



COMUNE DI BRINDISI



REGIONE PUGLIA



AREA METROPOLITANA DI
BRINDISI

PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO CON
AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 55,86 MW E POTENZA MODULI PARI A 68,59 MWp
RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA - IMPIANTO AEPV-C03 UBICATO IN AGRO DEL
COMUNE DI BRINDISI

ELABORATO:

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

IDENTIFICAZIONE ELABORATO

Livello Prog.	Codice Rintracciabilità	Tipo Doc.	Sez. Elaborato	N° Foglio	Tot. Fogli	N° Elaborato	DATA	SCALA
DEF	201900555	RT	07	1	62	07.02_R.I.	Mag. 2021	-:-

REVISIONI

REV	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

PROGETTAZIONE



MAYA ENGINEERING SRLS
C.F./P.IVA 08365980724
Dott. Ing. Vito Calio
Amministratore Unico
4, Via San Girolamo
70017 Putignano (BA)
M.: +39 328 4819015
E.: v.calio@maya-eng.com
PEC: vito.calio@ingpec.eu

MAYA ENGINEERING SRLS
4, Via San Girolamo
70017 Putignano (BA)
C.F./P.IVA 08365980724

(TIMBRO E FIRMA)

TECNICO SPECIALISTA

Dott. Ing. Vito Calio
4, Via San Girolamo
70017 Putignano (BA)
M.: +39 328 4819015
E.: v.calio@maya-eng.com



(TIMBRO E FIRMA)

SPAZIO RISERVATO AGLI ENTI

RICHIEDENTE

BRINDISI SOLAR 3 SRL
C.F./P.IVA 02611120748
6, Via Antonio Francavilla
72019 San Vito dei Normanni (BR)

(TIMBRO E FIRMA PER BENESTARE)

Sommario

1	SCOPO DEL DOCUMENTO	3
2	DESCRIZIONE PROPOSTA PROGETTUALE	4
2.1	Descrizione architettura elettrica dell'impianto fotovoltaico	4
2.2	Struttura e layout dell'impianto fotovoltaico.....	7
2.3	Schema elettrico generale	8
2.4	Power Plant Controller (PPC).....	9
2.4.1	Distanza dal suolo.....	12
2.4.2	Distanza tra le file.....	12
2.4.3	Albedo	12
2.5	Conversione statica CC/AC (inverter fotovoltaici)	14
2.6	Skid di trasformazione MT/bt.....	15
2.7	Strutture di tracking mono-assiale (single axis tracker)	16
2.8	Collegamenti elettrici e cablaggi	17
2.9	Messa a Terra	19
2.10	Misuratore dell'energia immessa in rete	19
2.11	Dispositivi di protezione sul collegamento alla rete.....	19
2.12	Sistema anti-intrusione	19
3	ELETTRODOTTO COLLEGAMENTO SKIDS IN MEDIA TENSIONE MT	20
3.1	Generalità	20
3.2	Descrizione del tracciato del cavo	20
3.3	Dimensionamento del cavidotto	23
3.4	Rete di terra Cabina di Raccolta e delle Cabine di Trasformazione	25
4	ELETTRODOTTO DI EVACUAZIONE IN MEDIA TENSIONE MT	26
4.1	Generalità	26
4.2	Descrizione del tracciato del cavo	26
4.3	Dimensionamento del cavidotto	27
4.4	Perdita di potenza nei circuiti in media tensione 30 kV	28
5	LINEE ELETTRICHE IN MEDIA TENSIONE (CONDIZIONI DI POSA)	28
5.1	Premessa.....	28
5.2	Caratteristiche tecniche del cavo	28
5.3	Modalità di posa	30
5.4	Giunti e connettori.....	31
5.5	Terminali e capocorda	31



5.6	Canalizzazioni	32
5.7	Protezione e segnalazione dei cavi	32
5.8	Fibre ottiche.....	32
5.9	Rete di terra.	32
5.10	Coesistenza tra cavi elettrici ed altre condutture interrate.....	33
5.11	Incroci tra cavi di energia e tubazioni metalliche interrate.....	33
5.12	Controlli e verifiche.....	37
5.13	Realizzazione della linea elettrica in cavo interrato MT	38
5.13.1	Fasi di costruzione.....	38
5.13.2	Realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere per la posa del cavo	38
5.13.3	Apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea	38
5.13.4	Posa del cavo	39
5.13.5	Ricopertura e ripristini.....	39
5.13.6	Scavo della trincea in corrispondenza dei tratti lungo percorso stradale.....	40
5.13.7	Staffaggi su ponti o strutture pre-esistenti	40
5.13.8	Trivellazione orizzontale controllata	40
6	Apparecchiature MT.....	42
6.1	Scomparti di protezione.....	42
6.2	Sezione ausiliaria.....	43
6.3	Dispositivi di protezione.....	43
6.4	Installazione.....	44
7	STAZIONE DI UTENZA AT/MT	44
7.1	Impianto di terra	44
8	MISURE DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE	45
8.1	Protezione contro il cortocircuito	45
8.2	Sezione dei conduttori di protezione	45
8.3	Misure di protezione contro i contatti diretti	45
8.4	Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata.....	45
8.5	Misure di protezione totali.....	45
8.6	Misure di protezioni parziali.....	46
8.7	Misura di protezione aggiuntiva mediante interruttori differenziali	46
8.8	Protezione contro i contatti diretti lato corrente continua.....	46
8.9	Protezione contro i contatti indiretti	47
8.10	Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata.....	47
8.11	Protezione contro i contatti indiretti lato corrente continua	49



8.12	Protezione delle condutture elettriche	50
8.13	Messa a terra dell'impianto fotovoltaico	50
8.14	Interfaccia con la rete	50
8.15	Dispositivo del generatore	51
8.16	Dispositivo di interfaccia.....	51
8.17	Dispositivo generale	51
8.18	Misure di protezione contro le scariche atmosferiche	51
8.18.1	Fulminazione diretta.....	51
8.18.2	Fulminazione indiretta.....	51
8.19	Precauzioni per ridurre la propagazione dell'incendio	52
8.20	Prevenzione incendi e sgancio di emergenza	52
9	Verifiche Tecnico-Funzionali E Documentazione Tecnica.....	52
10	CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO.....	53
10.1	Dimensionamento DC del generatore fotovoltaico	53
10.1.1	Condizione " $V_{m \min} > V_{inv \text{ MPPT } \min}$ " e " $V_{m \max} < V_{inv \text{ MPPT } \max}$ "	54
10.2	Portata dei cavi solari in regime permanente.....	54
10.2.1	Collegamento tra stringhe e quadri di campo	55
10.3	Collegamento tra quadri di campo ed inverter	56
10.4	Conclusioni sulla sezione in corrente continua	58

1 SCOPO DEL DOCUMENTO

Il presente documento, a corredo della documentazione progettuale definitiva (e, come tale, da interpretarsi unitamente agli altri elaborati grafici quali planimetrie, schemi e dettagli) ha lo scopo di fornire una descrizione tecnica generale del progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, denominato “**CERANO03**” della potenza di **59,53 MW_p** da realizzarsi su terreni ubicati nel Comune di **BRINDISI (BR)** e connesso alla Rete Pubblica Nazionale in Alta Tensione (AT).

Tale iniziativa è in accordo con gli impegni nazionali e internazionali volti alla riduzione delle concentrazioni di gas ad effetto serra nell'atmosfera. In particolare, con questo intervento si intende utilizzare l'energia solare, in alternativa alle fonti tradizionali di energia, per la produzione di energia elettrica, attraverso la conversione fotovoltaica.

L'impianto fotovoltaico sarà installato su terreni nel Comune di **BRINDISI (BR)** e verrà connesso in parallelo alla rete elettrica in AT di TERNA S.p.A. ed opererà in regime di cessione totale.

Esso sarà costituito da n. **35** cabine di trasformazione MT/BT elettricamente connesse tra loro secondo la modalità entra-esce; ciascuna cabina di trasformazione MT/BT produrrà energia elettrica alla tensione di **30 kV**.

La corrente proveniente da tali cabine di trasformazione MT/BT sarà convogliata, sempre a **30 kV**, verso la Stazione di Utanza (SdU) che sorgerà in prossimità della esistente Sottostazione Elettrica di Trasformazione (SSE) denominata “**BRINDISI SUD**”.

Nella Stazione di Utanza (SdU) ci sarà una ulteriore trasformazione con innalzamento della tensione a 150 kV ed allaccio alla rete TERNA.

Ai fini del collegamento dell'impianto alla rete elettrica pubblica si è proceduto ad inoltrare apposita richiesta di connessione a TERNA S.p.A.

A seguito dell'emissione del preventivo di connessione (STMG) da parte di TERNA S.p.A. sono state definiti, in rapporto all'assetto attuale della rete, gli adempimenti vari gli oneri e le opere di allacciamento che si rendono necessarie ai fini del collegamento dell'impianto le quali, in ogni caso, dovranno rispettare le prescrizioni tecniche ed i criteri di allacciamento riportati nella “*Norma CEI 0-16 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT*” delle imprese distributrici di energia elettrica.

Lo schema di allacciamento previsto da tale soluzione prevede che l'impianto fotovoltaico sia collegato in derivazione in antenna sull'ampliamento della sezione a 150 kV della esistente Stazione Elettrica di Trasformazione (in seguito denominata “*SSE*”) della RTN 380/150 kV; inoltre, la soluzione elaborata come STMG dalla Società TERNA prevede la condivisione dello stallo assegnato in una futura area comune a 150 kv (da realizzarsi) con altre Società proponenti di analoghe iniziative.

La stazione di utanza (SdU), nella cui cabina denominata “*cabina di consegna*” giungerà il cavidotto MT a 30 kV dall'impianto fotovoltaico verrà realizzata in prossimità della futura “Area Comune” a 150 kV in prossimità della esistente stazione TERNA S.p.A. su un'area individuata catastalmente al foglio 177 particelle 19 e 140 del Comune di **BRINDISI (BR)** e sarà costituita da una sezione a 150 kV con isolamento in aria.

2 DESCRIZIONE PROPOSTA PROGETTUALE

2.1 Descrizione architettura elettrica dell'impianto fotovoltaico

Nel presente paragrafo si espone l'organizzazione del sistema fotovoltaico, ossia le parti principali dell'impianto (layout d'impianto), ed i collegamenti tra le parti stesse.

I calcoli e le verifiche di progetto verranno approfonditi invece a partire dal Paragrafo 10 del presente documento.

Il sistema fotovoltaico in oggetto sarà collegato direttamente alla rete elettrica nazionale (impianto di tipo "grid-connected") e per tutti i dati di progetto si rimanda alla Tabella 1.

Per il suddetto impianto è previsto un determinato numero di moduli, suddivisi in stringhe, sotto-campi e campi fotovoltaici, di cui sotto vengono riportate le definizioni.

Per "**stringa fotovoltaica**" s'intende un insieme di moduli collegati tra loro in serie: la tensione resa disponibile dalla singola stringa è data dalla somma delle tensioni fornite dai singoli moduli che compongono la stringa.

Un "**sotto-campo fotovoltaico**" è, invece, un insieme di più stringhe connesse in parallelo: la corrente erogata dal sottocampo sarà la somma delle correnti che fluiscono in ogni stringa.

Un "**campo fotovoltaico**" è, invece, un insieme di più sottocampi connessi in parallelo: la corrente erogata dal campo sarà la somma delle correnti che fluiscono da ogni sottocampo.

Pertanto, dal punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è costituito da moduli che sono collegati in serie, al fine di costituire una "stringa". Nel complesso, il campo fotovoltaico risulta essere organizzato in modo da ottenere diversi "sotto-campi" e "campi" elettricamente indipendenti tra loro, ognuno gestito dal relativo inverter (sotto-campi) o dal relativo trasformatore MT/bt (campi).

In particolare:

- ✓ Si hanno tanti "**sotto-campi**" quanti sono il numero d'inverters previsti nell'impianto;
- ✓ Si hanno tanti "**campi**" sono il numero d'inverters previsti nell'impianto;

Sul lato in corrente continua (DC) di ciascun inverter verrà collegato in parallelo un certo numero di stringhe; le uscite in corrente alternata (AC) di tali inverter, a loro volta, verranno poste in parallelo tra loro all'interno di un quadro principale in corrente alternata (QP) situato all'interno di dedicati locali tecnici di campo (cabine di campo MT/BT) poste, per quanto possibile, in posizione baricentrica rispetto al campo fotovoltaico ad essa asservito; all'interno di tali quadri QP saranno alloggiati interruttori quadripolari magnetotermici differenziali al fine di proteggere le linee relative ai sotto-campi da sovracorrenti, cortocircuiti e/o perdite di isolamento.

In riferimento allo schema elettrico multifilare, le stringhe sono denominate con la dicitura "**STR.0a.0b.0c**", dove si indica:

- ✓ con "0a" l'a-esimo campo;
- ✓ con "0b" il b-esimo sotto-campo (o il b-esimo inverter di quel campo);
- ✓ con "0c" la c-esima stringa di quel sotto-campo (o la c-esima stringa di quell'inverter);

La disposizione dei moduli fotovoltaici deve essere realizzata come dai disegni allegati, in modo da poter gestire l'organizzazione degli stessi contestualmente all'area di posa. Tale disposizione ha altresì il fine di ottimizzare il rendimento dell'impianto contenendo la caduta di tensione, tra la stringa più lontana e il relativo circuito d'ingresso dell'inverter ad esso associato, entro il **2%**, in condizioni ordinarie di esercizio e relativamente alla corrente corrispondente al punto di massima potenza.

I terminali positivi e negativi di ogni singola stringa sono collegati ad uno degli ingressi MPPT degli inverter.



Sulla base dello studio effettuato riguardo l'ottimizzazione dell'energia captata dal campo fotovoltaico nel corso dell'anno, si è deciso di disporre i moduli fotovoltaici come riportato nella tabella al paragrafo seguente.

Il valore dell'escursione angolare così come la reciproca distanza (pitch) dei tracker su cui sono fissati i moduli fotovoltaici è il risultato del compromesso tra l'energia captata dalla superficie attiva del campo durante l'intera durata dell'anno, la superficie occupata dal generatore fotovoltaico e l'ombreggiamento reciproco tra le file.

La scelta riguardo la configurazione elettrica dei moduli fotovoltaici deve tenere conto di numerosi fattori tra cui:

- ✓ la sicurezza elettrica;
- ✓ le caratteristiche d'ingresso dell'inverter;
- ✓ il costo dei cablaggi;
- ✓ l'efficienza del sistema.

Durante il giorno il campo fotovoltaico converte la radiazione solare in energia elettrica in corrente continua. L'energia prodotta viene convertita dagli inverter in corrente alternata ad una opportuna tensione che dipende da marca e modello dell'inverter stesso.

Il tipo di convertitore statico (inverter) utilizzato nel presente progetto è in grado di seguire il punto di massima potenza di una coppia di stringhe fotovoltaiche sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT) e costruisce l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori ammissibili.

Le uscite AC degli inverter confluiscono verso un quadro elettrico generale di bassa tensione (QP)¹, di protezione e manovra dove vengono messi in parallelo; da tale quadro di bassa tensione (QP), per mezzo di un ulteriore collegamento AC, la tensione viene elevata a 30 kV per mezzo di un trasformatore di potenza e immessa in rete verso la cabina collettore posta presso la Stazione di Utenza (SdU) ubicata in prossimità della Sottostazione Terna.

Per la descrizione tecnica dei moduli fotovoltaici e di convertitori della corrente continua in alternata si rimanda ai paragrafi ad essi specificatamente dedicati.

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione è dettagliatamente descritto nella Tabella 1.

Generatore FV	
Potenza nominale	68,590 MW _p
Numero moduli	124.292
Campi (trasformatori)	35
Sotto-Campi (inverter)	35
Marca moduli	JinKO SOLAR (Tiger Pro 72HC-TV 525 Watt)
Potenza unitaria modulo	525 W _p
Tecnologia moduli	Bifacciali – monocristallino - p-type – half-cut cells
Tipo strutture di sostegno:	ad inseguimento mono-assiale, infisse al suolo
Rete di collegamento:	Alta tensione 150 kV
Gestore della rete:	TERNA S.p.A.
Orientamento moduli	Est-Ovest
Escursione angolare tracker	±55° rispetto al piano orizzontale
Inverter	59,530 MVA
Potenza nominale c.a.	SUNWAY SKID 2000 1500V
Numero, marca e modello	
Potenza immissione	59,53 MW la potenza immessa in rete sarà limitata mediante l'utilizzo del Power Plant Controller (PPC)
Posizione dei quadri di parallelo delle stringhe	Dislocati presso l'impianto

¹ All'interno dei corrispondenti "skid" di trasformazione MT/bt



Posizione degli inverters	in posizione quanto più possibile baricentrica rispetto ai relativi sotto-campi
Posizione del trasformatore BT/MT	Nei locali di trasformazione posti all'interno di ciascuna delle cabine di trasformazione.
Posizione del quadro di bassa tensione (QP).	All'interno delle cabine di trasformazione MT/BT (skids).
Posizione del quadro di trasformazione	All'interno del locale di trasformazione (in prossimità del trasformatore) posto all'interno di cabina di trasformazione MT/BT (Skid).
Punto di consegna	All'interno delle Stazione di Utenza (SdU) in corrispondenza dell'ampliamento previsto presso la Sottostazione Terna S.p.A. 380/150 kV sita nel Comune di Brindisi (BR).

Tabella 1: dati di progetto relativi all'impianto fotovoltaico

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere scelta una diversa tipologia di modulo. Tale scelta sarà comunque effettuata tenendo conto della potenza massima installabile prevista in fase di progettazione ed in modo che siano garantite ottime prestazioni di durata e di producibilità.

Il collegamento in parallelo delle stringhe verrà realizzato con cavi preconfezionati, del tipo resistente ai raggi UV e riportati, attraverso cavi dello stesso tipo, presso gli inverter distribuiti nei vari campi fotovoltaici costituenti l'impianto.

La struttura portante dei moduli sarà costituita da supporti di tipo mobile (tracker a singolo asse), in grado di seguire il percorso del sole nell'arco della giornata. La struttura dei tracker è in acciaio zincato con traversi in alluminio anodizzato.

Su ognuna di tale struttura saranno fissate, a seconda del "modulo base dell'inseguitore" una o due stringhe, costituite da moduli collegati in serie (in un numero tale che la potenza della stringa non ecceda la massima consentita per ogni ingresso dell'inverter così come la tensione di lavoro e la tensione a vuoto, entrambi fortemente dipendenti dalla temperatura del luogo di installazione).

La potenza di ogni singola stringa sarà data dalla somma dei singoli moduli in serie che la costituiscono.

I collegamenti in corrente continua delle stringhe avverranno prevalentemente con cavi posati e fascettati (ed opportunamente protetti dagli agenti atmosferici) direttamente sulle strutture di sostegno dei moduli; laddove vi dovessero essere degli attraversamenti per giungere agli inverter di competenza, i percorsi dovranno seguire il più possibile la viabilità interna ed essere direttamente interrati, secondo la vigente normativa.

I collegamenti in corrente alternata (ed in bassa tensione) tra i quadri di parallelo e gli inverter (che, insieme ai quadri di campo QP, saranno posti all'interno delle cabine di campo) dovranno essere direttamente interrati ed i percorsi seguiranno il più possibile la viabilità interna, secondo la vigente normativa.

I collegamenti in corrente alternata (ed in media tensione) tra i trasformatori bt/MT ubicati nelle varie cabine di campo appartenenti alle dorsali dovranno essere interrati e posti in idonea tubazione in PVC segnalata con nastro monitor e protetta da tegole di cemento; anche per tali tipi di cavi i percorsi dovranno seguire il più possibile la viabilità interna, e, nei tratti dall'impianto fotovoltaico al "Centro Collettore" (posto nella Stazione di Utenza (SdU)) seguiranno la viabilità pubblica. Nelle tavole di layout allegato al presente progetto, è possibile evincere la disposizione dei diversi componenti dell'impianto all'interno dell'area di interesse.



2.2 Struttura e layout dell'impianto fotovoltaico

La disposizione dei moduli è progettata (in relazione alla superficie disponibile, alla sua forma, alla presenza di oggetti responsabili di ombre, di linee aeree o altri ostacoli, di sottoservizi, di vincoli, e fasce di rispetto, etc) con un sistema di tracker mono-assiale costituito da una struttura a singolo asse in grado di seguire il percorso del sole nell'arco del giorno. Il numero massimo di moduli da collegare in serie al fine di formare una determinata stringa deriva:

- ✓ dalla massima tensione del sistema elettrico (1.500 V in corrente continua);
- ✓ dalla finestra di lavoro dell'inverter scelto per la conversione dell'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata;

I calcoli volti all'individuazione del numero di moduli per stringa sono riportati nel Paragrafo 10, mentre, per una maggiore comprensione della suddivisione dei campi e dei sotto-campi secondo cui l'impianto fotovoltaico è suddiviso si rimanda alle tavole di layout allegate alla presente relazione.

Durante il giorno il campo fotovoltaico converte la radiazione solare in energia elettrica in corrente continua. L'energia prodotta viene inviata, a gruppi di conversione (inverters), che provvedono a trasformare la corrente continua in corrente alternata trifase.

Questa viene successivamente trasformata a 30 kV per mezzo di trasformatori di potenza (alloggiati nelle cabine di trasformazione) e attraverso l'ausilio di un cavidotto (di evacuazione) esterno viene trasportata in stazione elettrica dove subisce un'ulteriore trasformazione a 150 kV prima di essere immessa in rete.

L'impianto fotovoltaico verrà realizzato per lotti per ciascuno dei quali sono previste le seguenti opere ed infrastrutture:

- ✓ **Opere civili:** sistemazione dell'area di installazione previa estirpazione della vegetazione esistente e successivo livellamento e compattamento del terreno; posa in opera dei pali a vite; realizzazione delle piazzole temporanee per lo stoccaggio ed il montaggio delle strutture metalliche; ampliamento ed adeguamento della viabilità esistente nonché realizzazione della viabilità di servizio all'impianto; realizzazione del punto di consegna dell'energia elettrica, costituito da una stazione di trasformazione 30/150 kV; preparazione del sito di installazione e posa delle cabine di trasformazione prefabbricate con le relative fondazioni. Inoltre, sono da prevedersi la realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici
- ✓ **Opere impiantistiche:** installazione dei pannelli fotovoltaici; esecuzione dei collegamenti elettrici; installazioni, prove e collaudi delle apparecchiature elettriche ed elettromeccaniche (quadri, interruttori, trasformatori, inverter ecc.) sia nelle cabine di trasformazione sia nella sottostazione; realizzazione degli impianti di terra dei pannelli fotovoltaici, delle cabine di trasformazione e della sottostazione e realizzazione degli impianti relativi ai servizi ausiliari e ai servizi generali.

Per un maggior approfondimento di tali lavori, si rimanda alla "**RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA**".

Dal punto di vista del layout di impianto, sulla base di un attento studio effettuato al fine di ottimizzare l'energia prodotta complessivamente nel corso dell'anno, si è deciso di disporre i moduli fotovoltaici su strutture ad inseguimento mono-assiali, descritte come segue:

- ✓ orientamento asse del tracker: nord-sud;
- ✓ escursione dell'inclinazione rispetto al piano orizzontale: $\pm 55^\circ$;
- ✓ distanza (pitch) tra file parallele di moduli (punti omologhi): **6,00 mt.**



L'escursione dell'angolo di inclinazione dei moduli fotovoltaici rispetto al piano orizzontale permette di ottimizzare l'energia captata dalla superficie attiva del campo durante l'intera durata dell'anno.

Per quanto riguarda la distanza tra file parallele (pitch), il valore sopra ottenuto è tale da garantire un angolo limite di ombreggiamento (della fila successiva su quella precedente) che riduca al minimo possibile l'energia persa durante l'anno per ombreggiamento reciproco tra file di moduli.

2.3 Schema elettrico generale

I principali componenti dell'impianto fotovoltaico (già anticipati nella Tabella 1) sono:

- ✓ n. **130.648** moduli in silicio policristallino (*Bifacciali - monocristallino -p-type - half-cut cells*) della tipologia *Tiger Pro 72HC-TV* da **525 W_p** della Società **JinKO SOLAR** per una potenza complessiva di **68,590 MW_p**;
- ✓ n. **4.439** strutture ad inseguimento mono-assiale del tipo **SOLTEC**, modello **SF7** (o similari) per il supporto dei moduli; ciascuna di tali strutture porterà **28 moduli fotovoltaici** disposti su 2 file e darà luogo a 2 stringhe elettriche;
- ✓ n. **454** strutture ad inseguimento mono-assiale del tipo **SOLTEC**, modello **SF7** (o similari) per il supporto dei moduli; ciascuna di tali strutture porterà **14 moduli fotovoltaici** disposti su 2 file e darà luogo a 1 stringa elettrica;
- ✓ n. **35** cabine di trasformazione ("*skids*") MT/BT da ubicare all'interno della proprietà secondo le posizioni indicate nell'elaborato planimetria impianto; all'interno di ciascuna di tali cabine sono contenuti altrettanti trasformatori MT/B;
- ✓ n. **2** cabine elettriche (denominata "*Cabine di raccolta*") poste nell'area di impianto, con il compito di ricevere le linee in media tensione a 30 kV provenienti dagli "*skids*" di trasformazione MT/bt;
- ✓ n. **1** cabina elettrica (denominata "*Cabina di Consegna*") posta nell'area Stazione di Utenza (SdU) in prossimità della realizzando SSE di Terna 380/150 kV, dove avviene l'elevazione della tensione a 150 kV per mezzo di un trasformatore AT/MT 30/150 kV;
- ✓ n. **1** circuiti di linea elettrica MT a 30 kV in cavo interrato (in tubazioni) di interconnessione tra la "*cabina di raccolta*" fino alla "*cabina di consegna*" ubicata nell'area all'interno della Stazione di Utenza (SdU) (posta in prossimità della Stazione Elettrica SE di trasformazione di proprietà TERNA s.r.l.) dove avviene la trasformazione AT/MT;
- ✓ collegamento allo stallo 150 kV della **esistente** Sottostazione Elettrica (SSE) di Terna, composta dalle apparecchiature AT necessarie alla trasformazione ed alla misura dell'energia e alla protezione della linea.

I moduli fotovoltaici saranno collegati in serie tra loro a formare stringhe; la corrente di ogni stringa I_{mp} sarà pari alla corrente I_{mp} del modulo fotovoltaico individuato.

La tensione V_{mp} avrà un valore pari alla somma delle tensioni V_{mp} di ciascun modulo fotovoltaico.

Gli inverter, a cui le stringhe si attestano, possono essere facilmente fissati alle strutture di ancoraggio dei moduli oppure su telai di supporto appositamente realizzati.

La sottostante Tabella 2 descrive le caratteristiche elettriche di una stringa alle condizioni STC (1.000 W/mq, T= 25 °C, AM=1,5); tutte le stringhe dell'impianto fotovoltaico in oggetto sono identiche tra loro.



Moduli collegati in serie	28
Tensione nel punto di massima Potenza (V)	1.131,2
Corrente nel punto di massima Potenza (A)	10,52
Corrente di corto circuito I _{sc} (A)	11,22
Potenza nominale (kW _p)	11,90

Tabella 2: caratteristiche nominali delle stringhe (condizioni STC)

Le tavole allegate alla presente relazione riportano gli schemi unifilari dell'impianto fotovoltaico, rispettivamente del lato DC e AC. Dagli schemi elettrici allegati si può evincere quali siano le diverse funzioni dei vari sistemi e sottosistemi.

Ad ogni modo, la seguente **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** riassume le caratteristiche di ogni campo in cui l'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione risulta suddiviso.

2.4 Power Plant Controller (PPC)

La crescita dell'installato fotovoltaico da un lato richiede attenzioni per garantire la stabilità della rete e dall'altro, dovendo vendere l'elettricità prodotta sul mercato, rende necessario poter controllare la produzione d'energia da fonti rinnovabili.

La potenza nominale apparente dell'impianto fotovoltaico (somma delle potenze apparenti di tutti gli inverter) risulta essere pari a **58,976 MVA**.

Il motivo di tale "sovradimensionamento" rispetto ai 55,86 MW di potenza attiva in immissione secondo la STMG rilasciata da TERNA S.p.A. è che gli impianti fotovoltaici dovranno essere in grado di sostenere la qualità della rete (come richiesto dall'Allegato A68 del Codice di Rete Terna) producendo anche energia reattiva e lavorando con un $\cos\phi$ approssimativamente uguale a 0,9.

La soluzione proposta per l'impianto fotovoltaico in progetto è quello di aggiungere un Power Plant Controller (PPC) che soddisfi i requisiti dell'allegato A68 di Terna al fine di avere una regolazione completa e un controllo diretto sulla produzione energetica, **limitando la potenza immessa in rete, qualora ve ne fosse bisogno alla potenza attiva massima in immissione 55,53 MW.**

Terna richiede agli impianti fotovoltaici di rispettare le seguenti funzionalità:

- Controllo della produzione energetica;
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete;
- Regolazione della potenza attiva e reattiva
- Sistemi di teledistacco della produzione

Il Power Plant Controller (PPC) previsto per l'impianto in oggetto supporta codici rete nazionali e internazionali, consentendo in tal modo un'alimentazione conforme alla rete degli impianti fotovoltaici a livello di media e alta tensione in tutto il mondo.

A questo scopo, la serie blue'Log X della ditta tedesca Meteocontrol GmbH offre numerose funzioni di regolazione della potenza attiva e reattiva, garantendo una migliore stabilità della rete indipendentemente dal produttore dell'inverter. Essendo modulare e scalabile, il sistema consente una gestione dell'impianto fotovoltaico su misura e garantisce la flessibilità necessaria per rispondere alle svariate condizioni di collegamento alla rete.



Tra le principali caratteristiche di un PPC annoveriamo:

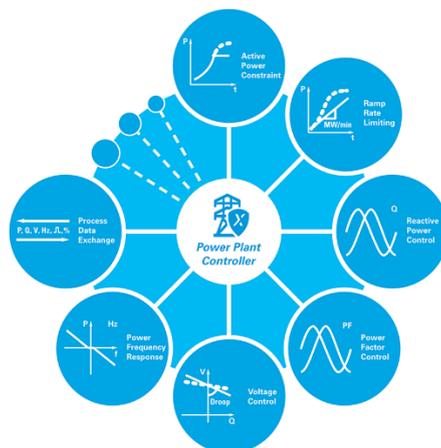
- Regolazione precisa della potenza attiva e reattiva e della tensione nel punto di collegamento alla rete
- Soluzione integrata per impianti misti, indipendente dai produttori
- Protocolli IEC 60870-5-101/-104, IEC 61850, DNP3, Modbus
- Interfaccia utente grafica per il supporto in fase di messa in esercizio
- Caratteristiche prodotto certificate

Il PPC ha inoltre i seguenti vantaggi:

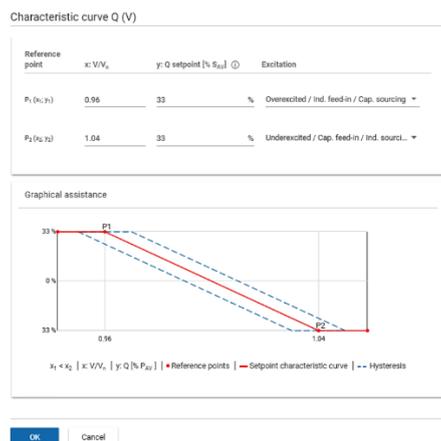
- Conformità ai codici di rete nazionali e internazionali
- Elevata flessibilità nella progettazione del sistema e nella scelta delle tecnologie dell'impianto fotovoltaico
- Ampia compatibilità grazie alla molteplicità di interfacce e protocolli
- Riduzione dei costi di messa in esercizio grazie a una configurazione e a servizi di assistenza semplificati
- Maggiore trasparenza e sicurezza degli investimenti, dalla fase di progettazione alla completa operatività dell'impianto

Il Power Plant Controller (PPC) consente una gestione completa della potenza attiva, reattiva e della tensione nelle centrali elettriche fotovoltaiche eterogenee.

Un analizzatore di rete estremamente preciso rileva tutti i parametri di rete durante il funzionamento. Ciò consente una regolazione rapida e stabile nel punto di collegamento alla rete.



Mediante il PPC è possibile pertanto avere limitazione della potenza, regolazione della potenza reattiva secondo la curva caratteristica, stabilità di frequenza e scambio dei dati di processo: il Power Plant Controller offre molteplici funzioni per un'integrazione in rete affidabile degli impianti FV.



Il numero delle funzioni si può ampliare con flessibilità e può essere adeguato alla topologia dell'impianto secondo il progetto specifico. Tutte le interfacce sono modulari, il che favorisce un'elevata scalabilità.

I moduli fotovoltaici utilizzati per il progetto sono del Costruttore JinKO SOLAR e offrono ottime caratteristiche elettriche, con garanzia di prodotto pari a 12 anni e con andamento lineare della potenza garantita per 25 anni (potenza finale garantita 80%).

L'innovativo design del modulo bifacciale con celle half-cut permette di ottenere una maggiore produzione di energia con performance meno dipendenti dalla temperatura di esercizio, minore riduzione di potenza per effetti di ombreggiamenti parziali, minore rischio di hot-spot e resistenza meccanica migliorata.

Inoltre, con una migliore economia di sistema e una maggiore resa energetica, i moduli bifacciali ("a due facce") sono in grado di raccogliere energia solare da entrambi i lati della cella fotovoltaica, sfruttando la luce riflessa dalla superficie del suolo sulla parte posteriore del pannello ed aumentando la produzione specifica rispetto a un modulo fotovoltaico standard.

L'incremento di produzione viene riportato essere nell'intervallo 5÷30%, e dipende principalmente da tre fattori:

1. distanza del pannello dal suolo;
2. distanza tra le file ("pitch");
3. albedo del suolo o della superficie sottostante.



2.4.1 Distanza dal suolo

La distanza dal suolo influisce sul rendimento del pannello perché una buona captazione della luce riflessa richiede uno spazio libero tra suolo e il retro del pannello. Si ha una crescita lineare con guadagno di produttività forte fino a 50 cm di distanza dal suolo ed un guadagno man mano inferiore all'aumentare della distanza.

2.4.2 Distanza tra le file

Un aumento della distanza ("pitch") tra le file di pannelli favorisce una maggiore captazione dell'energia riflessa, come si evince dalla Figura 1.

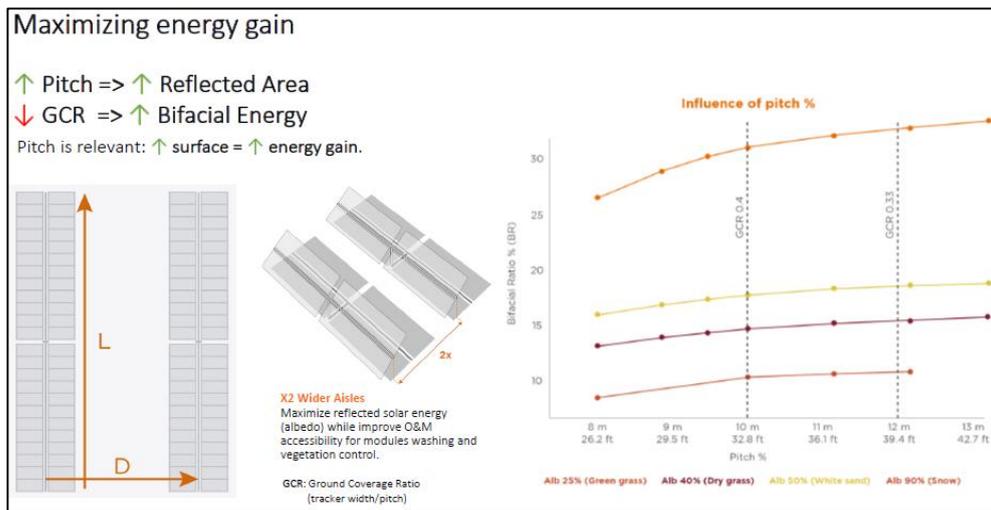


Figura 1: guadagno di produttività in funzione della distanza tra le file (pitch)

2.4.3 Albedo

L'albedo è il coefficiente di riflessione di una superficie ed è il fattore principale che influenza il rendimento del pannello bifacciale. Nella Tabella 3 a seguire è riportato l'albedo di alcune delle superfici più comuni.

Surface	Albedo	Expected yield gain
Acqua	5-8%	4-6%
Erba verde	15-25%	7-9%
Cemento/ ghiaia chiara	25-35%	8-10%
Sabbia asciutta	35-45%	10-15%
Ghiaccio – neve vecchia	40-70%	15-22%
Rivestimenti riflettenti sul tetto	50-80%	23-25%
Neve fresca	80-95%	25-30%

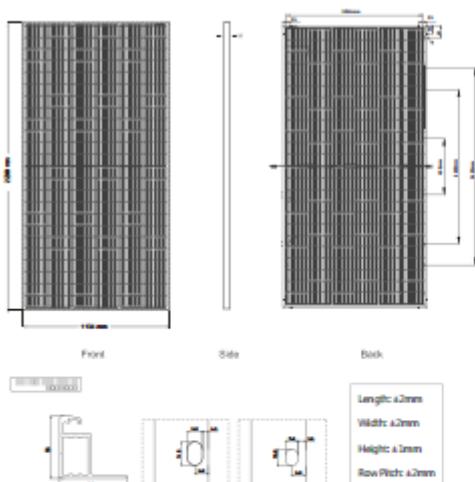
Tabella 3: coefficiente di albedo per alcune superfici

I moduli fotovoltaici previsti nel presente progetto sono certificati 1.500V IEC, ideali per installazioni su ampia scala con riduzione dei costi di BOS, dal momento che rispetto a moduli del passato, presentando un livello di tensione di isolamento maggiore, è possibile collegare un numero maggiore di moduli per stringa.

Le **caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico** sono riportate nella Figura 2.



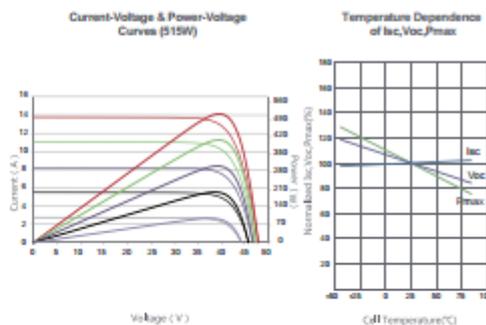
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2x72)
Dimensions	2230x1134x35mm (87.80x44.65x1.38 inch)
Weight	28.9 kg (63.71 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+) 290mm, (-) 145mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM515M-7TL4-TV		JKM520M-7TL4-TV		JKM525M-7TL4-TV		JKM530M-7TL4-TV		JKM535M-7TL4-TV	
	SCT	NOCT								
Maximum Power (P _{max})	515W _p	383W _p	520W _p	387W _p	525W _p	391W _p	530W _p	394W _p	535W _p	398W _p
Maximum Power Voltage (V _{mp})	40.08V	37.27V	40.22V	37.42V	40.36V	37.56V	40.49V	37.70V	40.63V	37.84V
Maximum Power Current (I _{mp})	12.85A	10.28A	12.93A	10.34A	13.01A	10.40A	13.09A	10.46A	13.17A	10.52A
Open-circuit Voltage (V _{oc})	48.58V	45.85V	48.72V	45.99V	48.86V	46.12V	48.99V	46.24V	49.13V	46.37V
Short-circuit Current (I _{sc})	13.53A	10.93A	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	20.37%		20.56%		20.76%		20.96%		21.16%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of P _{max}	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of V _{oc}	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of I _{sc}	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		5%		15%		25%	
		Maximum Power (P _{max})	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (P _{max})	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (P _{max})	Module Efficiency STC (%)
5%	Maximum Power (P _{max})	541W _p	548W _p	551W _p	557W _p	562W _p	
	Module Efficiency STC (%)	21.38%	21.59%	21.80%	22.01%	22.21%	
15%	Maximum Power (P _{max})	592W _p	598W _p	604W _p	610W _p	615W _p	
	Module Efficiency STC (%)	23.42%	23.65%	23.87%	24.10%	24.33%	
25%	Maximum Power (P _{max})	644W _p	650W _p	656W _p	663W _p	669W _p	
	Module Efficiency STC (%)	25.46%	25.70%	25.95%	26.20%	26.45%	

* STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

Figura 2: data-sheet di modulo fotovoltaico di progetto



2.5 Conversione statica CC/AC (inverter fotovoltaici)

I convertitori statici, o inverter, sono dei dispositivi elettronici in grado di convertire le grandezze elettriche come tensione e corrente in valore e/o forma. Tali inverter, con elevato fattore di rendimento, sono in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V (funzione MPPT Maximum Power Point Tracking) e di costruire un'onda sinusoidale in uscita con tecnica PWM (Pulse With Modulation), avente ampiezza e frequenza costanti nel tempo, in modo da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori stabiliti dalle norme. Gli inverter, che saranno installati in posizione quanto più baricentrica rispetto al sotto-campo a cui sono asserviti, hanno grado di protezione IP66.

Per l'impianto in progetto è prevista l'installazione di gruppi di conversione e trasformazione (come riportato nella Figura 3) in grado di gestire le diverse potenze di ingresso dal generatore fotovoltaico. I prodotti che verranno utilizzati in fase realizzativa sono del Produttore **ENERTRONICA SANTERNO**.

L'hardware di potenza dei convertitori statici è costituito dai seguenti componenti:

- ✓ Sezionatori DC che permettono di disconnettere i quadri di campo (per manutenzione);
- ✓ Scaricatori SPD per proteggere gli inverter da eventuali sovratensioni provenienti dal campo fotovoltaico;
- ✓ filtro lato corrente continua per il contenimento di un eventuale ripple sulla tensione e sulla corrente provenienti dal campo fotovoltaico;
- ✓ ponte a semiconduttori (IGBT) che esegue la conversione da corrente continua a corrente alternata;
- ✓ unità di controllo che gestisce le protezioni e l'inseguimento del punto di massima potenza;
- ✓ filtro lato corrente alternata in modo da limitare le armoniche di corrente e contenere i disturbi indotti sulla rete, in conformità alle norme CEI 110-30 e 110-28;
- ✓ L'inverter è predisposto per un sistema di monitoraggio locale relativo al funzionamento dell'inverter stesso e per evidenziare mancate produzioni a livello delle stringhe.
- ✓ Tale monitoraggio è effettuato tramite un'interfaccia RS-485 che saranno visibili al soggetto produttore tramite un accesso internet riservato e dedicato.

	SUNWAY TG900 1500V TE - 580	SUNWAY TG900 1500V TE - 590	SUNWAY TG900 1500V TE - 600	SUNWAY TG900 1500V TE - 610	SUNWAY TG900 1500V TE - 620	SUNWAY TG900 1500V TE - 630	SUNWAY TG900 1500V TE - 640	SUNWAY TG900 1500V TE - 650	SUNWAY TG900 1500V TE - 660	SUNWAY TG900 1500V TE - 670	SUNWAY TG900 1500V TE - 690	SUNWAY TG1800 1500V TE - 580	SUNWAY TG1800 1500V TE - 590	SUNWAY TG1800 1500V TE - 600	SUNWAY TG1800 1500V TE - 610	SUNWAY TG1800 1500V TE - 620	SUNWAY TG1800 1500V TE - 630	SUNWAY TG1800 1500V TE - 640	SUNWAY TG1800 1500V TE - 650	SUNWAY TG1800 1500V TE - 660	SUNWAY TG1800 1500V TE - 670	SUNWAY TG1800 1500V TE - 690
DC INPUT																						
Max DC input current [A]	1500											2*1500										
MPPT Range [V]	850-1200	860-1200	880-1200	890-1200	910-1200	920-1200	940-1200	950-1200	970-1200	980-1200	1000-1200	850-1200	860-1200	880-1200	890-1200	910-1200	920-1200	940-1200	950-1200	970-1200	980-1200	1000-1200
Extended MPPT range [V]	830-1500	840-1500	860-1500	870-1500	880-1500	900-1500	910-1500	930-1500	940-1500	960-1500	980-1500	830-1500	840-1500	860-1500	870-1500	880-1500	900-1500	910-1500	930-1500	940-1500	960-1500	980-1500
AC ⁽¹⁾ OUTPUT																						
Rated AC output current [A]	800											1600										
Rated grid voltage [V _{AC}]	580	590	600	610	620	630	640	650	660	670	690	580	590	600	610	620	630	640	650	660	670	690
Rated power [kVA]	803	817	830	844	859	873	887	901	915	928	956	1606	1634	1660	1688	1718	1746	1774	1802	1829	1856	1912
EFFICIENCY																						
Maximum efficiency	98.7 %											98.7 %										
European efficiency	98.4 %											98.4 %										
GENERAL SPECS																						
Degree of protection	IP54																					
In Stop mode [W]	50											90										
In the night-time [W]	50											90										
Auxiliary consumptions [W] ⁽²⁾	1700											2700										

Figura 3: data-sheet di inverter taglie "TG900" e "TG1800"



2.6 Skid di trasformazione MT/bt

L'energia prodotta dal campo fotovoltaico verrà, come visto sopra, trasformata dall'inverter ed immessa sulla rete di media tensione.

Gli inverter però forniscono un livello di tensione non adeguato alla rete per cui si ricorrerà ad un trasformatore MT/bt per poter portare il livello di tensione a quello desiderato (30 kV, nel progetto in questione).

I trasformatori previsti sono ubicati all'interno di appositi “*skids*” che rappresentano una soluzione compatta ed adattabile alle esigenze di progetto, con una tecnologia “*plug&play*”.

Tale skid, fornito pre-assemblato, per una rapida installazione sul campo, è una piattaforma in acciaio che integra tutte le apparecchiature BT e MT, nonché il trasformatore di potenza ed il suo serbatoio dell'olio.

Tale soluzione è corredata da tutti gli elementi necessari per una conversione da BT a MT:

- ✓ Trasformatore in olio ermeticamente sigillato fino a 36 kV.
- ✓ Vasca deposito olio.
- ✓ Struttura metallica personalizzabile per apparecchiature di BT.
- ✓ un quadro MT configurabile secondo le esigenze del progetto;

Gli “skid” previsti sono delle vere e proprie “soluzioni chiavi in mano” e rappresentano oggi il trend per la realizzazione di impianti solari di medie e grandi dimensioni.

I moduli di potenza (modulabili), completamente assemblati e collaudati in fabbrica, facilitano la configurazione e la costruzione dell'impianto grazie alla densità di potenza ottimale e alla semplificazione delle operazioni richieste in campo.

Per l'impianto in oggetto, **verranno utilizzati 35 skids del tipo ENERTRONICA SANTERNO.**

La rappresentazione dello skid ed il suo layout planimetrico sono riportati rispettivamente nella Figura 5 e nella Figura 4.



Figura 4: skid “Enertronica Santerno”

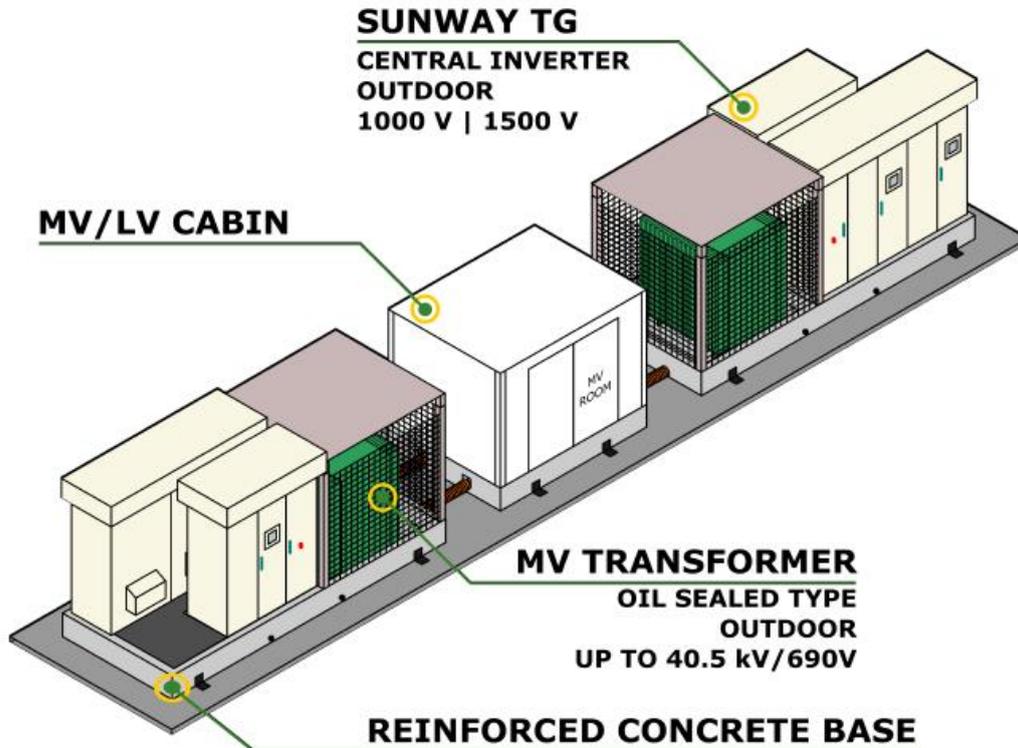
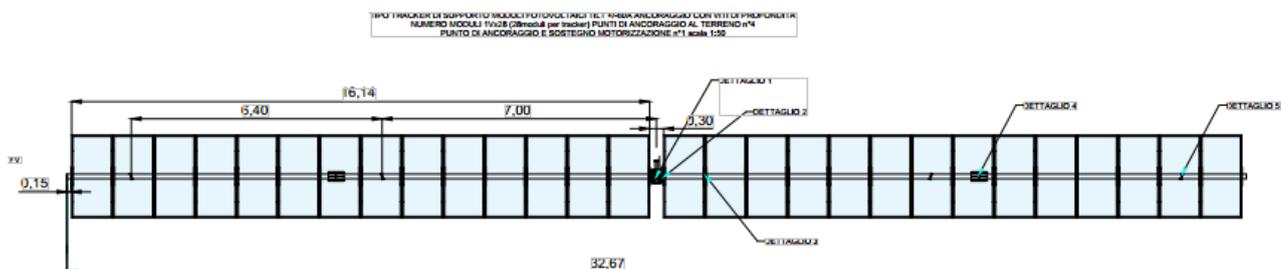


Figura 5: skid "Enertronica Santerno"

2.7 Strutture di tracking mono-assiale (single axis tracker)

La struttura di tipo "Tracker" di supporto per moduli fotovoltaici sarà realizzata mediante profilati in acciaio zincato a caldo, essa costituisce un sistema ad inseguimento monoassiale. Il tracker è una struttura azionata da un attuatore lineare, in grado di seguire il sole su un asse, orientandosi perpendicolarmente ai raggi solari nel corso dell'intera giornata e al variare delle stagioni. Il sistema garantisce la protezione dei motori e dei pannelli assumendo la "posizione di difesa" disponendo i pannelli in modo orizzontale, al fine di minimizzare l'azione del vento sulla struttura. Il "MODULO STANDARD" utilizzato in questo campo è costituito da una struttura in elevazione in acciaio TIPO TRACKER DI SUPPORTO MODULI FOTOVOLTAICI TILT +/-60A ANCORAGGIO CON VITI DI PROFONDITA' infissa nel terreno per circa 2 - 2,5 mt, come in figura, collegati superiormente da un Tubo Quadro 120*120*3 sul quale poggiano attraverso elementi in OMEGA 65x30x25 i moduli fotovoltaici. L'angolo d'inclinazione è variabile. Per maggiore chiarezza si rimanda alle tavole grafiche allegate.





Le strutture Tracker dei moduli sono interdistanti tra loro 6 m (interasse tra le file) questo permette agli operatori agricoli di poter operare e sviluppare le colture dell'agrovoltaico previste nel piano culturale (vedi relazione pedoagronomica).

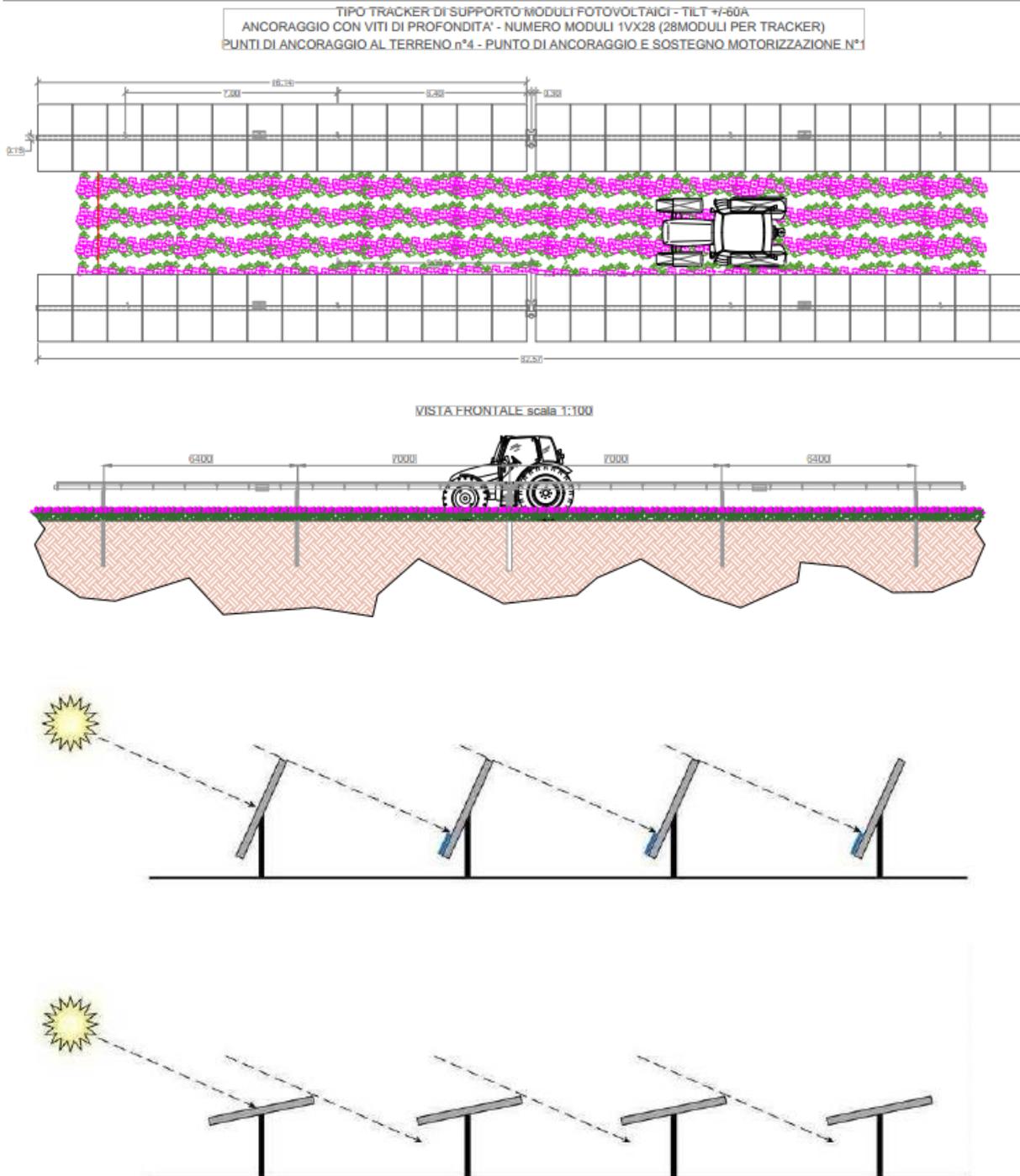


Figura 6: Schema della struttura –vista trasversale e vista longitudinale

2.8 Collegamenti elettrici e cablaggi

All'interno dell'impianto fotovoltaico sono previste le seguenti connessioni:

1. connessioni in corrente continua:
 - a. connessione fra i moduli fotovoltaici per la realizzazione delle stringhe;
 - b. connessioni fra le stringhe e gli inverter.



I cavi utilizzati per l'interconnessione dei moduli fotovoltaici devono essere fascettati (per mezzo di fascette resistenti ai raggi UV, ossia con alto contenuto di grafite) alle strutture di sostegno degli stessi, mentre i cavi di prolungamento di ognuna delle stringhe confluiscono verso gli inverter con percorso prima libero (eventualmente su passerelle porta-cavi, posizionate sulle stesse strutture di sostegno) e poi in cavidotti di protezione in PVC del tipo corrugato interrato. Tali cavi sono del tipo Radox con sezione di 6 mm² in modo da diminuire al minimo le perdite.



2. connessioni in corrente alternata (bassa tensione)

a. connessioni fra gli inverter ed i quadri di parallelo (QP) all'interno delle cabine di conversione;
I cavi che realizzano il collegamento tra gli inverter ed i quadri di parallelo AC (QP) saranno in alluminio (dimensionati in modo da supportare le correnti previste (dipendenti dal tipo di modulo) nelle rispettive condizioni di posa e conformi alle norme CEI20-13, CEI20-22 II e CEI20-37 I. Marchiatura IMQ, colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 24 kV); tali cavi saranno direttamente interrati e del tipo **ARG7OR Quadripolari** – 0,6/1 kV. Tale tipologia di cavo risulta adatto per il trasporto di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale (per installazione fissa all'interno e all'esterno, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili).



3. connessioni in corrente alternata (media tensione):

Tali tipi di cavi, del tipo **AR4H1RX 18/30 kV**, sono quelli relativi:

- ai 5 circuiti che collegano le 39 cabine di trasformazione MT/BT (skids) previste presso l'impianto fotovoltaico fino alla "cabina di raccolta" (per un maggiore di tale circuito, vedasi il Paragrafo 3);
- al circuito in MT a 30 kV che collega la "cabina di raccolta" e la "cabina di ricezione" (per un maggiore di tale circuito, vedasi il Paragrafo 4);

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica, l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:



- ✓ Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio).
- ✓ Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio).
- ✓ Conduttore di fase punti luce: grigio.
- ✓ Conduttore di fase prese luce: marrone.
- ✓ Conduttore di fase prese F.M.: grigio/nero.
- ✓ Conduttore per circuiti in CC: chiaramente siglato con indicazione del positivo con il simbolo '+' e del negativo con il simbolo '-'.

2.9 Messa a Terra

Il collegamento al nodo equipotenziale di terra dei moduli e della struttura di sostegno avverrà secondo la normativa vigente, mediante conduttore di sezione e marchiatura già specificata ai paragrafi precedenti. In particolare, la linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra solamente tramite gli scaricatori di sovratensione per scariche d'origine atmosferica con indicazione ottica di fuori servizio e tasto 'test'.

Per quanto concerne i telai dei moduli e la struttura di sostegno, se la resistenza di terra fra la massa estranea (telai moduli) e la terra (ρ) è maggiore di 1.000 Ohm il collegamento a terra è vietato, altrimenti ($\rho < 1000$ Ohm) il collegamento a terra è obbligatorio (CEI 64-8) ed essi dovranno essere collegati elettricamente dal conduttore unipolare di sezione a norma di legge al nodo equipotenziale esistente.

2.10 Misuratore dell'energia immessa in rete

Il conteggio dell'energia immessa in rete sarà effettuato per mezzo di un misuratore posto immediatamente a valle del trasformatore elevatore AT/MT posto nella Stazione di Utenza (SdU) ubicata in prossimità del punto di consegna. L'impianto inoltre, tramite un'interfaccia seriale in dotazione agli inverter, sarà predisposto per poter accogliere, se richiesto, un sistema di monitoraggio dei dati della tensione e della corrente prodotta con relativo modulo di trasmissione telematica.

2.11 Dispositivi di protezione sul collegamento alla rete

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete dell'auto-produttore che della rete di distribuzione pubblica sarà realizzata in conformità a quanto previsto dalle norme CEI 11-20 e CEI 0-16. L'impianto sarà pertanto equipaggiato con un sistema di protezione articolato su tre distinti livelli, ovvero:

1. Dispositivo del generatore
2. Dispositivo di interfaccia
3. Dispositivo generale

2.12 Sistema anti-intrusione

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema integrato Anti-intrusione composto da:

- ✓ telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 35-40 m;
- ✓ cavo alfa con anime magnetiche, collegato a sensori microfonici, aggirato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- ✓ barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina e del cancello di ingresso;
- ✓ badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina;
- ✓ centralina di sicurezza integrata installata in cabina.



3 ELETTRDOTTO COLLEGAMENTO SKIDS IN MEDIA TENSIONE MT

3.1 Generalità

L'energia prodotta dalle singole cabine di trasformazione MT/BT (“skids”) dell’impianto fotovoltaico è trasportata attraverso delle linee (o anelli) verso due (2) “Cabine di Raccolte” (ubicate all’interno dell’impianto fotovoltaico).

Il collegamento della linea nelle celle MT di arrivo e partenza (installate all’interno di ciascuna delle cabine di trasformazione MT/bt) alle sue estremità sarà realizzato mediante apposita terminazione tripolare per interno di tipo retraibile, con idonei capicorda a compressione bimetallici per cavi in alluminio dello spessore previsto.

Ciascun tratto di cavo di tale elettrodotto sarà costituito da **una terna** di cavi tripolari avente tensione di esercizio di 30 kV (Classe 2° ai sensi della CEI 11-4) posate in apposite trincee all’interno dell’area dell’impianto fotovoltaico.

Per le caratteristiche tecniche ed elettriche del cavo si veda il Paragrafo 5.2.

Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla documentazione presente negli elaborati riguardanti il cavidotto di collegamento tra le varie cabine di trasformazione.

3.2 Descrizione del tracciato del cavo

Nelle Figura 7 e Figura 8 è riportato lo schema a blocchi degli anelli dell’impianto fotovoltaico in oggetto, dal quale si evince la potenza nominale AC di ciascuna cabina di trasformazione MT/BT (denominate “SKID”), nonché la potenza nominale delle varie linee MT, la tensione di alimentazione, la sezione del cavo MT previsto e la corrente nominale di esercizio.

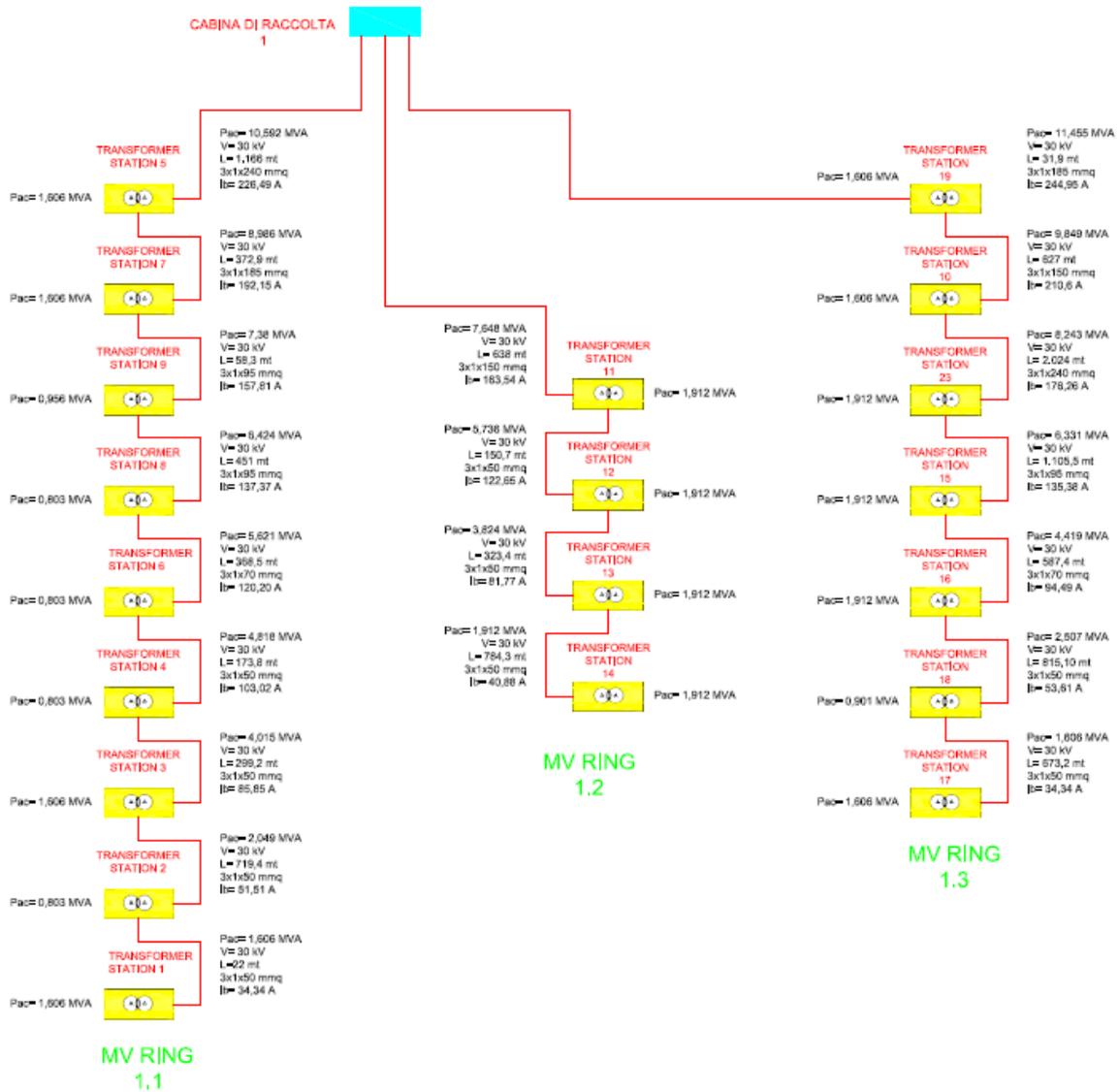


Figura 7: schema a blocchi degli anelli MT di collegamento cabine di trasformazione MT/BT relative alla “Cabina di Raccolta 1”

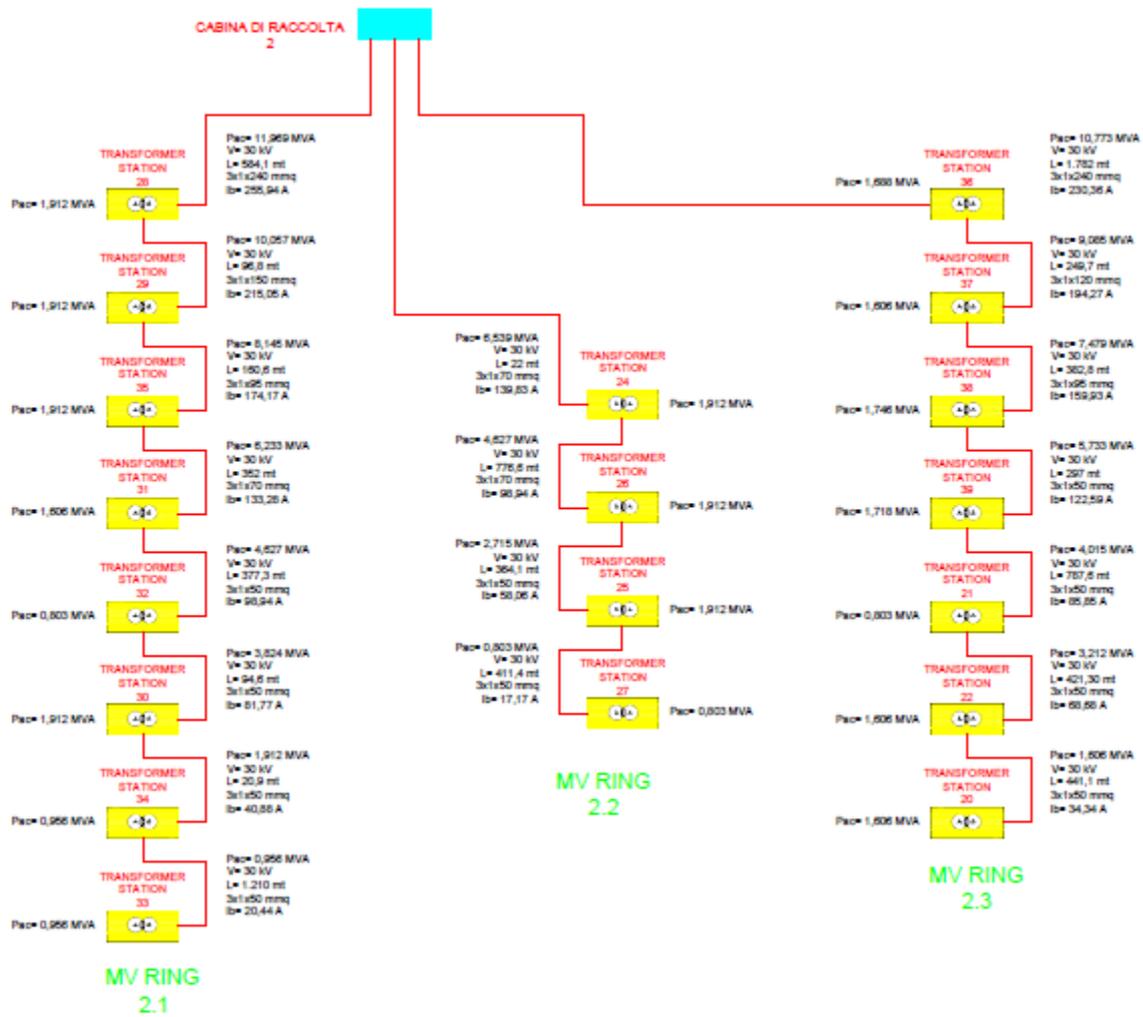


Figura 8: schema a blocchi degli anelli MT di collegamento cabine di trasformazione MT/BT relative alla “Cabina di Raccolta 2”



3.3 Dimensionamento del cavidotto

Le linee costituenti le dorsali in MT saranno prevalentemente realizzate internamente (ma per brevi tratti anche esternamente) all'impianto fotovoltaico e saranno interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale.

Per ciascuna linea costituente l'anello in MT si prevede l'utilizzo di cavi unipolari ad elica avvolta, posati a trifoglio con conduttore in alluminio, per i quali il calcolo delle sezioni, e delle relative perdite di potenza si rimanda alla sottostante Tabella 4.

LINE	TYPE OF CIRCUIT	CIRCUIT	From	To	Power (kVA)	MV Voltage Level (kV)	Lenght (m)	Formazione Cavo						Drop Voltage (V%)	Power Losses (kW)	
								3	x	(1	x	50)
MV	MV ring	R1.1	SKID.01	SKID.02	1.606,00	30,00	22,00	3	x	(1	x	50)	0,00%	0,05
MV	MV ring	R1.1	SKID.02	SKID.03	2.409,00	30,00	719,40	3	x	(1	x	50)	0,14%	3,67
MV	MV ring	R1.1	SKID.03	SKID.04	4.015,00	30,00	299,20	3	x	(1	x	50)	0,10%	4,24
MV	MV ring	R1.1	SKID.04	SKID.06	4.818,00	30,00	173,80	3	x	(1	x	50)	0,07%	3,55
MV	MV ring	R1.1	SKID.06	SKID.08	5.621,00	30,00	368,50	3	x	(1	x	70)	0,12%	7,08
MV	MV ring	R1.1	SKID.08	SKID.09	6.424,00	30,00	451,00	3	x	(1	x	95)	0,12%	8,17
MV	MV ring	R1.1	SKID.09	SKID.07	7.380,00	30,00	58,30	3	x	(1	x	95)	0,02%	1,39
MV	MV ring	R1.1	SKID.07	SKID.05	8.986,00	30,00	372,90	3	x	(1	x	185)	0,08%	6,77
MV	MV ring	R1.1	SKID.05	Cabina di Raccolta 1	10.592,00	30,00	1.166,00	3	x	(1	x	240)	0,24%	22,43
MV	MV ring	R1.2	SKID.14	SKID.13	1.912,00	30,00	784,30	3	x	(1	x	50)	0,12%	2,52
MV	MV ring	R1.2	SKID.13	SKID.12	3.824,00	30,00	323,40	3	x	(1	x	50)	0,10%	4,16
MV	MV ring	R1.2	SKID.12	SKID.11	5.736,00	30,00	150,70	3	x	(1	x	50)	0,07%	4,36
MV	MV ring	R1.2	SKID.11	Cabina di Raccolta 1	7.648,00	30,00	638,00	3	x	(1	x	150)	0,14%	10,55
MV	MV ring	R1.3	SKID.17	SKID.18	1.606,00	30,00	673,20	3	x	(1	x	50)	0,09%	1,53
MV	MV ring	R1.3	SKID.18	SKID.16	2.507,00	30,00	815,10	3	x	(1	x	50)	0,16%	4,50
MV	MV ring	R1.3	SKID.16	SKID.15	4.419,00	30,00	587,40	3	x	(1	x	70)	0,15%	6,97
MV	MV ring	R1.3	SKID.15	SKID.23	6.331,00	30,00	1.105,50	3	x	(1	x	95)	0,30%	19,45
MV	MV ring	R1.3	SKID.23	SKID.10	8.243,00	30,00	2.024,00	3	x	(1	x	240)	0,33%	23,58
MV	MV ring	R1.3	SKID.10	SKID.19	9.849,00	30,00	627,00	3	x	(1	x	150)	0,18%	17,19
MV	MV ring	R1.3	SKID.19	Cabina di Raccolta 1	11.455,00	30,00	31,90	3	x	(1	x	185)	0,01%	0,94



MV	MV ring	R2.1	SKID.3 3	SKID.34	956,00	30,00	1.210,00	3	x	(1	x	50)	0,09%	0,97
MV	MV ring	R2.1	SKID.3 4	SKID.30	1.912,00	30,00	20,90	3	x	(1	x	50)	0,00%	0,07
MV	MV ring	R2.1	SKID.3 0	SKID.32	3.824,00	30,00	94,60	3	x	(1	x	50)	0,03%	1,22
MV	MV ring	R2.1	SKID.3 2	SKID.31	4.627,00	30,00	377,30	3	x	(1	x	50)	0,14%	7,10
MV	MV ring	R2.1	SKID.3 1	SKID.35	6.233,00	30,00	352,00	3	x	(1	x	70)	0,12%	8,31
MV	MV ring	R2.1	SKID.3 5	SKID.29	8.145,00	30,00	160,60	3	x	(1	x	95)	0,06%	4,68
MV	MV ring	R2.1	SKID.2 9	SKID.28	10.057,00	30,00	96,80	3	x	(1	x	150)	0,03%	2,77
MV	MV ring	R2.1	SKID.2 8	Cabina di Raccolta 2	11.969,00	30,00	584,10	3	x	(1	x	240)	0,14%	14,35
MV	MV ring	R2.2	SKID.2 7	SKID.25	803,00	30,00	411,40	3	x	(1	x	50)	0,03%	0,23
MV	MV ring	R2.2	SKID.2 5	SKID.26	2.715,00	30,00	364,10	3	x	(1	x	50)	0,08%	2,36
MV	MV ring	R2.2	SKID.2 6	SKID.24	4.627,00	30,00	776,60	3	x	(1	x	70)	0,20%	10,10
MV	MV ring	R2.2	SKID.2 4	Cabina di Raccolta 2	6.539,00	30,00	22,00	3	x	(1	x	70)	0,01%	0,57
MV	MV ring	R2.3	SKID.2 0	SKID.22	1.606,00	30,00	441,10	3	x	(1	x	50)	0,06%	1,00
MV	MV ring	R2.3	SKID.2 2	SKID.21	3.212,00	30,00	421,30	3	x	(1	x	50)	0,11%	3,82
MV	MV ring	R2.3	SKID.2 1	SKID.31	4.015,00	30,00	787,60	3	x	(1	x	50)	0,25%	11,16
MV	MV ring	R2.3	SKID.3 9	SKID.35	5.733,00	30,00	297,00	3	x	(1	x	50)	0,14%	8,58
MV	MV ring	R2.3	SKID.3 8	SKID.37	7.479,00	30,00	382,80	3	x	(1	x	95)	0,12%	9,40
MV	MV ring	R2.3	SKID.3 7	SKID.36	9.085,00	30,00	249,70	3	x	(1	x	120)	0,08%	7,15
MV	MV ring	R2.3	SKID.3 6	Cabina di Raccolta 2	10.773,00	30,00	1.782,00	3	x	(1	x	240)	0,38%	35,46

Tabella 4: sezioni dei cavi MT di collegamento tra le varie cabine (circuito: MV ring) e relative cadute di tensione e perdite ohmiche

3.4 Rete di terra Cabina di Raccolta e delle Cabine di Trasformazione

Per quanto riguarda la rete di terra della Cabina di Raccolta e delle Cabine di Trasformazione, si ritengono valide tutte le considerazioni precedentemente esposte con riferimento alla SSE ed al parco fotovoltaico.

In particolare:

La realizzazione dell'impianto di terra dei fabbricati CdS e Cabine di Trasformazione consisterà nelle seguenti attività:

- ✓ Installazione di collettori di terra in piatto di rame 60x6 mm sulle pareti;
- ✓ Esecuzione delle derivazioni di messa a terra delle masse metalliche fisse verso i
- ✓ collettori, con piatto di rame 40x3 mm;
- ✓ Connessioni di continuità elettrica delle carpenterie mobili, con conduttori flessibili di sezione:
 - 50 mmq per la messa a terra dei pannelli mobili (ante di celle ed armadi);
 - 70 mmq per la messa a terra delle parti mobili tipo aste di manovra.
- ✓ Posa e collegamento, con doppio cavo in rame da 70mmq, alla rete di terra del fabbricato che sarà, a sua volta, così costituita:
 - o anello perimetrale di forma rettangolare in corda di rame nudo di sezione 50 mmq a 7 fili elementari posata a quota -0,65 m, con sviluppo totale LP del conduttore perimetrale pari a: LP = 45 m
 - n. 4 dispersori puntuali a picchetto in profilato di acciaio, di lunghezza pari a 1,5 m, posizionati in prossimità dei vertici dell'anello. In alternativa potranno essere utilizzati n. 4 dispersori a piastra in acciaio zincato di lato pari a 0,6 m.

L'installazione dei collettori di terra e delle derivazioni alle masse metalliche dovrà essere opportunamente distanziata dalla parete mediante interposizione di distanziali in resina autoestingente, ed il fissaggio a parete dovrà essere eseguito con viti in acciaio e tasselli in PVC.

Le sbarre in rame dell'impianto di terra interno ai fabbricati dovranno essere verniciate sulle parti a vista, in GIALLO con strisce VERDI, oppure con il simbolo di terra (verniciato o prestampato, ben adesivo e resistente).

4 ELETTRODOTTO DI EVACUAZIONE IN MEDIA TENSIONE MT

4.1 Generalità

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è immessa nella stazione di trasformazione 30/150 kV mediante un "elettrdotto di evacuazione" in media tensione che collega due "Cabine di Raccolta" (ubicata all'interno dell'impianto fotovoltaico e che raccolgono i vari anelli o dorsali in media tensione provenienti dalle cabine di trasformazione MT/BT) e la "Cabina di Consegna" (ubicata all'interno dell'area della "Stazione di Utenza").

Tali elettrodotti di evacuazione saranno costituiti da terne di cavi tripolari avente tensione di esercizio di 30 kV (Classe 2° ai sensi della CEI 11-4) posate in apposite trincee, in parte nei terreni di proprietà privata (aventi caratteristica di terreno agricolo) ed in parte su strade pubbliche.

Per le caratteristiche tecniche ed elettriche del cavo si veda il Paragrafo 5.2.

Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla documentazione presente negli elaborati riguardanti il cavidotto di collegamento tra la "Cabina di Raccolta" e la "Cabina di Consegna" ubicata nella Stazione di Utenza (SdU) installata in prossimità della esistente Stazione di Trasformazione (SE) di TERNA S.p.A, la cui sezione a 150 kV dovrà essere ampliata.

4.2 Descrizione del tracciato del cavo

I due elettrodotti in oggetto (vedasi **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**) avranno una lunghezza complessiva pari a:

1. circa **14,18 km** per il cavidotto di collegamento tra la "Cabina di Raccolta 1" e la "Cabina di Consegna";
2. circa **13,03 km** per il cavidotto di collegamento tra la "Cabina di Raccolta 2" e la "Cabina di Consegna";

Tali elettrodotti di evacuazione saranno prevalentemente posati sul territorio comunale di **BRINDISI e TUTURANO**. Essi saranno realizzati in cavo interrato con tensione nominale di 30 kV, e collegheranno l'impianto fotovoltaico con la Stazione di Utenza da collegarsi al futuro ampliamento della sezione a 150 kV della vicina (ed esistente) Stazione Elettrica (SE) di trasformazione 380/150kV di proprietà TERNA S.p.A. denominata "BRINDISI SUD".

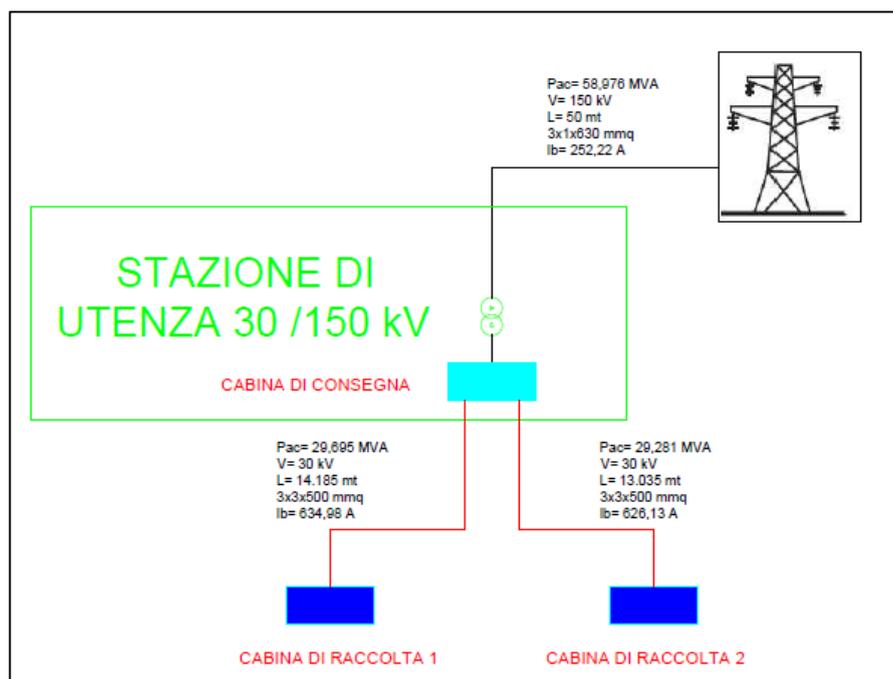


Figura 9: schema a blocchi cavidotto di evacuazione MT tra le “Cabina di Raccolta 1” e “Cabina di Raccolta 2” e la “Cabina di Consegna”

Il tracciato di entrambi gli elettrodotti di evacuazione è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11-12-1933 n.1775, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati.

Nella definizione dell'opera sono stati adottati i seguenti criteri progettuali:

- ✓ contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;
- ✓ mantenere il tracciato del cavo il più possibile all'interno delle strade esistenti, soprattutto in corrispondenza dell'attraversamento di nuclei e centri abitati (ove presenti), tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- ✓ evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
- ✓ minimizzare l'interferenza con le eventuali zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico;

Inoltre, per quanto riguarda l'esposizione ai campi magnetici, in linea con il dettato dell'art. 4 del DPCM 08-07-2003 di cui alla Legge. n° 36 del 22/02/2001, i tracciati sono stati progettati tenendo conto dell'obiettivo di qualità di 3 μ T.

4.3 Dimensionamento del cavidotto

La linea costituente l'elettrodotto di evacuazione in MT sarà realizzata all'esterno dell'impianto fotovoltaico e sarà interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale.

Per l'elettrodotto di evacuazione in MT si prevede l'utilizzo di cavi unipolari ad elica avvolta, posati a trifoglio con conduttore in alluminio, per il quale il calcolo della sezione, e delle relative perdite di potenza si rimanda alla sottostante Tabella 5.



COMUNE DI
BRINDISI

PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 59,53 MW E POTENZA MODULI PARI A 68,59 MW_p RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA-IMPIANTO AEPV-C03 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI BRINDISI

07.02_R.I._ Relazione Impianti

LINE	TYPE OF CIRCUIT	CIRCUIT	From	To	Power (kVA)	MV Voltage Level (kV)	Lenght (m)	Formazione Cavo						Drop Voltage (V%)	Power Losses (kW)	
MV	MV evacuation line	EL	Cabina di Raccolta 1	Step-Up Substation	29.695,00	30,00	14.184,50	3	x	(3	x	500)	1,70%	346,01
MV	MV evacuation line	EL	Cabina di Raccolta 2	Step-Up Substation	29.520,00	30,00	13.035,00	3	x	(3	x	500)	1,54%	309,16

Tabella 5: sezioni dei cavi MT di collegamento tra le Cabine di Raccolte e la Cabina di Consegna (circuito: MV evacuation line) e relative cadute di tensione e perdite ohmiche



4.4 Perdita di potenza nei circuiti in media tensione 30 kV

Nella sottostante Tabella 6 è riportata la perdita complessiva, in condizioni nominali del circuito in media tensione a 30 kV, intese come le somme delle potenze perse nel circuito di collegamento tra le varie cabine (MV rings) ed il circuito di collegamento tra le Cabine di Raccolta e la Cabina di Consegnata (MV evacuation line).

Circuit	P Losses (kW)	P Losses (%)
MV Ring	282,41	0,48%
MV Evacuation Line	655,17	1,11%
TOTAL	937,58	1,59%

Tabella 6: potenza persa per effetto Joule nei circuiti MT in condizioni nominali

5 LINEE ELETTRICHE IN MEDIA TENSIONE (CONDIZIONI DI POSA)

5.1 Premessa

Le linee in media tensione 30 kV (sia quelle di collegamento (anelli) tra le varie cabine di trasformazione (skid) MT/BT, sia il condotto di evacuazione) dovranno rispondere alle caratteristiche di norma per quanto riguarda le caratteristiche dei materiali utilizzati nonché la modalità di costruzione dei cavidotti e di posa dei cavi elettrici.

5.2 Caratteristiche tecniche del cavo

Il cavo di media tensione sarà del tipo riportato nella Tabella 7:

Codice Cavo	ARE4H1EX o ARE4H5EX, U _{o/U} : 18/30 kV, U _{max} : 36 kV
Materiale	alluminio
Formazione e sezione	varie a seconda della tratta (vedasi a riguardo Figura 8)

Tabella 7: caratteristiche del cavo di media tensione

Le caratteristiche elettriche di portata e resistenza di tali cavi, sezione per sezione, sono riportate nella Tabella 8 (portata valutata per posa interrata a 1,2 m di profondità, temperatura del terreno di 20° C e resistività termica del terreno di 1 K m/W).

Le terne saranno costituite da cavi tripolari precordati isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC, con conduttori in alluminio, formazione rigida compatta, classe 2.

Lo strato semiconduttore interno del cavo è estruso, l'isolamento in gomma HEPR, qualità G7 senza piombo; lo strato del semiconduttore è estruso, pelabile a freddo, lo schermo è realizzato in fili di rame rosso con nastro di rame in contropirale, guainetta in PVC, armatura realizzata da due nastri di alluminio, avvolti a coprigiunto e la guaina composta da una miscela a base di PVC, qualità Rz (Colore: rosso).

Per quanto riguarda l'impiego, tali conduttori sono adatti per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze; essi si prestano alla posa in aria libera, in tubo o canale e sebbene ne rimanga ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17 (nella Tabella 8 sono riportate le caratteristiche tecniche ed elettriche di tali conduttori) essi verranno posizionati direttamente interrati, e posti ad una profondità di circa **1,2 mt** dal livello di superficie.



ARE4H1R - 18/30 kV

U_o/U: 18/30 kV

U max: 36 kV

Caratteristiche tecniche

Formazione	Ø indicativo conduttore	Ø indicativo isolante	Ø esterno max	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A			
					in aria		interrato*	
n° x mm ²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano
1 x 50	8,2	24,60	32,7	885	184	222	152	157
1 x 70	9,9	26,30	34,8	1025	230	278	186	192
1 x 95	11,4	27,80	36,4	1150	280	338	221	229
1 x 120	13,1	29,50	38,4	1310	324	391	252	260
1 x 150	14,4	30,80	39,8	1430	368	440	281	288
1 x 185	16,2	32,60	41,9	1620	424	504	317	324
1 x 240	18,4	34,80	44,5	1875	502	593	367	373
1 x 300	20,7	37,05	47,1	2135	577	677	414	419
1 x 400	23,6	40,00	50,5	2645	673	769	470	466
1 x 500	26,5	42,90	53,8	2710	781	890	550	540
1 x 630	30,2	46,60	58,0	3260	909	1030	710	700

(*) I valori di portata si riferiscono alle seguenti condizioni:
- Resistività termica del terreno: 1 K-m/W
- Temperatura ambiente 20°C
- profondità di posa: 0,8 m

Caratteristiche elettriche

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Resistenza apparente a 90°C 50-Hz		Reattanza di fase		Capacità a 50-Hz
		Ω/Km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	
n° x mm ²	Ω/Km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano	μF/km
1 x 50	0,641	0,822	0,822	0,14	0,15	143
1 x 70	0,443	0,568	0,568	0,13	0,15	160
1 x 95	0,320	0,411	0,411	0,12	0,14	175
1 x 120	0,253	0,325	0,325	0,12	0,13	192
1 x 150	0,206	0,265	0,265	0,11	0,13	205
1 x 185	0,164	0,211	0,211	0,11	0,12	222
1 x 240	0,125	0,161	0,161	0,11	0,12	244
1 x 300	0,100	0,130	0,129	0,10	0,11	265
1 x 400	0,0778	0,102	0,101	0,101	0,11	294
1 x 500	0,0605	0,0801	0,0794	0,097	0,11	321
1 x 630	0,0469	0,0635	0,0625	0,094	0,11	357

Tabella 8: caratteristiche tecniche ed elettriche dei conduttori dell'elettrodotto di evacuazione MT



5.3 Modalità di posa

L'elettrodotto in oggetto, come in precedenza specificato, è composto da una linea in cavo interrato. La linea sarà posata all'interno di uno scavo opportunamente dimensionato, come dalle "sezioni tipiche di posa", riportate nella Figura 10 e nella Figura 11:

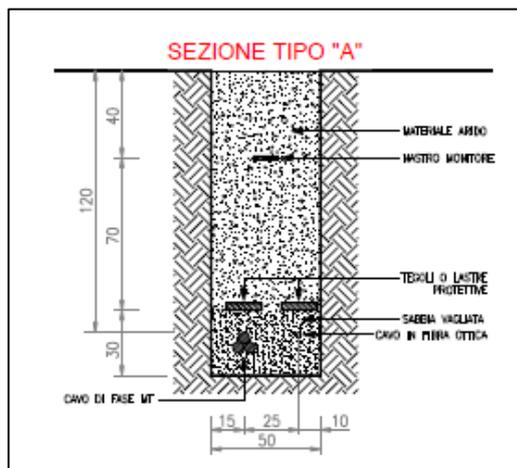


Figura 10: sezione tipica di posa della linea in cavo su strade sterrate

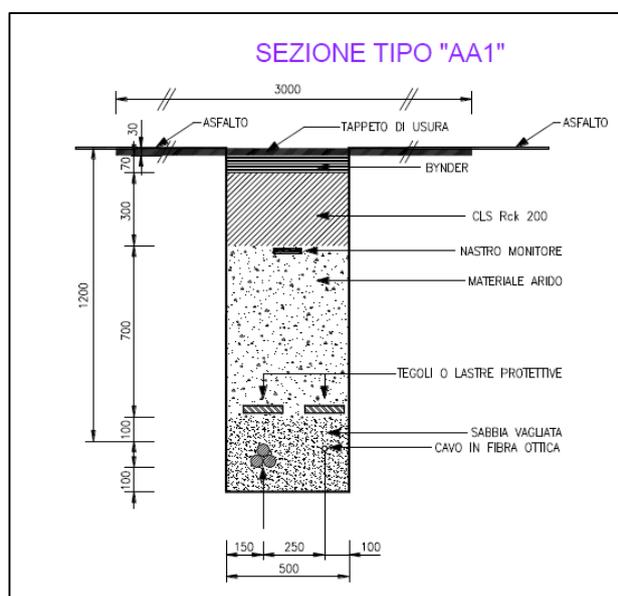


Figura 11: sezione tipica di posa della linea in cavo su sede stradale

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di circa 1,4 m, con disposizione delle fasi a trifoglio e configurazione degli schermi cross bonded.

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

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

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

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

Per evitare danneggiamenti meccanici sul cavo, durante la posa, si dovrà tenere conto dello sforzo massimo del cavo e del raggio di curvatura minimo (0,9 m).

In caso di presenza di acqua occorrerà prestare particolare attenzione per evitare che possa entrare acqua o umidità alle estremità dei cavi: dovrà essere effettuata la spelatura del cavo per 30cm, la sigillatura mediante coni di fissaggio in corrispondenza dell'inizio dell'isolante e la sigillatura mediante calotte termo-restringenti in caso di interrimento del cavo prima della realizzazione di giunzioni o terminazioni.

5.4 Giunti e connettori

I giunti servono a collegare tra loro due pezzature contigue di cavo e devono provvedere:

- ✓ Alla connessione dei conduttori di due pezzature di cavo mediante manicotti metallici chiamati connettori;
- ✓ All'isolamento del conduttore e al ripristino dei vari elementi del cavo;
- ✓ A controllare la distribuzione del campo elettrico, per evitare concentrazioni localizzate che possono provocare in breve tempo alla perforazione del giunto;
- ✓ Al mantenimento della continuità elettrica tra gli schermi metallici dei cavi;
- ✓ Alla protezione dall'ambiente nel quale il giunto è posato.

Nelle giunzioni fra cavi, i connettori sono i componenti deputati alla sola continuità elettrica; essi sono installati sui conduttori dei cavi mediante compressione eseguita con presse idrauliche e con le rispettive matrici a corredo.

Per l'installazione dei connettori sui cavi MT in alluminio, particolarmente sensibili all'ossidazione, a differenza del rame dove si produce una pellicola di ossido protettivo, e dove la presenza di aria nei trefoli genera un processo corrosivo irreversibile, sono previste compressioni (punzonature) molto profonde per realizzare una deformazione omogenea dei due componenti assiemati.

I connettori si distinguono per materiali costituenti e foggia, secondo l'impiego a cui sono destinati.

I giunti unipolari saranno posizionati lungo il percorso del cavo, a circa 600 m l'uno dall'altro. Il posizionamento dei giunti sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione della lunghezza delle pezzature del cavo, delle interferenze sotto il piano di campagna e di eventuali vincoli per il trasporto.

5.5 Terminali e capocorda

I terminali, che costituiscono generalmente le estremità di una linea in cavo, nonché gli elementi di connessione alle apparecchiature, devono consentire:

- ✓ La connessione del conduttore, mediante capocorda;
- ✓ La sigillatura del cavo contro il possibile ingresso di acqua o umidità;
- ✓ La protezione dell'isolante dalle radiazioni UV, dagli agenti atmosferici e comunque dall'ambiente circostante;
- ✓ Per i cavi MT il controllo della distribuzione del campo elettrico.

Per realizzare le connessioni dei conduttori dei cavi si utilizzano capicorda, che possono essere con attacco ad occhio o a codolo.



Per i cavi MT i capicorda sono parte integrante dei terminali, per i cavi in alluminio dovranno essere di tipo bimetallico alluminio-rame, accoppiati per frizione, allo scopo di evitare corrosioni. La compressione sul conduttore viene eseguita sulla parte in alluminio, mentre la connessione esterna avviene sulla parte in rame.

5.6 Canalizzazioni

La canalizzazione utilizzata è normalmente prevista per le strade di uso pubblico, per le quali il Nuovo Codice della Strada fissa una profondità minima di 1 metro dall'estradosso della protezione.

La canalizzazione ad altezza ridotta è prevista solo in casi eccezionali concordati con l'ente gestore della strada.

Il riempimento della trincea e il ripristino della superficie devono essere effettuati secondo le specifiche prescrizioni imposte dal proprietario del suolo.

5.7 Protezione e segnalazione dei cavi

Per i cavi interrati le Norme CEI 11-17 prevedono una protezione meccanica che può essere intrinseca al cavo stesso oppure supplementare a seconda del tipo di cavo e della profondità di posa. Nel caso in esame sarà utilizzata eventualmente una protezione meccanica mediante utilizzo di cavidotto in tubo flessibile (corrugato) con resistenza all'urto (CEI 23-46) di tipo N (normale) o mediante l'uso di tegole protettive; in alternativa potranno essere utilizzati cavi di tipo armato "AIRBAG". Sarà previsto superiormente il nastro segnaletico posato ad almeno 20 cm dalla protezione del cavo. Il diametro nominale interno del tubo sarà maggiore di 1,4 volte il diametro del cavo, ovvero diametro 160 mm.

5.8 Fibre ottiche

È prevista l'installazione di fibre ottiche a servizio del cavidotto, le quali saranno posate contestualmente alla stesura del cavo secondo le modalità descritte nei tipici allegati.

In sede di progetto esecutivo e comunque prima che si dia inizio alla realizzazione dell'opera ed in particolare prima dell'installazione della rete di comunicazioni elettroniche in fibre ottiche a servizio dell'elettrodotta, si procederà all'ottenimento dell'autorizzazione generale espletando gli obblighi stabiliti dal Decreto Legislativo 1 agosto 2003, n. 259, "Codice delle comunicazioni elettroniche"; in particolare si procederà alla presentazione della dichiarazione, conforme al modello riportato nell'allegato n. 14 al suddetto decreto, contenente l'intenzione di installare o esercire una rete di comunicazione elettronica ad uso privato; ciò costituisce denuncia di inizio attività ai sensi dello stesso D.Lgs.259/2003 art. 99, comma 4.

5.9 Rete di terra.

Nella stessa trincea ove verranno posati i cavi in media tensione e la fibra ottica necessaria per la comunicazione verrà posata anche la corda di terra. La rete di terra sarà costituita dai seguenti elementi:

- ✓ anello posato attorno a ciascun gruppo di conversione (raggio R=15 m),
- ✓ la corda di collegamento tra ciascun anello e la stazione elettrica (posata nella stessa
- ✓ trincea dei cavi di potenza),
- ✓ maglia di terra della stazione di trasformazione,
- ✓ maglia di terra della stazione di connessione alla rete AT.



La rete sarà formata da un conduttore nudo in rame da 50 mm² e si assumerà un valore di resistività ρ del terreno pari a 150 Ω m.

5.10 Coesistenza tra cavi elettrici ed altre condutture interrato

Le prescrizioni in merito alla coesistenza tra i cavidotti MT-BT e le condutture degli altri servizi del sottosuolo derivano principalmente dalle seguenti norme:

- ✓ Norme CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”;
- ✓ DM 24.11.1984 “Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l’accumulo e l’utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8”.

Eventuali prescrizioni aggiuntive saranno comunicate dai vari enti a cui sarà richiesto il coordinamento dei sottoservizi.

Incrocio e parallelismo tra cavi di energia e cavi di telecomunicazione interrati

Nell’ eseguire l’incrocio o il parallelismo tra due cavi direttamente interrati, la distanza tra i due cavi non deve essere inferiore a 0,3 m. Quando almeno uno dei due cavi è posto dentro manufatti di protezione meccanica (tubazioni, cunicoli, ecc.) che ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza necessità di effettuare scavi, non è necessario osservare alcuna distanza minima

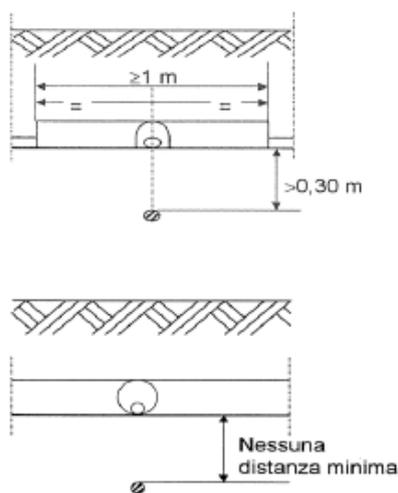


Figura 12

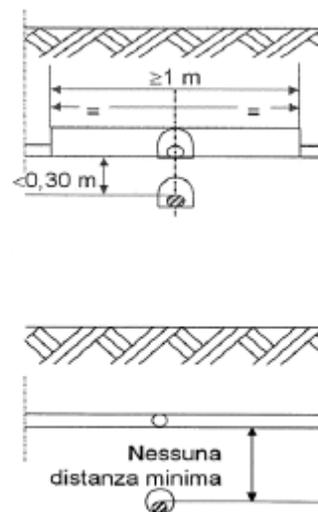


Figura 13

5.11 Incroci tra cavi di energia e tubazioni metalliche interrato

L’incrocio fra cavi di energia e le tubazioni metalliche adibite al trasporto e alla distribuzione di fluidi (acquedotti, gasdotti, oleodotti e simili) o a servizi di posta pneumatica, non deve essere effettuato sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni metalliche stesse.

I cavi di energia non devono presentare giunzioni se non a distanze ≥ 1 mt dal punto di incrocio con le tubazioni a meno che non siano attuati i provvedimenti scritti nel seguito.



Nei riguardi delle protezioni meccaniche, non viene data nessuna particolare prescrizione nel caso in cui la distanza minima misurata fra le superfici esterne dei cavi di energia e delle tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione, è superiore a 0,50 mt (Figura 14 e Figura 15).

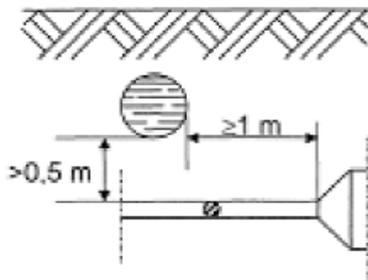


Figura 14

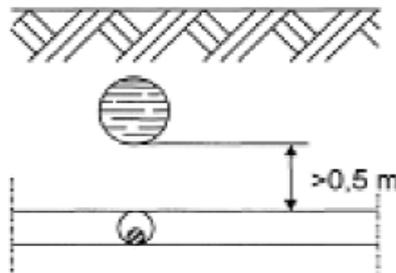


Figura 15

Tale distanza può essere ridotta fino ad un minimo di 0,30 mt nel caso in cui una delle strutture di incrocio è contenuta in un manufatto di protezione non metallico prolungato almeno 0,30 mt per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura (Figura 16).

Un'altra soluzione, per ridurre la distanza di incrocio fino ad un minimo di 0,30 mt è quella di interporre tra cavi energia e tubazioni metalliche un elemento separatore non metallico (come ad esempio lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido); questo elemento deve poter coprire, oltre la superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0.30 mt di larghezza ad essa periferica (Figura 17).

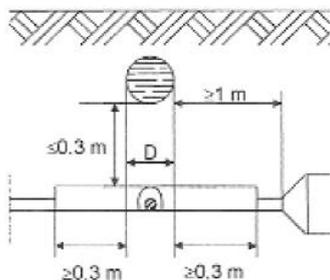


Figura 16

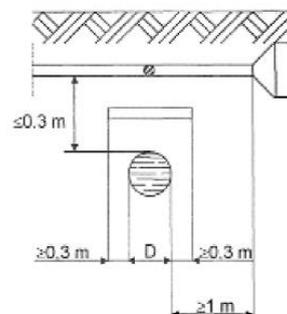


Figura 17

I manufatti di protezione e gli elementi separatori in calcestruzzo armato sono da considerarsi strutture non metalliche. Come manufatto di protezione di singole strutture con sezione circolare possono essere utilizzati collari di materiale isolante fissati ad esse.

Parallelismi tra cavi di energia e tubazioni metalliche interrati

In nessun tratto la distanza misurata in proiezione orizzontale fra le due superfici esterne di eventuali altri manufatti di protezione, deve risultare inferiore a 0,3 mt.

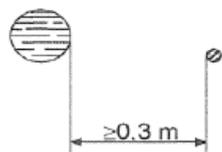


Figura 18

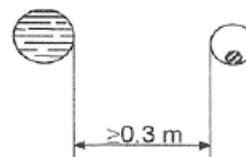


Figura 19

Incroci e parallelismi tra cavi di energia in tubazione e tubazioni di gas con densità non superiore a 0,8 non drenate con pressione massima di esercizio >5 Bar.

Nei casi di sopra e sottopasso tra canalizzazioni per cavi elettrici e tubazioni non drenate, la distanza misurata in senso verticale fra le due superfici affacciate deve essere $\geq 1,50$ mt (Figura 18 e Figura 19).

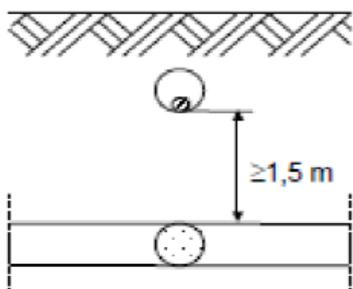


Figura 20

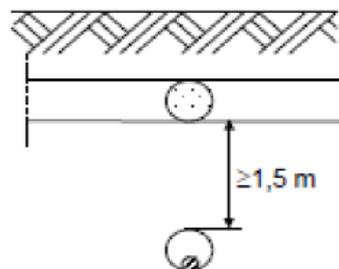


Figura 21

Qualora non sia possibile osservare tale distanza, la tubazione del gas deve essere collocata entro un tubo di protezione che deve essere prolungato da una parte e dall'altra dell'incrocio per almeno 1 mt nei sottopassi e 3 mt nei sovrappassi; le distanze vanno misurate a partire dalle tangenti verticali alle pareti esterne della canalizzazione (Figura 20 e Figura 21) in ogni caso deve essere evitato il contatto metallico tra le superfici affacciate.

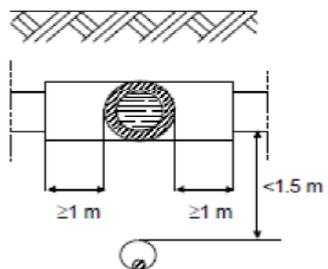


Figura 22

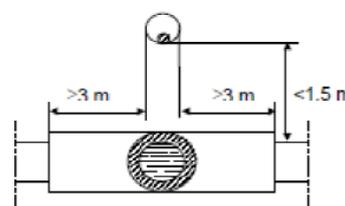


Figura 23

Nei parallelismi tra canalizzazioni per cavi elettrici e tubazioni non drenate, la distanza minima tra le due superfici affacciate non deve essere inferiore alla profondità di interrimento della condotta del gas (Figura 22), salvo l'impiego di diaframmi continui di separazione (Figura 23).

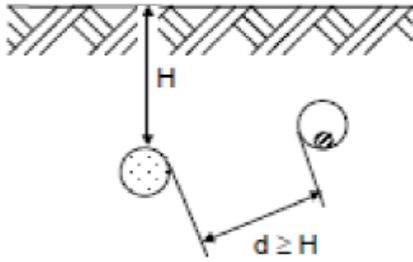


Figura 24

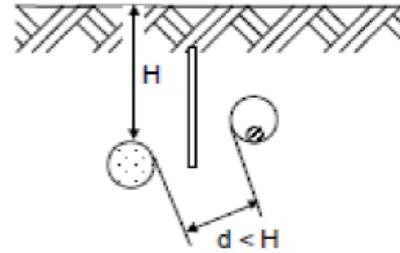


Figura 25

Incroci e parallelismi tra cavi di energia in tubazione e tubazioni di gas con densità non superiore a 0,8 non drenate con pressione massima di esercizio 5 Bar.

Nel caso di sopra e sottopasso tra canalizzazioni per cavi elettrici e tubazioni del gas la distanza misurata tra le due superfici affacciate deve essere:

- ✓ per condotte di 4^a e 5^a Specie: >0,50 mt (Figura 24 e Figura 25);
- ✓ per condotte di 6^a e 7^a Specie: tale da consentire gli eventuali interventi di manutenzione su entrambi i servizi interrati.

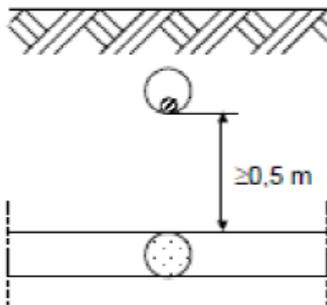


Figura 26

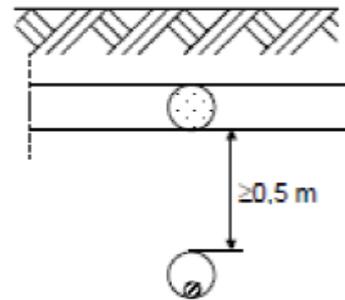


Figura 27

Qualora per le condotte di 4^a e 5^a Specie, non sia possibile osservare la distanza minima di 0,5 mt, la condotta del gas deve essere collocata entro un manufatto o altra tubazione di protezione e detta protezione deve essere prolungata da una parte e dall'altra dell'incrocio stesso per almeno 3 mt nei sovrappassi (Figura 28) e 1 mt nei sottopassi (Figura 29), misurati a partire dalle tangenti verticali alle pareti esterne dell'altra canalizzazione.

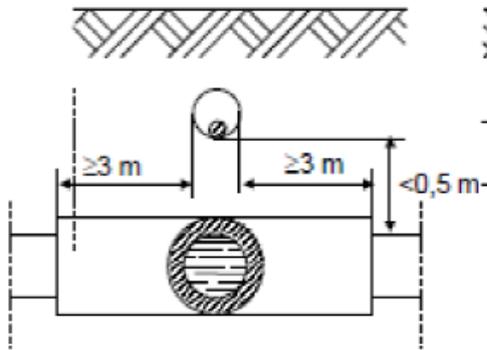


Figura 28

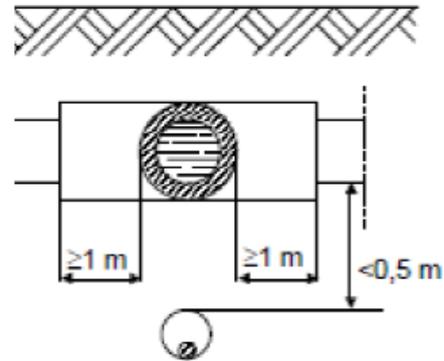


Figura 29

Nei casi di percorsi paralleli tra canalizzazioni per cavi elettrici e tubazioni del gas la distanza misurata tra la due superfici affacciate deve essere:

- ✓ per condotte di 4^a e 5^a specie: $> 0.50\text{ mt}$ (Figura 30);
- ✓ per condotte di 6^a e 7^a tale da consentire gli eventuali interventi di manutenzione su entrambi i servizi interrati.

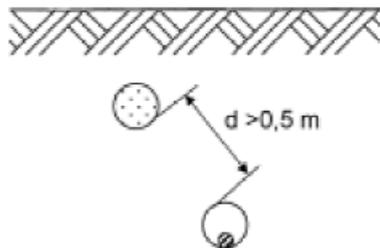


Figura 30

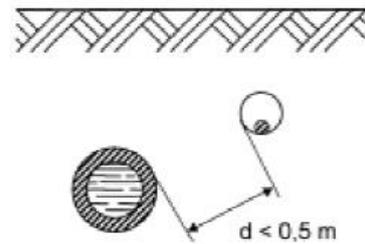


Figura 31

Qualora per le condotte di 4^a e 5^a specie non sia possibile osservare la distanza minima di 0,50 mt, la tubazione dei gas deve essere collocata entro un manufatto o altra tubazione (Figura 31); nei casi in cui il parallelismo abbia lunghezza superiore a 150 mt la condotta dovrà essere contenuta in tubi o manufatti speciali chiusi, in muratura o cemento, lungo i quali devono essere disposti diaframmi a distanza opportuna e dispositivi di sfiato verso l'esterno. Detti dispositivi di sfiato devono essere costruiti con tubi di diametro interno non inferiore a 20 mm e devono essere posti alla distanza massima tra loro di 150 mt e protetti contro l'intasamento (Figura 32).

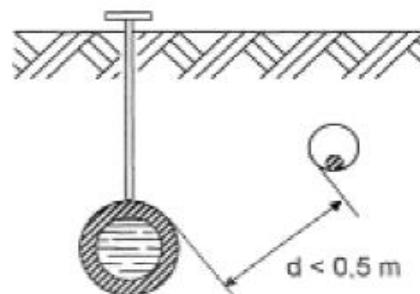


Figura 32

5.12 Controlli e verifiche



Le verifiche da effettuare saranno di due tipologie:

- ✓ controlli in corso d'opera;
- ✓ controlli ai fini del collaudo comprese le verifiche elettriche.

Per quanto riguarda la prova di tensione applicata sui cavi a 30 kV, se espressamente richiesto, sarà effettuata la prova alla tensione a Norma CEI di 3U₀ (efficaci) ed alla frequenza di 0,1 Hz applicata tra conduttore e lo schermo metallico per la durata di 15 minuti.

5.13 Realizzazione della linea elettrica in cavo interrato MT

5.13.1 Fasi di costruzione

La realizzazione dell'opera avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in un tratto limitato della linea in progetto, avanzando progressivamente sul territorio.

In generale 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 e realizzazione delle giunzioni;
- ✓ ricopertura della linea e ripristini;

In alcuni casi particolari e comunque dove si renderà necessario, in particolare per tratti interni ai centri abitati e in corrispondenza di attraversamenti, si potrà procedere anche con modalità diverse da quelle su esposte.

In particolare si evidenzia che in alcuni casi specifici potrebbe essere necessario procedere alla posa del cavo con:

- ✓ Perforazione teleguidata
- ✓ Staffaggio su ponti o strutture pre-esistenti;
- ✓ Posa del cavo in tubo interrato;
- ✓ Realizzazione manufatti per attraversamenti corsi d'acqua

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

5.13.2 Realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere per la posa del cavo

Prima della realizzazione dell'opera sarà necessario realizzare le piazzole di stoccaggio per il deposito delle bobine contenenti i cavi; di norma vengono predisposte piazzole circa ogni 500-800 metri.

Tali piazzole sono, ove possibile, realizzate 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.

Si eseguiranno, se non già presenti, accessi provvisori dalla viabilità ordinaria per permettere l'ingresso degli autocarri alle piazzole stesse.

5.13.3 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 ed il transito dei mezzi di servizio.

5.13.4 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 sarà inferiore a 0°C;

i raggi di curvatura dei cavi, misurati sulla generatrice interna degli stessi, non saranno mai inferiori a 15 volte il diametro esterno del cavo.

5.13.5 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 i lavori 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.



5.13.6 Scavo della trincea in corrispondenza dei tratti lungo percorso stradale

Tenendo conto che il tracciato si sviluppa quasi interamente su percorso stradale si nota che quando la strada lo consenta (cioè nel caso in cui la sede stradale permetta lo scambio di due mezzi pesanti) sarà realizzata, come anticipato, la posa in scavo aperto, mantenendo aperto lo scavo per tutto il tratto compreso tra due giunti consecutivi e istituendo per la circolazione stradale un regime di senso unico alternato mediante semafori iniziale e finale, garantendo la opportuna segnalazione del conseguente restringimento di corsia e del possibile rallentamento della circolazione. In casi particolari e solo quando si renderà necessario potrà essere possibile interrompere al traffico, per brevi periodi, alcuni tratti stradali particolarmente stretti, segnalando anticipatamente ed in modo opportuno la viabilità alternativa e prendendo i relativi accordi con i comuni e gli enti interessati.

Per i tratti su strade strette o in corrispondenza dei centri abitati, tali da non consentire l'istituzione del senso unico alternato, ovvero laddove sia manifesta l'impossibilità di interruzione del traffico si potrà procedere con lo scavo di trincee più brevi (30÷50 m) all'interno delle quali sarà posato il tubo di alloggiamento dei cavi, da ricoprire e ripristinare in tempi brevi, effettuando la posa del cavo tramite sonda nell'alloggiamento sotterraneo e mantenendo aperti tratti di scavo in corrispondenza di eventuali giunti².

5.13.7 Staffaggi su ponti o strutture pre-esistenti

Qualora il tracciato del cavo prevedesse l'attraversamento di ponti pre-esistenti, sarà valutata la possibilità di effettuare lo staffaggio sotto la soletta in c.a. del ponte stesso o sulla fiancata della struttura mediante apposite staffe in acciaio, realizzando cunicoli inclinati per raccordare opportunamente la posa dei cavi realizzati lungo la sede stradale (in profondità circa 1,2 m) con la posa mediante staffaggio.

5.13.8 Trivellazione orizzontale controllata

La tecnica sarà utilizzata per l'attraversamento del Canale Triolo e per quello della tubazione dell'acquedotto che corre lungo la viabilità di accesso alla stazione.

Questo tipo di perforazione consiste essenzialmente nella realizzazione di un cavidotto sotterraneo mediante il radio-controllo del suo andamento plano-altimetrico. Il controllo della perforazione è reso possibile dall'utilizzo di una sonda radio montata in cima alla punta di perforazione, questa sonda dialogando con l'unità operativa esterna permette di controllare e correggere in tempo reale gli eventuali errori.

Indagine del sito e analisi dei sottoservizi esistenti

L'indagine del sito e l'attenta analisi dell'eventuale presenza di sottoservizi e/o qualsiasi impedimento alla realizzazione della perforazione, è una fase fondamentale per la corretta progettazione di una perforazione orizzontale. Per analisi dei sottoservizi, e per la mappatura degli stessi, soprattutto in ambiti urbani fortemente compromessi, è consigliabile l'utilizzo del sistema "Georadar". Mentre in ambiti suburbani, dove la presenza di sottoservizi è minore è possibile, mediante indagini da realizzare c/o gli enti proprietari dei sottoservizi, saperne anticipatamente l'ubicazione.

Realizzazione del foro pilota

La prima vera e propria fase della perforazione è la realizzazione del "foro pilota", in cui il termine pilota sta ad indicare che la perforazione in questa fase è controllata ossia "pilotata". La "sonda radio" montata sulla punta di

² NB: Non sono ammessi pozzetti su canalizzazioni MT, il cavo MT non deve essere ispezionabile.



perforazione emette delle onde radio che indicano millimetricamente la posizione della punta stessa. I dati rilevabili e sui quali si può interagire sono:

- ✓ Altezza;
- ✓ Inclinazione;
- ✓ Direzione;
- ✓ Posizione della punta.

Il foro pilota viene realizzato lungo tutto il tracciato della perforazione da un lato all'altro dell'impedimento che si vuole attraversare (strada, ferrovia, canale, pista aeroportuale ecc.). La punta di perforazione viene spinta dentro il terreno attraverso delle aste cave metalliche, abbastanza elastiche così da permettere la realizzazione di curve altimetriche. All'interno delle aste viene fatta scorrere dell'aria ad alta pressione ed eventualmente dell'acqua. L'acqua contribuirà sia al raffreddamento della punta che alla lubrificazione della stessa, l'aria invece permetterà lo spurgo del materiale perforato ed in caso di terreni rocciosi, ad alimentare il martello "fondo-foro".

Generalmente la macchina teleguidata viene posizionata sul piano di campagna ed il foro pilota emette geometricamente una "corda molla" per evitare l'intercettazione dei sottoservizi esistenti. In alcuni casi però, soprattutto quando l'impianto da posare è una condotta fognaria non in pressione, è richiesta la realizzazione di una camera per il posizionamento della macchina alla quota di perforazione desiderata.

Allargamento del foro pilota

La seconda fase della perforazione teleguidata è l'allargamento del "foro pilota", che permette di posare all'interno del foro, debitamente aumentato, un tubo camicia o una composizione di tubi camicia generalmente in PEAD.

L'allargamento del foro pilota avviene attraverso l'ausilio di strumenti chiamati "Alesatori" che sono disponibili in diverse misure e adatti ad aggredire qualsiasi tipologia di terreno, anche rocce dure. Essi vengono montati al posto della punta di perforazione e tirati a ritroso attraverso le aste cave, al cui interno possono essere immesse aria e/o acqua ad alta pressione per agevolare l'aggressione del terreno oltre che lo spurgo del materiale.

Posa in opera del tubo camicia

La terza ed ultima fase che in genere, su terreni morbidi e/o incoerenti, avviene contemporaneamente a quella di "alesaggio", è l'infilaggio del tubo camicia all'interno del foro alesato.

La tubazione camicia generalmente in PEAD, se di diametro superiore ai 110 mm, viene saldata a caldo preventivamente, e ancorata ad uno strumento di collegamento del tubo camicia all'asta di rotazione. Questo strumento, chiamato anche "girella", evita durante il tiro del tubo camicia che esso ruoti all'interno del foro insieme alle aste di perforazione.

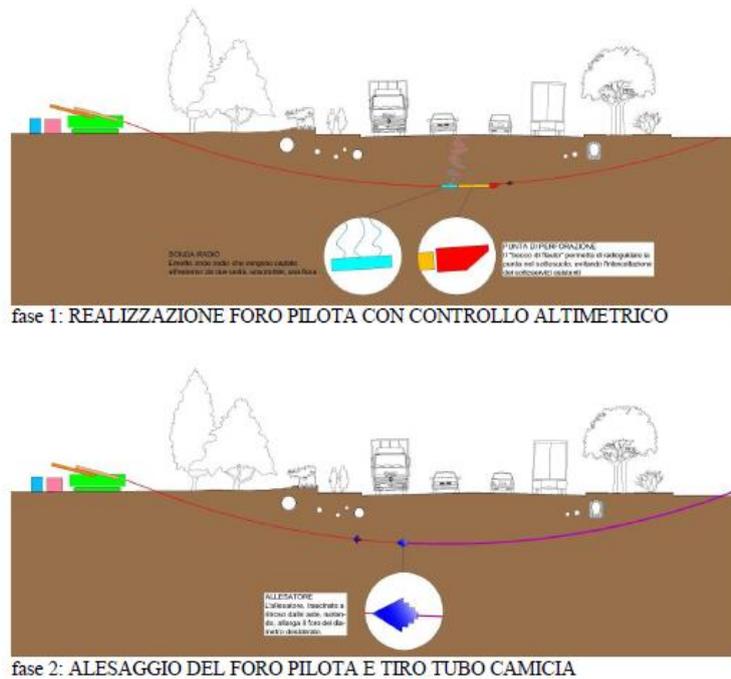


Figura 33: trivellazione orizzontale controllata (TOC)

6 Apparecchiature MT

6.1 Scomparti di protezione

Le sezioni di arrivo e partenza in MT (30 kV) di ogni cabina di trasformazione MT/BT saranno ognuna composta da:

- ✓ uno scomparto di arrivo cavi e risalita sbarre costituito da:
 - sbarre e isolatori portanti
 - chiusura di fondo
- ✓ uno scomparto protezione costituito da:
 - sezionatore di isolamento lato sbarre
 - sezionatore di terra lato cavi
 - interblocco di sicurezza tra sezionatore lato sbarre e sezionatore di terra
 - interruttore con sganciatore di apertura
 - relè di protezione
 - blocchi meccanici e di sicurezza

Ogni quadro sarà di tipo protetto, con sbarre isolate in aria.

Il sezionatore di linea sarà in aria di tipo rotativo con telaio a cassetto o con isolamento in SF₆ ed involucro in acciaio inox, sarà completo di interblocco con il sezionatore di terra, di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

L'interruttore sarà di tipo in vuoto o in gas SF₆, sarà equipaggiato con sensori di corrente per l'alimentazione del relè di protezione e sganciatore di apertura; sarà completo di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

Il relè di protezione dovrà prevedere le funzioni 50, 51, 50N, 51N, 67N, 27, 59, 59N, oltre alle misure amperometriche e voltmetriche.

Le principali caratteristiche elettriche delle apparecchiature MT sono:

- ✓ Tensione massima di esercizio 24/36 kV
- ✓ Tensione di tenuta a impulso 170 kV
- ✓ Tensione di tenuta a frequenza industriale 70 kV
- ✓ Corrente di sbarra 1.250 A
- ✓ Corrente di derivazione 630 A
- ✓ Potere di interruzione degli interruttori 31,5 kA

Gli scomparti di media tensione avranno dimensioni approssimative pari a:

- ✓ lunghezza 6.000 mm
- ✓ profondità 1.200 mm
- ✓ altezza 2.000 mm

Le dimensioni potranno variare in funzione della scelta del fornitore delle apparecchiature.

6.2 Sezione ausiliaria

Sarà presente inoltre una Sezione ausiliaria composta da uno scomparto protezione ed un trasformatore 30/0,4 kV della potenza di 100 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari quali alimentazione dei relè di protezione degli interruttori, illuminazione, servizi di sicurezza, sistema di controllo.

6.3 Dispositivi di protezione

Lo scomparto di protezione sarà composto da:

- ✓ sezionatore di isolamento lato sbarre
- ✓ sezionatore di terra lato cavi
- ✓ interblocco di sicurezza tra sezionatore lato sbarre e sezionatore di terra
- ✓ interruttore con sganciatore di apertura
- ✓ relè di protezione
- ✓ blocchi meccanici e di sicurezza

Lo scomparto sarà di tipo protetto, con sbarre isolate in aria.

Il sezionatore di linea sarà in aria di tipo rotativo con telaio a cassetto o con isolamento in SF₆ e involucro in acciaio inox; sarà completo di interblocco con il sezionatore di terra, di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

L'interruttore sarà di tipo in vuoto o in gas SF₆, sarà equipaggiato con sensori di corrente per l'alimentazione del relè di protezione e sganciatore di apertura; sarà completo di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.



Il relè di protezione dovrà prevedere le funzioni 50, 51, 50N, 51N, oltre alle misure amperometriche e voltmetriche.

6.4 Installazione

L'installazione del trasformatore dovrà essere effettuata nel rispetto della norma CEI 11-18. L'accesso ai trasformatori sarà subordinato all'apertura e sezionamento dei rispettivi interruttori di MT e BT. L'accesso ad ogni locale trasformatori ausiliari, sarà chiuso con parete e porta a griglia e consentito solo con il trasformatore sezionato ed il corrispondente cavo di MT sezionato e messo a terra.

7 STAZIONE DI UTENZA AT/MT

Le caratteristiche tecniche della nuova Stazione di Utanza (SdU) 150/30 kV sono ampiamente documentate nell'apposita relazione tecnica. Tale stazione si rende opportuna per raccogliere la produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico.

Tale Stazione di Utanza (SdU), dotata di adeguate protezioni, sarà opportunamente collegata alla esistente Stazione Elettrica (SE) di trasformazione 380/150 kV di proprietà TERNA S.p.A. situata nel Comune di **BRINDISI (BR)**.

7.1 Impianto di terra

La rete di terra della Stazione di Utanza (SdU) interesserà l'area recintata dell'impianto.

Il dispersore dell'impianto ed i collegamenti dello stesso alle apparecchiature, saranno realizzati secondo l'unificazione TERNA per le stazioni a 150 kV e quindi dimensionati termicamente per una corrente di guasto di 31,5 kA per 0,5 sec.

Il dispersore sarà costituito da una maglia realizzata in corda di rame da 63 mm² interrata ad una profondità di circa 0,7 m composta da maglie regolari di lato adeguato.

Il lato della maglia sarà scelto in modo da limitare le tensioni di passo e di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalla norma CEI 11-1.

Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale le dimensioni delle maglie saranno opportunamente infittite, come pure saranno infittite le maglie nella zona apparecchiature per limitare i problemi di compatibilità elettromagnetica.

Tutte le apparecchiature saranno collegate al dispersore mediante due o quattro corde di rame con sezione di 125 mm².

Al fine di contenere i gradienti in prossimità dei bordi dell'impianto di terra, le maglie periferiche presenteranno dimensioni opportunamente ridotte e bordi arrotondati.

I ferri di armatura dei cementi armati delle fondazioni, come pure gli elementi strutturali metallici saranno collegati alla maglia di terra della stazione.

8 MISURE DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE

8.1 Protezione contro il cortocircuito

Nella parte di circuito in corrente continua non è prevista alcuna protezione contro il cortocircuito.

Nel circuito in corrente alternata la protezione è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter stesso. L'interruttore magnetotermico posto a valle di ciascun inverter agisce inoltre in aiuto all'azione del dispositivo di protezione posto all'interno dei gruppi di conversione.

8.2 Sezione dei conduttori di protezione

Il conduttore di protezione, collegato alle strutture di fissaggio dei moduli fotovoltaici avrà una sezione pari a 6 mm². A valle degli scaricatori di sovratensione, la sezione del conduttore di protezione sarà di 16 mm², questo per poter assicurare un corretto funzionamento dei dispositivi collegati.

8.3 Misure di protezione contro i contatti diretti

Si ha un contatto diretto quando una parte del corpo umano viene a contatto con una parte dell'impianto elettrico normalmente in tensione (conduttori, morsetti, ecc.). La protezione delle persone contro i contatti diretti con parti attive in tensione sarà assicurata tramite isolamento delle parti medesime. L'isolamento dovrà essere in grado di sopportare una tensione di prova di 500V in c.a. per un minuto, così come certificato da istituto di controllo o dichiarato dal costruttore stesso. Per l'isolamento applicato durante l'installazione, si farà uso di nastri isolanti a marchio IMQ in quantità e nel modo più opportuno a conservare le caratteristiche di isolamento dei materiali costruiti in fabbrica. Tutte le parti in tensione dovranno essere contenute entro involucri aventi grado di protezione minimo IPXXB (Norma CEI 70-1) apribili solo mediante attrezzo.

8.4 Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata

Si attua la protezione contro i contatti diretti ponendo in essere tutte quelle misure e accorgimenti idonei a proteggere le persone dal contatto con le parti attive di un circuito elettrico.

La protezione può essere parziale o totale.

La scelta tra la protezione parziale o totale dipende dalle condizioni d'uso e d'esercizio dell'impianto (può essere parziale solo dove l'accessibilità ai locali è riservata a persone addestrate).

La Norma CEI 64-8 prevede inoltre quale misura addizionale di protezione contro i contatti diretti l'impiego di dispositivi a corrente differenziale.

8.5 Misure di protezione totali

Sono destinate alla protezione di personale non addestrato e si ottengono mediante:

1. Isolamento delle parti attive. Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni:
 - a. parti attive ricoperte completamente con isolamento che può essere rimosso solo a mezzo di distruzione;
 - b. gli altri componenti elettrici devono essere provvisti di isolamento resistente alle azioni meccaniche, chimiche, elettriche e termiche alle quali può essere soggetto nell'esercizio.



2. Involucri o barriere. Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni:

- a. parti attive contenute entro involucri o dietro barriere con grado di protezione almeno IP2X o IPXXB;
- b. superfici orizzontali delle barriere o involucri a portata di mano, con grado di protezione almeno IP4X o IPXXD;
- c. involucri o barriere saldamente fissati in modo da garantire, nelle condizioni di servizio prevedibili, la protezione nel tempo;
- d. barriere o involucri devono poter essere rimossi o aperti solo con l'uso di una chiave o di un attrezzo speciale;
- e. il ripristino dell'alimentazione deve essere possibile solo dopo sostituzione o richiusura delle barriere o degli involucri.

8.6 Misure di protezioni parziali

Sono destinate unicamente a personale addestrato; si attuano mediante ostacoli o distanziamento.

Impediscono il contatto non intenzionale con le parti attive. Nella pratica sono misure applicate solo nelle officine elettriche. Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni.

1. Ostacoli. Devono impedire:

- a. l'avvicinamento non intenzionale del corpo a parti attive;
- b. il contatto non intenzionale con parti attive durante lavori sotto tensione nel funzionamento ordinario.
- c. Gli ostacoli possono essere rimossi senza una chiave o un attrezzo speciale, ma devono essere fissati in modo da impedirne la rimozione accidentale.

2. Distanziamento. Deve avvenire:

- a. Il distanziamento delle parti simultaneamente accessibili deve essere tale che esse non risultino a portata di mano.
- b. La zona a portata di mano inizia dall'ostacolo (per es. parapetti o rete grigliata) che abbia un grado di protezione < IPXXB.

8.7 Misura di protezione aggiuntiva mediante interruttori differenziali

La protezione con interruttori differenziali con $I_{dn} = 300$ mA, pur eliminando gran parte dei rischi dovuti ai contatti diretti, non è riconosciuta quale elemento unico di protezione completa e richiede comunque l'abbinamento con una delle misure di protezione di cui ai precedenti paragrafi.

8.8 Protezione contro i contatti diretti lato corrente continua

La protezione contro i contatti diretti deve essere realizzata utilizzando componenti con livello e classe di isolamento adeguati alla specifica applicazione, secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8. Anche l'installazione dei componenti e i relativi cablaggi devono essere effettuati in ottemperanza alle prescrizioni di detta norma.

Si ricorda, a questo proposito, che le misure di protezione contro i contatti diretti, in bassa tensione, possono essere tali da evitare qualsiasi rischio elettrico (protezione totale) oppure no (protezione parziale). Le prime vengono realizzate per proteggere le persone prive di conoscenze dei fenomeni e dei rischi elettrici associati: cioè quelle che nella Norma CEI 11 27 vengono definite Persone Comuni (PEC) e che non eseguono lavori elettrici se non a determinate condizioni; le altre protezioni vengono attuate per le Persone Esperte (PES) o Persone Avvertite (PAV) anch'esse definite nella norma succitata, le quali sono in possesso di adeguate conoscenze dei fenomeni elettrici e vengono appositamente addestrate per eseguire i lavori elettrici.

8.9 Protezione contro i contatti indiretti

Devono essere protette contro i contatti indiretti tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione ma che, per cedimento dell'isolamento o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi sotto tensione. L'impianto fotovoltaico in oggetto si configura come sistema TN-S, ovvero sistemi che hanno il neutro collegato direttamente a terra (il centro stella dell'avvolgimento lato BT del trasformatore di potenza MT-BT del distributore) e tutte le masse dell'impianto collegate a terra per mezzo del conduttore di protezione. Pertanto, per la protezione contro i contatti indiretti, si farà ricorso ad una delle misure di seguito indicate, da scegliere caso per caso in funzione delle caratteristiche del circuito:

- ✓ Protezione mediante doppio isolamento: la protezione delle persone dai contatti indiretti sarà assicurata con l'utilizzo di apparecchi e componenti aventi doppio isolamento delle parti attive (componenti in Classe II). Detti apparecchi saranno contrassegnati dal doppio quadrato concentrico e non dovranno avere nessuna loro parte collegata all'impianto di terra;
- ✓ Interruzione automatica dell'alimentazione: subito a valle di ogni singolo inverter ovvero sul lato corrente alternata, sarà installato un interruttore automatico in grado di interrompere il parallelo dell'inverter con la rete in caso di cedimento dell'isolamento nella sezione in corrente continua.
- ✓ Realizzazione dell'impianto di messa a terra: l'intero campo fotovoltaico sarà dotato di un proprio impianto di terra, al quale saranno collegate tutte le masse metalliche e le masse estranee. L'impianto deve soddisfare le prescrizioni delle vigenti Norme CEI 64-8 e CEI 11-1 dovrà essere realizzato in maniera da permettere le verifiche periodiche di efficienza;
- ✓ Equipotenzialità delle masse estranee: tutte le masse estranee che possono introdurre o trasportare il potenziale di terra, entranti e/o presenti all'interno del campo fotovoltaico, devono essere elettricamente collegate all'impianto di messa a terra generale. Il conduttore equipotenziale principale che collega le tubazioni suddette deve avere una sezione non inferiore a metà di quella del conduttore di protezione di sezione più elevata presente nell'impianto, con un minimo di 6 mm².

8.10 Protezione contro i contatti diretti lato corrente alternata

Per la protezione contro i contatti indiretti lato corrente alternata potranno essere adottate le seguenti misure.

1. Protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione
 - a. Tale protezione è realizzata mediante l'impiego di interruttori differenziali coordinati con l'impianto di terra in modo da garantire una tensione di contatto presunta non superiore a 50 V per gli ambienti ordinari e 25 V per gli ambienti speciali. Deve essere soddisfatta la seguente relazione: $R_a * I_a < 50$ V dove:
 - i. R_a = resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione;
 - ii. I_a = corrente che provoca il funzionamento automatico dei dispositivi di protezione.



2. Protezione mediante l'impiego di apparecchiature aventi componenti di classe II o isolamento equivalente.
 - a. Il doppio isolamento è ottenuto aggiungendo all'isolamento principale o fondamentale (il normale isolamento delle parti attive) un secondo isolamento chiamato supplementare.
 - b. È altresì ammesso dalle Norme la realizzazione di un unico isolamento purché le caratteristiche elettriche e meccaniche non siano inferiori a quelle realizzate con il doppio isolamento; in questo caso l'isolamento è chiamato isolamento rinforzato.
 - c. Il tipo di protezione offerto dal doppio isolamento consiste nel diminuire fortemente la probabilità di guasti perché, in caso di cedimento dell'isolamento principale, rimane la protezione dell'isolamento supplementare.
 - d. Un'apparecchiatura elettrica dotata di doppio isolamento o di isolamento rinforzato è classificata di classe II.
 - e. Gli apparecchi elettrici vengono suddivisi dalle Norme CEI in quattro classi, in base al tipo di protezione offerta contro i contatti indiretti. In particolare:
 - i. Classe 0: apparecchio dotato di isolamento principale e sprovvisto del morsetto per il collegamento della massa al conduttore di protezione.
 - ii. Classe I: apparecchio dotato di isolamento principale e provvisto del morsetto per il collegamento della massa al conduttore di protezione.
 - iii. Classe II: apparecchio dotato di doppio isolamento o di isolamento rinforzato e sprovvisto del morsetto per il collegamento della massa al conduttore di protezione.
 - iv. Classe III: apparecchio destinato ad essere alimentato a bassissima tensione di sicurezza.
 - f. L'isolamento può essere ridotto e non deve essere in alcun modo collegato a terra o al conduttore di protezione di altri circuiti.
3. Protezione mediante separazione elettrica.
 - a. Questo tipo di protezione evita correnti pericolose nel caso di contatto con masse che possono andare in tensione a causa di un guasto all'isolamento principale del circuito.
 - b. Le prescrizioni da rispettare affinché la protezione sia assicurata sono quelle indicate nella Norma CEI 64 8 (Articoli da 413.5.1.1 fino a 413.5.1.6) ed anche da:
 - i. quanto indicato, sempre dalla stessa Norma al punto 413.5.2, se il circuito separato alimenta un solo componente elettrico;
 - ii. quanto indicato al punto 413.5.3, se il circuito separato alimenta più di un componente elettrico.
 - c. Si raccomanda inoltre che il prodotto della tensione nominale, in volt, del circuito separato, per la lunghezza della conduttura elettrica in metri, non superi il valore di 100.000; la lunghezza della conduttura non deve inoltre essere > 500 m.
4. Protezione mediante bassissima tensione di sicurezza
 - a. Un sistema elettrico è a bassissima tensione se soddisfa le condizioni imposte dall'articolo 411.1.1 della Norma CEI 64 8; in particolare:
 - i. la tensione nominale non supera 50 V, valore efficace in c.a., e 120 V in c.c. non ondulata;
 - ii. l'alimentazione proviene da una sorgente SELV o PELV;



- iii. sono soddisfatte le condizioni di installazione specificatamente previste per questo tipo di circuiti elettrici.
- iv. SELV e PELV sono acronimi di Safety Extra Low Voltage e Protective Extra Low Voltage, e caratterizzano ciascuna specifici requisiti che devono possedere i sistemi a bassissima tensione.
- v. Un circuito SELV ha le seguenti caratteristiche:
 - alimentato da una sorgente autonoma o da una sorgente di sicurezza. Sono sorgenti autonome le pile, gli accumulatori, i gruppi elettrogeni. Sono considerate sorgenti di sicurezza le alimentazioni ottenute attraverso un trasformatore di sicurezza.
 - Non ha punti a terra. È vietato collegare a terra sia le masse sia le parti attive del circuito SELV.
 - Deve essere separato da altri sistemi elettrici. La separazione del sistema SELV da altri circuiti deve essere garantita per tutti i componenti; a tal fine i conduttori del circuito SELV o vengono posti in canaline separate o sono muniti di una guaina isolante supplementare.
 - Un circuito PELV possiede gli stessi requisiti di un sistema SELV ad eccezione del divieto di avere punti a terra; infatti nei circuiti PELV almeno un punto è sempre collegato a terra.

8.11 Protezione contro i contatti indiretti lato corrente continua

Le masse di tutte le apparecchiature devono essere collegate a terra, mediante il conduttore di protezione. Sul lato c.a. in bassa tensione, il sistema deve essere protetto mediante un dispositivo di interruzione differenziale di valore adeguato ad evitare l'insorgenza di potenziali pericolosi sulle masse, secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8. Si precisa che, nel caso di generatori fotovoltaici costituenti sistemi elettrici in bassa tensione con moduli dotati solo di isolamento principale, è necessario mettere a terra le cornici metalliche dei moduli fotovoltaici, le quali in questo caso sono da considerare masse. Tuttavia è da notare come tale misura sia in grado di proteggere dal contatto indiretto solo contro tali parti metalliche, ma non dà nessuna garanzia contro il contatto diretto sul retro del modulo: un punto ove è possibile avere un cedimento dell'isolamento principale.

Una strada diversa e risolutiva ai fini di garantire la sicurezza contro il contatto indiretto può essere quella di introdurre involucri o barriere che impediscano contatti diretti con le parti munite solo di isolamento principale.

Nel caso invece in cui i moduli siano dotati di isolamento supplementare o rinforzato (Classe II), le norme prevedono che le cornici, se metalliche, non vengano messe a terra. Questa situazione può creare una difficoltà applicativa nel caso in cui le strutture di sostegno dei moduli, se metalliche, siano o debbano essere messe a terra, giacché se da un lato viene richiesto di isolare le cornici dei moduli dalla struttura (magari, introducendo involucri o barriere che ne impediscano il contatto elettrico), dall'altro l'esperienza acquisita in ambito internazionale nella gestione di impianti fotovoltaici consiglia di rendere equipotenziali le cornici dei moduli con la struttura. Quest'ultima soluzione infatti garantirebbe la sicurezza contro il contatto indiretto nel corso della vita utile dell'impianto fotovoltaico (superiore a 25 anni), nei casi nei quali non si possa escludere a priori l'eventualità che l'isolamento possa decadere nel tempo, specie nel caso di moduli installati in località vicino al mare.

L'equipotenzialità delle cornici dei moduli con la struttura di sostegno dei medesimi può essere ottenuta, previa opportuna valutazione del progettista, mediante il normale fissaggio meccanico dei moduli sulla struttura.

8.12 Protezione delle condutture elettriche

I conduttori che costituiscono gli impianti devono essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi e da corto circuiti. In particolare, i conduttori devono essere scelti in modo che la loro portata (I_z) sia superiore o almeno uguale alla corrente di impiego (I_b) (valore di corrente calcolato in funzione della massima potenza da trasmettere in regime permanente). Gli interruttori automatici magnetotermici da installare a loro protezione devono avere una corrente nominale (I_n) compresa fra la corrente di impiego del conduttore (I_b) e la sua portata nominale (I_z) ed una corrente di funzionamento (I_f) minore o uguale a 1.45 volte la portata (I_z). In tutti i casi devono essere soddisfatte le seguenti relazioni: $I_b < I_n < I_z$ e $I_f < 1.45 I_z$

Il potere di interruzione degli interruttori è superiore a quello calcolato nel punto di installazione, in modo da garantire che nei conduttori non vengano mai a verificarsi valori di temperatura pericolosi. Gli interruttori sono dimensionati per garantire una buona selettività.

8.13 Messa a terra dell'impianto fotovoltaico

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di protezioni contro le sovratensioni per mezzo di scaricatori di sovratensione di classe II.

È prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua solo nel caso di impianti monofase.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite, sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte.

Le cornici dei moduli fotovoltaici saranno rese equipotenziali con la struttura metallica di sostegno mediante una corretta imbullonatura (utilizzo di rondelle a punta che rimuovono lo strato passivato sulle cornici) e collegate a terra attraverso un conduttore di protezione di opportuna sezione.

8.14 Interfaccia con la rete

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete del Distributore è subordinato a precise condizioni tra le quali hanno particolare rilevanza le seguenti:

- ✓ il regime di parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete del Distributore, in caso contrario il collegamento con la rete del Distributore stessa si dovrà interrompere immediatamente ed automaticamente; pertanto, ogniqualvolta l'impianto del Cliente Produttore è sede di guasto o causa di perturbazioni si dovrà sconnettere senza provocare l'intervento delle protezioni installate sulla rete del Distributore;
- ✓ il regime di parallelo dovrà altresì interrompersi immediatamente ed automaticamente ogniqualvolta manchi l'alimentazione della rete da parte del Distributore o i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori consentiti;
- ✓ in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete del Distributore non compresi nel campo consentito, l'impianto di produzione non deve entrare nè permanere in servizio sulla rete stessa.

Le suddette prescrizioni hanno lo scopo di garantire l'incolumità del personale chiamato ad operare sulla rete in caso di lavori e di consentire l'erogazione dell'energia elettrica al Cliente Produttore secondo gli standard contrattuali e di qualità previsti da leggi e normative vigenti, nonché il regolare esercizio della rete del Distributore.

Come già precedentemente accennato, per motivi di sicurezza, per il collegamento in parallelo alla rete pubblica l'impianto sarà provvisto di protezioni che ne impediscano il funzionamento in isola elettrica, conforme alla normativa CEI 0-21 e CEI 0-16.



L'impianto fotovoltaico sarà equipaggiato con un sistema di protezione articolato su tre livelli, ovvero:

- ✓ Dispositivo del generatore
- ✓ Dispositivo di interfaccia nel centro collettore
- ✓ Dispositivo generale nella cabina utente

8.15 Dispositivo del generatore

L'inverter è interamente protetto contro il corto circuito ed il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica. L'interruttore magnetotermico presente all'uscita di ogni inverter agisce come ulteriore supporto a questa funzione.

8.16 Dispositivo di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia provoca il distacco del sistema di generazione in caso di guasto alla rete elettrica. Il riconoscimento di eventuali anomalie avviene considerando come anormali le condizioni di funzionamento che vanno al di fuori di un determinato range di tensione e frequenza definito come riportato di seguito:

- ✓ Minima tensione: $0.8 \times V_n$
- ✓ Massima tensione: $1.2 \times V_n$
- ✓ Minima frequenza: 49.7 Hz
- ✓ Massima frequenza: 50.3 Hz

La protezione offerta dal dispositivo di interfaccia impedisce che l'inverter continui a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di black-out esterno.

Tale fenomeno, detto funzionamento ad isola, deve essere necessariamente evitato poichè può generare condizioni di pericolo per il personale addetto durante la ricerca e/o la riparazione di guasti.

8.17 Dispositivo generale

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Esso dovrà essere in grado di garantire la protezione contro il corto circuito e il sovraccarico.

8.18 Misure di protezione contro le scariche atmosferiche

8.18.1 Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma o volumetria della zona e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sull'area.

In particolare, le strutture risultano autoprotette contro le fulminazioni, secondo quanto previsto dalla Norma CEI EN CEI EN 62305-2 "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio - febbraio 2013".

In ogni caso, se ve ne sarà la necessità si potrà provvedere in fase esecutiva a dotare l'impianto di un'adeguata messa a terra.

8.18.2 Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto potrebbe provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico. Potrebbero allora essere provocate sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti, in modo particolare gli inverter.

Nel caso in esame, vista la notevole estensione dei collegamenti, si potrà pensare di rinforzare la protezione con l'inserimento di dispositivi SPD a varistore sulla sezione CC dell'impianto in prossimità del generatore fotovoltaico.

8.19 Precauzioni per ridurre la propagazione dell'incendio

Quando una condotta attraversa elementi costruttivi di edifici (pavimenti, pareti ecc.) aventi caratteristiche specifiche di resistenza al fuoco, le aperture che restano dopo il passaggio delle condutture devono essere otturate in accordo con il grado di resistenza all'incendio prescritto per il rispettivo elemento costruttivo dell'edificio prima dell'attraversamento.

Le condutture, quali tubi protettivi circolari e non circolari o canali, devono essere otturate sia internamente sia esternamente con elementi sia hanno una resistenza al fuoco almeno pari al grado di resistenza richiesto all'elemento costruttivo.

Questi riempitivi, detti barriere tagliafiamma, devono essere tali da non danneggiare, meccanicamente, termicamente o chimicamente le condutture con cui sono a contatto.

Inoltre, devono permettere gli spostamenti relativi delle condutture dovute a fenomeni termici senza ridurre la qualità dell'otturazione; devono avere stabilità meccanica adeguata per sopportare le sollecitazioni che si possono produrre in seguito a danneggiamenti dei supporti delle condutture causati da un incendio e devono avere caratteristiche di resistenza contro le influenze esterne, come richieste alle condutture.

Devono essere previste tali barriere nei tratti di attraversamento della passerella/tubazioni porta cavi fra compartimenti differenti.

8.20 Prevenzione incendi e sgancio di emergenza

L'Appaltatore dovrà realizzare le opere nel pieno rispetto e secondo i requisiti previsti dalla "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione Anno 2012" (VVF Nota DCPREV prot n. 1324 del 7 febbraio 2012) e relativi chiarimenti (VVF Nota DCPREV prot. n. 6334 del 4 maggio 2012), provvedendo pertanto a fornire e installare tutto quanto ivi previsto (cartellonistica, segnaletica di sicurezza, dispositivi di sezionamento di emergenza, ecc.).

Secondo le prescrizioni della circolare VV.F. n. 1324 del 07/02/2012, è opportuno prevedere un dispositivo di comando di emergenza, ubicato in posizione opportunamente segnalata ed accessibile, che determini il sezionamento dell'impianto fotovoltaico. Il comando di emergenza deve mettere fuori tensione tutti i circuiti (non di sicurezza) all'interno del compartimento antincendio, compresi quelli alimentati dal generatore fotovoltaico.

In questa fase di progettazione si è previsto un comando di emergenza all'esterno della cabina BT/MT che agisce sull'interruttore generale in MT e che quindi toglie tensione anche agli inverter lato a.c.. Gli inverter e il lato c.c. dell'impianto sono stati considerati fuori da eventuali compartimenti antincendio pertanto non è stato previsto un comando di emergenza che agisca sul lato c.c.

In fase esecutiva si dovrà verificare tale condizione e nel caso in cui non dovesse essere verificata si dovrà prevedere un comando di emergenza che intervenga sui cavi in ingresso all'eventuale compartimento antincendio. Si dovrà inoltre verificare l'eventuale presenza di servizi di sicurezza che dovranno rimanere in tensione anche dopo aver azionato il pulsante di emergenza.

9 Verifiche Tecnico-Funzionali E Documentazione Tecnica

Le verifiche tecnico-funzionali sull'impianto consistono in un esame a vista e in un esame strumentale. L'esame a vista ha il fine di controllare che l'impianto sia stato realizzato secondo le norme CEI. In particolare, deve accertare che i componenti siano conformi alle prescrizioni delle relative norme, scelti e messi in opera correttamente e non danneggiati visibilmente.

L'esame strumentale consisterà nel controllo dei seguenti punti:

- ✓ continuità elettrica e le connessioni tra moduli;



- ✓ messa a terra di masse e scaricatori;
- ✓ isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- ✓ corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
 - **condizione: $P_{cc} > 0,85 P_{nom} I / I_{STC}$** , dove:
 - P_{cc} è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%;
 - P_{nom} è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;
 - I è l'irraggiamento (in W/mq) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%;
 - I_{STC} , pari a 1.000 W/mq, è l'irraggiamento in condizioni standard;
 - **condizione: $P_{ca} > 0,9 P_{cc}$** , dove:
 - P_{ca} è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%;
 - la condizione: $P_{ca} > 0,75 P_{nom} I / I_{STC}$.

Al termine dei lavori saranno emessi e rilasciati i seguenti documenti:

- ✓ manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi manutentivi;
- ✓ progetto esecutivo in versione "come costruito" (as-built), corredato di schede tecniche dei materiali installati;
- ✓ dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- ✓ dichiarazione di conformità ai sensi del Decreto 22 gennaio 2008 n. 37, articolo 2, lettera a e ss.mm.ii.;
- ✓ certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate
- ✓ Documentazione di valutazione del rischio incendio, da presentare ai VVFF a corredo di apposita SCIA.

10 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

10.1 Dimensionamento DC del generatore fotovoltaico

Nel processo di progettazione degli impianti fotovoltaici collegati alla rete, la scelta della tensione nominale del campo fotovoltaico e quella del gruppo di conversione avvengono in maniera contestuale e rappresenta una delle scelte più delicate per il corretto dimensionamento dell'impianto stesso. In fase di progetto occorre stabilire i valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste (valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici per riscaldamento) e valutare se questi possono essere considerati compatibili con le caratteristiche d'ingresso dell'inverter e le proprietà di isolamento dei componenti che costituiscono l'impianto fotovoltaico stesso (ad es. tensione di isolamento dei moduli fotovoltaici o dei cavi in corrente continua, i quali, dovranno avere anche essi una tensione nominale adeguata a quella del sistema elettrico in cui vengono installati).

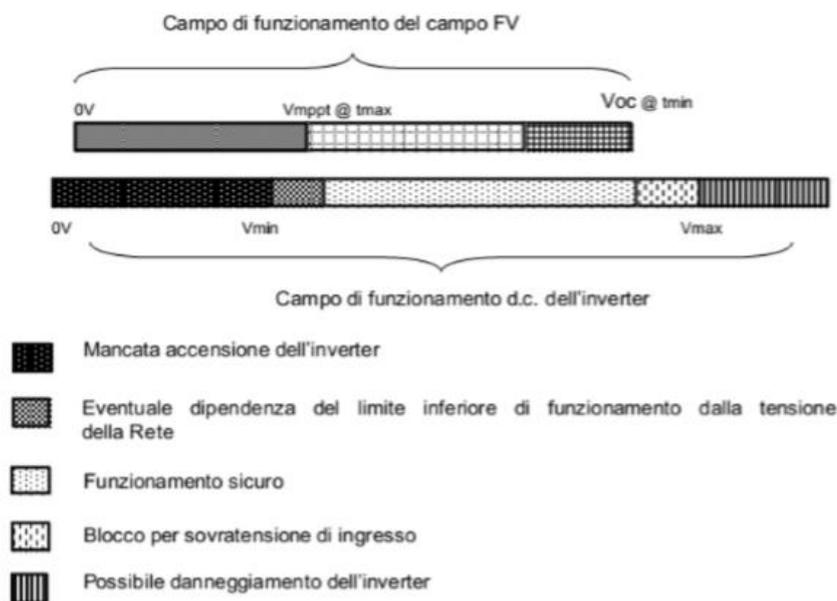


Figura 34: diagramma accoppiamento moduli fotovoltaici-inverter

Dal diagramma di accoppiamento sopra riportato, si evince pertanto che le tre condizioni (disuguaglianze) da verificare, affinché le stringhe dei moduli fotovoltaici siano compatibili con le caratteristiche dell'inverter sono le seguenti:

1. $V_{m \min} > V_{inv \text{ MPPT } \min}$
2. $V_{m \max} < V_{inv \text{ MPPT } \max}$
3. $V_{oc \max} < V_{inv \max}$

nelle quali $V_{inv \text{ MPPT } \min}$ e $V_{inv \text{ MPPT } \max}$ rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza (MPP) in cui lavora l'inverter, mentre la $V_{inv \max}$ rappresenta il valore massimo di tensione in CC ammissibile ai morsetti dell'inverter.

10.1.1 Condizione “ $V_{m \min} > V_{inv \text{ MPPT } \min}$ ” e “ $V_{m \max} < V_{inv \text{ MPPT } \max}$ ”

La prima e la seconda condizione di cui sopra assicurano che la tensione di stringa nel punto MPPT di massima potenza non esca al di fuori dei limiti operativi richiesti dall'operatore MPPT. Le condizioni operative estreme sono riferite alla temperatura minima e massima che si può ipotizzare sui moduli fotovoltaici tenuto conto della località in cui verranno installati gli stessi.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a $-0,28\% \text{ V}/^\circ\text{C}$ e i limiti di temperatura estremi pari a -5°C e $+70^\circ\text{C}$, V_m e V_{oc} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25°C).

10.2 Portata dei cavi solari in regime permanente

Le sezioni dei cavi solari per i collegamenti delle stringhe dell'impianto fotovoltaico devono essere tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici dovuti al passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per il sovraccarico dovrà essere eseguita utilizzando la seguente relazione:



$$I_z < 1,25 I_{sc}$$

dove

- ✓ I_z è la portata in regime permanente della condotta (funzione del tipo di cavo scelto).
- ✓ I_{sc} è la corrente di corto circuito della stringa.

Per la protezione dal sovraccarico, i cavi dell'impianto fotovoltaico dovranno essere scelti con una portata almeno uguale alla massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe, ad esempio $1,25 I_{sc}$. Per la sezione in corrente continua dell'impianto non è prevista protezione contro il sovraccarico.

10.2.1 Collegamento tra stringhe e quadri di campo

Tutti i collegamenti dei moduli fotovoltaici saranno realizzati con cavi solari unipolari in gomma del tipo Radox (o similari) di cui sono corredati i moduli stessi.

I collegamenti tra i moduli che compongono la stringa dovranno essere fascettati alle strutture di supporto.

Tutte le stringhe verranno prolungate, sempre tramite cavi solari unipolari in gomma del tipo Radox (o similari), ai connettori di ingresso rapido di ciascun quadro di campo (composto da un massimo di 24 ingressi per sotto-campo), come visibile nello schema unifilare allegato.

Tali cavi correranno in parte sulla struttura di supporto dei moduli (a cui dovranno essere fascettate) ed in parte interrati dentro tubazioni fino al raggiungimento del quadro di campo.

Nella Figura 35 sono riportate le principali caratteristiche di tali cavi.

TEKNİK VERİLER / TECHNICAL DATA					Cu-Sn/TPE/TPE			
Nominal Kesit	İzole Et Kalınlığı	Dış Kılıf Et Kalınlığı	Ortalama Dış Çap	Ortalama Ağırlık	Max. Akım Taşıma Kapasitesi			20°C Max. İletilen Direnci
Nominal Cross Sectional	Thickness of Insulation	Thickness of Over sheath	Overall Diameter app.	Net Weight app.	Current Carrying Capacity in			Conductor DC Resistance at (20°C) max.
(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	Kablo Havada Single core free in Air	Kablo yüzeyi üzerindeki Single core on a Surface	İki kablo birbirine dokunmayan Two cables adjacent on surface	ohm/km
1,5	0,70	0,80	4,60	35	30	29	24	13,7
2,5	0,70	0,80	5,00	46	41	39	33	8,21
4	0,70	0,80	5,50	63	55	52	44	5,09
6	0,70	0,80	6,10	83	70	67	57	3,39
10	0,70	0,80	7,10	124	98	93	79	1,95
16	0,70	0,90	8,45	186	132	125	107	1,24
25	0,90	1,00	10,40	284	176	167	142	0,795
35	0,90	1,10	11,50	384	218	207	176	0,565
50	1,00	1,20	13,65	538	276	262	221	0,393

Figura 35: caratteristiche del cavo solare

Portata dei cavi solari in regime permanente

Le sezioni dei cavi solari per i collegamenti delle stringhe dell'impianto fotovoltaico devono essere tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici dovuti al passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per il sovraccarico dovrà essere eseguita utilizzando la seguente relazione:

$$I_z < 1,25 I_{sc}$$



dove

- I_z è la portata in regime permanente della condotta (funzione del tipo di cavo scelto).
- I_{sc} è la corrente di corto circuito della stringa.

Per la protezione dal sovraccarico, i cavi dell'impianto fotovoltaico dovranno essere scelti con una portata almeno uguale alla massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe, ad esempio $1,25 I_{sc}$. Per la sezione in corrente continua dell'impianto non è prevista protezione contro il sovraccarico.

Il criterio utilizzato per il dimensionamento dei cavi è quello della massima caduta di tensione ammissibile. Dopo aver determinato e scelto la sezione commerciale del cavo da utilizzare, è stata effettuata la verifica con la condizione che la massima densità di corrente (e quindi la massima sovratemperatura rispetto all'ambiente circostante) non superi determinati valori di sicurezza per i cavi.

Per ogni sotto-campo dell'impianto fotovoltaico in oggetto sono state considerate diverse sezioni (al fine di equilibrare le cadute di tensioni delle stringhe e ridurre al minimo le perdite per mismatching) per il cavo solare di cui sono composte le relative stringhe:

- sotto-campi le cui stringhe presentano cavi solari da **6 mmq** (circa il 50% del totale numero di stringhe, con una lunghezza media pari a 45 mt per ciascun polo);
- sotto-campi le cui stringhe presentano cavi solari da **10 mmq** (circa il 25% del totale numero di stringhe, con una lunghezza media pari a 80 mt per ciascun polo);
- sotto-campi le cui stringhe presentano cavi solari da **16 mmq** (circa il 25% del totale numero di stringhe, con una lunghezza media pari a 110 mt per ciascun polo);

La Tabella 9 riporta la caduta di tensione e la relativa perdita di potenza per effetto Joule (in condizioni STC) delle stringhe.

LINE	TYPE OF CIRCUIT	N° of Modules x String	Power (kW _p)	Voltage V _{mp} (V)	Lenght (m) + 10%	Formazione Cavo	Tipo di cavo	Current I _b (A)	Drop Voltage (V)	Drop Voltage (V%)	1 String Power Losses (kW)	n. totale stringhe	Power Losses (kW)
DC	String cable	28	11,9	1.055,60	49,5	2 x (1 x 6)	FG21M21	8,42	1,41	0,13%	0,012	2.890,00	34,382
DC	String cable	28	11,9	1.055,60	88	2 x (1 x 10)	FG21M21	8,42	1,44	0,14%	0,012	1.445,00	17,580
DC	String cable	28	11,9	1.055,60	121	2 x (1 x 16)	FG21M21	8,42	1,26	0,12%	0,011	1.445,00	15,371

Tabella 9: cavi solari - sezione, caduta di tensione e potenza persa (in condizioni STC) per le stringhe

10.3 Collegamento tra quadri di campo ed inverter

Il collegamento tra i quadri di campo sopra citati e la sezione in corrente continua degli inverter avverrà per mezzo di cavi in alluminio interrati, le cui sezioni saranno individuate tenendo conto delle seguenti ipotesi di progetto:

- Il cavo sia in grado di sopportare la corrente che vi circola;
- Che la caduta di tensione massima ammissibile non superi, per ciascuna tratta, il **4,0%** della tensione nominale;
- Che le perdite di potenza siano, in totale, inferiori all' **1,0%**;

Tali ipotesi risultano fondamentali per l'individuazione della sezione di ogni cavo costituente la sezione DC (così come quella di tutti i cavi interrati dell'impianto fotovoltaico in oggetto).



Portata dei cavi DC in regime permanente

Per scegliere la sezione più opportuna dei conduttori di fase relativi a cavi interrati si procede alla determinazione della loro portata secondo il metodo descritto dalla tabella CEI-UNEL 35026.

In ogni caso dovrà valere la relazione:

$$I_b < I_z$$

Dove:

- I_b = corrente massima che attraversa il cavo;
- I_z = portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa;

Calcolo corrente di linea (I_b)

Per il calcolo della corrente massima che circola in un circuito trifase si utilizza la formula sottostante:

$$I_b = n_{stringhe} \cdot I_{mppt}$$

Dove:

- I_b = corrente massima che attraversa il cavo;
- $n_{stringhe}$ = numero di stringhe poste in parallelo per un dato quadro di campo;
- I_{mppt} = corrente nel punto Mppt (ed in condizioni STC) per il modulo in progetto;

Portata nominale del cavo nelle reali condizioni di posa (I_z)

La portata nominale I'_z viene definita, per un cavo interrato, con le seguenti condizioni di posa:

- Resistività termica del terreno: 1 K·m/W;
- Temperatura ambiente 20°C;
- profondità di posa: 0,8 m

Qualora le condizioni di posa differiscano da queste, dovranno essere applicati dei coefficienti correttivi che, moltiplicati per I'_z , danno luogo alla portata nominale del cavo nelle condizioni reali di posa I_z .

Il fattore correttivo in questione K_{tot} è ottenuto come segue:

$$K_{tot} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

Dove:

- K_1 è il fattore di correzione da applicare se la temperatura del terreno è diversa da 20°C;
- K_2 è il fattore di correzione da applicare per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano;
- K_3 è il fattore di correzione per resistività del terreno diversa dal valore di riferimento di 1,5 Kxm/W, valido per terreni asciutti.
- K_4 è il fattore di correzione per profondità di posa dal valore di riferimento pari a 0,8 m;

Nel caso in esame (con riferimento alle tabelle della richiamata CEI-UNEL 35026):



- $K_1 = 0,95$ poiché si suppone una temperatura massima del terreno pari a 25°C ;
- $K_2 =$ variabile, in funzione della presenza contemporanea di altri circuiti (**nel progetto in questione, da un minimo di 3 ad un massimo di 10**);
- $K_3 = 0,5$ poiché si suppone che la posa avvenga in un terreno con resistività termica $0,5 \text{ Kxm/W}$, valido per terreni umidi.
- $K_4 = 0,96$ poiché la profondità di posa è pari a $1,2 \text{ mt}$;

Caduta di tensione

Di seguito riportata la formula per il calcolo della caduta di tensione percentuale:

$$\Delta V\% = \Delta V/V \cdot 100$$

Dove:

- $V =$ tensione di linea [V]
- $\Delta V =$ caduta di tensione specifica, pari a:

$$\Delta V = 2 \cdot L \cdot r \cdot I_b$$

- $L =$ lunghezza della linea [km]
- $I_b =$ corrente di carico [A]
- $r =$ resistenza specifica [Ω/km]

Dal confronto con campi solari aventi dimensioni paragonabili a quello in oggetto, si può stimare una perdita nei cavi della corrente continua principale pari a **645,05 kW**

10.4 Conclusioni sulla sezione in corrente continua

La Tabella 10 riassume la potenza persa per effetto Joule nei circuiti DC in condizioni STC.

POWER LOSSES	P (kW)	P (%)
String Losses	134,664	0,20%
Main DC Cables	645,05	0,94%
TOTALE	779,72	1,14%

Tabella 10: potenza persa per effetto Joule nei circuiti DC in condizioni STC

Inoltre, al fine di evitare perdite per mismatching, le sezioni dei conduttori solari e delle tratte di collegamento tra i quadri di campo e la sezione in corrente continua degli inverter è stata tenuta **sempre inferiore a 4,0%**.



**COMUNE DI
BRINDISI**

PROGETTO RELATIVO ALLA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO
AVENTE POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 59,53 MW E POTENZA MODULI PARI A 68,59 MW_p RELATIVO
COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA-IMPIANTO AEPV-C03 UBICATO IN AGRO DEL COMUNE DI
BRINDISI

07.02_R.I._ Relazione Impianti