



REGIONE MOLISE



PROVINCIA DI CAMPOBASSO

COMUNE DI URURI E COMUNE DI ROTELLO

OGGETTO: PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA DI PICCO IN DC PARI A 29.962,66 KWp E MASSIMA IN IMMISSIONE IN RETE IN AC DI 22.860 KW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE IN LOCALITA' "MASS.a LIBERTUCCI" E "MASS.a BOLLELLA" PROT AU N.127335 DEL 10-08-2020

N.

11

REV 2

ELABORATO

RELAZIONE DI COMPATIBILITA' ELETTRROMAGNETICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Prog.	Codice STMG	REV	NOME FILE	ESEGUITO DA	APPROVATO DA	DATA	SCALA
AU	201900981	02	IT-URR_11_REV2	Ing. Giovanni Marsicano	ING. GIOVANNI MARSICANO	SETTEMBRE 2021	/

PROGETTAZIONE:



IL COMMITTENTE:

SR PROJECT 5 Srl
Via largo Guido Donegani,2
Cap 20121 Milano (Mi)
P.Iva 10706920963

Firma
IL TECNICO
Ing. Giovanni Marsicano

Eseguito	Controllato
Ing. Giovanni Marsicano	Ing. Marsicano Giovanni

M.E. FREE S.r.l. Progettazione e realizzazione impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile

Sede Legale ed Amministrativa : Via Athena n° 29 - 84047 Capaccio Paestum (SA) Tel. 0828/1999995 Pec: mefreesrl@legpec.it P.IVA 04596750655

COMUNI DI:

URURI (CB) E ROTELLO (CB)

Località "MASS.a LIBERTUCCI" E " MASS.a BOLLELLA"

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA DI PICCO IN DC PARI A 29.962,66 KWp e MASSIMA IN IMMISIONE IN AC DI 22.860 KW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE IN LOCALITA' "MASS.A LIBERTUCCI" E " MASSERIA BOLLELLA"

RELAZIONE DI COMPATIBILITA' ELETTRROMAGNETICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Elaborato nr. IT_URR_11_REV2

Committente :

SR PROJECT 5 SRL

Via Largo Guido Donegani nr. 2
20121 Milano (MI)
P.IVA 10706920963

Progettazione:



Sede Legale e operativa:

Via Athena nr .29
84047 Capaccio Paestum (Sa)
P.IVA 04596750655

Sommario

1. PREMESSA.....	4
2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	4
3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	6
4. DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	9
5. CARRATERISTICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO	10
5.1 CARATTERISTICHE DEL GRUPPO DI CONVERSIONE E TRASFORMAZIONE	12
Inverter (Convertitori CC/CA).....	14
Trasformatori BT/MT	15
Quadri corrente alternata (QCA).....	16
5.2 CARATTERISTICHE DELLE CABINE DI RACCOLTA IN MT.....	16
5.3 CAVI ELETTRICI.....	17
5.3.1 Criteri di progettazione e soluzioni di calcolo	17
5.3.2 Caratteristiche generali cavo interrato in MT	17
5.3.3 Cavidotto interrato in AT 150 kV	18
5.4.4 Caratteristiche generali cavo interrato in AT	18
5.5 Sottostazione MT/AT di Utenza	21
5.6 Servizi Ausiliari	23
5.7 Gruppo elettrogeno di emergenza	25
5.8 Quadro contatore energia	25
5.9 Impianto di illuminazione esterno.....	25
5.10 Impianto antincendio.....	25
5.11 Impianti tecnologici edificio di stazione	26
5.12 Smaltimento acque meteoriche e fognario.....	28
5.13 Scelta dei materiali.....	30
5.14 Unità periferica sistema difesa e monitoraggio.....	30
5.15 Oscillografotubografo	31
5.16 Sistema di telecontrollo di sottostazione.....	31
5.17 Dimensionamento della rete di terra	31
5.18 Stazione Condivisione 150 kV	34
6 CALCOLO DEI CAMPI ELETTROMAGNETICI	36
6.1 Campi elettromagnetici impianto fotovoltaico	36
6.1.1. Moduli fotovoltaici	36
6.1.2. Inverter	36

6.1.3 Cabine elettriche di trasformazione	37
6.1. 4 Linee MT in corrente alternata.....	38
6.1.5 Linea AT in corrente alternata	43
6.1.6 STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA	45
7.ANALISI DEI RISULTATI OTTENUTI.....	48
8 CONCLUSIONI.....	48

1. PREMESSA

Scopo del presente documento è quello di descrivere le emissioni elettromagnetiche associate alle infrastrutture elettriche presenti nell'impianto fotovoltaico in oggetto e connesse ad esso, ai fini della verifica del rispetto dei limiti della legge n.36/2001 e dei relativi Decreti attuativi. L'impianto fotovoltaico sorgerà in località "Mass.a Libertucci" e "Mass.a Bollella" del Comune di Ururi (Cb) e Rotello (Cb) con relative opere di connessione ricadenti nel Comune di Rotello (Cb). L'impianto fotovoltaico di progetto avrà una potenza nominale di picco in DC pari a 29.962,66 kWp con una corrispondente potenza in immissione massima in AC di 22.860 kW. Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico è stato valutato in considerazione della disponibilità di superficie sulla quale installare i moduli fotovoltaici e della distanza dal punto di connessione. In particolare per l'impianto saranno valutate le emissioni elettromagnetiche dovute alla cabine elettriche, ai cavidotti ed alla stazione utente per la trasformazione. Si individueranno, in base al DM del MATTM del 29.05.2008, le DPA per le opere sopra dette. Nel presente studio sono state prese in considerazione le condizioni maggiormente significative al fine di valutare la rispondenza ai requisiti di legge dei nuovi elettrodotti. Verrà riportata l'intensità del campo elettromagnetico sulla verticale dei cavidotti e nelle immediate vicinanze, fino ad una distanza massima di 20 m dall'asse del cavidotto; la rilevazione del campo magnetico è stata fatta alle quote di 0m, +1,5m, +2m, +2,5m e +3m dal livello del suolo.

2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Il panorama normativo italiano in fatto di protezione contro l'esposizione dei campi elettromagnetici si riferisce alla legge 22/2/01 n°36 che è la legge quadro sulla protezione dalle esposizioni ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici completata a regime con l'emanazione del D.P.C.M. 8.7.2003. Nel DPCM 8 Luglio 2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti", vengono fissati i limiti di esposizione e i valori di attenzione, per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) connessi al funzionamento e all'esercizio degli elettrodotti.

In particolare negli articoli 3 e 4 vengono indicate le seguenti 3 soglie di rispetto per l'induzione magnetica:

"Nel caso di esposizione a campi elettrici e magnetici alla frequenza di 50 Hz generati da elettrodotti non deve essere superato il limite di esposizione di 100 μ T per l'induzione magnetica e 5kV/m per il campo elettrico intesi come valori efficaci" [art. 3, comma 1];

"A titolo di misura di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine, eventualmente connessi con l'esposizione ai campi magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz), nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere, si assume per l'induzione magnetica il valore di attenzione di 10

μT , da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio."
[art. 3, comma 2];

"Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore e nella progettazione dei nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti operanti alla frequenza di 50 Hz, è fissato l'obiettivo di qualità di $3 \mu T$ per il valore dell'induzione magnetica, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio". [art. 4]

L'obiettivo di qualità da perseguire nella realizzazione dell'impianto è pertanto quello di avere un valore di intensità di campo magnetico non superiore ai $3 \mu T$ come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio.

A tal proposito occorre precisare che nelle valutazioni che seguono è stata considerata normale condizione di esercizio quella in cui l'impianto FV trasferisce alla Rete di Trasmissione Nazionale la massima produzione (circa 22.860 kW).

Come detto, il 22 Febbraio 2001 l'Italia ha promulgato la Legge Quadro n.36 sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici (CEM) a copertura dell'intero intervallo di frequenze da 0 a 300.000MHz. Tale legge delinea un quadro dettagliato di controlli amministrativi volti a limitare l'esposizione umana ai CEM e l'art. 4 di tale legge demanda allo Stato le funzioni di stabilire, tramite Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri: i livelli di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità, le tecniche di misurazione e rilevamento.

Il 28 Agosto 2003 G.U. n.199, è stato pubblicato il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 Luglio 2003: "Fissazione dei limiti di esposizione, di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalla esposizione a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz". L'art. 3 di tale Decreto riporta i limiti di esposizione e i valori di attenzione come riportato nelle Tabelle 1 e 2:

Tabella 1 Limiti di esposizione di cui all'art. 3 del DPCM 8 luglio 2003.

Intervallo di frequenza	Intensità del Campo elettrico E (V/m)	Intensità di Campo Magnetico H (A/m)	Densità di Potenza D (W/m ²)
$0,1 < f <= 3$ MHz	60	0,2	-
$3 < f <= 3000$ MHz	20	0,05	1
$3 < f <= 3000$ GHz	40	0,01	4

Tabella 2 Valori di attenzione di cui all'art. 3 del DPCM 8 luglio 2003 in presenza di aree, all'interno di edifici adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore.

Intervallo di frequenza	Valore efficace di intensità di Campo elettrico E (V/m)	Valore efficace di intensità d di Campo Magnetico H (A/m)	Densità di Potenza dell'Onda equivalente (W/m2)
0,1<f <= 3000 GHz	6	0,016	0,10 (3MHz-300GHz)

L'art. 4, invece, riporta i valori di immissione che non devono essere superati in aree intensamente frequentate come riportato in Tabella 3:

Tabella 3 Obiettivi di qualità di cui all'art.4 del DPCM 8 luglio2003 all'aperto in presenza di aree intensamente frequentate.

Intervallo di frequenza	Valore efficace di intensità di Campo elettrico E (V/m)	Valore efficace di intensità d di Campo Magnetico H (A/m)	Densità di Potenza dell'Onda equivalente (W/m2)
0,1<f <= 3000 GHz	6	0,016	0,10 (3MHz-300GHz)

Per quanto riguarda la metodologia di rilievo il D.P.C.M. 8 Luglio 2003 fa riferimento alla norma CEI 211-7 del Gennaio 2001.

3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il progetto prevede l'installazione di un impianto fotovoltaico della potenza complessiva in DC di **29.962,66 kWp** a cui corrisponde un potenza di connessione in AC di **22.860 kW**. L'impianto fotovoltaico è stato configurato con un sistema ad inseguitore solare monoassiale. L'inseguitore monoassiale utilizza una tecnologia elettromeccanica per seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, posizionando così i pannelli sempre con la perfetta angolazione. L'inseguitore solare orienta i pannelli fotovoltaici posizionandoli sempre nella direzione migliore per assorbire più radiazione luminosa possibile. L'impianto nel suo complesso prevede l'installazione di 59.332 pannelli fotovoltaici monocristallino, per una potenza di picco complessiva di **29.962,66 kWp**, raggruppati in stringhe del singolo inseguitore e collegate direttamente sull'ingresso dedicato dell'inverter. Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (inseguitore) saranno fissate al terreno attraverso dei pali prefabbricati in acciaio dotati di una o più eliche, disponibili in varie geometrie e configurazioni che verranno avvitate nel terreno. Complessivamente saranno installati n.° 356 inseguitori da 104 moduli, nr. 90 inseguitori da 69 moduli e nr. 81 inseguitori da 52 moduli, tutti in configurazione verticale che saranno installati a una distanza di pitch uno dall'altro in direzione est-ovest di 9 metri. Il modello di modulo fotovoltaico previsto è "TSM-DEG18MC.20(II)" della **TRINASOLAR** da 505 Wp bifacciale in silicio monocristallino. L'impianto fotovoltaico interesserà complessivamente una superficie di 41,41 Ha di cui soltanto 16 Ha saranno occupati dagli inseguitori, dalle cabine di trasformazione e consegna,

salla SE di Utenza mettendo così a disposizione ampi spazi per le compensazioni ambientali e di mitigazione degli impatti visivi dell'impianto fotovoltaico. L'impianto fotovoltaico sarà realizzato in agro dei **Comune di URURI (Cb) in località " Mass.a Libertucci" su suoli individuati al NCT del Comune di Ururi al F. 29 p. 81,58,56 – F. 30 p. 75,47,23,59,54,42,44,46,73,52** e in agro del **Comune di Rotello (Cb) in località "Mass.a Bollella" su suoli individuati al NCT del Comune di Rotello al F. 42 p. 91,80,62,56,57,61,60,66,63,24.**

L'impianto fotovoltaico è essenzialmente suddiviso in 2 CAMPI aventi le seguenti estensioni, ubicazioni catastali e coordinate geografiche di riferimento :

Comune	Campo	Foglio	Particelle	Ha Tot. Particelle	Ha interessati dal progetto fotovoltaico	Ha occupati dalle strutture edifici tecnici e strade	Coordinata E (UTM WGS84)	Coordinata N (UTM WGS84)
Ururi (Cb)	1	29	81,56,58	10,10	10,1	3,84	504664 m	4626973 m
Ururi (Cb)	1	30	23,42,44,46,47,52,54,59,73,75	28,01	20,8	7,76	504865 m	4627061 m
Rotello (Cb)	2	42	91,80,62,56,57,61,60,66,63,24	11,87	9,91	3,8	504597 m	4621695 m
Rotello (Cb)	Sottostazione Elettrica di trasformazione Lato Utente 30/150 kV	45	185	0,6	0,6	0,0826	506130 m	4622391 m
Rotello (Cb)	Sottostazione Elettrica di trasformazione Lato Utente 30/150 kV	45	185	0,6	0,6	0,4	506130 m	4622391 m
				Tot..Ha 50,58	Tot. Ha 41,41	Tot . Ha 16		

Le aree impegnate dalle opere sono costituite da terrazzamenti sub-pianeggianti con a quote tra 104-112 m.s.l.m. per il Campo 1 in Ururi e quote tra 196-204 m. s.l.m. per il Campo 2 in Rotello con pendenza non superiore all'11% in direzione nord sud tali da avere un'esposizione ottimale e una conformazione morfologica ideale per il posizionamento delle strutture di tracker ad inseguimento est-ovest. Le aree di impianto fotovoltaico sono servite da una buona rete di viabilità esistente costituita dalla strada comunale "Camarelle" che costeggia il **CAMPO 1** e la strada Comunale Palazzo che costeggia il **CAMPO 2**. La connessione dell'impianto alla RTN è prevista in

antenna a 150 kV sulla sezione a 150 kV della stazione elettrica di trasformazione esistente di Rotello (anche detta SE 380/150 kV di Rotello nel prosieguo) come previsto nel preventivo di connessione rilasciato da terna e regolarmente accettato – **STMG cod. id. 201900981**-. L'impianto fotovoltaico sarà collegato tramite un cavidotto interrato di circa 8,3 km in media tensione alla sottostazione di trasformazione 30/150 kV (anche detta SE di Utenza nel prosieguo), prevista in adiacenza alla SE 380/150 kV e precisamente al **F. 45 p. 185 del Comune di Rotello(Cb)**, condivisa con un altro impianto fotovoltaico della stessa società SR Project 5 Srl che prevede le stesse condizioni di connessione alla rete. L'accesso alla SE di Utenza avviene dalla strada Comunale Piano Palazzo. Il collegamento in antenna a 150 kV sarà effettuato tramite un cavidotto interrato a 150 kV di lunghezza pari a circa 1200 metri che sarà posato lungo la strada comunale Fontedonico sino ad arrivare allo stallo di connessione assegnato da Terna Spa alla sottostazione 380/150 kV di Rotello attraverso un'area comune a più produttori ubicata sempre AL F. 45 P. 185 del Comune di Rotello ove sarà prevista la realizzazione del sistema elettromeccanico di condivisione dello stallo di partenza a 150 kV e di arrivo al su detto stallo di connessione a 150 kV. All'interno della esistente sottostazione di Terna RTN 380/150 kV sarà installato un nuovo trasformatore per permettere ai diversi produttori nell'area di dispatchare l'energia elettrica prodotta dai loro impianti sulla rete elettrica nazionale. Tale area di condivisione si rende necessaria in quanto Terna Spa ha comunicato a mezzo **pec prot. 72282 in data 17/09/2021 (Allegata alla presente relazione) alla società SR Project 5 Srl** oltre alla planimetria della Stazione Elettrica (SE) RTN a 380/150 kV dalla quale si evince l'ubicazione dello stallo assegnato, che: " **Al fine di razionalizzare l'utilizzo delle infrastrutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con le iniziative codice pratica 201901018 della Vs. società, codice pratica 201901558 della società EG Helios S.r.l., codice pratica 201901325 della società Sonnedix Santa Chiara S.r.l., codice pratica 202001830 della società Sorgenia Renewables S.r.l., con ulteriori utenti della RTN**". A seguito di tale comunicazione le società SR Project 5 Srl , EG helios S.r.l., Sonnedix Santa Chiara S.r.l., Sorgenia Renewables S.r.l." hanno sottoscritto in data 29/09/2021 un accordo di condivisione "Accordo utilizzo sottostazione di collegamento a se RTN 380/150 kv di ROTELLO e condivisione stallo terna in se RTN 380/150 kv di Rotello " (Allegato alla presente relazione tecnica) e dato incarico alla società INSE Srl per la progettazione delle opere di rete richieste da Terna , della stazione di condivisione a 150 kV e delle relative stazioni utenti MT/AT di ciascun produttore. A seguito della progettazione il progetto delle opere di rete è stato inviato a Terna per essere benestariato con comunicazione PEC del 26/10/2021 L'intero impianto fotovoltaico occupa un'area contenuta e ricadente in parte nel territorio di Ururi e in parte nel territorio comunale di Rotello (CB) dove ricadranno anche le opere di rete per il collegamento alla RTN e la SE di Utenza . Ciascuno dei due Campi fotovoltaici in cui è suddiviso l'intero impianto si collegherà alla sottostazione di trasformazione di utenza mediante un cavidotto in MT costituito da un cavo tripolare che per il Campo 1 avrà sezione pari a 400 mmq e per il Campo 2 avrà sezione pari a 185 mmq. Il cavidotto di collegamento del campo 1 alla SE di utenza avrà una lunghezza di circa 7,3 Km e percorrerà per la maggior parte strade asfaltate quali **Strada Comunale Camarelle, Strada Comunale Contrada Ceppetò, SP 78, Strada Comunale Colle Palombara Mandrone, Strada Comunale Fontedonico e Piano Palazzo**. Solo per un tratto di lunghezza pari a circa 2,3 km il cavidotto di collegamento dal Campo 1 alla SE di Utenza percorrerà dei sentieri interpoderali su terreni sterrati. Il cavidotto MT del Campo 2 invece percorrerà per 1 km in interrato la **Strada Comunale Piano Palazzo** fino a giungere alla SE di Utenza.

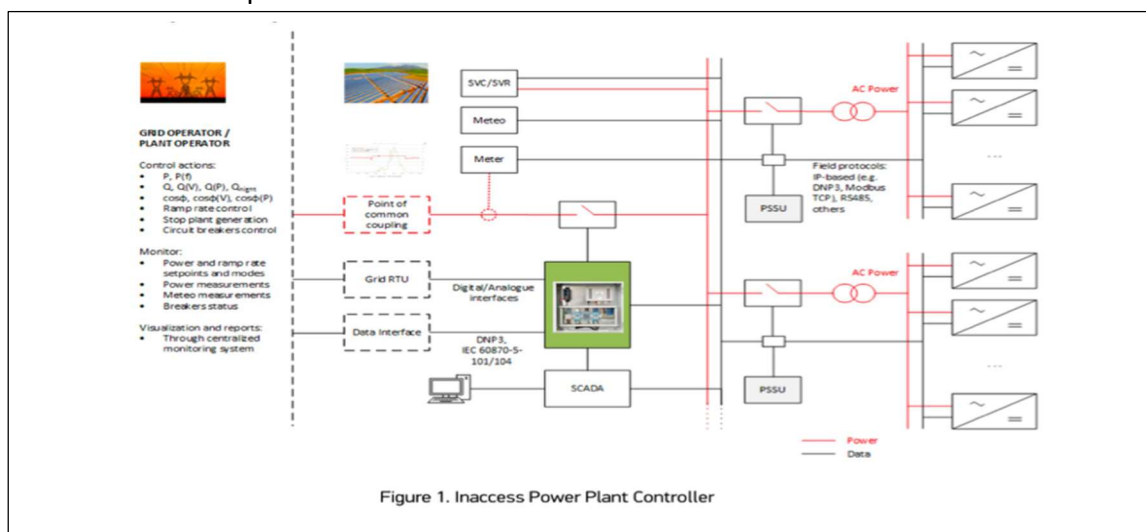
4. DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da N° 59.332 moduli da 505 Wp cad. ed avrà una potenza complessiva in DC di 29.962,66 kWp mentre in AC di 22.860 kW.

Il generatore fotovoltaico sarà suddiviso in n° 2 campi che presentano le seguenti caratteristiche tecniche:

Campo	Potenza DNC LIMIT- kW	Potenza DC kW	DC/AC	Nr. Stringhe	Nr. inverter	Potenza in kVA singolo inverter
1	24.369,28	24.369,28	1.25466	1.856	6	Nr. 6 da 3.125
2	5.593,38	5.593,38	1.6274	426	1	Nr.1 da 3.437
TOTAL E	22.860	29.962,66		2.282	7	

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di un sistema denominato **INAccess Power Plant Controller** che è un sistema intelligente indipendente dal fornitore per il controllo dinamico e accurato dell'impianto fotovoltaico e la conformità del codice di rete, personalizzabile per soddisfare qualsiasi esigenza di rete garantendo l'interoperabilità con i sistemi SCADA dell'impianto. Inaccess PPC controlla l'uscita dell'impianto fotovoltaico nel punto di accoppiamento comune, utilizzando gli inverter, i misuratori, i statcom, i condensatori e i controller periferici dell'impianto, fornendo funzionalità quasi in tempo reale per la disconnessione dell'impianto o l'arresto della generazione, il controllo della potenza attiva e reattiva, nonché il controllo della velocità della rampa di potenza. Inaccess PPC offre funzionalità di controllo e monitoraggio alla rete e all'operatore dell'impianto, controllo intelligente ad anello chiuso della potenza attiva e reattiva, controllo degli interruttori di circuito, nonché monitoraggio di quantità elettriche, meteorologiche, interruttori e modalità e stati di controllo dell'alimentazione. L'interoperabilità è garantita per un'ampia gamma di inverter e misuratori. In tal modo sarà garantito che la potenza nominale AC in immissione alla rete sia pari 22.860 kW così come previsto nella STMG rilasciata al Committente.



I moduli, riuniti a gruppi di 26, saranno collegati elettricamente in serie tra di loro e costituiranno una stringa della potenza unitaria di 13.130 Wp. Ai capi della stringa sarà presente una tensione a circuito aperto di circa 831,6 Vcc. L'insieme di N° 238 stringhe per un totale di N° 6.188 moduli saranno collegate in parallelo tra di loro attraverso N° 15/17 quadri di parallelo stringhe che convoglieranno l'energia verso ciascuno inverter, situato nelle cabina di conversione. Ogni stringa sarà provvista di fusibile e diodo di blocco e sarà protetta (in parallelo con le altre) contro le sovratensioni, per mezzo di scaricatori (uno per ogni polo) collegati a terra. Fusibili, diodi di blocco e scaricatori sono dimensionati per le relative correnti e tensioni. Il generatore FV (lato CC) è gestito come sistema IT, ovvero nessun polo è connesso a terra. Per razionalizzare il montaggio e per minimizzare il percorso dei cavi elettrici di collegamento, i moduli saranno montati, con l'asse disposto in orizzontale, su telai metallici (pannelli) che potranno contenere 2, 3 e 4 stringhe. (I pannelli saranno posizionati sul terreno con un angolo di Azimut di 0° SUD e con un'inclinazione max di $\pm 55^\circ$ sul piano orizzontale sia verso est che ovest essendo ad inseguimento; essi saranno disposti su file parallele, in base agli spazi disponibili. Per evitare l'ombreggiamento dei moduli nei periodi dell'anno in cui il sole è basso l'interasse dei moduli sarà di circa 9 m e la distanza tra le file dei moduli misurata tra le verticali della fine della prima fila e l'inizio della successiva sarà di circa 5 m. Con tale distanza anche il 21 dicembre (solstizio d'inverno) non vi sarà ombra nelle ore centrali del giorno (dalle 10.30 alle 13.30) mentre nel periodo degli equinozi (21 marzo -22 settembre) l'ombra sarà assente dalle ore 7,50 fino alle 17,40. La superficie netta del totale dei moduli è di ca 15 Ha ed essa è l'occupazione al suolo maggiore quando i moduli sono disposti orizzontalmente al suolo.

5. CARATTERISTICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il **generatore fotovoltaico** sarà realizzato con moduli provvisti di diodi di by-pass e ciascuna stringa di moduli sarà selezionabile e dotata di diodo di blocco. Esso sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. I moduli saranno da 505 Wp in silicio monocristallino bifacciali modello "**TSM-DEG18MC.20(II)**" della casa produttrice **TRINASOLAR** da 505 Wp. Qualora dovesse essere scelta una delle tecnologie diversa da quella prevista in questa fase progettuale, il layout generale dell'impianto, le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici ed i fabbricati delle cabine elettriche manterranno la stessa configurazione.

Il decadimento delle prestazioni è non superiore al 10% nell'arco di 12 anni e non superiore al 15% in 30 anni.

I Dati tecnici caratteristici dei moduli fotovoltaici sono i seguenti:

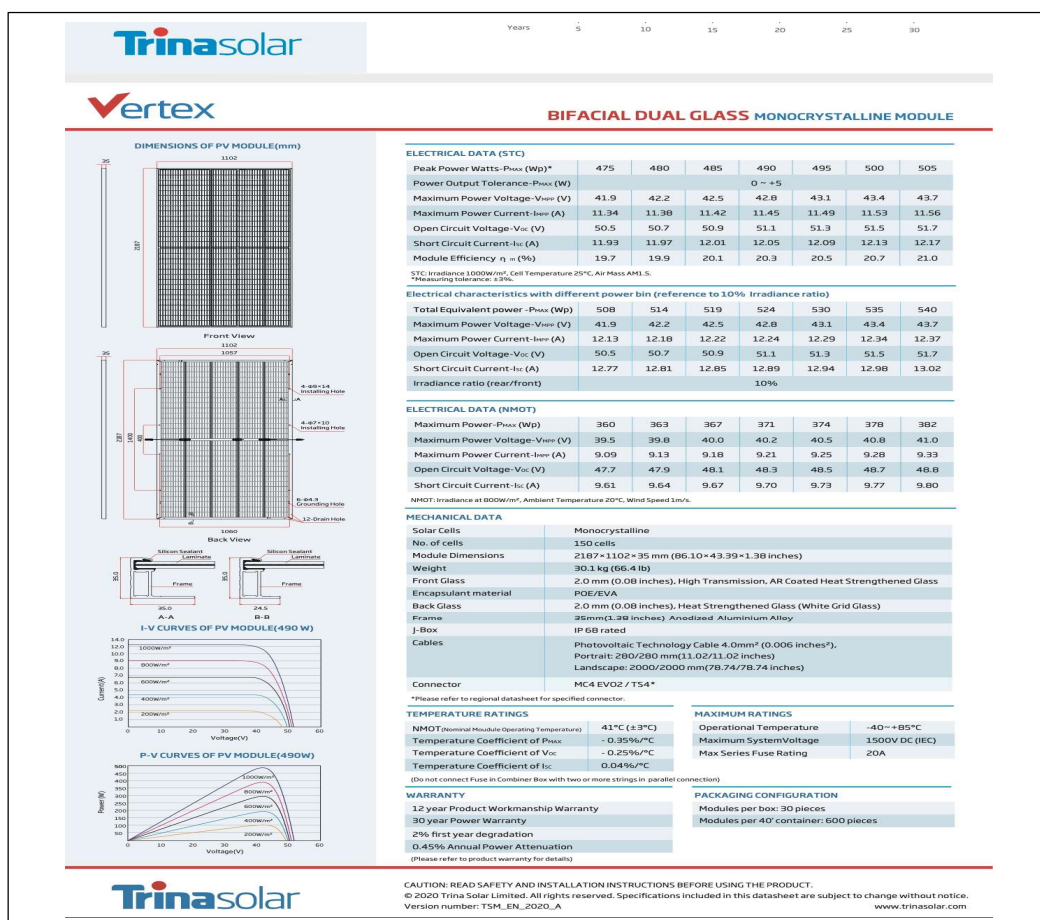
- 150 celle in silicio monocristallino collegate in serie;
- Tensione alla massima potenza , $V_m = 43.7$
- Tensione massima di circuito aperto, $V_{oc} = 51.7$ V
- Corrente alla massima potenza , $I_m = 11.56$ A
- Corrente massima di Corto circuito, $I_{sc} = 12.17$ A
- Superficie anteriore: vetro temperato in grado di resistere alla grandine (Norma CEI/EN 161215);

- Incapsulamento delle celle : EVA

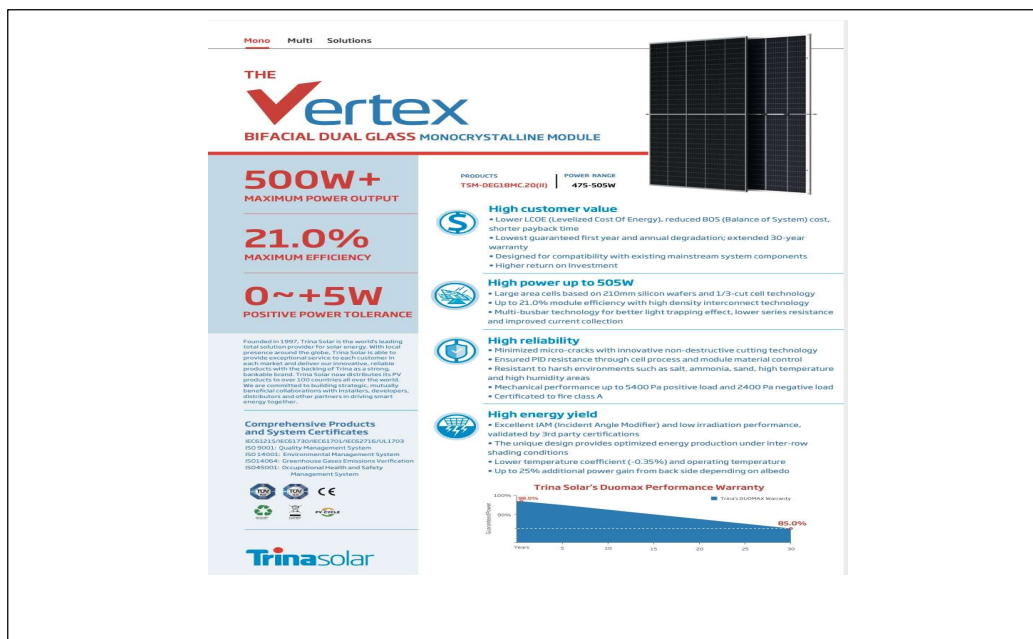
- Cornice di alluminio anodizzato

- Terminali di uscita: cavi pre-cablati a connessione rapida impermeabile resistenti ai raggi UV da 4 mmq, 1200 mm

- Presenza di diodi di bypass per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali danneggiamenti di qualche modulo fotovoltaico



1 Dati Tecnici del Modulo fotovoltaico



2 Grafico prestazionale in funzione del tempo pannelli modello TSM-DEG18MC.20(II) e marca TRINASOLAR.

5.1 CARATTERISTICHE DEL GRUPPO DI CONVERSIONE E TRASFORMAZIONE

● Il **gruppo di conversione e trasformazione** è formato da cabine di tipo prefabbricato che ospitano l'inverter, il trasformatore BT/MT e il trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari. L'inverter effettua la trasformazione dell'energia proveniente dal generatore fotovoltaico da corrente continua a corrente alternata; il gruppo di trasformazione è costituito da un quadro generale BT che alimenta il secondario del trasformatore MT/BT e il trasformatore dei servizi ausiliari BT/BT; le celle MT si collegano al primario del trasformatore di potenza e sono composte da sezionatori, relè di protezione e gruppi di misura; infine il quadro BT a valle del relativo trasformatore alimenta i servizi ausiliari di cabina. All'interno della cabina verrà inoltre installato l'interruttore generale dell'impianto con le relative protezioni di interfaccia come da norme CEI 0-16, CEI 11-20, dette protezioni saranno corredate di una certificazione di conformità emessa da un organismo accreditato. I valori della tensione e della corrente di ingresso agli inverter sono compatibili con quelli del generatore fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli dei gruppi di trasformazione ai quali viene connesso l'impianto. Tale tipologia di impianto è basata sul concetto della modularizzazione, o di architettura distribuita: collegando un insieme di stringhe al corrispondente inverter si ottiene un impianto fotovoltaico indipendente, impedendo che eventuali interazioni o sbilanciamenti fra le stringhe stesse diminuiscano l'efficienza complessiva dell'impianto. Dal lato del generatore CC le stringhe sono collegate ad ingressi dedicati gestiti da MPPT indipendenti dal lato dell'immissione in rete sono presenti i relè di protezione e il filtro per le interferenze elettromagnetiche.

L'impianto fotovoltaico sarà essenzialmente costituito da:

N° 2 Campi di generazione fotovoltaica a loro volta suddivisi in un totale di 7 sottocampi

N° 7 cabine inverter e trasformazione o di sottocampo

Ogni cabina conterrà :

Un Inverter + Trasformatore modello **SG3125HV-MV-20 e SG3400HV-MV-20** della casa costruttrice **SUNGROW** avente le seguenti caratteristiche tecniche :

Ingresso inverter cabine SG3125HV-MV-20 e SG3400HV-MV-20

- Intervallo di tensione MPPT:875-1500 V
- Numeri di ingressi DC: 18
- Corrente massima DC per MPPT: 4178 A

Dati in uscita trasformatore cabina SG3125HV-MV-20

- Potenza AC nominale: 3125 kV A
- Potenza AC massima: 3593 kV A
- Tensione AC a valle dell'inverter: 600 V
- Corrente massima AC: 3458 A
- Intervallo di funzionamento frequenza di rete (fAC) : 50 Hz / 60 Hz
- Distorsione della corrente di rete : < 3 % con potenza nominale
- Fattore di potenza ($\cos\phi$) : $\cong 1$

Dati in uscita trasformatore cabina SG3400HV-MV-20

- Potenza AC nominale: 3437 kV A
- Potenza AC massima: 3593 kV A
- Tensione AC a valle dell'inverter: 600 V
- Corrente massima AC: 3458 A
- Intervallo di funzionamento frequenza di rete (fAC) : 50 Hz / 60 Hz
- Distorsione della corrente di rete : < 3 % con potenza nominale
- Fattore di potenza ($\cos\phi$) : $\cong 1$

Grado di rendimento cabine SG3125HV-MV-20 e SG3400HV-MV-20

- Grado di rendimento massimo PCA, max (η) :99.00 %
- Euro (η) : 98,70 %

Dati generali cabine SG3125HV-MV-20 e SG3400HV-MV-20

- Larghezza/altezza/profondità in mm (L / A / P) :6058 / 2896 / 2438
- Peso approssimativo (T) :17
- Comunicazione:RS485, Ethernet

Conformità agli standard cabine SG3125HV-MV-20 e SG3400HV-MV-20

- IEC 61727 : Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of utility interface
- IEC 62116: Utility-interconnected photovoltaic inverters – Test procedure of islanding prevention measures
- CE IEC 62109: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems

In totale saranno utilizzate **nr. 8 cabine SG3400HV-MV-20** e **nr. 12 cabine SG3125HV-MV-20**

SG3400/3125/2500HV-MV-20 **SUNGROW**
Clean power for all

MV Turnkey Station for 1500 Vdc System - MV Separate Transformer + RMU



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99 %

SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500 V system, low system cost
- Integrated MV transformer and switchgear
- Q at night function optional

EASY O&M

- Integrated current, voltage and MV parameters monitoring function for online analysis and fast trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen

GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62106
- Low/high voltage ride through (LVRT/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

SG3400/3125/2500HV-MV-20

Type designation	SG3400HV-MV-20	SG3125HV-MV-20	SG2500HV-MV-20
Input (DC)			
Max. PV input voltage	1500 V	1500 V	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	875 V / 915 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	875 ~ 1300 V	875 ~ 1300 V	800 ~ 1300 V
No. of independent MPP inputs	1	1	1
No. of DC inputs	Optional: 22, 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding	18 ~ 24	18 ~ 24
Max. PV input current	4778 A	4778 A	3508 A
Output (AC)			
AC output power	3393 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C	3125 kVA@ 25 °C / 3167 kVA@ 45 °C	2750 kVA@ 45 °C / 2800 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3408 A	3408 A	2888 A
AC voltage range	10 ~ 35 kV	10 ~ 35 kV	10 ~ 35 kV
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 ~ 55 Hz, 60 Hz / 55 ~ 65 Hz	50 Hz / 45 ~ 55 Hz, 60 Hz / 55 ~ 65 Hz	50 Hz / 45 ~ 55 Hz, 60 Hz / 55 ~ 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)	< 3 % (at nominal power)	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % in	< 0.5 % in	< 0.5 % in
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading ~ 0.8 lagging	> 0.99 / 0.8 leading ~ 0.8 lagging	> 0.99 / 0.8 leading ~ 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3	3 / 3	3 / 3
Efficiency			
Inverter Max. efficiency	99.0 %	99.0 %	99.0 %
Inverter Euro. efficiency	98.7 %	98.7 %	98.7 %
Transformer			
Transformer rated power	3437 kVA	3125 kVA	2500 kVA
Transformer max. power	3393 kVA	3167 kVA	2750 kVA
U / V / MV voltage	0.6 kV / 10 ~ 35 kV	0.6 kV / 10 ~ 35 kV	0.55 kV / 10 ~ 35 kV
Transformer vector	Dy11	Dy11	Dy11
Transformer cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)	ONAN (Oil Natural Air Natural)	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request
Protection and Function			
DC input protection	Load break switch + fuse	Load break switch + fuse	Load break switch + fuse
Inverter output protection	Circuit breaker	Circuit breaker	Circuit breaker
AC MV output protection	Circuit breaker	Circuit breaker	Circuit breaker
Overvoltage protection	DC Type I + II / A C Type II	DC Type I + II / A C Type II	DC Type I + II / A C Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes	Yes / Yes	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes	Yes	Yes
Overheat protection	Yes	Yes	Yes
Q at night function	Optional	Optional	Optional
General Data			
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2494 * 2438 mm	6058 * 2494 * 2438 mm	6058 * 2494 * 2438 mm
Weight	17T	17 T	16T

CIRCUIT DIAGRAM **EFFICIENCY CURVE [SG3400HV-20]**

Locale ubicazione cabine inverter e di trasformazione

Gli inverter saranno ubicati in cabinati prefabbricati dalle dimensioni in pianta di 6057x 2438 mm, pari a 14,76 mq in grado di garantire condizioni ambientali ottimali ed adeguato potere di scambio termico grazie all'impiego di condizionatori ad avviamento automatico nei periodi estivi. Le cabine di conversione saranno installate nei pressi dei moduli per ridurre le perdite di potenza dovute al trasporto dell'energia. Le fondazioni su cui vengono sistemate le cabine sono del tipo a vasca in modo da consentire il passaggio dei cavi elettrici sotto il pavimento. Le cabine così composte poggiano su una platea di calcestruzzo dello spessore di 10-15 cm, gettata a circa 60 cm di profondità, previo scavo. In ogni cabina di conversione saranno sistemati N° 1 inverter trifase composto da 1 trasformatore da 3125 / 3437 kVA 875/915 V cadauno, i quali vengono poi collegati in parallelo su di un unico condotto sbarre trifase. Dal condotto sbarre verrà alimentato il trasformatore BT/MT. E' stata scelta la taglia dell'inverter di 3125/3437 kVA modulare in quanto si tratta di standard, disponibile sul mercato e con buone prestazioni. Ogni "inverter" sarà costituito da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento, protezione e controllo che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili. La potenza max in uscita di ogni inverter AC sarà di 3.593 kVA. Gli inverter sono progettati per inseguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico, sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT), costruendo l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, che permette di contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori accettabili. Nella cabina di conversione sono contenuti gli interruttori di manovra e le apparecchiature di protezione. Dalle cabine di conversione, che in totale saranno N° 19, l'energia verrà trasportata, attraverso n°3 cabine di parallelo MT, con cavi interrati a 30 kV, verso la stazione elettrica dell'utente.

Inverter (Convertitori CC/CA)

Le caratteristiche generali degli inverter sono riassunte di seguito:

- Inverter a commutazione forzata dalla rete con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a

sostenere la tensione e frequenza nel campo nominale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)

- Sezione di arrivo dal campo fotovoltaico con organo di sezionamento e misura;
- Ingresso cc da generatore fotovoltaico con poli non connessi a terra, ovvero sistema IT
- Inverter dotato di ponte a IGBT a commutazione forzata
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto, in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Ogni inverter è dotato di un proprio dispositivo di interfaccia.
- Progetto e costruzione conformi ai requisiti della «Direttiva Bassa Tensione» e della «Direttiva EMC».
- Conversione cc/ac realizzata con tecnica PWM e ponte a IGBT ad elevata efficienza (rendimento $>96\div97\%$).
- Filtri per la soppressione dei disturbi indotti e/o emessi
- Controllo della corrente fornita in uscita (grid connected) tramite microprocessore a 16 bit che ne garantisce la forma sinusoidale con distorsione estremamente bassa.
- Funzionamento in parallelo alla rete a $\cos\phi=1$ (regolabile nel campo 0.9 induttivo ÷ 0.9 capacitivo)
- Programmazione e monitoraggio tramite tastiera alfanumerica.
- Monitoraggio a distanza.
- Dispositivo per la verifica della resistenza di isolamento tra l'ingresso e la terra.
- Datalogger per l'acquisizione delle principali grandezze e stati di funzionamento dell'impianto.
- Interruttore automatico magnetotermico in uscita
- Protezione IP24
- Conformità marchio CE.
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.

Trasformatori BT/MT

Il trasformatore BT/MT sarà unico per ogni cabina ed avrà la potenza di 3125/3437 kVA con rapporto di trasformazione di 600/30.000V. Il trasformatore di uscita sarà ad elevato rendimento, capace di garantire un totale isolamento tra la rete e la centrale fotovoltaica, lato cc dell'inverter. Il trasformatore sarà del tipo a secco con isolamento in resina 35 KV .

Quadri corrente alternata (QCA)

I quadri elettrici QCA provvedono al parallelo degli inverter lato AC ed alla connessione con i trasformatori BT/MT Il quadro costituito da un armadio metallico di dimensioni circa 600 x 2270 x 600 mm, dotato di pannelli posteriore e laterali, vani porta interruttori, vani porta sbarre, morsettiere.

Il quadro sarà equipaggiato con i seguenti dispositivi:

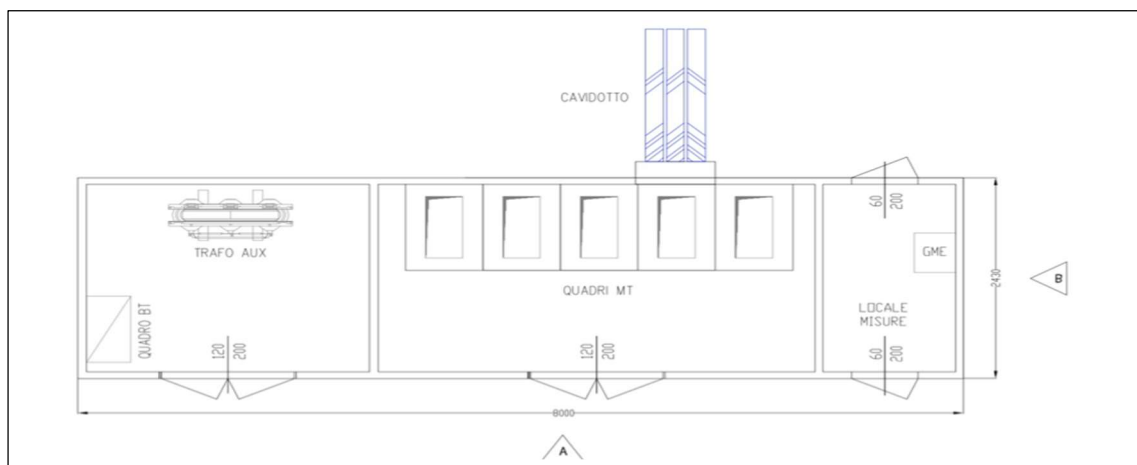
- n° 1 interruttore magnetotermico per l'inverter CCA1
- n° 1 interruttore magnetotermico per l'inverter CCA2
- n° 1 interfaccia di rete tipo Thytronic o similare (certificato DK5940)
- n° 1 dispositivo di interfaccia di rete, contattore tetrapolare da 3125 kW, riduttori di tensione e corrente bobina di sgancio tipo ABB o similare.

- n° 1 interruttore magnetotermico per il sezionamento del parallelo
 - n° 1 interruttore magnetotermico per il sezionamento del trasformatore BT/MT
 - n° 1 interruttore magnetotermico/differenziale per il sezionamento del lato utenze BT
- Il quadro è completo di accessori quali: morsetti passanti, guide DIN, cavi di collegamento, capicorda, numeri segna-cavo, cartelli monitori.

I Quadri QCA saranno ubicati nella cabine di conversione.

5.2 CARATTERISTICHE DELLE CABINE DI RACCOLTA IN MT

Le cabine di parallelo avranno la funzione di ricevere attraverso un quadro sbarre l'energia elettrica MT (30 kV) proveniente da un gruppo di N° 2,3 fino a 6 cabine di conversione di ciascun campo e di smistarla con unico cavo verso la Stazione Utente. Le cabine di parallelo, in cabinati prefabbricati dalle dimensioni 8000x3000x2400 mm, saranno ubicate nei pressi dei cavidotti MT; la loro funzione è di ridurre la lunghezza complessiva dei cavi ed il numero degli stessi in entrata alla Stazione Utente (totale linee entranti N° 3), con conseguente riduzione della superficie d'ingombro della Stazione utente. In totale sono previste 6 cabine di parallelo MT, ognuna posizionata all'ingresso di ciascun campo fotovoltaico.



Locale cabina di Parallelo MT- Prospetto

5.3 CAVI ELETTRICI

5.3. 1 Criteri di progettazione e soluzioni di calcolo

La struttura generale dell'impianto elettrico è sistemicamente definita dalla sottostazione MT/AT da cui partono 2 linee di cavo MT **L1 e L2** che arrivano rispettivamente alle cabine di parallelo **CB//1,CB//2.** All'interno di ciascun dei CAMPI fotovoltaici le cabine inverter e di trasformazione sono collegate mediante cavidotti in MT alle rispettive cabine di parallelo.

5.3.2 Caratteristiche generali cavo interrato in MT

I cavi di energia in corrente alternata MT (30 kV) saranno trifasi del tipo unipolare con conduttore a corda rotonda compatta in alluminio da 18/30 kV del tipo ARE4H5EX idonei per tale tipo di applicazione. I cavi di energia saranno posati nel terreno protetti da appositi copri cavi con pozzetti di ispezione intervallati ogni 40-50 m. ed in corrispondenza di ogni cambio di direzione . All'interno delle cabine i cavi saranno posati in cunicoli e/o su canaline . I cavi in MT all'interno di ciascun campo che escono dalle cabine inverter/trasformazione e giungono alle cabine di parallelo saranno in alluminio del tipo ARE4H5EX 18/30 kV e avranno sezioni 1x(3x1)x240 mmq. I cavi che dalle 2 cabine di parallelo MT andranno verso la SE di Utenza saranno del tipo ARE4H5EX 18/30 kV e avranno sezioni 1x(3x1)x400 mmq. e 1x(3x1)x185 mmq. .I cavi MT avranno le seguenti caratteristiche :

Tipo di Cavo	ARE4H5EX 18/30 kV EPR
Conduttore	Alluminio
Isolante	Mescola di Polietilene (qualità DIX 8)
Tensione Nominale	18/30 kV
Tensione Isolamento	36 kV
Circuito	RST
Cos ϕ	0.9
Temperatura Funzionamento	90 °C
Temperatura Corto Circuito	250 °C
Categoria	A
Profondità di Posa	1.2 m
Distanza Circuiti Adiacenti	15 cm
Tipo di Posa	Direttamente interrato in terra umida
Protezione Meccanica	Elementi rettangolari in materiale composito a matrice di resina
Codice Posa	63
Temperatura Ambiente	20 °C

5.3.3 Cavidotto interrato in AT 150 kV

Al fine di connettere l'impianto fotovoltaico di progetto alla Rete Elettrica Nazionale RTN come da preventivo di connessione rilasciato da Terna SPA – STMG cod. id. 201900981 – regolarmente accettata dal proponente dell'iniziativa, sarà necessario realizzare un cavidotto in AT a 150 kV, singola terna che colleghi Stazione di condivisione/trasformazione 30/150 kV alla sezione 150kV della stazione di trasformazione di Terna “Rotello” è stato previsto un collegamento in cavo 150kV che segue prevalentemente la strada esistente per circa 1150 m. Il cavidotto in AT a 150 kV in singola terna sarà ubicato nel Comune di Rotello (Cb). Esso si dipartirà dalla barra 150 kV della stazione di condivisione/trasformazione 150 kV che verrà ubicata in località Piano Palazzo del comune di Rotello al F. 45 p. 185 e raggiungerà lo stallo di connessione assegnato da Terna. Esso avrà una lunghezza media di circa 1200 metri e sarà posato quasi per intero lungo la strada comunale che dalla sottostazione elettrica di trasformazione di Utenza porta sino foglio F. 30 p. 58 del Comune di Rotello ove sarà previsto la realizzazione del potenziamento della SE Rotello mediante inserimento di un nuovo ATR 250MVA 380/150kV e relativi stalli di collegamento alle sezioni 380kV e 150kV della stazione SE Rotello come da STMG cod. prat. 201900981 rilasciata al produttore. Solo l'ultimo tratto del cavidotto in AT prima dell'arrivo allo stallo di connessione assegnato da Terna Spa percorrerà per circa 270 metri le particelle 58 del Foglio 30 di Rotello. Tra le possibili soluzioni è stato individuato il tracciato più funzionale, che tenga conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente locale, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia. Non vengono attraversati canali e corsi d'acqua. Una parte del cavidotto in AT ricade nel vincolo idrogeologico, inevitabile in quanto tutta la sottostazione RTN 380/150 kV ricade in tale vincolo pertanto sarà necessario acquisire il parere da parte del Servizio Valorizzazione e Tutela Economia Montana e delle Foreste della Regione Molise.

5.4.4 Caratteristiche generali cavo interrato in AT

Le caratteristiche elettriche principali del sistema elettrico in alta tensione sono:

- sistema elettrico 3 fasi
- frequenza c.a. 50 Hz
- tensione nominale 150 kV
- tensione massima 170 kV
- categoria sistema A

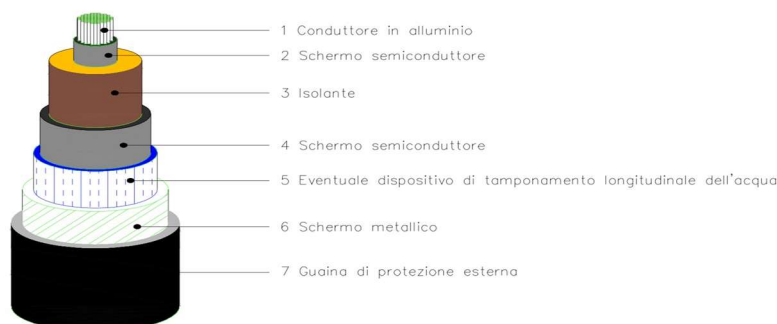
Tensione di isolamento del cavo

Dalla tab.2.1.06 della norma CEI 11-17 in base a tensione nominale e massima del sistema la tensione di isolamento U_0 corrispondente è 87 kV. Temperature massime di esercizio e di cortocircuito massima temperatura di esercizio è di 90°C mentre quella di cortocircuito è di 250°C.

Caratteristiche funzionali e costruttive

I cavi in progetto, con isolamento in XLPE e conduttore in alluminio di sezione pari a 1600 mm², sono formati secondo il seguente schema costruttivo (tabella tecnica TERNA UX LK101):

- Conduttore a corda rigida rotonda, compatta e tamponata di alluminio;
- Schermo semiconduttore;
- Isolante costituito da uno strato di polietilene reticolato estruso insieme ai due strati semiconduttivi;
- Schermo semiconduttore;
- Dispositivo di tamponamento longitudinale dell’acqua;
- Schermo metallico, in piombo o alluminio, o a fili di rame ricotto o a fili di alluminio non stagnati opportunamente tamponati, o in una loro combinazione e deve contribuire ad assicurare la protezione meccanica del cavo, assicurare la tenuta ermetica radiale, consentire il passaggio delle correnti corto circuito;
- Rivestimento protettivo esterno costituito da una guaina di PE nera e grafitata.



1	CONDUTTORE IN RAME O ALLUMINIO	5	BARRIERA CONTRO LA PENETRAZIONE DI ACQUA
2	SCHERMO SUL CONDUTTORE	6	GUAINA METALLICA
3	ISOLANTE	7	GUAINA ESTERNA
4	SCHERMO SEMICONDUCTORE		

La tipologia di posa standard prevede la posa in trincea, con disposizione dei cavi a “Trifoglio” o in “Piano” (per l’elettrodotto in cavo interrato in esame è prevista la posa a “trifoglio”),

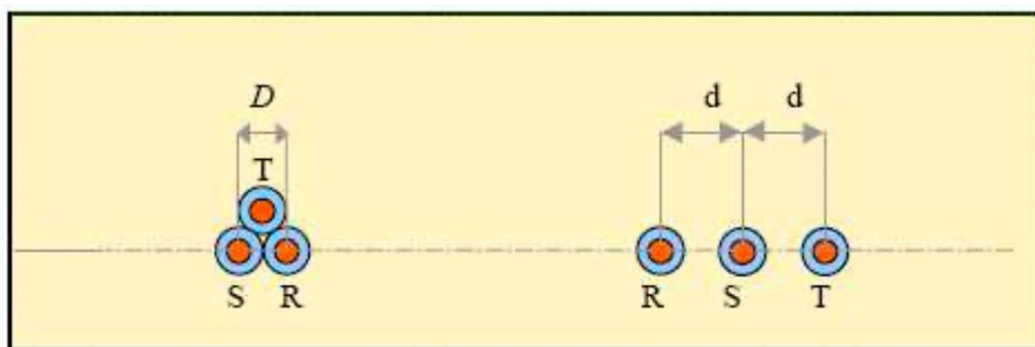


Figura 5-3 Modalità di posa cavo AT

secondo le modalità riportate nel tipico di posa contenuto nell'elaborato Particolari costruttivi di cui sintetizziamo gli aspetti caratteristici. I cavi saranno posati mediante uno scavo in trincea della larghezza di 0,7 m ad una profondità standard di -1,6 m (quota piano di posa), su di un letto di sabbia o di cemento magro dallo spessore di cm. 10 ca. cavi saranno ricoperti sempre con il medesimo tipo di sabbia o cemento, per uno strato di cm.40, sopra il quale sarà posata una lastra di protezione in C.A. Ulteriori lastre saranno collocate sui lati dello scavo, allo scopo di creare una protezione meccanica supplementare. La restante parte della trincea sarà riempita con materiale di risulta e/o di riporto, di idonee caratteristiche.

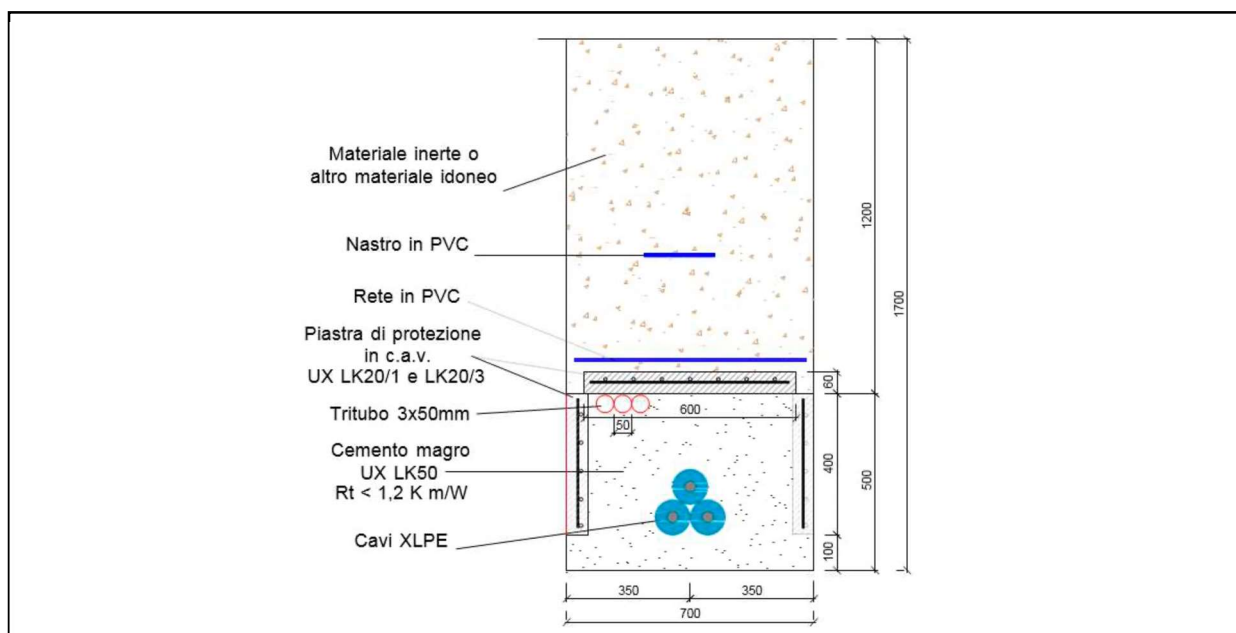


Figura 5-4 Particolare/Posa Cavidotto AT

5.5 Sottostazione MT/AT di Utenza

Stazione elettrica utente

La stazione sarà del tipo all'aperto. La stazione elettrica (SE) di utenza 30/150 kV sarà ubicata nel Comune di Rotello (Cb) al Foglio 45 p. 185. La configurazione della singola stazione di trasformazione prevede un montante trasformatore di potenza 30/150 kV con n.1 trasformatore da 25/30 MVA. All'interno della stazione è previsto un edificio, suddiviso in vari locali: controllo e protezioni, quadri MT, misure (con accesso anche dall'esterno), servizi igienici, servizi ausiliari e gruppo elettrogeno.

Trasformatore trifase di potenza 30/150 kV, 25/30 MVA, ONAN/ONAF, gruppo vettoriale YNd11, provvisto di commutatore sotto carico lato AT (150 $\pm$ 10x1,25%/30 kV) e cassonetto di contenimento cavi MT. Con scaricatori incorporati dimensionato per alloggiare n.3 terne di cavi MT da 400mm² Cu.

• Tipo	immerso in olio
• Tipo di servizio	continuo
• Temperatura ambiente	40°C
• Classe di isolamento	A
• Metodo di raffreddamento	ONAN/ONOF
• Tipo d'olio:	minerale conforme CEI-EN 60296
• Altezza d'installazione	$\leq$ 100 m
• Frequenza nominale	50 Hz
• Potenza nominale: ONAN/ONAF	25/30 MVA
• Tensioni nominali (a vuoto):	
- AT	150 kV
- MT	30 kV
• Regolazione tensione AT:	$\pm$ 10x1,25 %
• Tipo di commutatore (CSC):	sotto carico (CEI EN 60214- 1)
• Collegamento fasi:	
- avvolgimento AT	Y stella (con neutro accessibile)

- avvolgimento MT	Δ triangolo
• Gruppo di collegamento	YNd11
• Classe d'isolamento:	
-Lato AT	
-Lato MT	
Tensione di Tenuta a Frequenza Industriale	
-Lato AT	
-Lato MT	
Tensione di tenuta ad impulso atmosferico:	
-Lato AT	
-Lato MT	
Sovratemperature ammesse:	
- massima temperatura ambiente	40°C
- media avvolgimenti	65°C
- nucleo magnetico	75°C
PERDITE DI GARANZIE IEC	
PERDITE A VUOTO A Un	≤ 30 kV
CORRENTE A VUOTO A Un	0,2%
Perdite Cu a 75°C	≤ 165 kV
Tensione di corto circuito Vcc:	13%
Massimo livello presione sonora:	70 dB a 0,3 m

Sezionatore di linea, per la derivazione dalle sbarre condivise 150 kV, tripolare rotativo orizzontale a tre colonne/fase, con terna di lame di messa a terra, completo di comando motorizzato per le lame principali e manuale per le lame di terra:

Norme di riferimento:	CEI EN 62271
Tensione nominale:	170 kV
Corrente nominale:	1250 A
Corrente nominale di breve durata:	
○ - valore efficace	31,5 kVA
○ - valore di cresta	80,0 kA
Durata ammissibile della corrente di breve durata	1s
Tensione di prova ad impulso atmosferico:	
Verso massa	750 kV
Sulla distanza disezionamento	860 kV
Tensione di tenuta a frequenza di esercizio (1m)	
Contatti ausiliari disponibili	
- verso terra	325 kV
- sulla distanza di sezionamento	375 kV 4NA+4NC
Alimentazione circuiti ausiliari:	325 kV
- motore:	110 Vcc +10% -15%
- circuiti di comando:	110 Vcc +10% -15%
- resistenza di riscaldamento:	230 Vca
Isolatori tipo:	C6-750
linea di fuga:	25 mm/KV

5.6 Servizi Ausiliari

Quadro dei servizi ausiliari in corrente alternata

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari in corrente alternata (400-230 V) il trasformatore deve alimentare tutte le utenze della sottostazione sia quelle necessarie a garantire il funzionamento normale sia quelle accessorie. Deve essere prevista una seconda alimentazione, detta alimentazione di emergenza, tramite un gruppo elettrogeno per l'alimentazione delle utenze principali compresa l'illuminazione.

Il Quadro S.A. deve essere composto essenzialmente dalle seguenti apparecchiature:

- Una protezione di minima tensione c.a.;

- Un voltmetro digitale con commutatore e fusibili 500 V f.s.;
- Un amperometro digitale con commutatore e TA 200/5A f.s.;
- Un relè crepuscolare per comando luce esterna con contattore da 4x25A;
- Un interruttore automatico scatolato tetrapolare da 160A 25KA A generale SA;
- Un interruttore automatico miniaturizzato tetrapolare da 40 A per asservire GE;
- Un telerettore, provvisto degli opportuni interblocchi, per lo scambio automatico delle alimentazioni di emergenza;

Un selettore per la scelta della priorità dell'alimentazione di emergenza; Interruttori automatici miniaturizzati tetrapolari da 10 μ 32 A per asservire: prese F.M. (con differenziale 0,3A) alimentazione motore VSC del TR 40/50 MVA

illuminazione sala quadri (con differenziale 0,3A)

illuminazione esterna (con differenziale 0,3A)

riserve

Interruttori automatici miniaturizzati (MCB) bipolari da 10 μ 25 A per asservire: alimentazione prese luce

alimentazione scaldiglie lato A.T.

alimentazione ausiliari quadro protezione e controllo riserve.

- N. 3 TA 200/5A10VA cl. 0,5 con certificati UTF
- N. 1 Morsettiera Cabur
- N. 1 contatore trifase con omologazione MID completo di certificazione per uso UTF.

Quadro dei servizi ausiliari in corrente continua

L'alimentazione dei servizi ausiliari in corrente continua (110 V) deve avere un campo di variazione compreso tra +10% -15%. Lo schema di alimentazione dei servizi ausiliari in c.c. deve essere essenzialmente composto da:

un complesso raddrizzatore/batteria in tampone, dimensionato in modo tale da poter alimentare l'intero carico dell'impianto. Il raddrizzatore deve essere, quindi, dimensionato per erogare complessivamente la corrente permanente richiesta dall'impianto e la corrente di carica della batteria (sia di mantenimento che di carica); la batteria deve essere in grado di assicurare la manovrabilità dell'impianto, in assenza dell'alimentazione in c.a., con un'autonomia di 12 ore. Le batterie saranno del tipo ermetico e conformi alle vigenti normative.

5.7 Gruppo elettrogeno di emergenza

Deve essere installato un Gruppo Elettrogeno (GE) per l'alimentazione di emergenza inserito sulla sbarra principale del quadro BT in c.a. in caso di mancanza dell'alimentazione principale, il GE sarà inserito in modo automatico tramite l'automatismo alloggiato all'interno dell'apposito quadro a seguito dello stesso GE.

5.8 Quadro contatore energia

All'interno del locale misure, deve essere installato, in un apposito pannello a parete in poliestere, un Apparato di Misura per la misura Fiscale/Commerciale dell'energia elettrica prodotta/assorbita dall'impianto di produzione nel punto di scambio AT, che sarà così costituito:

- Un contatore bidirezionale di energia attiva (classe 0,2s) e reattiva (classe 0,5s);
- Un modem GSM con antenna dual band per l'installazione all'esterno;
- Software per l'interfacciamento e la tele lettura del contatore da remoto;
- Morsettiere di prova per i circuiti voltmetrici e amperometrici in esecuzione sigillabile.

Il complesso misura (contatore, TA e TV) saranno provvisti di relativa certificazione di verifica e taratura per uso Terna/UTF.

5.9 Impianto di illuminazione esterno

L'illuminazione esterna del quadro all'aperto sarà realizzata con n. 5 proiettori montati su pali in fibra di vetro di 9 metri. I proiettori sono del tipo con corpo in alluminio, grado protezione IP65, con lampade a ioduri metallici 400 W. I pali saranno collocati lungo la recinzione in modo da mantenere le distanze imposte dalla norma CEI 11- 1 verso le parti in tensione. Il valore medio di illuminamento in prossimità delle apparecchiature di manovra sarà di 30 Lux, che sarà verificato in fase esecutiva dal calcolo illuminotecnico, diversamente da quanto previsto nella presente specifica in fase di progettazione esecutiva dovranno essere apportate eventuali modifiche correttive.

L'accensione dell'impianto di illuminazione deve essere prevista da una fotocellula esterna in esecuzione stagna IP65 per l'accensione automatica del 50% delle lampade al mancare della luce diurna (illuminazione notturna). Le altre lampade saranno accese manualmente in caso di controlli e manutenzione sulle apparecchiature AT.

Un tipico proiettore è quello della DISANO mod.1721 Flusso luminoso: 35.000 lm Potenza: 414 W.

5.10 Impianto antincendio

Nella stazione di trasformazione utente 30/150kV è prevista la realizzazione di un sistema per lo spegnimento di incendi del trasformatore, conforme alle norme UNI EN 12845, UNI 10779 e UNI 11292, comprensivo di: serbatoio di accumulo dell'acqua, con capacità proporzionata ai volumi di

liquidi infiammabili presenti in stazione, vano servizi-locale tecnico, gruppo di pompaggio o pressurizzazione. Tale sistema sarà realizzato in prossimità dell'ingresso della stazione di trasformazione e sarà collegato a un sistema di pompe che, all'occasione, convoglieranno l'acqua in pressione a un'apposita manichetta allocata in prossimità del trasformatore dimensionata per una portata di circa 100 lt/min. L'impianto, di tipo interrato, è composto da una riserva idrica (vasca) prefabbricata in cemento armato vibrato, a pianta regolare, e un locale tecnico, progettato in conformità a quanto stabilito dalla norma UNI 11292:2019 a uso esclusivo, destinato a ospitare l'unità di pompaggio per l'alimentazione idrica dell'impianto e relativi accessori.

5.11 Impianti tecnologici edificio di stazione

Gli impianti tecnologici devono essere realizzati conformemente a quanto è prescritto dalle norme CEI e UNI di riferimento. Le apparecchiature e i materiali saranno provvisti di certificazione IMQ o di marchio Europeo internazionale equivalente. Tutti gli impianti saranno conformi agli adempimenti del D.M. 37/08.

Gli impianti elettrici saranno realizzati "a vista", cioè con apparecchiature, corpi illuminanti, tubazioni e canaline per i conduttori e scatole di derivazione del tipo "non incassato" nelle strutture murarie.

Devono essere previsti i seguenti impianti tecnologici per l'edificio della stazione Elettrica di trasformazione:

Impianto di illuminazione:

L'impianto di illuminazione normale sarà realizzato con armature fluorescenti stagne AD-FT, con lampade 36 W, reattore basse perdite, montate a soffitto.

Il livello di illuminamento previsto sarà di 200 Lux.

Lungo le pareti esterne dell'edificio, saranno installate alcune armature fluorescenti stagne. La loro accensione deriverà dalla fotocellula prevista per l'illuminazione esterna.

Prese forza motrice:

L'impianto di distribuzione forza motrice sarà realizzato in tutti i locali con prese stagne a parete 2x10/16 A, con fori allineati e prese stagne a parte 2x10/16 A con terra laterale.

Nel locale quadro MT e nel locale quadri BT sarà installato un gruppo prese composto da una presa CEE 32 A 3p+t e da una presa CEE 16 A 2p+t.

Illuminazione di emergenza:

L'impianto di illuminazione di emergenza sarà realizzato installando in ogni locale dell'edificio della sottostazione delle armature fluorescenti stagne previste per l'illuminazione normale, un gruppo autonomo con batteria e inverter avente autonomia di 3 ore.

Impianto di climatizzazione:

L'impianto di climatizzazione è previsto con climatizzatori, del tipo a pompa di calore con unità

esterna e unità interna e deve essere tale da mantenere nei locali, ove sono installati, le seguenti condizioni termoigrometriche:

- estate: da 26°C a 28°C – u.r. 50% ± 5%;
- inverno: da 18°C a 20°C - u.r. 50% ± 5%;

La regolazione della temperatura è automatica comandata mediante termostati.

I climatizzatori, se non diversamente necessario, saranno installati nei seguenti locali:

- locale quadri BT: n°2 climatizzatore (9000 btu)
- locale quadro MT: n°3 climatizzatori (ognuno da 9000 btu) Impianto di rivelazione incendio, temperature e gas

L'impianto di rilevamento e segnalazione incendi per l'edificio si comporrà di:

- una centrale convenzionale a zone comprensiva di accumulatori da 12 V 7Ah;
- tastiera a membrana con tasti funzione;
- relè di uscita per invio segnale al sistema di controllo;
- rivelatori ottici di fumo analogici completi di base di fissaggio;
- rivelatori termovelocimetri analogici completi di base di fissaggio;
- rilevatore di idrogeno;
- pulsanti manuali a rottura di vetro completi di modulo di indirizzo;
- pannello ottico acustico completo di scritta intercambiabile, in versione IP54;
- cavi antifiamma twistati schermati 2x1,5 mmq per i rivelatori e n.1 set di cavi 2x1,5 antifiamma per i pannelli.

Saranno restituiti in locale e remoto le segnalazioni di:

- incendio e/o eccessiva temperatura
- anomalia impianto
- Impianto antintrusione e video sorveglianza:
- L'impianto antintrusione è costituito essenzialmente da:
- contatti elettromagnetici o equivalenti su tutte le porte di accesso degli edifici e sul cancello d'ingresso pedonale e carraio, per segnalare l'avvenuta apertura da parte di persone estranee.
- La centralina, oltre ad avere tutte le segnalazioni sul pannello di controllo e comando, permetterà l'invio in uscita (al sistema di controllo e supervisione) dei seguenti segnali:
- segnale di allarme per intrusione in atto
- segnale di presenza personale

L'impianto antintrusione deve prevedere dei tastierini numerici installati, uno all'esterno nelle vicinanze del cancello pedonale e l'altro nei pressi della porta d'ingresso del locale BT, per l'inserzione/disinserzione volontaria dell'impianto.

5.12 Smaltimento acque meteoriche e fognario

Per i servizi igienici è previsto uno scarico in vasca a tenuta da spurgare periodicamente. L'approvvigionamento idrico per i servizi igienici sarà realizzato tramite riserva idrica di acqua potabile. Per la raccolta e lo smaltimento delle acque meteoriche sarà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà le acque raccolte a un sistema di trattamento per consentire lo smaltimento delle stesse negli strati superficiali del sottosuolo. Il sistema di tipo prefabbricato sarà dimensionato per smaltire le acque dilavanti le strade interne e i piazzali di manovra.

In via generale si prevede il seguente ciclo di trattamento delle acque di dilavamento:

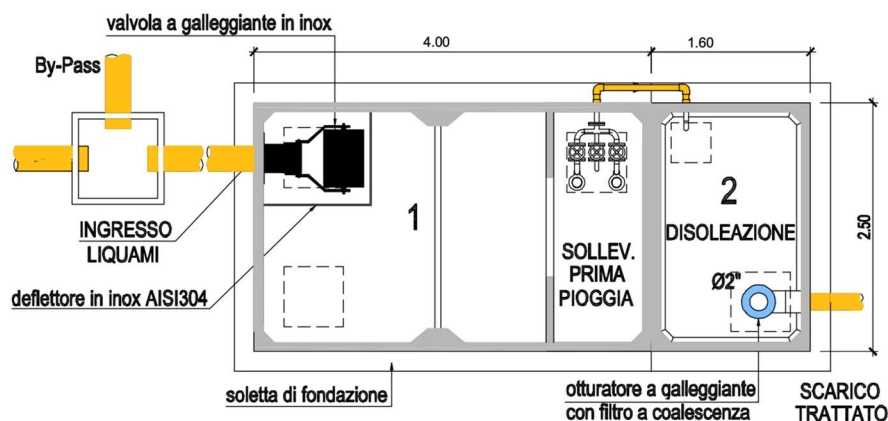
- convogliamento delle acque meteoriche ricadenti sul piazzale in una apposita rete di drenaggio;
- un pozzetto scolmatore che divide le acque di prima pioggia dalle acque di seconda pioggia;
- Le acque di prima pioggia raggiungono l'impianto di trattamento che comprende: grigliatura, dissabbiatura e disoleazione con sistema di filtri a coalescenza, invio in pozzetto fiscale prima di essere immesse nel recapito finale;
- Le acque di seconda pioggia, attraverso un sistema di by-pass, arrivano direttamente al pozzetto fiscale prima di essere scaricate all'esterno.

processo idraulico-depurativo

Le acque di prima pioggia saranno raccolte in una vasca opportunamente dimensionata. A riempimento avvenuto, le prime piogge saranno escluse dalle successive acque meteoriche di dilavamento della superficie scolante in oggetto (2.a pioggia) tramite la chiusura idraulica con valvola posta sulla tubazione di ingresso acque, comandata da un galleggiante tarato a un adeguato livello. Le successive acque meteoriche precipitate defluiranno alla tubazione di by-pass presente nel pozzetto scolmatore installato a monte del sistema di accumulo. Lo stato di calma così determinato consente di ottenere, per gravità, la separazione degli inquinanti di peso specifico differente da quello dell'acqua per ottenere un effluente chiarificato. In conseguenza di questo principio il materiale sedimentabile (sabbie, morchie, etc.), contenuto nelle acque di prima pioggia, tenderà a sedimentare sul fondo delle vasche, mentre le sostanze più leggere (grassi e oli minerali, idrocarburi non emulsionati, etc.) tenderanno a galleggiare aggregandosi in superficie. Le acque accumulate defluiranno nel comparto di rilancio-sollevamento e per mezzo di una pompa sommersa verranno scaricate nel disoleatore statico. Al termine dello svuotamento della zona di accumulo (entro 48 dalla fine della precipitazione) si ripristineranno automaticamente le impostazioni iniziali dell'impianto in modo da renderlo disponibile per un altro ciclo depurativo. Nel comparto finale di disoleatura statica-filtrazione avverrà la separazione di oli non emulsionati e idrocarburi mediante flottazione. Per una sicura ritenzione delle sostanze oleose sulla tubazione di uscita è inserito un dispositivo di chiusura automatica che, attivato da un determinato livello di liquido leggero accumulato, chiude lo scarico impedendo la fuoriuscita dell'olio. L'otturatore a galleggiante è fornito di filtro a coalescenza completo di cestello in acciaio Inox per l'estrazione.

Gestione delle acque di dilavamento

Nell'ambito della viabilità interna e relativi piazzali pavimentanti viene prevista una specifica rete di raccolta delle acque meteoriche. Gli elementi di captazione della rete sono costituiti da pozzetti con caditoia grigliati, sifonati (50x50). I collettori interrati per l'allontanamento delle acque meteoriche saranno in HDPE corrugato strutturato per traffico carrabile pesante (SN 4 kN/m²) a diametro differenziato lungo lo sviluppo della rete (Dn 200,315,400). La geometria delle sagome trasversali dei piazzali sarà realizzata con cordoli in cemento in modo da escludere i contributi di ruscellamento delle aree esterne e aree sterrate/inghiaiate alla formazione delle portate di piena dalla suddetta rete di raccolta. Purtroppo, si prevedono, in prossimità dell'area elettromeccanica (trasformatore, scaricatori, sbarre, etc.), una serie di tubi drenanti di diametro D=200, tali da impedire l'imbibizione dei terreni in prossimità delle fondazioni. Questi tubi drenanti scoleranno nei pozzetti grigliati già posti lungo i piazzali di manovra. A vantaggio di sicurezza, i contributi delle aree permeabili inghiaiate non verranno escluse dal calcolo della portata di piena per il dimensionamento della vasca di prima pioggia. La vasca di accumulo delle acque di prima pioggia è dimensionata tenendo conto di una altezza di pioggia di 5 mm distribuita su un bacino complessivo di circa 1500 m² e sarà dotata di uno specifico sistema di deviazione passiva tramite valvola di chiusura a galleggiante. I volumi in essa invasati raggiungeranno infine il disoleatore con filtri a coalescenza. Ai fini della disoleazione si prevede l'istallazione di una unità di trattamento di Classe I dotata di filtri a coalescenza secondo le UNI 858 1-2 2005. Le portate eccedenti quelle di prima pioggia vengono, quindi, inviate al recapito finale. La superficie necessaria, ai fini del processo di sedimentazione, è pari a circa 10 m² (4mx2,5m). Un volume complessivo previsto di circa 25 m³ assicura adeguati tempi di detenzione idraulica rispetto al processo di sedimentazione primaria dei solidi sospesi.



Esempio di impianto puramente indicativo

5.13 Scelta dei materiali

I materiali scelti per la realizzazione del sistema di drenaggio sono i seguenti:

- Tubazioni di polietilene alta densità (HDPE) ≥ 930 kg/m³ classe di rigidità SN 4 kN/m², capace di sopportare un ricoprimento massimo pari a 6 m (misurato a partire dalla generatrice superiore del tubo) e un traffico pesante fino a un massimo di 18 t/asse.
- Pozzetto prefabbricato in calcestruzzo vibro compresso per scarichi di acque reflue e piovane, costituito da un elemento di base sifonato, eventuale elemento di prolunga e coperchio pedonabile o carrabile in cemento armato. Dimensioni 500x500 - 800x800 e 1000x1000
- Chiusino di ispezione per carreggiata stradale in Ghisa lamellare UNI ISO 185, costruito secondo le norme UNI EN 124 classe D 400 (carico di rottura 40 tonnellate), marchiato a rilievo con: norme di riferimento (UNI EN 124), classe di resistenza (D 400), marchio fabbricante e sigla dell'ente di certificazione D 500-600. Il dimensionamento della vasca di prima pioggia sarà effettuato in fase di progettazione esecutiva secondo quanto previsto dal Regolamento Regionale in vigore.

Pertanto, sarà valutato il volume di acque di prima pioggia da trattenere e avviare a specifica depurazione. Tale volume, una volta invasato in vasca, sarà sollevato a specifico trattamento con disoleatore capace di trattare una portata costante, tramite impianto di pompaggio previsto in vasca, dimensionato rispetto a un tempo di svuotamento non superiore a 24h, coerentemente con quanto previsto dal predetto Regolamento. La vasca sarà dotata di un sistema di deviazione passiva e chiusura, costituito da una valvola di chiusura meccanica con galleggiante (o in alternativa a ghigliottina elettro-attuata con sensore di livello). La restante parte delle acque di pioggia e dilavamento rappresentano le acque di seconda pioggia, che saranno quindi scolmate. Queste verranno incanalate nella tubazione di alimentazione della cisterna di accumulo delle acque per l'antincendio. In alternativa saranno scaricate nel sistema di smaltimento a recapito finale.

Recapito finale

Le acque di seconda pioggia e le acque trattate dall'impianto di prima pioggia saranno convogliate in una trincea drenante per uno smaltimento per subirrigazione su strati superficiali del sottosuolo. In assenza di una rete fognaria e di un bacino naturale, in prossimità dell'area di stazione, si sceglie l'ipotesi di smaltire le acque di pioggia attraverso l'infiltrazione delle stesse in trincea drenante.

Riferimenti normativi

Decreto Legislativo 03/04/2006 n° 152 - "Norme in materia di difesa ambientale"

- Circolare Ministero LL.PP. n°11633 del 07/01/1974 "Istruzioni per la progettazione delle fognature e degli impianti di trattamento delle acque di rifiuto
- Decreto Presidente del Consiglio dei Ministri 04/03/1996 "Disposizioni in materia di risorse idriche"

5.14 Unità periferica sistema difesa e monitoraggio

In ottemperanza a quanto previsto dal Codice di Rete – Piano di difesa del sistema elettrico sarà installata l'Unità Periferica del sistema di Distacco e Monitoraggio (UPDM) destinata ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure, così come richiesti dal Centro Remoto di Telecontrollo (CRT) di Terna.

Documenti e riferimenti

- Doc. Sistemi di controllo e protezione delle centrali eoliche [Prescrizioni tecniche per la connessione]
- Allegato A9, Rev. 00 al codice di rete TERNA;
- Doc. Unità periferica dei sistemi di difesa e monitoraggio, specifiche funzionali e di comunicazione

L'UPDM deve essere completo di moduli elettronici e licenze Software per la realizzazione delle funzioni di Telescatto di aree di generazione in zone sensibili.

L'apparato deve essere in grado di gestire, come di seguito descritto e previsto dal documento Terna sopra citato, fino a: 4 aree di generazione, come segue:

- - N° 1 Area generale di stazione
- - N° 3 Sub Aree (sottocampi di generazione)

5.15 Oscillopertubografo

È prevista l'installazione di un apparato dedicato alla funzione di oscilloperturbografia e, quindi, rilievo dei parametri di tensione, corrente e frequenza in condizioni di guasto e alla registrazione degli stessi per la consultazione in remoto da parte dei centri di telecontrollo di Terna.

5.16 Sistema di telecontrollo di sottostazione

È previsto un sistema di automazione, telecontrollo e teleconduzione della stazione 30/150kV per la gestione in remoto secondo i requisiti minimi di seguito elencati:

- - visualizzazione in locale e in remoto dello stato degli interruttori con possibilità di comando;
- - visualizzazione in locale e in remoto di tutte le misure istantanee rilevanti (tensioni, correnti, fattori di potenza, potenze, contatori di energia, velocità e direzione del vento);
- - visualizzazione in locale e in remoto di grafici storici delle misure di maggiore rilevanza;
- - visualizzazione in locale e in remoto delle oscilloperturbografie;
- - visualizzazione in locale e in remoto degli allarmi e degli eventi di sottostazione;
- - telesegnalazione degli allarmi e degli eventi di sottostazione a mezzo e-mail e/o SMS;
- - telesegnalazione periodica dei principali dati di produzione a mezzo e-mail e/o SMS;
- - interfacciamento con il sistema di monitoraggio del gestore della rete (TERNA) tramite protocollo IEC 60870-5-104.

5.17 Dimensionamento della rete di terra

Sulla base delle correnti di guasto a terra e durata del guasto a terra, nonché da misure della resistività del terreno, sarà possibile verificare la rispondenza dell'impianto di terra alla normativa vigente.

Pertanto, la progettazione esecutiva dell'impianto di terra sarà eseguita secondo i dati delle correnti di guasto che Terna metterà a disposizione e da misure della resistività del terreno.

In questa fase di progettazione definitiva per autorizzazione, non avendo a disposizione tali dati, ma avendo conoscenza del sito e di dati sperimentali, sono stati effettuati calcoli per una scelta opportuna della sezione dei conduttori della rete di terra ai fini di:

- - Avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- - Essere in grado di sopportare, da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili;
- - Evitare danni a componenti elettrici e ai beni;
- - Garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti per effetto delle correnti di guasto a terra.

Dai calcoli effettuati e riportati di seguito è risultato che l'impianto di terra sarà costituita da una rete magliata di conduttori di rame nudi, di diametro 10,5 mm (sezione 63 mm²), posti a una profondità media di 90÷100 cm dal piano piazzale e dimensionato in base alla norma CEI EN 50522, considerando le correnti di guasto a terra definite da Gestore di rete.

Le strutture metalliche delle apparecchiature e dei portali saranno collegate alla maglia di terra per mezzo di conduttori in rame di diametro 14,7 mm (sezione 125 mm²).

Tutte le armature e le parti metalliche delle fondazioni, dei cunicoli e delle opere in genere, saranno collegate alla rete di terra per mezzo di conduttori di rame nudo di diametro 14,7 mm (sezione 125 mm²). Il collegamento alle armature sarà assicurato da saldatura alluminotermica o "Castolin".

Per la messa a terra dell'edificio sarà predisposto un anello perimetrale di diametro 14,7 mm (sezione 125 mm²) collegato alla maglia di terra. A tale collettore verranno collegati i conduttori di messa a terra provenienti dalla struttura dei fabbricati. Al medesimo anello verranno, inoltre, collegati i conduttori di rame provenienti dai cunicoli dei fabbricati.

Sezione minima per garantire la resistenza meccanica e alla corrosione

La sezione utilizzata per i dispersori di terra è stata direttamente scelta in base a quanto indicato dalla norma CEI 11-1 Allegato A, considerando le dimensioni minime ammissibili.

- Dispersore verticale tondo di rame $\phi 25\text{mm}$
- Dispersore orizzontale in corda di rame nudo 63mm²

Per la protezione contro la corrosione è necessario utilizzare materiali tali che il loro contatto non generi coppie elettrolitiche (Norma CEI 11-37 par. 9.5).

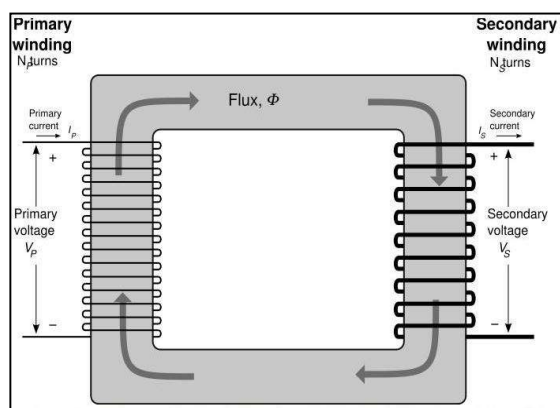


Figura 5-7 Schema trasformatore MT/AT



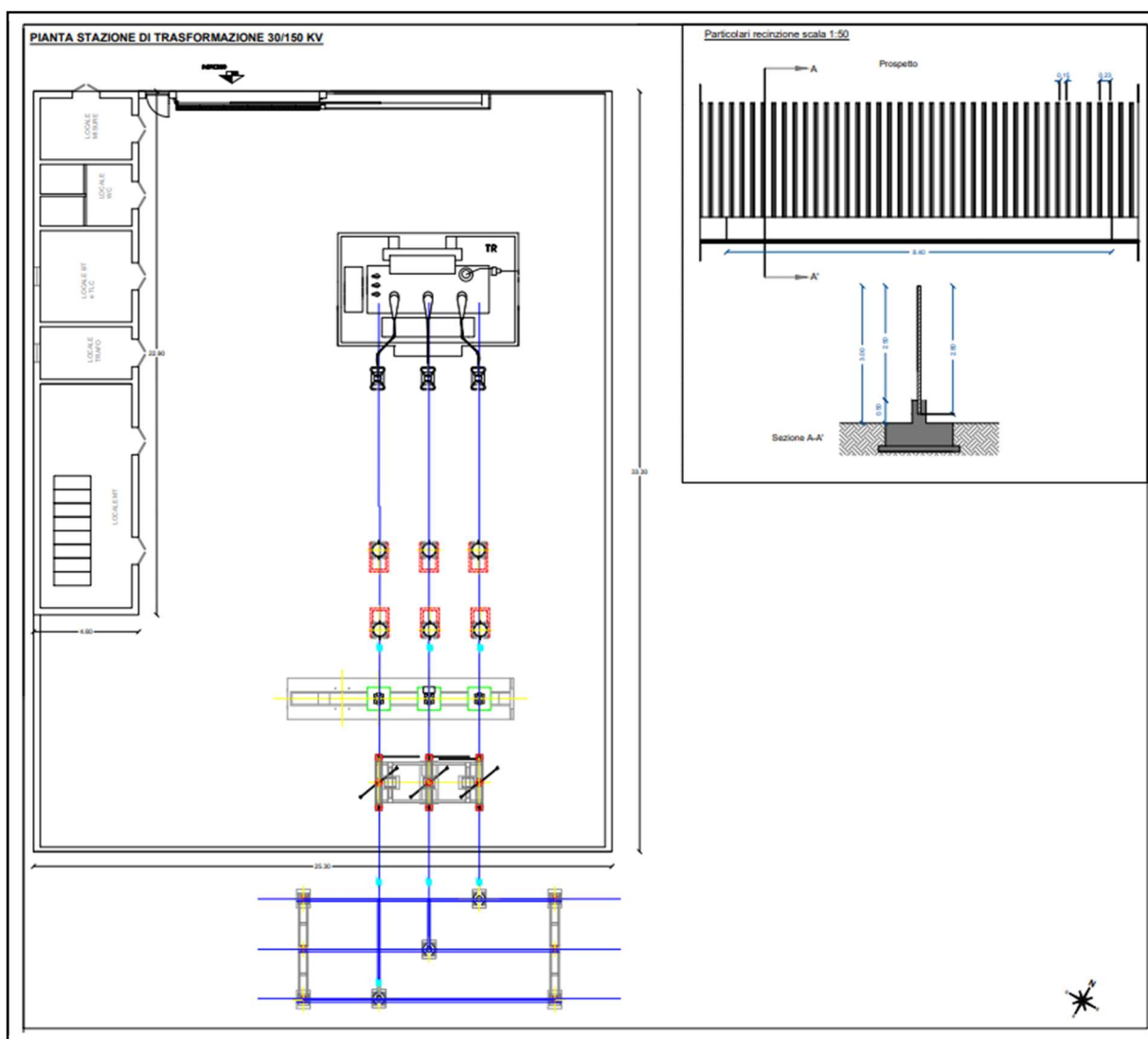
Figura 5-8 Trasformatore MT/AT



Figura 5-9 Sottostazione tipo con apparecchiatura ad alta tensione, trasformatore, quadri di media tensione e armadio di comando

5.18 Stazione Condivisione 150 kV

La nuova stazione di utenza è progettata per consentire la condivisione dello stallo 150 kV, che Terna ha indicato con la STMG, con gli altri proponenti. Pertanto, come si può rilevare dalla planimetria elettromeccanica Doc. BS248-EU03-D la configurazione della stazione di condivisione prevede una sezione per l'arrivo del cavo 150 kV di collegamento con la SE di Terna ed un sistema di sbarre con isolamento in aria a 150 kV alle quali si conetteranno le cinque stazioni di elevazione 30/150 kV. All'interno della stazione è previsto un edificio, suddiviso in vari locali, per controllo e protezioni, misure (con accesso anche dall'esterno), servizi igienici, servizi ausiliari e gruppo elettrogeno.



Componenti Principali della Stazione di Condivisione

SEZIONE AT

➤ Sezionatore di linea arrivo cavo 150 kV tripolare rotativo, orizzontale a tre colonne/fase, con terna di lame di messa a terra, completo di comando motorizzato per le lame principali e manuale per le lame di terra:

• Norme di riferimento:	CEI EN 62271
• Tensione nominale:	170 kV
• Corrente nominale:	1250 A
• Corrente nominale di breve durata:	
- valore efficace	31,5 kA
- valore di cresta	80,0 kA
• Durata ammissibile della corrente di breve durata	1s
• Tensione di prova ad impulso atmosferico:	
- verso massa	750 kV
- sulla distanza di sezionamento	860 kV
• Tensione di tenuta a frequenza di esercizio (1 min.):	
- verso terra	325 kV
- sulla distanza di sezionamento	375 kV
• Contatti ausiliari disponibili	4NA+4NC
• Alimentazione circuiti ausiliari:	
- motore:	110 Vcc +10% -15%
- circuiti di comando:	110 Vcc +10% -15%
- resistenza di riscaldamento:	230 Vca
• Isolatori tipo:	C6-750
• linea di fuga:	25mm/kV

➤ Sezionatore tripolare verticale a tre colonne/fase, completo di comando motorizzato:

• Norme di riferimento:	CEI EN 62271
• Tensione nominale:	170 kV
• Corrente nominale:	1250 A
• Corrente nominale di breve durata:	
- valore efficace	31,5 kA
- valore di cresta	80,0 kA

- n° circuiti di chiusura:	1
• Tensioni di alimentazione ausiliaria:	
• motore:	110 Vcc +10% -15%
• bobine di apertura / chiusura:	110 Vcc +10% -15%
• relè ausiliari:	110 Vcc +10% -15%
• resistenza di riscaldamento/anticondensa	230V Vca
• Linea di fuga isolatori:	25 mm/kV

➤ Trasformatori di corrente, isolati in gas SF6 200-400-800/5-5-5-SA 10VA cl.02 - 15VA cl. 5P20 - 15VA cl. 5P30 - 10VA cl.02

• Norme di riferimento	CEI EN 60044-1
• Isolamento	SF6
• Montaggio	esterno
• Norme applicabili	CEI EN 60044-1
• Tensione nominale	150 kV
• Tensione massima di riferimento per l'isolamento	170 kV
• Tensione di tenuta a impulso atmosferico	325 kV
• Tensione di tenuta ad impulso	750 kV
• Corrente nominale primaria	200-400-800 A
• Corrente nominale secondaria	5 A
• Numero nuclei	4
• Prestazioni e classi di precisione:	
- N° 1 Nuclei misure	10 VA cl. 0.2 cert. UTF
- N° 1 Nuclei misure	10 VA cl. 0.2
- N° 2 Nuclei protezioni	15VA-5P20
• Corrente termica di corto circuito	31.5 kA
• Corrente limite dinamica	80 kA
• Corrente massima permanente	1,2 In
• Tensione di tenuta per 1 min a 50 Hz avv.ti secondari	2 kV
• Linea di fuga isolatori:	25 mm/kV

➤ Trasformatori di tensione induttivi per esterno, per misure fiscali:

• Norme di riferimento	CEI EN 60044-2
------------------------	----------------

• Durata ammissibile della corrente di breve durata	1 s
• Tensione di prova ad impulso atmosferico:	
- verso massa	750 kV
- sulla distanza di sezionamento	860 kV
• Tensione di tenuta a frequenza di esercizio (1 min.):	
- verso terra	325 kV
- sulla distanza di sezionamento	375 kV
• Contatti ausiliari disponibili	4NA+ 4NC
• Alimentazione circuiti ausiliari:	
- motore:	110 Vcc +10% -15%
- circuiti di comando:	110 Vcc +10% -15%
- resistenza di riscaldamento:	230 Vca
• Isolatori tipo:	C6-750
• linea di fuga:	25mm/kV

➤ Interruttore tripolare per esterno in SF6 170 kV - 1250 A - 31,5 kA equipaggiato con un comando tripolare a molla. I circuiti di apertura saranno n. 3 di cui uno a mancanza;

• Norme applicabili:	CEI EN 62271-100
• Numero dei poli:	3
• Mezzo di estinzione dell'arco:	SF6
• Tensione nominale:	150 kV
• Livello di isolamento nominale:	170 kV
• Tensione di tenuta a freq. industriale per 1 min:	325 kV
• Tensione di tenuta ad impulso con onda 1/50 microsec:	750 kV
• Corrente nominale:	1250 A
• Corrente di breve durata ammissibile per 1 s:	31.5 kA
• Corrente limite dinamica:	80 kA
• Durata di corto circuito nominale:	1"
• Tipo di comando:	meccanico a molla
• Comando manovra:	tripolare
- n° circuiti di apertura a lancio di tensione:	2
- n° circuiti di apertura a mancanza di tensione:	1

• Tensione nominale	150 kV
• Tensione massima di riferimento per l'isolamento:	170 kV
• Isolamento	SF6
• Fattore di tensione nominale (funzionamento x 30 s)	1.5
• Tensione di tenuta a frequenza industriale:	325 kV
• Tensione di tenuta ad impulso atmosferico:	750 kV
• Rapporto:	150.000-v3/100-v3
• Prestazioni e classi di precisione:	
- N° 1 Nucleo misure	10 VA cl. 0.2 cert. UTF
• Linea di fuga isolatori:	25 mm/kV

➤ Trasformatori di tensione capacitivi per misure e protezione:

• Norme di riferimento	CEI EN 60044-2
• Tensione nominale	150 kV
• Tensione massima di riferimento per l'isolamento:	170 kV
• Isolamento	carta-olio
• Capacità	4000 µF
• Fattore di tensione nominale (funzionamento x 30 s):	1.5
• Tensione di tenuta a frequenza industriale:	325 kV
• Tensione di tenuta ad impulso atmosferico:	750 kV
• Rapporto:	150000-v3/100-v3 100-v3-100:3
• Prestazioni e classi di precisione:	
- N° 1 Nucleo misura	20 VA cl. 0.2
- N° 2 Nuclei per protezioni	30 VA cl. 3 P
• Linea di fuga isolatori:	25 mm/kV

➤ Scaricatori di sovratensione, per esterno ad ossido di zinco completi di contascariche 170kV 10kA

• Norme di riferimento:	CEI EN 60099
• Tensione nominale:	150 kV
• Tensione di riferimento per l'isolamento:	170 kV
• Tensione residua con onda 8/20 IIs a corrente di scarica di:	
5 kA	322 kV
10 kA	339 kV

- Tensione residua con onda 30/60 μ s a corrente di scarica di:

20 kA	373 kV
0,5 kA	277 kV
1 kA	286 kV
2 kA	297 kV
- Classe di scarica secondo IEC: 2
- Corrente nominale di scarica: 10 kA
- Valore di cresta della corrente per la prova di tenuta a impulso di forte corrente: 100 kA
- Valore efficace della corrente elevata per la prova di sicurezza contro le esplosioni: 65 kA
- Capacità d'assorbimento dell'energia: 7.8 kJ/kV
- Linea di fuga isolatori: 25 mm/kV
- Accessori: Contascarchie

SEZIONE BT

Per l'alimentazione in corrente alternata e in corrente continua dei servizi ausiliari della stazione di trasformazione 30/150 kV è previsto un sistema di distribuzione in corrente alternata e continua.

SISTEMA DI DISTRIBUZIONE IN CORRENTE ALTERNATA

- Il sistema di distribuzione in corrente alternata sarà costituito da:
 - o n. 1 gruppo elettrogeno 15 kW, 0,4 kV
 - o n. 1 quadro di distribuzione 400 / 230 V c.a.
- I carichi alimentati in corrente alternata saranno i seguenti:
 - o impianti tecnologici di edificio (illuminazione e prese F.M., climatizzazione, rilevazione incendio, antintrusione)
 - o impianto di illuminazione e prese F.M. area esterna
 - o resistenze anticondensa quadri e cassette manovre di comando
 - o Raddrizzatore e carica batteria
 - o Motoriduttore C.S.C. TR AT/MT
 - o Motori delle ventole di raffreddamento TR AT/MT.

SISTEMA DI DISTRIBUZIONE IN CORRENTE CONTINUA

- Il sistema di distribuzione in corrente continua è costituito da:
Una stazione di energia composta da:

- o n. 1 raddrizzatore carica batteria a due rami 110 V cc
- o n. 1 inverter con by pass completo di interruttori di distribuzione 230 V ac
- o n. 1 batteria di accumulatori al piombo, tipo ermetico, 110 V cc
- Un quadro di distribuzione in corrente continua i cui carichi alimentati saranno i seguenti:
 - o motori sezionatori AT, 110 V cc
 - o motori interruttori AT e MT, 110 V cc
 - o bobine apertura e chiusura, 110 V cc
 - o segnalazione, comandi, allarmi dei quadri protezione, comando e controllo, 110 V cc.
 - o i carichi in corrente alternata 230 V ac che non supportano buchi di tensione, quali Scada e modem.

2.2 SISTEMA PROTEZIONE, CONTROLLO, MISURE E TELECONTROLLO

Quadro comando, protezioni e controllo costituito come di seguito descritti.

SEZIONE PROTEZIONI AT

Protezione a microprocessore avente le seguenti funzioni:

- 50 protezione di massima corrente ad azione rapida;
- 51 protezione di massima corrente ad azione ritardata;
- 51N protezione di massima corrente omopolare ritardata
- 27 protezione di minima tensione;
- 59 protezione di massima tensione;
- 59V0 protezione di massima tensione omopolare;
- 81 > protezione di massima frequenza;
- 81 < protezione di minima frequenza;
- 87C protezione differenziale Cavo
- 21 protezione ad impedenza con telescatto

6 CALCOLO DEI CAMPI ELETTROMAGNETICI

6.1 Campi elettromagnetici impianto fotovoltaico

6.1.1. Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici lavorano in corrente e tensione continue e non in corrente alternata; per cui la generazione di campi variabili è limitata ai soli transitori di corrente (durante la ricerca del MPP da parte dell'inverter, e durante l'accensione o lo spegnimento) e sono comunque di brevissima durata. Nella certificazione dei moduli fotovoltaici alla norma CEI 82-8 (IEC 61215) non sono comunque menzionate prove di compatibilità elettromagnetica, poiché assolutamente irrilevanti.

6.1.2. Inverter

Gli inverter sono apparecchiature che al loro interno utilizzano un trasformatore ad alta frequenza per ridurre le perdite di conversione. Essi pertanto sono costituiti per loro natura da componenti elettronici operanti ad alte frequenze. D'altro canto il legislatore ha previsto che tali macchine, prima di essere immesse sul mercato, possiedano le necessarie certificazioni a garantirne sia

l'immunità dai disturbi elettromagnetici esterni, sia le ridotte emissioni per minimizzarne l'interferenza elettromagnetica con altre apparecchiature elettroniche posizionate nelle vicinanze o con la rete elettrica stessa (via cavo). A questo scopo gli inverter prescelti possiedono la certificazione di rispondenza alle normative di compatibilità elettromagnetica (EMC) (CEI EN 50273 (CEI 95-9), CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65), CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10), CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31), CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28), CEI EN 55022 (CEI 110-5), CEI EN 55011 (CEI 110-6)). Tra gli altri aspetti queste norme riguardano:

- i livelli armonici: le direttive del gestore di rete prevedono un THD globale (non riferito al massimo della singola armonica) inferiore al 5% (inferiore all'8% citato nella norma CEI 110-10). Gli inverter presentano un THD globale contenuto entro il 3%.

- Disturbi alle trasmissioni di segnale operate dal gestore di rete in super imposizione alla trasmissione di energia sulle sue linee;

- Variazioni di tensione e frequenza. La propagazione in rete di queste ultime è limitata dai relè di controllo della protezione di interfaccia asservita al dispositivo di interfaccia. Le fluttuazioni di tensione e frequenze sono però causate per lo più dalla rete stessa. Si rendono quindi necessarie finestre abbastanza ampie, per evitare una continua inserzione e disinserzione dell'impianto fotovoltaico.

6.1.3 Cabine elettriche di trasformazione

Per quanto riguarda i componenti dell'impianto sono da considerare le cabine elettriche di trasformazione, all'interno delle quali, la principale sorgente di emissione è il trasformatore BT/MT. In questo caso si valutano le emissioni dovute ai trasformatori di potenza 3593 kVA collocati nelle cabine di trasformazione. La presenza del trasformatore BT/MT viene usualmente presa in considerazione limitatamente alla generazione di un campo magnetico nei locali vicini a quelli di cabina. In base al DM del MATTM del 29.05.2008, cap.5.2.1, l'ampiezza delle DPA si determina come di seguito descritto. Tale determinazione si basa sulla corrente di bassa tensione del trasformatore e considerando una distanza dalle fasi pari al diametro dei cavi reali in uscita dal trasformatore. Per determinare le DPA si applica quanto esposto nel cap.5.2.1 e cioè:

$$\frac{DPA}{\sqrt{I}} = 0,40942 \cdot x^{0,5242}$$

Dove:

DPA=distanza di prima approssimazione in metri (m)

I= corrente nominale

x=distanza tra le fasi pari al diametro complessivo dei cavi unipolari (conduttore + isolante)

Nel caso delle cabine di trasformazione di progetto ubicate all'interno di ciascun Campo fotovoltaico per il calcolo della DPA si fa riferimento al valore massimo di corrente erogata sul secondario del trasformatore di potenza (massima potenza erogabile dal trasformatore 3.593 kVA) e sul primario del trasformatore dei servi ausiliari.

In tal caso si ha :

Utenza	Formazione	I[A]	X[m]	DPA [m]
Avvolgimento secondario	3x(1x240)	3458	0,0786	6,34
Servizi Ausiliari	3x10	27,10	0,0109	0,199

Distanza prima approssimazione da cabine di trasformazione MT/BT

D'altra parte, nel caso in questione le cabine sono posizionata all'aperto e normalmente non sono permanentemente presidiate.

6.1. 4 Linee MT in corrente alternata

L'impianto fotovoltaico è suddiviso in 2 Campi di diversa potenza nominale che presentano le seguenti caratteristiche tecniche:

Campo	Potenza DNC LIMIT- kW	Potenza DC kW	DC/AC	Nr. Stringhe	Nr. inverter	Potenza in kVA singolo inverter
1	24.369,28	24.369,28	1.25466	1.856	6	Nr. 6 da 3.125
2	5.593,38	5.593,38	1.6274	426	1	Nr.1 da 3.437
TOTAL E	22.860	29.962,66		2.282	7	

Il collegamento delle cabine di trasformazione con le relative cabine di Parallelo posizionate all'interno di ciascun campo e da queste fino alla sottostazione elettrica di trasformazione di Utenza 30/150 kV avviene mediante cavidotti interrati a 30 KV. Per tali tratte di cavidotti in base alla corrente da essi trasportata e alla sezione dei cavi sono stati calcolati i valori del campo elettromagnetico in corrispondenza dell'asse del cavidotto alla quota di 0 metri sul piano di campagna. Il calcolo del campo elettrico e magnetico che si genererà con il passaggio di corrente elettrica nel cavidotto dell'impianto fotovoltaico è stato effettuato con un programma di calcolo denominato "NIR" che possiede un modulo di calcolo di nome "ELF" il quale consente di quantificare i campi elettromagnetici generati da linee elettriche a bassa frequenza come richiesto norma CEI 211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche" pubblicata dal Comitato Elettrico Italiano nel luglio 1996. Il software di calcolo ricorre al principio delle immagini e per computare il campo elettrico si è considerato il terreno come piano equipotenziale ed a

potenziale nullo che può essere simulato con una configurazione di cariche immagini, più esplicitamente per ogni conduttore esistente si è considerato un analogo conduttore immagine la cui posizione è speculare, rispetto al piano di terra, a quella del conduttore reale e la cui carica è opposta rispetto a quella del conduttore reale.

Il campo elettrico di un conduttore rettilineo e lunghezza indefinita percorso da corrente si ottiene dalla equazione di Maxwell:

$$\nabla \cdot \mathbf{E} = \rho / \epsilon_0$$

nel caso di rettilineo e lunghezza indefinita percorso da corrente si ha:

$$\mathbf{E} = \frac{\rho}{2\pi\epsilon_0 r}$$

(equazione di Biot–Savart)

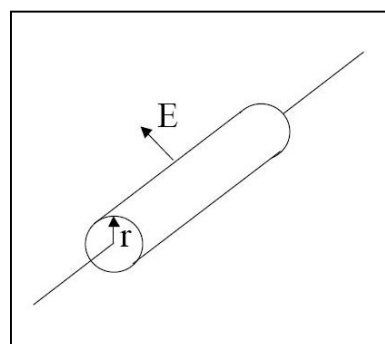
dove:

$\mathbf{E}$ = intensità del campo elettrico

ρ = densità di carica lineare

ϵ_0 = costante dielettrica o permittività
nel vuoto $[(8,85418 \pm 0,00002)10^{-12} \text{ F/m}]$

r = raggio del conduttore



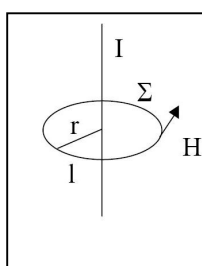
Campo elettrico generato da un conduttore percorso da corrente

quindi, l'algoritmo utilizza la legge di Biot-Savart per il calcolo del campo elettrico.

L'induzione magnetica in un generico punto dello spazio si ottiene integrando l'equazione di Maxwell:

$$\nabla \times \mathbf{H} = \mathbf{J} + \frac{\partial \mathbf{D}}{\partial t}$$

ritenendo trascurabile il termine:



Campo magnetico generato da un conduttore percorso da corrente

$$\frac{\partial \bar{D}}{\partial t}$$

si ha:

$$\nabla \times \bar{H} = \bar{J}$$

quindi nel caso di conduttore rettilineo percorso da corrente:

$$H = \frac{I_{\Sigma}}{2\pi r}$$

da cui:

$$\mathbf{B} = \frac{\mu_0 I}{2\pi d} \mathbf{u}_I \mathbf{u}_r$$

dove:

$\mathbf{B}$ = intensità campo magnetico

I = intensità di corrente

d = distanza del punto di calcolo dal conduttore

$\mathbf{u}_I$ = versore della corrente

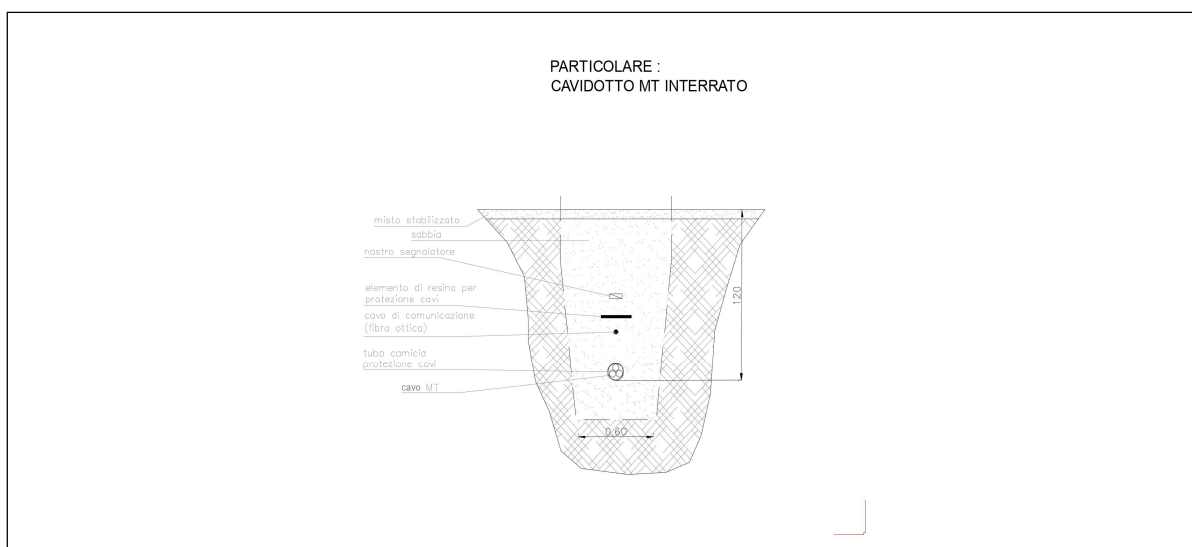
$\mathbf{u}_r$ = versore ortogonale a quello della corrente

μ_0 = permeabilità magnetica nel vuoto ($4\pi 10^{-7}$ H/m)

Se abbiamo un numero n di conduttori rettilinei, orizzontali e paralleli tra loro, dette (x_i, y_i) le coordinate del conduttore i -esimo, le componenti B_x e B_y totali dell'induzione magnetica generata nel punto dello spazio (x, y) da tutti i conduttori, è data dalle relazioni seguenti:

$$B_x = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum_i I_i \left[\frac{y_i - y}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \right] ; \quad B_y = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum_i I_i \left[\frac{x - x_i}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \right]$$

Per il calcolo si è preso in considerazione la posa del cavo MT in configurazione a trifoglio a 1,2 metri di profondità secondo tale particolare costruttivo :

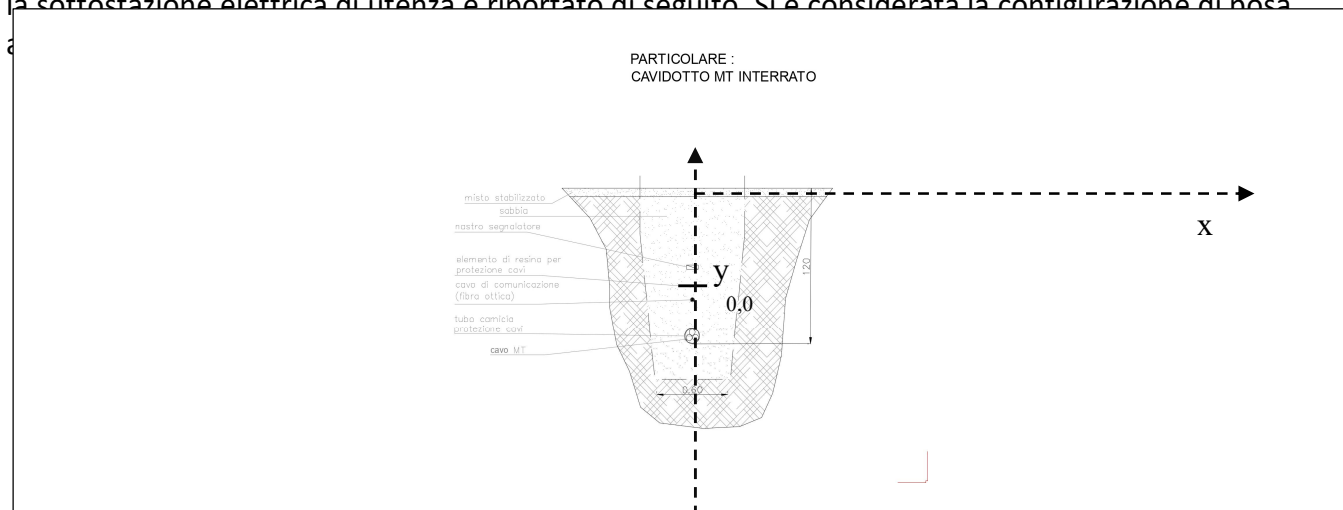


Particolare costruttivo posa cavidotto MT 30 kV singola terna

Tabella 4 – Elenco tratte cavidotti e valore campo induzione magnetica a piano campagna

CAMPO	COLLEGAMENTO CAVIDOTTO	Corrente Nominale In (A)	Tipo di cavo	SEZIONE CAVO (mmq)	B [μ T]
1	da PS1 a Cab//1	66,82	AL	3x(1x240)	2
1	da PS2 a Cab//1	66,82	AL	3x(1x240)	2
1	da PS3 a Cab//1	66,82	AL	3x(1x240)	2
1	da PS4 a Cab//1	66,82	AL	3x(1x240)	2
1	da PS5 a Cab//1	66,82	AL	3x(1x240)	2
1	da PS6 a Cab//1	66,82	AL	3x(1x240)	2
2	da PS1 a Cab//2	73,49	AL	3x(1x240)	2,2

Dai risultati ottenuti si osserva che tutte le linee MT di collegamento tra le cabine di trasformazione all'interno dei campi fino alle cabine di parallelo rispettano l'obiettivo di qualità di $3 \mu\text{T}$ in corrispondenza del piano di campagna. Le fasce di rispetto sono da definirsi in conformità alla metodologia di calcolo emanata dal decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 29 maggio 2008 e pubblicato sulla G.U. n. 156 del 05.07.08 nel supplemento ordinario della G.U. n° 160. Il decreto suddetto definisce "fascia di rispetto" lo spazio circostante un elettrodotto, che comprende tutti i punti al di sopra e al di sotto del livello del suolo, caratterizzati da una induzione magnetica di intensità maggiore o uguale all'obiettivo di qualità come prescritto dall'art. 4, comma 1 lettera h della Legge Quadro n. 36 del 22 febbraio 2001, all'interno delle fasce di rispetto non è consentita alcuna destinazione di edifici ad uso residenziale, scolastico, sanitario, ovvero un uso che comporti una permanenza superiore a 4 ore. L'art. 4 comma 2 del D.P.C.M. 8 luglio 2003 fissa **"l'obiettivo di qualità" in $3 \mu\text{T}$** per il valore dell'induzione magnetica, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio. Per la determinazione della fascia di rispetto relativa al cavidotto MT interrato si individua la distanza dall'asse del cavo in corrispondenza della quale si raggiunge il valore **$3 \mu\text{T}$** . Il calcolo dei valori di induzione magnetica dei cavidotti che partono dalle cabine di parallelo **CB// 1, CB//2** e vanno verso la sottostazione elettrica di utenza è riportato di seguito. Si è considerata la configurazione di posa



Dalla simulazione con il software NIR del campo di induzione magnetica generato dalle 3 terne di cavi assumendo per esse i seguenti dati di ingresso :

Linea L 1 = cavo unipolare in configurazione a trifoglio 3x1x400 mm² – Corrente massima trasportata a 359,59 A

Linea L2 = cavo unipolare in configurazione a trifoglio 3x1x400 mm² – Corrente massima trasportata a 73,49 A

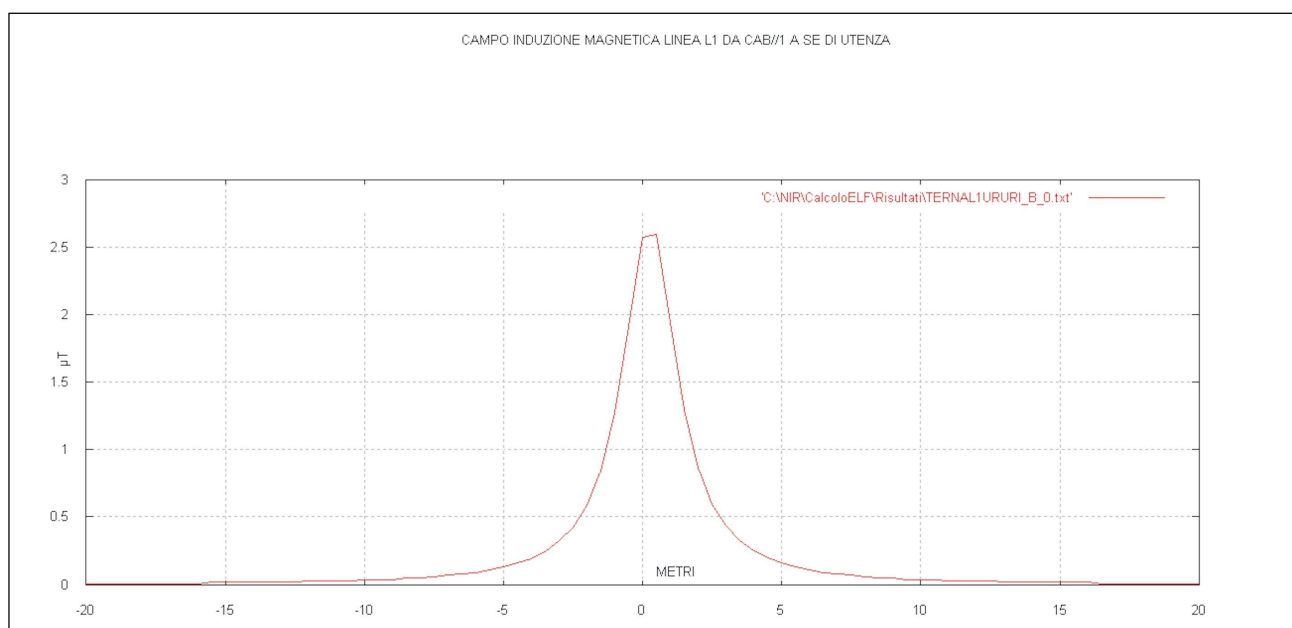


Grafico campo induzione magnetica generato da linea L1 da Cab//1 a SE di Utenza sul Piano Campagna

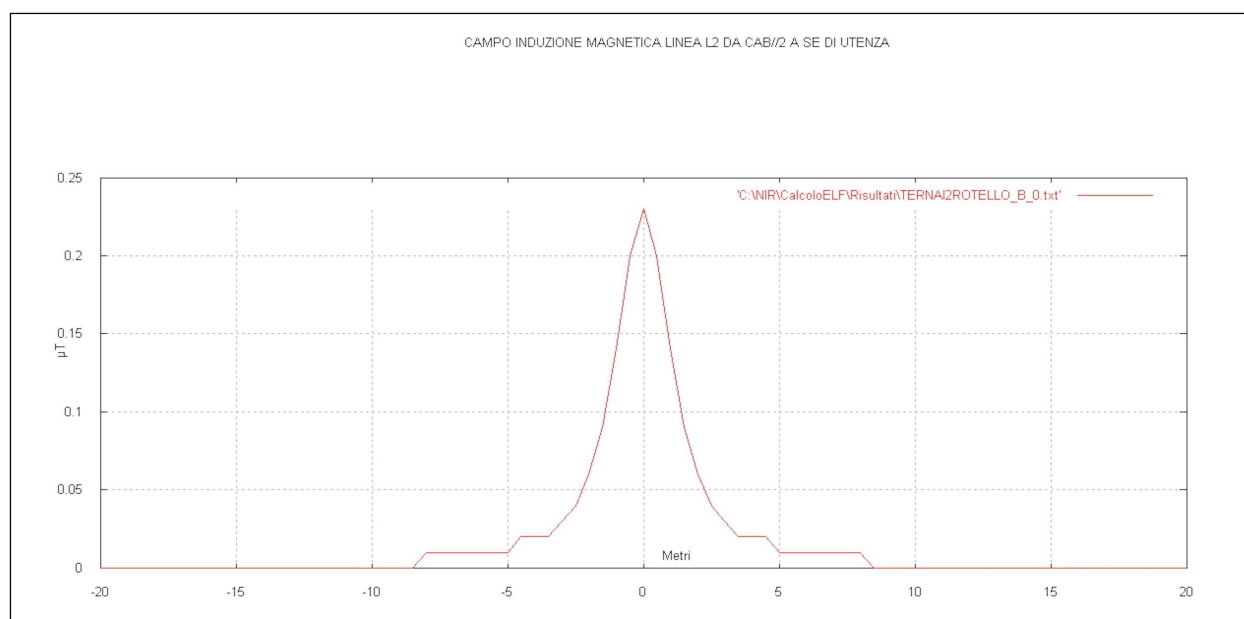


Grafico campo induzione magnetica generato da linea L2 da Cab//2 a SE di Utenza sul Piano Campagna

Come si evince dai risultati numerici e dal grafico su riportato, il campo di induzione magnetica sul piano di campagna dato dalle terne di cavo delle linee L1 -L2 che arrivano alla sottostazione elettrica SE di Utenza scende sotto il valore dei $3\mu\text{T}$ è sotto il valore di $3\mu\text{T}$ per cui non è necessario definire delle **DPA**. I tracciati di posa dei cavi sono stati studiati in modo che il valore di induzione magnetica sia sempre inferiore a $3\mu\text{T}$ in corrispondenza dei ricettori sensibili (abitazioni e aree in cui si prevede una permanenza di persone per più di 4 ore nella giornata), pertanto è esclusa la presenza di tali ricettori all'interno della fascia calcolata. Anche per i cavidotti in MT interni ai campi fotovoltaici dove in ogni caso i valori dei campi di induzione magnetica sono inferiori a $3\mu\text{T}$ si troveranno collocati in zone dove la presenza umana sarà molto scarsa, solo periodicamente durante le ispezioni di manutenzione. Infine poiché i cavi MT utilizzati sono schermati il **campo elettrico** esterno allo schermo è nullo, non è rappresentato il calcolo del campo elettrico prodotto dalla linea in oggetto.

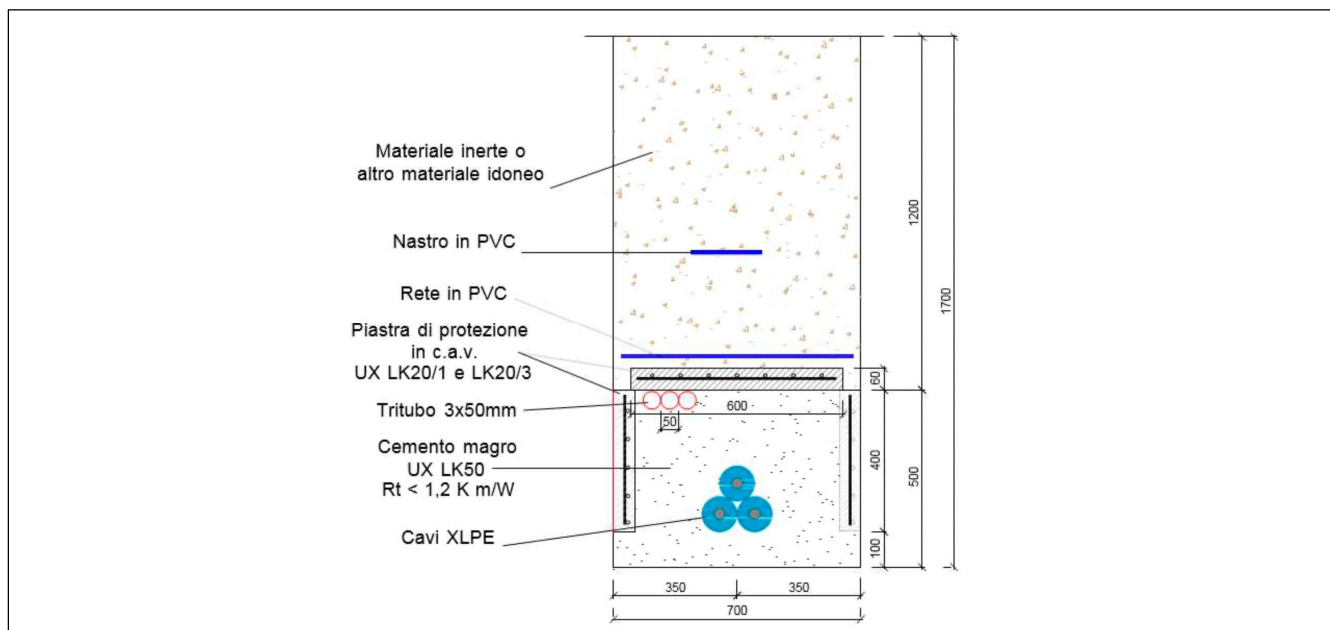
6.1.5 Linea AT in corrente alternata

Per la realizzazione del cavidotto di collegamento in AT tra la stazione elettrica di utenza e la stazione elettrica RTN "Rotello", sono stati considerati tutti gli accorgimenti che consentono la minimizzazione degli effetti elettrici e magnetici sull'ambiente e sulle persone. In particolare, la scelta di operare con linee in AT interrate permette di eliminare la componente elettrica del campo, grazie all'effetto schermante del terreno. Il cavo sarà posato, lungo il tracciato, in configurazione a trifoglio, con schermi collegati con il sistema "cross bonding", temperatura del conduttore non superiore a 90° , profondità di posa 1,70 m, temperatura del terreno 20°C , resistività termica del terreno $1,5^\circ\text{Cxm/W}$. Con le ipotesi di cui sopra la corrente nominale in regime permanente, rilevata dalla scheda tecnica riportata nella relazione tecnica BS248-EU02-R è pari 1045 A.

Nel caso in questione, lo studio del campo magnetico è stato effettuato, alla tensione nominale di 150 kV, sul seguente tratto di cavidotto così costituito:

LINEA AT - una terna di conduttori di sezione 1600 mm^2 percorsa da corrente massima pari a 1045 A;

I valori del campo magnetico sono stati misurati a livello del piano di campagna. Più precisamente, i risultati di seguito riportati illustrano, per ognuna delle situazioni richiamate, l'andamento del campo magnetico in funzione della distanza dall'asse dei conduttori e l'andamento del campo magnetico su di un asse ortogonale all'asse dei conduttori.



LINEA AT - Cavidotto AT ad una terna di sezione 1600 mm² interrata a 1.7 m dal piano di campagna

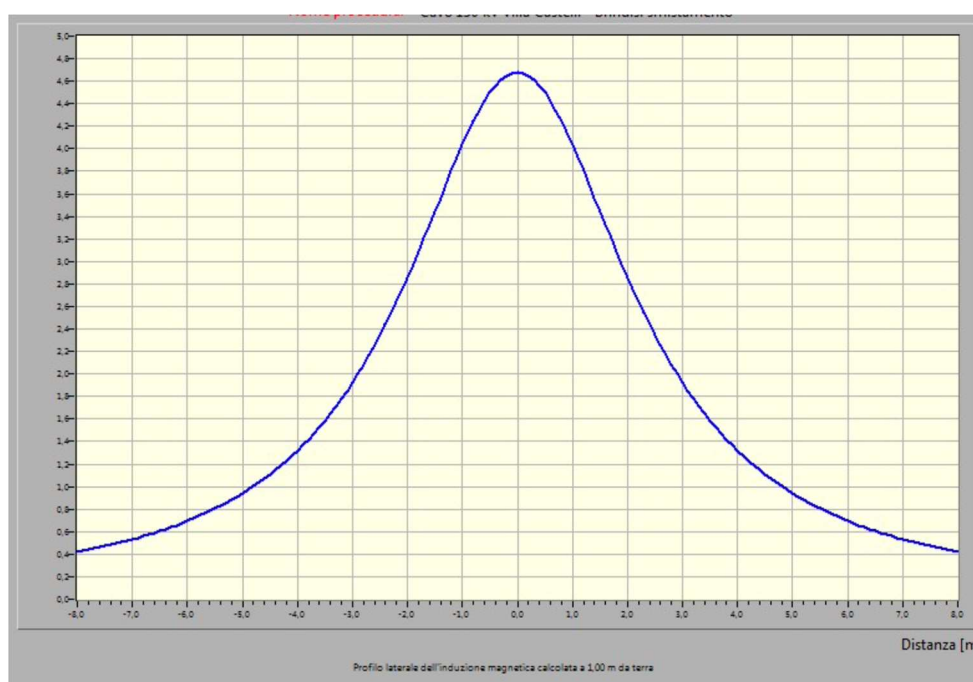
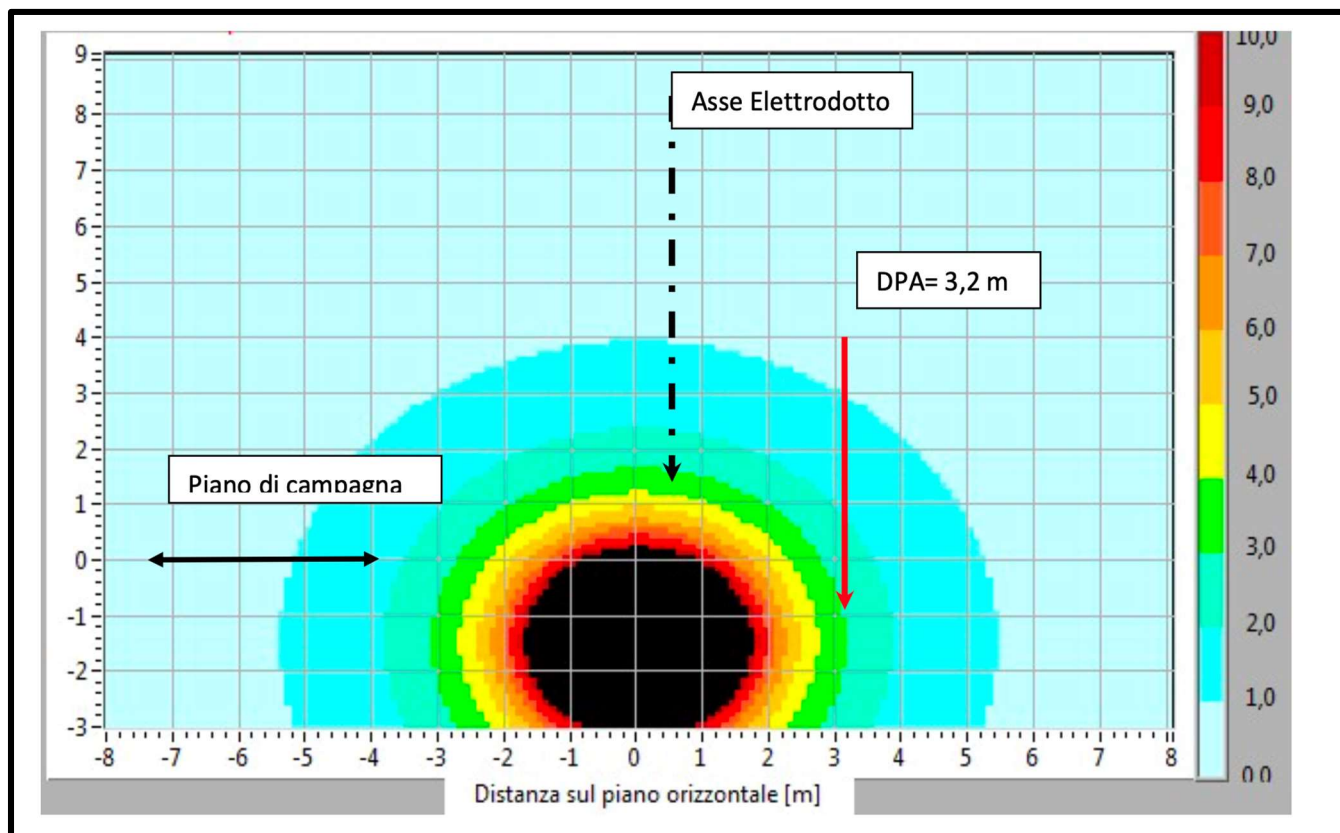


Fig. 3 Profilo laterale induzione magnetica (B) sezione tipo con indicazione della DPA - V=150 kV I = 1045 A

Dal grafico si riscontra che valori di campo magnetico a quota 1 metro sul piano terreno vale 4,7 μT inferiore al limite di esposizione pari a 100 μT .

La mappa verticale dell'induzione magnetica a quota conduttori è la seguente:



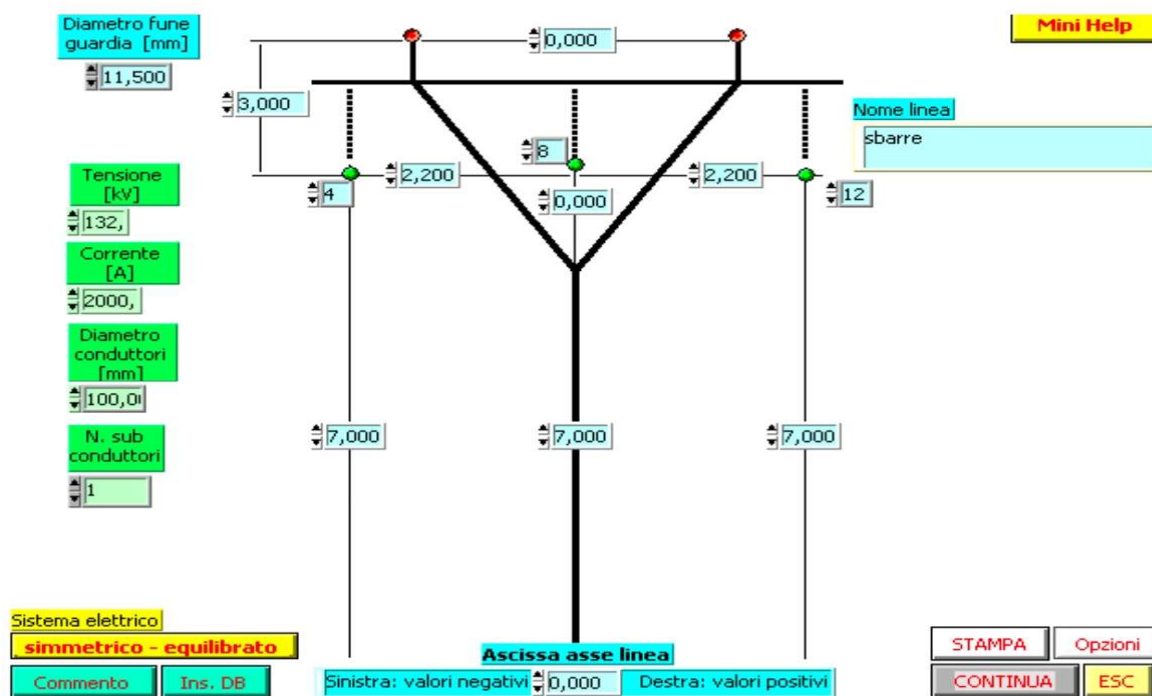
Mappa verticale induzione magnetica (B) sezione tipo con indicazione della DPA - V=150 kV I = 910 A

VALORE DEL CAMPO DI INDUZIONE MAGNETICA GENERATO DAL CAVIDOTTO IN AT:

Si osserva quindi che la Dpa (distanza alla quale il valore di induzione magnetica è pari a $3 \mu T$) è di 3,20 m a sinistra e a destra dall'asse e pertanto la fascia di rispetto per tutto questo tratto vale circa 6,4 m quindi +/-4 m centrata in asse linea (arrotondamento per eccesso della DPA)

6.1.6 STAZIONE ELETTRICA DI UTENZA

Le apparecchiature previste e le geometrie dell'impianto di AT sono analoghe a quelle di altri impianti già in esercizio, dove sono state effettuate verifiche sperimentali dei campi elettromagnetici al suolo nelle diverse condizioni di esercizio, con particolare attenzione alle zone di transito del personale (strade interne e fabbricati). I valori di campo elettrico al suolo risultano massimi in corrispondenza delle apparecchiature AT a 150 kV con valori attorno a qualche kV/m, ma si riducono a meno di 1 kV/m a ca. 10 m di distanza da queste ultime.



Linea AT con disposizione conduttori in piano assimilabile ad un sistema semplice sbarra a 150 kV

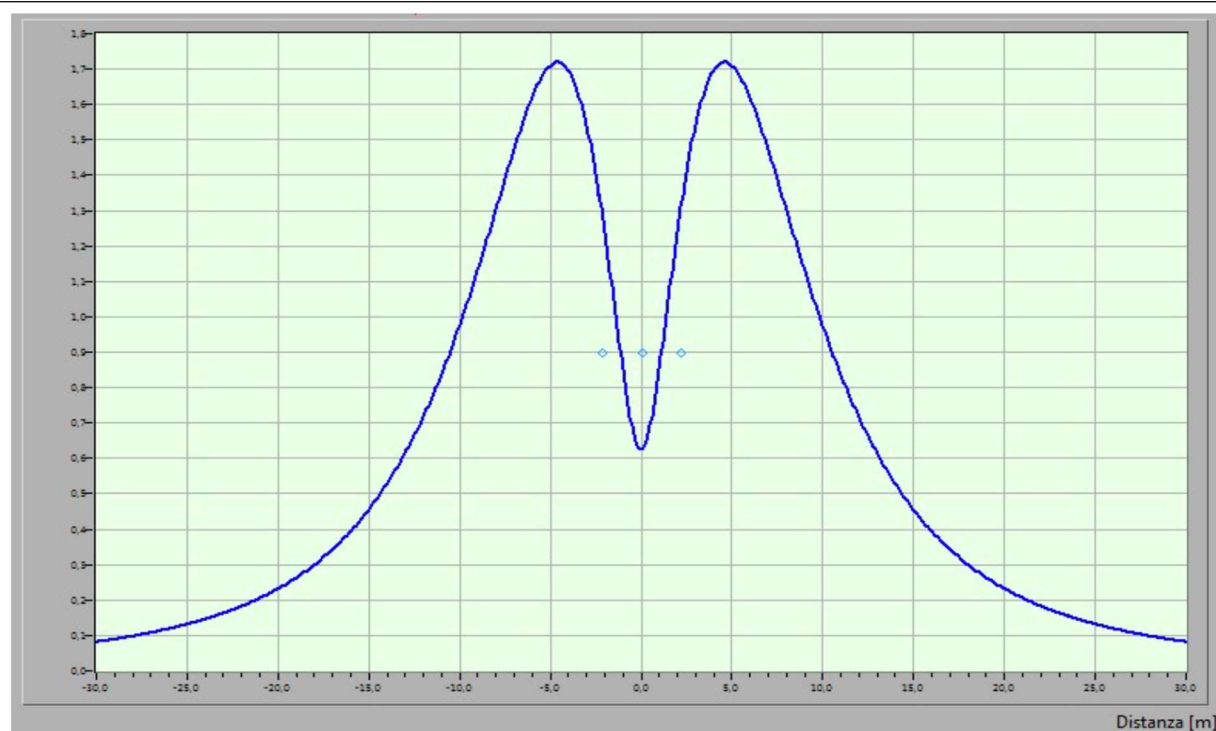


Fig. 6 Profilo laterale campo elettrico (E) sbarre 150 kV

Dal suddetto diagramma si evince che il valore massimo del campo elettrico calcolato ad un metro sul suolo è pari a 1,72 kV/m inferiore al valore di 5 kV/m di esposizione previsto dalla normativa.

Per quanto riguarda l'andamento del campo magnetico abbiamo i seguenti diagrammi:

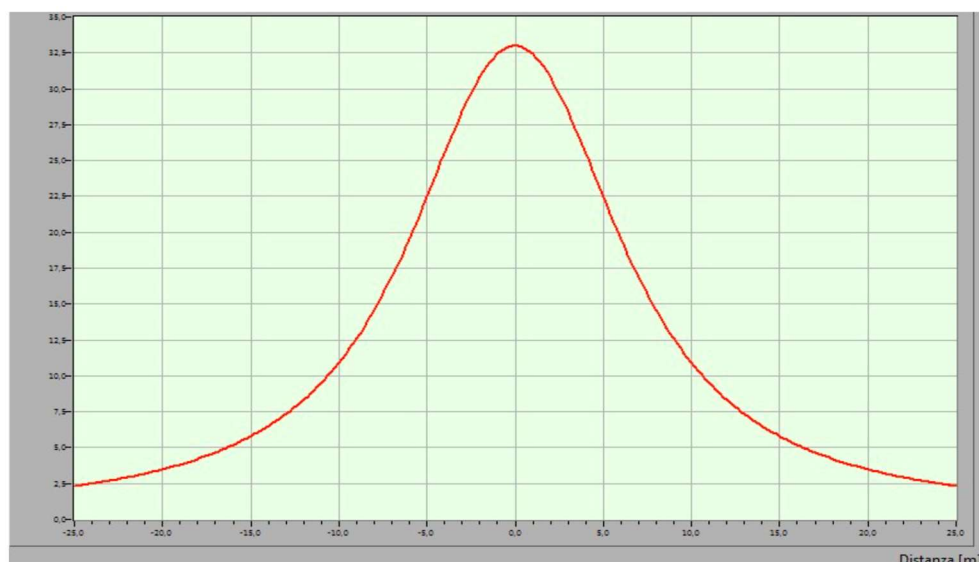


Fig. 7 Profilo laterale induzione magnetica (B) sbarre 150 kV

Dal grafico si riscontra che valori di campo magnetico a quota 1 metro sul piano terreno vale 35 μT inferiore al limite di esposizione pari a 100 μT . La mappa verticale dell'induzione magnetica calcolata a quota conduttori (7,5 m sul piano di stazione) è la seguente:

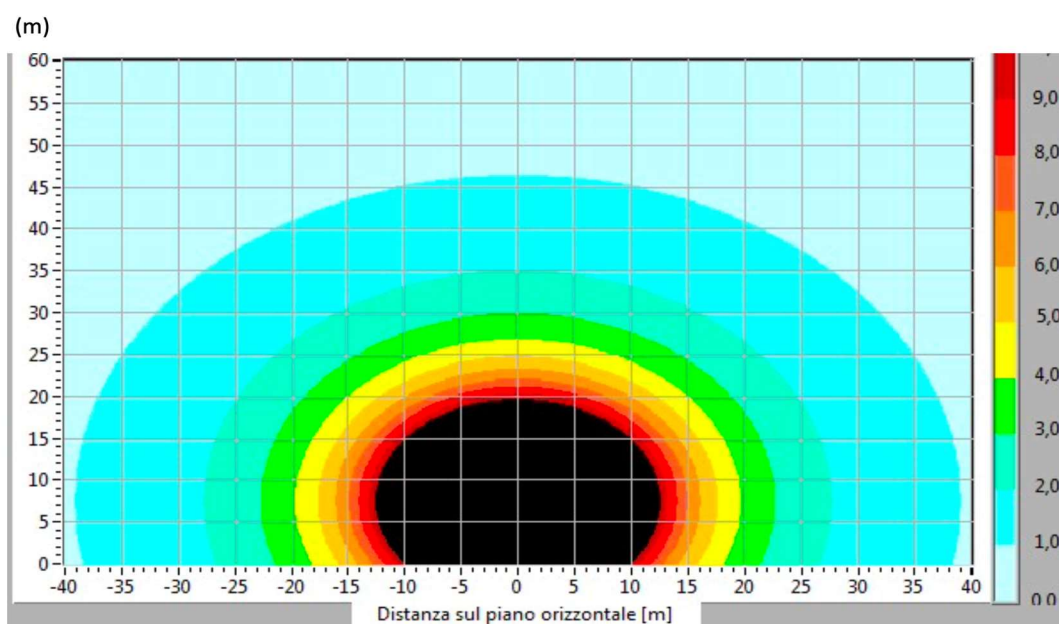


Fig. 8 Mappa verticale induzione magnetica (B) sbarre 150 kV

Dai diagrammi si evince che i 3 μ T si ottengono alla distanza di circa 22 m dall'asse sbarra e conseguentemente la fascia di rispetto vale +/- 22 m centrata in asse sbarre.

7.ANALISI DEI RISULTATI OTTENUTI

Come mostrato nelle tabelle e figure dei paragrafi precedenti le azioni di progetto fanno sì che sia possibile riscontrare intensità del campo di induzione magnetica superiore al valore obiettivo di 3 μ T, sia in corrispondenza delle cabine di trasformazione che in corrispondenza del cavidotto AT; d'altra parte è stato dimostrato come la fascia entro cui tale limite viene superato è circoscritto intorno alle opere suddette e, in particolare, ha una semi-ampiezza complessiva di 3 m a cavallo della mezzzeria del cavidotto AT che avrà una lunghezza di circa 1200 m. D'altra parte trattandosi di cavidotti che si sviluppano sulla viabilità stradale esistente o in territori scarsissimamente antropizzati, si può certamente escludere la presenza di recettori sensibili entro le predette fasce, venendo quindi soddisfatto l'obiettivo di qualità da conseguire nella realizzazione di nuovi elettrodotti fissato dal DPCM 8 Luglio 2003. La stessa considerazione può ritenersi certamente valida per una fascia di circa 6,34 m attorno alle cabine di trasformazione ed alla cabina di impianto, oltre che nelle immediate vicinanze della stazione di utenza AT/MT e del breve cavidotto AT. Infatti, anche per la stazione d'utenza, ad eccezione che in corrispondenza degli ingressi e delle uscite linea, al di fuori della recinzione della stazione, i valori di campo magnetico sono inferiori ai limiti di legge.

8 CONCLUSIONI

Le uniche radiazioni associabili a questo tipo di impianti sono le radiazioni non ionizzanti costituite dai campi elettrici e magnetici a bassa frequenza (50 Hz), prodotti rispettivamente dalla tensione di esercizio degli elettrodotti e dalla corrente che li percorre. I valori di riferimento, per l'esposizione ai campi elettrici e magnetici, sono stabiliti dalla Legge n. 36 del 22/02/2001 e dal successivo DPCM 8 Luglio 2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete di 50 Hz degli elettrodotti". In generale, per quanto riguarda il campo elettrico in media tensione esso è notevolmente inferiore a 5kV/m (valore imposto dalla normativa) e per il livello 150 kV esso diventa inferiore a 5 kV/m già a pochi metri dalle parti in tensione. Mentre per quel che riguarda il campo di induzione magnetica il calcolo nelle varie sezioni di impianto ha dimostrato come non ci siano fattori di rischio per la salute umana a causa delle azioni di progetto, poiché è esclusa la presenza di recettori sensibili entro le fasce per le quali i valori di induzione magnetica attesa non sono inferiori agli obiettivi di qualità fissati per legge; mentre il campo elettrico generato è nullo a causa dello schermo dei cavi o assolutamente trascurabile negli altri casi per distanze superiori a qualche cm dalle parti in tensione. Per quanto riguarda i cavidotti MT sia interni ai Campi fotovoltaici che esterni di collegamento alla SE di Utenza è stato riscontrato come il valore del Campo di induzione magnetica di ciascuno di essi si tenga sotto il valore di 3 μ T rispettando gli obiettivi di qualità fissati per legge. Lungo il tracciato del cavidotto AT l'obiettivo di qualità si raggiunge a 4 metri (DPA) dalla linea di mezzzeria del cavidotto, in tale fascia non ricadono ricettori sensibili e si esclude la permanenza di persone per più di 4 ore al giorno in quanto il cavidotto è posizionato lungo una strada comunale.. Per ciò che riguarda le cabine di trasformazione l'unica sorgente di emissione è rappresentata dal trasformatore BT/MT, quindi in riferimento al DPCM 8 luglio 2003 e al DM del MATTM del 29.05.2008, l'obbiettivo di qualità si raggiunge, nel caso peggiore (trasformatore da 3593 kVA), già a circa 6,34 m (DPA) dalla cabina stessa. Per quanto riguarda la cabina d'impianto, vista la presenza del solo trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari in

BT e l'entità delle correnti circolanti nei quadri MT l'obiettivo di qualità si raggiunge a circa 3 m (DPA) dalla cabina stessa. Considerando che nelle cabine di trasformazione e nella cabina d'impianto non è prevista la presenza di persone per più di quattro ore al giorno e che l'intera area dell'impianto fotovoltaico sarà racchiusa all'interno di una recinzione metallica che impedisce l'ingresso di personale non autorizzato, si può escludere pericolo per la salute umana.

L'impatto elettromagnetico può pertanto essere considerato non significativo.

ALLEGATI : IT_URR_11.1_REV2 -TAVOLE DPA SU ORTOFOTO SCALA 1:10.000

Capaccio Paestum , LI 20 ottobre 2021

IL TECNICO

Ing. Marsicano Giovanni