriale	(Ω)	Trascurabile
Prestazioni(**) e classi di precisione:		
- I nucleo	(VA)	30/0,2 50/0,5
- II e III nucleo	(VA)	30/5P30
Fattore sicurezza nucleo misure		≤10
Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto	(kV)	325
Tensione di tenuta a impulso atmosferico	(kV)	750
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV	(kg/m ³)	da 14 a 56(*)
Sforzi meccanici nominali sui morsetti		
Secondo la Tab.8, Classe II della Norma CEI EN 60044-1.		

(*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati.

(**) I valori relativi ai rapporti di trasformazione, alle prestazioni ed al numero dei nuclei devono intendersi come raccomandati; altri valori potranno essere adottati in funzione delle esigenze dell'impianto.



Trasformatore di tensione capacitivo a tensione nominale di 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Tensione massima di riferimento per l'isolamento (kV)	170
Rapporto di trasformazione	$\frac{150.000/\sqrt{3}}{100/\sqrt{3}}$
Frequenza nominale (Hz)	50
Capacità nominale (pF)	4000
Prestazioni nominali (VA/classe)	40/0,2-75/0,5-100/3P(**)
Fattore di tensione nominale con tempo di funzionamento di 30 s	1,5
Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto (kV)	325
Tensione di tenuta a impulso atmosferico (kV)	750
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m ³)	Da 14 a 56(*)
Scarti della capacità equivalente serie in AF dal valore nominale a frequenza di rete	-20% + 50%
Resistenza equivalente in AF (Ω)	≤ 40
Capacità e conduttanza parassite del terminale di bassa tensione a frequenza compresa tra 40 e 500 kHz, compresa l'unità elettromagnetica di misura: - C _{pa} (pF) - G _{pa} (μS)	≤(300+0,05 C _n) ≤50
Sforzi meccanici nominali sui morsetti: - orizzontale, applicato a 600 mm sopra la flangia B (N) - verticale, applicato sopra alla flangia B (N)	2000 5000

(*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati

(**) I valori relativi alle prestazioni e al numero dei nuclei devono essere intesi come raccomandati altri valori potranno essere adottati in funzione delle esigenze dell'impianto.



Trasformatore di tensione induttivo a tensione nominale di 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Tensione massima di riferimento per l'isolamento (kV)	170
Tensione nominale primaria (V)	$150.000/\sqrt{3}$
Tensione nominale secondaria (V)	$100/\sqrt{3}$
Frequenza nominale (Hz)	50
Prestazione nominale (VA)(**)	50
Classe di precisione	0,2-0,5-3P
Fattore di tensione nominale con tempo di funzionamento di 30 s	1,5
Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto (kV)	325
Tensione di tenuta a impulso atmosferico (kV)	750
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m^3)	Da 14 a 56(*)
Sforzi meccanici nominali sui morsetti:	
- orizzontale (N)	Tab. 9 Norma CEI EN 60044- 2
- verticale (N)	

(*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati

(**) I valori relativi alle prestazioni e al numero dei nuclei devono essere intesi come raccomandati; altri valori potranno essere adottati in funzione delle esigenze dell'impianto.

Scaricatori per tensione nominale a 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Tensione di servizio continuo (kV)	110
Frequenza (Hz)	50
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m ³)	Da 14 a 56(*)
Massima tensione temporanea per 1s (kV)	158
Tensione residua con impulsi atmosferici di corrente (alla corrente nominale 8/20 μs) (kV)	396
Tensione residua con impulsi di corrente a fronte ripido (10 kA - fronte 1 μs) (kV)	455
Tensione residua con impulsi di corrente di manovra (500 A, 30/60 μs) (kV)	318
Corrente nominale di scarica (kA)	10
Valore di cresta degli impulsi di forte corrente (kA)	100
Classe relativa alla prova di tenuta ad impulsi di lunga durata	2
Valore efficace della corrente elevata per la prova del dispositivo di sicurezza contro le esplosioni (kA)	31,5

(*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati

APPENDICE A: Collegamento AT alla RTN

A.I. PREMESSA

La presente appendice fornisce la descrizione generale del progetto definitivo del nuovo cavidotto AT a 150 kV che collega la sezione a 150 kV della SE di rete con la stazione di utenza dell'impianto fotovoltaico galleggiante.

A.II. AREE IMPEGNATE E FASCE DI RISPETTO

Le aree interessate da un elettrodotto interrato sono individuate dal Testo Unico sugli espropri come Aree Impegnate, cioè le aree necessarie per la sicurezza dell'esercizio e manutenzione dell'elettrodotto; nel caso specifico, per il cavo interrato, esse hanno un'ampiezza di 1.5 m per parte dall'asse linea.

Il vincolo preordinato all'esproprio sarà invece apposto sulle "aree potenzialmente impegnate", che equivalgano alle zone di rispetto di cui all'art. 52 quater, comma 6, del Testo Unico sugli espropri n. 327 del 08/06/2001 e successive modificazioni, all'interno delle quali poter inserire eventuali modeste varianti al tracciato dell'elettrodotto senza che le stesse comportino la necessità di nuove autorizzazioni. L'ampiezza delle zone di rispetto (ovvero aree potenzialmente impegnate) sarà di circa 3 m dall'asse linea per parte per il tratto in cavo interrato (ma corrispondente a quella impegnata nei tratti su sede stradale), come meglio indicato nella planimetria catastale allegata.

Pertanto, ai fini dell'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, le "aree potenzialmente impegnate" coincidono con le "zone di rispetto"; di conseguenza i terreni ricadenti all'interno di dette zone risulteranno soggetti al suddetto vincolo. In fase di progetto esecutivo dell'opera si procederà alla delimitazione delle aree effettivamente impegnate dalla stessa con conseguente riduzione delle porzioni di territorio soggette a vincolo preordinato all'esproprio e servitù.

Le "fasce di rispetto" sono quelle definite dalla Legge 22 febbraio 2001 n. 36, all'interno delle quali non è consentita alcuna destinazione di edifici ad uso residenziale, scolastico, sanitario, ovvero un uso che comporti una permanenza superiore a 4 ore, da determinare in conformità alla metodologia di cui al D.P.C.M. 08/07/2003, emanata con Decreto MATT del 29 Maggio 2008. Le simulazioni di campo magnetico riportate nell'elaborato specifico contengono le informazioni circa l'estensione di tali fasce.



A.III. DESCRIZIONE DEL TRACCIATO

Il tracciato dell'elettrodotto in cavo interrato, quale risulta dalla corografia allegata, è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11/12/1933 n° 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi sia pubblici che privati coinvolti. Esso consiste in un tratto interrato della lunghezza di circa 250m che, dopo aver lasciato la stazione di utenza ed aver attraversato l'area, prosegue per circa 135 metri su una viabilità campestre adiacente l'area dell'ampliamento della sezione a 150 kV della stazione di rete "Taranto N2" prima raggiungere lo stallo dedicato.

A.III.I PROVINCIA E COMUNE INTERESSATO

Come detto il cavo interrato a 150 kV si estende per circa 250m interamentenel comune di Taranto, in provincia di Taranto, interessando terreni ad uso agricolo.

A.III.II VINCOLI

Il tracciato dell'elettrodotto in cavo interrato in oggetto non interferisce con aree soggette a vincolo.

A.III.III OPERE ATTRAVERSATE

Non si segnalano attraversamenti.

A.IV. PROGETTO DELL'ELETTRODOTTO

A.IV.I PREMESSA

L'elettrodotto sarà costituito da una terna composta di tre cavi unipolari realizzati con conduttore in alluminio, isolante in XLPE, schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene. Ciascun conduttore di energia avrà una sezione indicativa di 1600 mm².

A.IV.II NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Il progetto dei cavi e le modalità per la loro messa in opera rispondono alle norme contenute nel D.M. 21.03.1988, regolamento di attuazione della Legge n. 339 del 28.06.1986, per quanto



applicabile, ed alle Norme CEI 11-17.

A.IV.III CARATTERISTICHE ELETTRICHE DEL COLLEGAMENTO IN CAVO

Il collegamento dovrà essere in grado di trasportare la potenza massima sia dell'impianto fotovoltaico in oggetto che degli impianti di altri produttori che saranno connessi alla stazione di utenza da cui il presente collegamento trova la sua origine.

L'impianto di accumulo avrà una potenza di circa 100 MW, quindi per un funzionamento a cos φ pari a 0.9, si ha:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}V\cos\varphi} = 76 \text{ A}$$



Per il cavo di sezione pari a 1600 mm² e per le condizioni standard di posa, si ha un valore di portata pari a circa 1000 A, pertanto idonea.

Le caratteristiche elettriche principali del collegamento.

Frequenza nominale	50	Hz
Tensione nominale	150	kV
Intensità di corrente nominale (per fase)	76	A
Intensità di corrente massima nelle condizioni di posa	1000	A

A.IV.IV COMPOSIZIONE DEL COLLEGAMENTO

Per l'elettrodotto in oggetto sono previsti i seguenti componenti:

- n. 3 conduttori di energia;
- n. 6 terminali cavo per esterno;
- n. 1 sistema di telecomunicazioni.

A.IV.V MODALITÀ DI POSA E DI ATTRAVERSAMENTO

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di 1.6 m, con disposizione delle fasi a trifoglio.

Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'.

Saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da lastre di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm.

La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta di riporto.

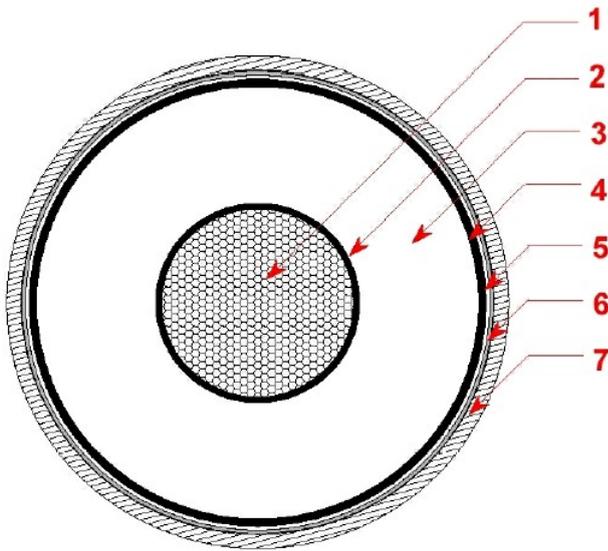
Gli attraversamenti di eventuali opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

A.IV.VI CARATTERISTICHE ELETTRICHE/MECCANICHE DEL CONDUTTORE DI ENERGIA

Ciascun cavo d'energia a 150 kV sarà costituito da un conduttore in alluminio compatto di sezione indicativa pari a circa 1600 mm² tamponato (1), schermo semiconduttivo sul conduttore (2), isolamento in polietilene reticolato (XLPE) (3), schermo semiconduttivo sull'isolamento (4),



nastri in materiale igroespandente (5), guaina in alluminio longitudinalmente saldata (6), rivestimento in politene congrafitura esterna (7).



- 1) Conduttore compatto di alluminio
- 2) Schermo del conduttore (Strato semiconduttivo interno)
- 3) Isolante
- 4) Schermo dell'isolante
- 5) Barriera igroscopica
- 6) Schermo metallico
- 7) Guaina esterna termoplastica

4 Schema tipico del cavo

DATI TECNICI DEL CAVO

Tipo di conduttore	Unipolare in XLPE (polietilene reticolato)
Sezione	1600 mm ²
Materiale del conduttore	Corde di alluminio compatta
Schermo semiconduttore interno	A base di polietilene drogato
Materiale isolamento	Polietilene reticolato
Schermo semiconduttore esterno (sull'isolante)	A base di polietilene drogato
Materiale della guaina metallica	Rame corrugato

Materiale della blindatura in guaina anticorrosiva	Polietilene, con grafite refrigerante (opzionale)
Materiale della guaina esterna	Polietilene
Tensione di isolamento	170 kV

Tali dati potranno subire adattamenti, comunque, non essenziali dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori.

DATI CONDIZIONI DI POSA E DI INSTALLAZIONE

Posa	Interrata in letto di sabbia a bassa resistività termica
Messa a terra degli schermi	“cross bonding” o “single point-bonding”
Profondità di posa del cavo	Minimo 1,60 m
Formazione	Una terna a Trifoglio
Tipologia di riempimento	Con sabbia a bassa resistività termica o letto di cemento magro h 0,50 m
Profondità del riempimento	Minimo 1,10 m
Copertura con piastre di protezione in C.A. (solo per riempimento con sabbia)	spessore minimo 5 cm
Tipologia di riempimento fino a pianoterra	Terra di riporto adeguatamente selezionata
Posa di Nastro Monitore in PVC – profondità	1,00 m circa



A.IV.VII GIUNTI DI TRANSIZIONE XLPE/XLPE

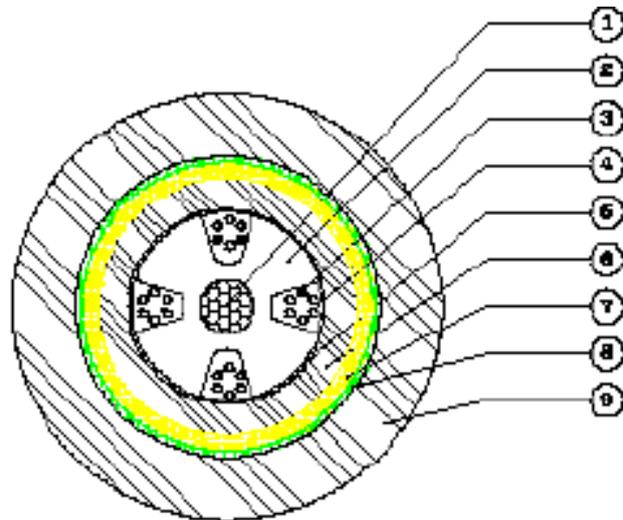
Data la brevità del collegamento, non si prevede l'esecuzione di giunti unipolari.

A.IV.VIII SISTEMA DI TELECOMUNICAZIONI

Il sistema di telecomunicazioni sarà realizzato per la trasmissione dati dalla stazione di Torremaggiore alla stazione di utenza.

Sarà costituito da un cavo con 12 o 24 fibre ottiche.

Nella figura seguente è riportato lo schema del cavo f.o. che potrà essere utilizzato per il sistema di telecomunicazioni.



- 1 - Elemento centrale dielettrico
- 2 - Intesa metallica in materiale plastico
- 3 - Fibra ottica
- 4 - Tapposonda
- 5 - Fasciatura con nastri conduttivi
- 6 - Guaina di polietilene nero
- 7 - Filati aramidici
- 8 - Fasciatura con nastri conduttivi
- 9 - Guaina di polietilene nero

Cavo ottico a 24 fibre TOS4 24 4(6SMR)

Diametro esterno 13.5 mm

Peso 130 kg/km

Schema cavo fibra ottica (F.O.)

A.IV.IX DISEGNI ALLEGATI



I disegni allegati riportano la sezione tipica di scavo e di posa e lo schema diconnessione delle guaine metalliche.

A.V. RUMORE

L'elettrodotto in cavo non costituisce fonte di rumore.

A.VI. REALIZZAZIONE DELL'OPERA

A.VI.I FASI DI COSTRUZIONE

La realizzazione dell'opera, vista la brevità del tracciato, avverrà in una singola fase di lavoro. Le operazioni si articoleranno secondo le fasi elencate nel modo seguente:

- realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere;
- apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea;
- posa dei cavi;
- ricopertura della linea e ripristini;

Al termine dei lavori civili ed elettromeccanici sarà effettuato il collaudo della linea.

A.VI.II REALIZZAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE TEMPORANEE DI CANTIERE PER LA POSA DEL CAVO

Nel presente caso si prevede la predisposizione di una unica piazzola, in prossimità di strade percorribili dai mezzi adibiti al trasporto delle bobine e contigue alla fascia di lavoro, al fine di minimizzare le interferenze con il territorio e ridurre la conseguente necessità di opere di ripristino.

A.VI.III APERTURA DELLA FASCIA DI LAVORO E SCAVO DELLA TRINCEA

Le operazioni di scavo e posa dei cavi richiedono l'apertura di un'area di passaggio, denominata "fascia di lavoro". Questa fascia dovrà essere la più continua possibile ed avere una larghezza tale da consentire la buona esecuzione dei lavori e l'eventuale transito e manovra dei mezzi di servizio.

A.VI.IV POSA DEL CAVO

In accordo alla normativa vigente, l'elettrodotto interrato sarà realizzato in modo da escludere,



o rendere estremamente improbabile, la possibilità che avvenga un danneggiamento dei cavi in tensione provocato dalle opere sovrastanti (ad esempio, per rottura del sistema di protezione dei conduttori).

Una volta realizzata la trincea si procederà con la posa dei cavi, che arriveranno nella zona di posa avvolti su bobine. La bobina viene comunemente montata su un cavalletto, piazzato ad una certa distanza dallo scavo in modo da ridurre l'angolo di flessione del conduttore quando esso viene posato sul terreno. Durante le operazioni di posa o di spostamento dei cavi saranno adottate le seguenti precauzioni:

- si opererà in modo che la temperatura dei cavi, per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venire piegati o raddrizzati, non sia inferiore a 0°C;
- i raggi di curvatura dei cavi, misurati sulla generatrice interna degli stessi, non devono essere mai inferiori a 15 volte il diametro esterno del cavo.

A.VI.V RICOPERTURA E RIPRISTINI

Al termine delle fasi di posa e di rinterro si procederà alla realizzazione degli interventi di ripristino. La fase comprende tutte le operazioni necessarie per riportare il territorio attraversato nelle condizioni ambientali precedenti la realizzazione dell'opera.

Le opere di ripristino previste possono essere raggruppate nelle seguenti due tipologie principali:

- ripristini geomorfologici ed idraulici;
- ripristini della vegetazione.

Preliminarmente si procederà alle sistemazioni generali di linea, che consistono nella ri-profilatura dell'area interessata dai lavori e nella ri-configurazione delle pendenze preesistenti, ricostruendo la morfologia originaria del terreno e provvedendo alla riattivazione di fossi e canali irrigui, nonché delle linee di deflusso eventualmente preesistenti.

La funzione principale del ripristino idraulico è essenzialmente il consolidamento delle coltri superficiali attraverso la regimazione delle acque, evitando il ruscellamento diffuso e favorendo la ricrescita del manto erboso.

Successivamente si passerà al ripristino vegetale, avente lo scopo di ricostituire, nel più breve tempo possibile, il manto vegetale preesistente nelle zone con vegetazione naturale.

Il ripristino avverrà mediante:

- ricollocazione dello strato superficiale del terreno se precedentemente accantonato;



- inerbimento;
- messa a dimora, ove opportuno, di arbusti e alberi di basso fusto.

Per gli inerbimenti verranno utilizzate specie erbacee adatte all'ambiente pedoclimatico, in modo da garantire il migliore attecchimento e sviluppo vegetativo possibile. Le aree agricole saranno ripristinate al fine di restituire l'originaria fertilità.

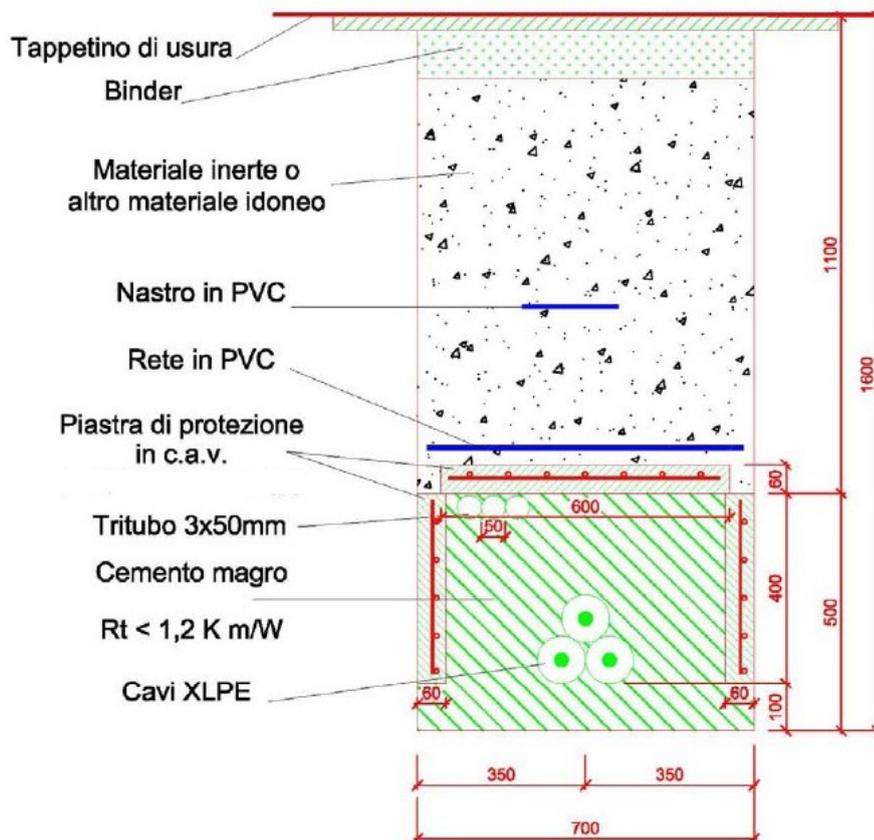
A.VII. SICUREZZA NEI CANTIERI

I lavori si svolgeranno in ossequio alla normativa del D. Lgs. 81/08, e successive modifiche ed integrazioni. Pertanto, in fase di progettazione la società proponente provvederà a nominare un Coordinatore per la sicurezza in fase di progettazione, abilitato ai sensi della predetta normativa, che redigerà il Piano di Sicurezza e Coordinamento. Successivamente, in fase di realizzazione dell'opera, sarà nominato un Coordinatore per l'esecuzione dei lavori, anch'esso abilitato, che vigilerà durante tutta la durata dei lavori sul rispetto da parte delle ditte appaltatrici delle norme di legge in materia di sicurezza e delle disposizioni previste nel Piano di Sicurezza e Coordinamento.

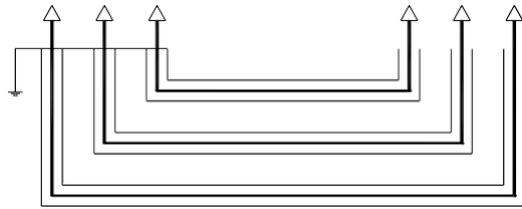


A.VIII. TAVOLE ALLEGATE

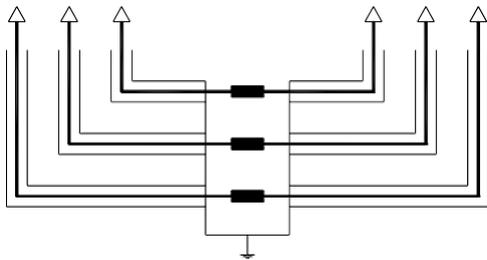
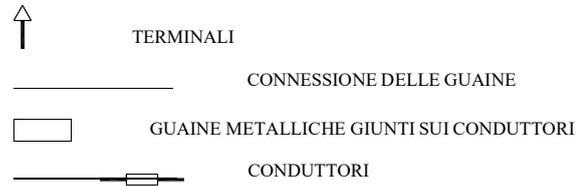
A.VIII.I.I SEZIONE DI POSA



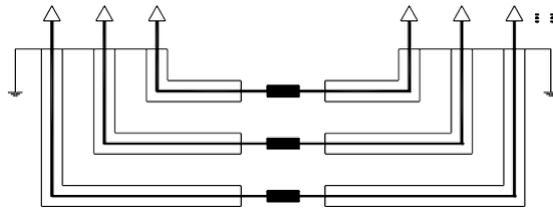
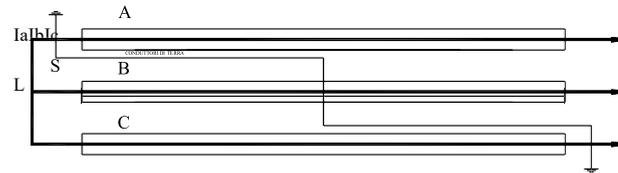
A.VIII.I.II SCHEMA DI CONNESSIONE DELLE GUAINE METALLICHE



SINGLE POINT BONDING



SINGLE POINT BONDING



BOTH ENDS BONDING

Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **M FLOATING MAR PICCOLO S.R.L.**

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Progetto per la realizzazione in area SIN di Taranto di un parco fotovoltaico galleggiante (OFFSHORE) della potenza di 100 MW con annesso impianto di produzione di idrogeno verde da 25MW, impianto di mitilicoltura e strutture relative al turismo sostenibile.



Elaborato: Relazione opere elettriche

Rev. 0 – Novembre 2023

Pagina 69 di 69