



COMUNE DI SPINAZZOLA

PROVINCIA DI BARLETTA ANDRIA TRANI

REGIONE PUGLIA

COMUNE DI GENZANO DI LUCANIA

PROVINCIA DI POTENZA

REGIONE BASILICATA

IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO "SAVINETTA" CONNESSO ALLA RTN DELLA POTENZA DI PICCO P=20'659.08 kWp E POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 20'000 kW, DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN E PIANO AGRONOMOICO PER L'UTILIZZO A SCOPI AGRICOLI DELL'AREA

Proponente

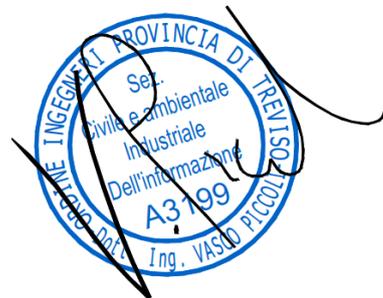
SOLAR ENERGY DIECI S.R.L.

VIA SEBASTIAN ALTMANN, 9 - 39100 BOLZANO

C.F. - P.I. - REGISTRO IMPRESE 03058400213

PEC: solareenergydieci.srl@legalmail.it

Progettazione



Preparato

Pietro Martignoni

Verificato

Gianandrea Ing. Bertinazzo

Approvato

Vasco Ing. Piccoli

PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Codice Autorizzazione Unica A3EBD54

Titolo elaborato

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "SAVINETTA" RELAZIONE PRELIMINARE IMPIANTI

Elaborato N.

2CP_SI

Data emissione

16/11/23

Nome file

REL. PRELIMINARE IMPIANTI

01

16/11/223

REVISIONE

N. Progetto

SOL027

Pagina

COVER

00

06/08/21

PRIMA EMISSIONE

REV.

DATA

DESCRIZIONE

Sommario

1	Premessa	4
2	Descrizione generale	4
2.1	Dati generali di progetto	4
2.2	Configurazione generale.....	5
2.3	Configurazione lato Corrente Continua.....	6
2.3.1	Moduli fotovoltaici	8
2.3.2	Strutture di Sostegno – Inseguitori mono-assiali	11
2.3.3	Cassette di parallelo-stringa (string boxes)	14
2.4	Configurazione Lato Corrente Alternata	15
2.4.1	Cabina di trasformazione (skid).....	15
2.4.2	Cabina MT di smistamento	22
2.4.3	Sottostazione Utente di Trasformazione AT/MT.....	24
2.5	Collegamenti elettrici	28
2.5.1	Cavi in corrente continua (BT)	29
2.5.2	Cavi in corrente alternata (MT)	32
2.5.3	Elettrodotto MT esterno all'impianto	34
2.5.4	Altri cavi	35
3	Verifiche di coordinamento.....	37
3.1	Condizioni Ambientali.....	37
3.2	Coordinamento meccanico	38
3.3	Coordinamento Elettrico Lato CC	39
3.4	Coordinamento Elettrico Lato CA.....	41
4	Verifica cavi elettrici	42
4.1	Cavi di Stringa	42
4.1.1	Tensione di esercizio	42
4.1.2	Corrente di esercizio.....	42
4.1.3	Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni	43
4.1.4	Verifica Caduta di Tensione	45
4.1.5	Verifica Tenuta al corto circuito	46
4.1.6	Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni	46
4.1.7	Verifica Caduta di Tensione	48
4.1.8	Verifica Tenuta al corto circuito	49
4.2	Cavi in Media Tensione.....	49

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

4.2.1	Tensione di esercizio	49
4.2.2	Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni	50
4.2.3	Verifica Caduta di Tensione	52
4.2.4	Tenuta al corto circuito	53
4.3	Verifica Perdite	54

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

1 Premessa

La presente relazione ha lo scopo verificare tecnicamente il dimensionamento dell'impianto e la selezione dei componenti principali dell'impianto di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica denominato "Savinetta", da ubicarsi nel Comune di Spinazzola (BAT), di potenza nominale complessiva pari a 20'659,08 kWp e di potenza di immissione in rete pari a 20,00 MW.

2 Descrizione generale

2.1 Dati generali di progetto

In Tabella 1 sono riportate le principali caratteristiche tecniche relative all'impianto in progetto.

Tabella 1 - Principali caratteristiche dell'impianto FV denominato "Savinetta"

Dati generali società proponente		
Committente	Solar Energy Dieci Srl	
Luogo di realizzazione impianto		
Denominazione	Savinetta	
Ubicazione	Spinazzola (BT) - Genzano di Lucania (PZ)	
Coordinate di ubicazione	[gradi decimali]	40,934562° 16,123938°
Superficie di interesse	[Ha]	28,5
Luogo di realizzazione opere di connessione		
Ubicazione	Spinazzola (BT) - Genzano di Lucania (PZ)	
Dati elettrici generali		
Potenza di picco lato fotovoltaico DC	[kWp]	20.659,08
Potenza elettrica AC (*)	[kW]	20.500,00
Potenza elettrica approvata dal Distributore	[kW]	20.000,00
Produzione da PVSyst (1° anno)	[MWh]	38.472
Produzione specifica da PVSyst (1° anno)	[kWh / kWp / anno]	1.862
Dati del distributore		
Codice di rintracciabilità	2020001014	

(*) pari alla somma della potenza apparente nominale di tutti gli inverter previsti in impianto. Si sottolinea come tale potenza sia stata volutamente sovradimensionata al fine di espletare i servizi di rete richiesti da Terna (allegato A-68 al Codice di Rete) e che la potenza attiva in immissione in rete non potrà mai superare il limite massimo riportato in STMG.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.2 Configurazione generale

L'energia generata dall'impianto fotovoltaico, composto da un singolo campo FV, viene raccolta tramite una rete di elettrodotti interrati in Media Tensione eserciti a 30 kV che confluiscono in un unico punto all'interno della cabina di smistamento, ubicata lungo il confine Sud-Ovest dell'impianto.

Un elettrodotto interrato in Media Tensione a 30 kV di lunghezza pari a circa 10,6 km trasporterà quindi l'energia generata presso la sottostazione utente di trasformazione AT/MT, ubicata all'interno di una sottostazione condivisa con altri utenti produttori. Tale sottostazione utente, all'interno della quale sarà ubicato il punto di consegna (PdC) dell'impianto con la Rete di Trasmissione Nazionale, sarà ubicata in posizione adiacente alla futura sottostazione di smistamento a 150 kV.

L'energia generata sarà infine resa disponibile, tramite un breve elettrodotto interrato in Alta Tensione a 150 kV di lunghezza pari a circa 250 m, al futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/150 kV denominata "Genzano", da realizzarsi nel Comune di Genzano di Lucania (PZ).

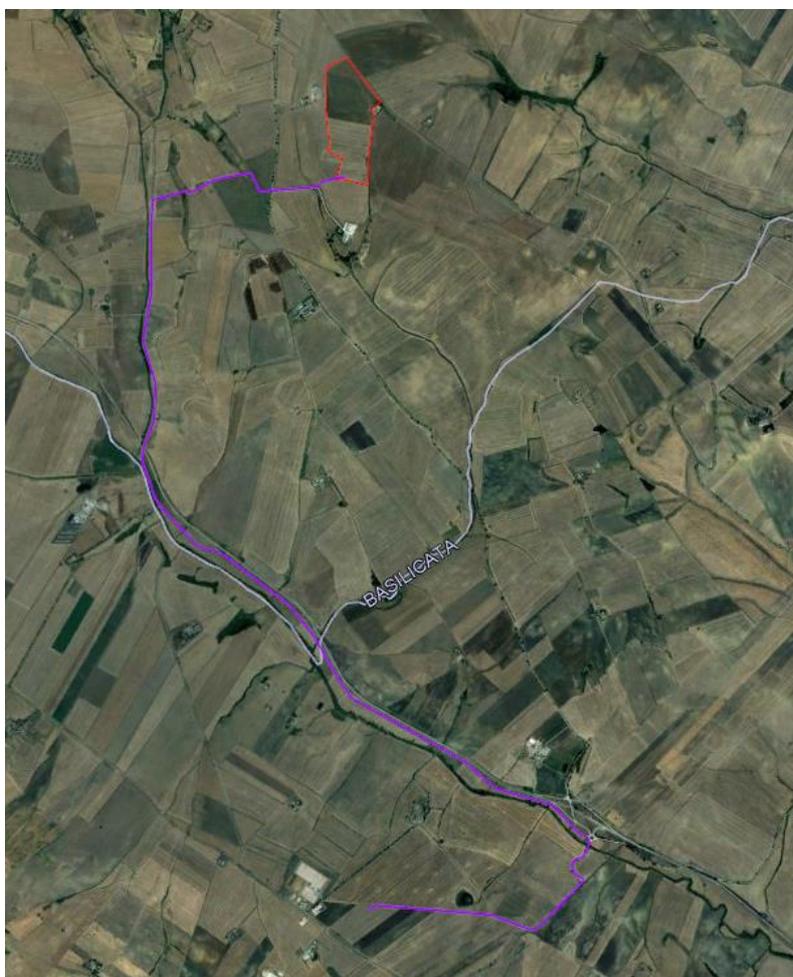


Figura 1 – Inquadramento di impianto FV ed opere di connessione su ortofoto

La potenza nominale complessiva dell'impianto fotovoltaico, determinata dalla somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici, è pari a 20'659,08 kWp, mentre la potenza in immissione nella RTN è determinata dalla potenza indicata sulla STMG, ed è pari a 20,00 MW.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.3 Configurazione lato Corrente Continua

La configurazione lato corrente continua dell'impianto prevedere essenzialmente:

- una potenza DC pari a 20'659,08 kWp, dati da:
 - o Nr. 33'952 Moduli Fotovoltaici;
 - o collegati in nr. 1'292 stringhe;
 - o raggruppati in nr. 92 String Box;
 - o che confluiscono in nr. 5 Inverter.
- una potenza AC pari a 20'500,00 kVA.

Tutti questi componenti saranno suddivisi in 5 sub-campi, dei quali si riporta di seguito la composizione:

Sub-campo 1.1			
Struttura	Tracker		
Moduli	6'916		
Stringhe	266		
String Box	19	di cui	con 14 stringhe
Potenza CC	4'253,34	kWp	
Potenza CA	4'100,0	kVA	

Sub-campo 1.2			
Struttura	Tracker		
Moduli	7'280		
Stringhe	280		
String Box	20	di cui	con 14 stringhe
Potenza CC	4'477,2	kWp	
Potenza CA	4'100,0	kVA	

Sub-campo 1.3			
Struttura	Tracker		
Moduli	6'552		
Stringhe	250		
String Box	18	di cui	con 14 stringhe
Potenza CC	4'029,48	kWp	
Potenza CA	4'100,0	kVA	

Sub-campo 1.4			
Struttura	Tracker		
Moduli	5'850		
Stringhe	242		
String Box	17	di cui	13 con 14 stringhe 4 con 15 stringhe
Potenza CC	3'869,58	kWp	
Potenza CA	4'100,0	kVA	

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

Sub-campo 1.5			
Struttura	Tracker		
Moduli	6'552		
Stringhe	252		
String Box	18	di cui	con 14 stringhe
Potenza CC	4'029,48	kWp	
Potenza CA	4'100,0	kVA	

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

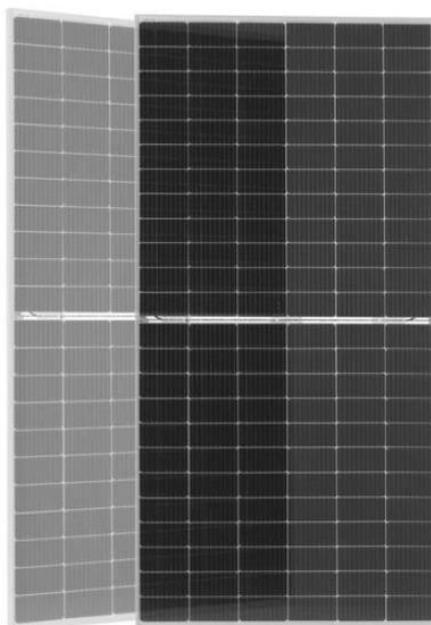
2.3.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici selezionati per il dimensionamento dell'impianto e per la redazione del presente progetto sono realizzati dal produttore Jinko Solar, serie TigerNeo e modello JKM615N-78HL4-BDV, e presentano una potenza nominale a STC¹ pari a 615 Wp.

Ciascun modulo è composto da 144 mezze-celle realizzate in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, vetro frontale temprato ad elevata trasparenza e dotato di rivestimento anti-riflesso, backsheet posteriore polimerico trasparente e cornice in alluminio, per una dimensione complessiva pari a 2'465 x 1'134 x 30 mm ed un peso pari a 34,6 kg.

I moduli sono costituiti da celle FV in Silicio mono-cristallino con tecnologia bifacciale: le celle fotovoltaiche realizzate tramite questa innovativa tecnologia costruttiva sono in grado di convertire in energia elettrica la radiazione incidente sul lato posteriore del modulo FV. L'incremento di energia generata rispetto ad un analogo modulo tradizionale/mono-facciale è dipendente da molti fattori, primo fra tutti l'albedo² del terreno, e può raggiungere fino a +25% in casi particolarmente favorevoli.

Di seguito si riporta un estratto dal datasheet del modulo FV selezionato riportante le principali caratteristiche costruttive.



Si prevede di realizzare stringhe costituite da 26 moduli FV collegati elettricamente in serie per i moduli installati sui tracker mono-assiali.

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello del modulo fotovoltaico da installare sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura

¹ STC - Standard Test Conditions: irraggiamento solare 1000 W/m², temperatura modulo FV 25°C, Air Mass 1,5

² Rappresenta la frazione di radiazione solare incidente su una superficie che è riflessa in tutte le direzioni. Essa indica dunque il potere riflettente di una superficie.

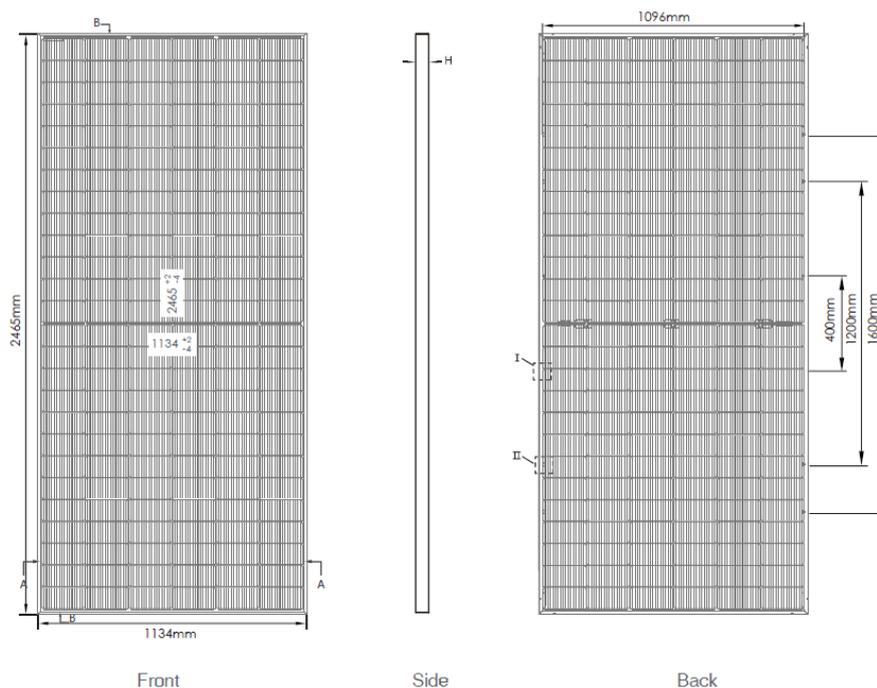
01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità di moduli FV da parte dei produttori.

Nella seguente tabella vengono riportate le principali caratteristiche elettriche del modulo FV considerato.

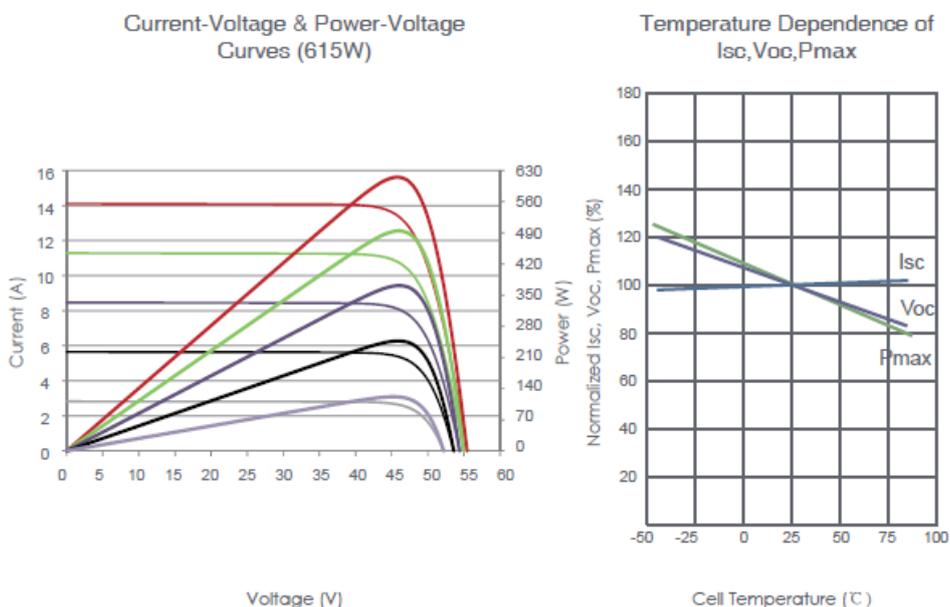
Datasheet modulo		JKM615N-78HL4-BDV	
Lato DC	UDM	Valori da datasheet	coef correttivo
Pannello		STD	%/°C
P	[Wp]	615	-0,29
V _{OC}	[V]	55,44	-0,25
V _{MPP}	[V]	45,77	-0,25
I _{SC}	[A]	14,11	0,045
I _{MPP}	[A]	13,44	0,045
Efficienza modulo STC			
	[%]	22	
Temperatura di funzionamento			
	[°C]	-40 +85	

Di seguito si riporta invece un estratto dal datasheet del modulo FV selezionato che dettagliano le principali caratteristiche costruttive meccaniche.



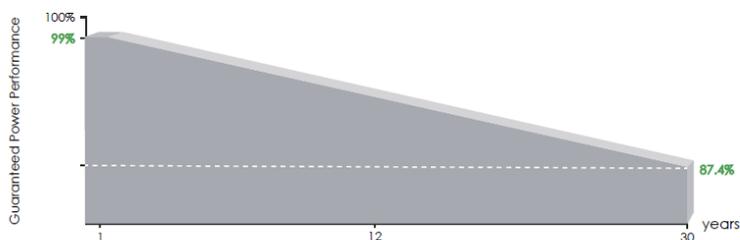
01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

Di seguito si riporta invece estratti sempre dal datasheet del modulo FV selezionato che riportano l'andamento delle curve che meglio dettagliano le principali caratteristiche costruttive elettriche.



La diminuzione delle prestazioni negli anni del modulo individuato è regolamentata e certificata in accordo con la Norma di Riferimento IEC 61215; la curva certificata dal costruttore per questa particolare famiglia di prodotti è anche migliore, garantendo un +2,0% primo anno e 87,4% complessivo il trentesimo anno.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.3.2 Strutture di Sostegno – Inseguitori mono-assiali

Per il presente progetto si prevede l'impiego di strutture di sostegno ad inseguimento mono-assiale, nello specifico si prevede l'installazione di 675 strutture. A seconda del numero di moduli installati e della configurazione (agrivoltaica o normale), si individuano essenzialmente sei tipologie di strutture:

N° strutture tracker mono-assiali	602 strutture 1Px52 (per un totale pari a 31.304 moduli)
	30 strutture 1Px39 (per un totale pari a 1.170 moduli)
	43 strutture 1Px26 (per un totale pari a 1.118 moduli)

Le strutture ad inseguimento mono-assiale (tracker) consentono la rotazione dei moduli stessi attorno ad un singolo asse, orizzontale ed orientato Nord-Sud, in maniera tale da variare il proprio angolo di inclinazione fino ad un limite massimo di $\pm 55^\circ$ ed "inseguire" la posizione del Sole nel corso di ogni giornata. L'inseguimento solare Est/Ovest consente di mantenere i moduli FV il più possibile perpendicolari ai raggi solari, massimizzando la superficie utile esposta al sole e di conseguenza la radiazione solare captata dai moduli stessi per essere convertita in energia elettrica. Il guadagno in termini di produzione energetica, rispetto ai tradizionali impianti FV realizzati con strutture ad inclinazione fissa, è stimabile nel range +10 ÷ +20 %.

Ora, nello specifico, per il presente progetto sono stati considerati i tracker mono-assiali realizzati dal produttore **Convert Valmont Solar**, modello *Convert-1P*, ovvero singola fila di moduli posizionati verticalmente.



Figura 2 - immagine esemplificativa di inseguitori mono-assiali Convert 1P - configurazione 1P (fonte: Convert Valmont Solare)

Tali strutture di sostegno vengono infisse nel terreno mediante battitura dei pali montanti, o in alternativa tramite avvvitamento, per una profondità non superiore a 2,5 m. Non è quindi prevista la realizzazione di fondazioni in cemento o altri materiali. Tale scelta progettuale consente quindi di minimizzare l'impatto sul suolo e l'alterazione dei terreni stessi, agevolandone la rimozione alla fine della vita utile dell'impianto. L'altezza dei pali di sostegno è stata determinata in maniera tale che la distanza tra il bordo inferiore dei moduli FV ed il piano di campagna sia non inferiore a 1,3m alla massima inclinazione dei moduli, e pari a 3,3m nel punto più alto.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

Tipologia di sistema ad inseguimento	Singolo asse orizzontale con backtracking
Angolo di tilt	0°
Angolo di azimuth	0°
Angolo di rotazione	±55°
Tipologia fondazioni	Pali infissi nel terreno
Temperatura di funzionamento	-10°C ÷ +50°C
Inclinazione massima del terreno	≤15% Nord-Sud, illimitata Est/Ovest

La movimentazione dei sistemi ad inseguimento solare è effettuata da motori elettrici alimentati in corrente alternata, uno per ciascun tracker, e controllati da apposite schede di controllo. L'algoritmo di movimentazione è basato su un calendario astronomico ed è dotato della tecnologia "backtracking". Tale tecnologia consiste nel controllo e verifica che ogni fila di moduli FV non crei ombreggiamento a quella successiva. Quando l'altezza del sole rispetto all'orizzonte si riduce, in particolare durante le prime/ultime ore della giornata, il mutuo ombreggiamento tra i filari di moduli potrebbe ridurre sensibilmente l'output energetico. Il sistema ad inseguimento è in grado di far ruotare i moduli FV nel senso opposto rispetto all'andamento del sole, riducendo la superficie esposta al sole ma nel contempo evitando il rischio che si verifichino mutui ombreggiamenti.

La distanza tra gli inseguitori (solitamente denominata *pitch*) per il presente progetto è pari a 5,5 m, al fine di ottimizzare la produzione energetica a parità di consumo di suolo da una parte, e dall'altra di consentire il passaggio di un mezzo tra file successive sia per attività agricole che per operazioni di manutenzione e pulizia moduli.

Le schede di controllo effettueranno il monitoraggio dei principali parametri operativi degli inseguitori, in primis posizione e velocità del vento, al fine di verificarne il corretto funzionamento e di posizionarli automaticamente in posizione di sicurezza in caso di velocità del vento particolarmente elevate per evitare eventuali danni alle strutture.

Sarà infine possibile posizionare in maniera automatica gli inseguitori ad una inclinazione idonea per consentirne l'ispezione ai fini di manutenzione nonché per il lavaggio periodico dei moduli fotovoltaici.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

Di seguito sono riportate le viste d'insieme ed i particolari delle strutture con i moduli.

DETTAGLI SISTEMA TRACKER

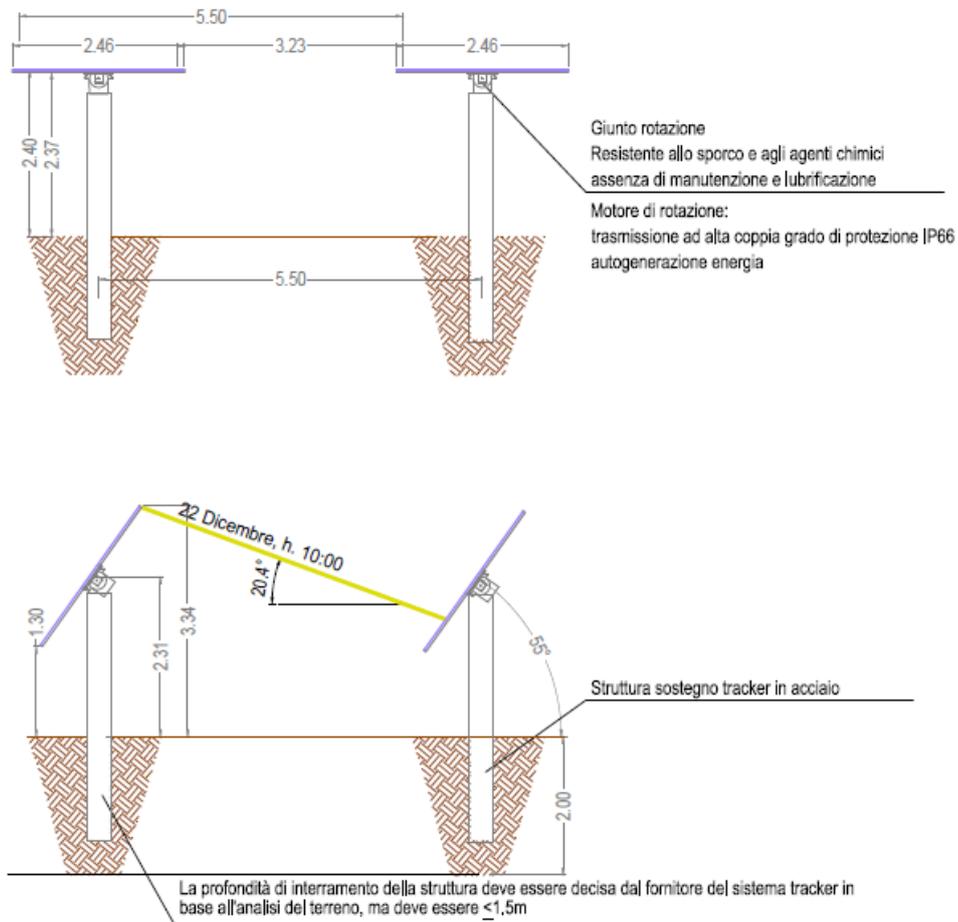


Figura 3 - Inseguitori mono-assiali: modalità di installazione e principali quotature

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.3.3 Casette di parallelo-stringa (string boxes)

Le cassette di parallelo stringa (denominate comunemente “string boxes”) hanno il compito di raccogliere l’energia generata dai moduli fotovoltaici e convogliarla verso gli inverter di impianto, proteggendo elettricamente le stringhe di moduli ad esse afferenti.

Esse sono realizzate in vetro-resina in modo da garantire una classe di isolamento II ed ubicate in posizione baricentrica rispetto alle relative stringhe fotovoltaiche, installate in un apposito chiosco in grado di proteggerle dall’esposizione diretta alla radiazione solare. Nella seguente tabella sono riportate le loro principali caratteristiche.

Tabella 2 - Caratteristiche tecniche string box

Input	< 20 stringhe
Fusibili	30A gPV – 1’500V
Output	Interruttore NA 400A – 1’500V
Scaricatore sovratensione	I+II
Classe di Isolamento	II
Grado di protezione	IP 65
Dimensioni	620x822x325 mm
Peso	30 kg
Temperatura di funzionamento	-5...+55°C



Figura 4 - Immagine esemplificativa di una string box

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.4 Configurazione Lato Corrente Alternata

La configurazione Lato Corrente Alternata dell'impianto FV prevedere essenzialmente:

- nr. 5 cabine di conversione e trasformazione che ricevono una potenza una potenza DC pari a 20'659,08 kWp (@STC) e la convertono in AC una potenza pari a 20'500,0 kVA;
- nr. 1 cabina di SE Utente Produttore per la raccolta di tutte le linee MT di distribuzione di campo.

2.4.1 Cabina di trasformazione (skid)

All'interno di ciascun campo saranno ubicate le cabine di trasformazione, realizzate su strutture di tipo skid, aventi lo scopo di ricevere la potenza elettrica in corrente continua BT proveniente dalle cassette di parallelo stringa (string boxes) ubicate in campo, convertirla in corrente alternata e innalzarne il livello di tensione da BT a MT (da 630 V a 30 kV), collegarsi alla rete di distribuzione MT del campo al fine di veicolare l'energia generata verso la cabina di smistamento MT e successivamente verso la stazione elettrica di trasformazione MT/AT.

Le cabine saranno situate in posizione baricentrica rispetto cassette di stringa ad essa afferenti, al fine di minimizzare la lunghezza dei cavidotti in bassa tensione e posate su apposite fondazioni in calcestruzzo tali da garantirne la stabilità, e nelle quali saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazione per il passaggio dei cavi di potenza e segnale, nonché la vasca di raccolta dell'olio del trasformatore. Per ulteriori dettagli in merito alle fondazioni nonché al sistema di fissaggio dello skid si rimanda al sovra-menzionato elaborato dedicato (*Particolare cabine elettriche*).

2.4.1.1 Cabina di trasformazione – Configurazione doppia

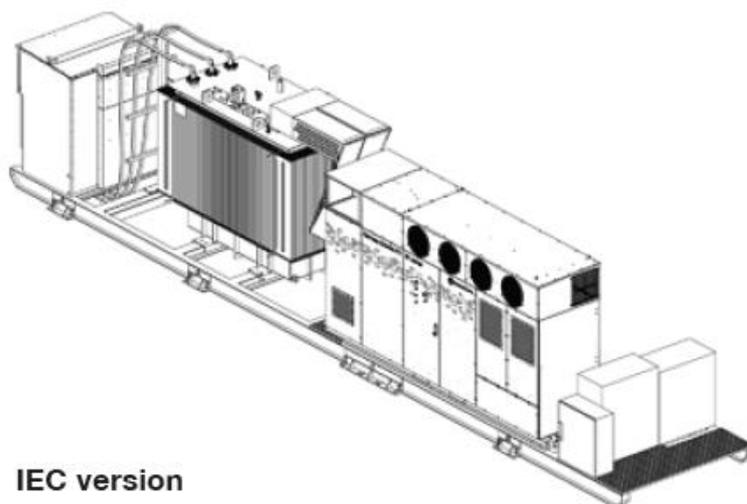
Le cabine di trasformazione utilizzate per tutto l'impianto sono 5, realizzate su strutture di tipo skid, principalmente costituite da:

- Nr. 1 Inverter centralizzato (nr.1 in caso di cabina singola);
- Nr. 1 Trasformatore BT/MT (nr.1 in caso di cabina singola);
- Nr.1 Quadro di media tensione;
- Nr. 1 Quadro BT: quadro ausiliari, UPS.

Lo scopo di dette cabine è di ricevere la potenza elettrica in Corrente Continua proveniente dalle cassette di parallelo di stringa (string box) ubicate nel campo, convertirla in corrente alternata (@630V, 50Hz) e innalzarne il livello di tensione da Bassa a Media Tensione (da 630V a 30'000V), collegarsi alla rete di distribuzione MT del campo FV.

Di seguito è illustrata un estratto della configurazione skid della cabina di conversione e trasformazione:

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione



IEC version
1 x PV

Figura 5 – Cabina di conversione e trasformazione BT/MT

Le cabine sono costituite strutture aperte di tipo skid (con dimensioni approssimative pari a 11,8 x 2,6 x 2,1 m e peso pari a circa 30 t), realizzate in acciaio galvanizzato a caldo e costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP54. Al fine di garantire una maggior protezione dagli agenti atmosferici, ciascuna cabina potrà essere provvista di copertura metallica accessoria (shelter), dotata di opportune griglie in corrispondenza di inverter, trasformatori e quadri elettrici al fine di garantirne la necessaria ventilazione.

Le cabine saranno situate in posizione baricentrica rispetto cassette di stringa ad essa afferenti, al fine di minimizzare la lunghezza dei cavidotti in bassa tensione e posate su apposite fondazioni in calcestruzzo tali da garantirne la stabilità, e nelle quali saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazione per il passaggio dei cavi di potenza e segnale, nonché la vasca di raccolta dell'olio del trasformatore.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.4.1.2 Inverter

Per il presente progetto è previsto l'impiego di inverter multi-stringa Siemens Proteus PV 4100.



Figura 6 - Inverter di stringa Siemens Proteus PV 4100

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questo inverter sono compatibili con quelli delle stringhe di moduli FV ad esso afferenti, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita (630V – 50 Hz) sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto. Gli inverter, aventi grado di protezione IP 55, saranno installati nelle relative cabine di trasformazione. L'inverter selezionato è conforme alla norma CEI 0-16 (normative di riferimento dell'inverter in foto). Tali inverter sono in grado di accettare 24 ingressi da string box in corrente continua e sono dotati di singoli MPPT.

All electrical equipment and materials shall be designed, manufactured and tested and inspected in accordance with the latest IEC standard.

The Solar Power Converter is in accordance with the following standards:

- BDEW Guideline, FGW TG3, TG4 and TG8
- IEC 61683: 1999
- IEC 62116: 2014 (At 50 Hz)
- IEC 61000-6-4: 2007 + A1:2011
- IEC 61000-6-2: 2005
- IEC 62109-1: 2010, IEC 62109-2:2011
- IP 65 according to IEC60529:1989
- IEC 60529
- Terna A68
- CEI016

Figura 7 - Conformità normativa dell'inverter

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

Lato DC – gli inverter avranno in ingresso i cavi DC provenienti dagli SB; ogni inverter è in grado di ricevere fino a 24 input per una corrente massima DC pari a 2'500A; ogni singolo ingresso verrà protetto da fusibili DC (collegati uno sul polo positivo ed uno sul polo negativo) del quale dovrà essere determinata la taglia nella sezione coordinamento elettrico CC. L'inverter è a singolo MPPT.

Lato AC – l'inverter avrà l'uscita verso il trasformatore MT/BT e ad esso direttamente collegata opportunamente protetta tramite interruttore automatico.

Gli inverter, aventi grado di protezione IP 54, saranno installati direttamente sulla struttura skid in configurazione per esterno (outdoor) risultano adatti ad operare nelle condizioni ambientali che caratterizzano il sito di installazione dell'impianto FV.

Ciascun inverter è in grado di monitorare, registrare e trasmettere automaticamente i principali parametri elettrici in corrente continua ed in corrente alternata. L'inverter selezionato è conforme alla norma CEI 0-16.

Nella tabella della pagina successiva si riportano le principali caratteristiche tecniche dell'inverter selezionato.

Gamesa Electric Proteus PV Station				
Number of Gamesa Electric Proteus PV Inverters	1 x Proteus PV 4100	1 x Proteus PV 4300	1 x Proteus PV 4600	1 x Proteus PV 4700
DC Connection				
DC Voltage Range ⁽¹⁾	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	835 - 1300 V	875 - 1300 V	915 - 1300 V	955 - 1300 V
Number of Power Modules	2, not galvanically isolated, 1 MPPT			
Max. DC Current @40°C [104°F]	2 x 2500 A			
Max. DC Current @50°C [122°F]	2 x 2313 A			
Max. DC Current @55°C [131°F]	2 x 2220 A			
Max. DC Current @60°C [140°F]	2 x 1110 A			
Number of DC Ports ⁽¹⁾	max 24 fuse +/- monitored max 36 fuse + monitored			
AC Connection				
Number of Phases	Three-phase			
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	4095 kVA	4299 kVA	4504 kVA	4709 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	3790 kVA	3979 kVA	4169 kVA	4358 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	3637 kVA	3819 kVA	4001 kVA	4183 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	1819 kVA	1910 kVA	2001 kVA	2091 kVA
Maximum AC Current @40°C [104°F]	3940 Arms			
Nominal AC Voltage, LV side ⁽¹⁾	600 Vrms	630 Vrms	660 Vrms	690 Vrms
Nominal AC Voltage, MV side ⁽¹⁾	< 34.5 kV			
Nominal Voltage Allowance Range ⁽¹⁾	+/-10%			
Frequency Range ⁽¹⁾	47.5 - 63 / 57 - 63 Hz			
THD of AC Current	< 1% @Sn			
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)			
Protection devices				
DC Connection	Motorized disconnectors, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), reverse polarity detection, DC ground fault and insulation detection			
AC Connection	Motorized AC circuit breakers, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), Anti-islanding, Voltage failure, Frequency failure			
Over-temperature Protection	Included			
Emergency Push Button	Included			

Tabella 3 – Inverter centralizzato: principali caratteristiche tecniche

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questo inverter sono compatibili con quelli delle stringhe di moduli FV ad esso afferenti, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita (630 V – 50 Hz) sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Gli inverter avranno in ingresso i cavi DC provenienti dagli SB; ogni inverter è in grado di ricevere fino a 24 input; ciascun ingresso in corrente continua sarà protetto tramite un fusibile dedicato mentre la sezione in corrente alternata sarà protetta tramite interruttore.

Gli inverter, aventi grado di protezione IP 54, saranno installati direttamente sulla struttura skid in configurazione "outdoor" e risultano adatti ad operare nelle condizioni ambientali che caratterizzano il sito di installazione dell'impianto FV (intervallo di temperatura ambiente operativa: -20...+50 °C).

L'uscita in corrente alternata di ciascun inverter sarà collegata direttamente al circuito secondario del trasformatore di potenza BT/MT installato nel rispettivo skid.

Ciascun inverter è in grado di monitorare, registrare e trasmettere automaticamente i principali parametri elettrici in corrente continua ed in corrente alternata. L'inverter selezionato è conforme alla norma CEI 0-16.

Si ritiene opportuno sottolineare che la scelta definitiva del produttore/modello dell'inverter centralizzato sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità da parte dei produttori. L'architettura d'impianto non subirà comunque alcuna variazione significativa.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.4.1.3 Trasformatore BT/MT

All'interno di ciascuna cabina sarà ubicato un trasformatore elevatore MT/BT, raffreddato ad olio, sigillato ermeticamente ed installato su apposita vasca di raccolta olio.

Ogni trasformatore è essenzialmente definito da potenza nominale ed un rapporto di trasformazione pari tensione primaria / tensione secondaria. Le principali caratteristiche della macchina selezionata sono riportate di seguito.

Tabella 4 - Trasformatore BT/MT: principali caratteristiche tecniche

Caratteristiche costruttive	Ermetico - KNAN Natural Oil (FR3)
Potenza	4'100 kVA
Gruppo vettoriale	Dy11
Tensione primario - V₁	30'000 V
Tensione secondario - V₂	630 V
Frequenza nominale	50 Hz
V_{cc}	6%
Perdite nel ferro	≤ 0,15%
Perdite nel rame	≤ 0,8%
Dimensioni	2,4 x 1,5 x 2,5 [m]
Peso – con olio	~ 8 t
Peso – senza olio	~ 6,35 t

L'olio utilizzato come isolante all'interno del trasformatore è del tipo naturale FR3, quindi caratterizzato da un minor impatto ambientale rispetto al più "tradizionale" olio minerale in quanto realizzato interamente con oli vegetali biodegradabili e con punto di fuoco molto più alto. Sono previsti non più di 2'000 litri di olio per ogni macchina. Ciascun trasformatore sarà installato sopra apposita vasca di fondazione per la raccolta oli, realizzata in cemento ed opportunamente trattata al fine di essere impermeabile agli oli stessi. La superficie in pianta della vasca, al netto dello spazio occupato dal trasformatore, sarà pari a 5m², ed avrà un'altezza pari a 0.4m, per un volume utile complessivo pari a 2m³.

In accordo con le Normative di riferimento, ed in particolare la IEC 60076-1/2/3, la potenza di un trasformatore è definita ad una temperatura ambiente di riferimento pari a 40°C; essendo una macchina passiva, il limite di potenza è definito in funzione di un surriscaldamento dei componenti e della relativa vita utile del componente con classe termica inferiore. Dato che la temperatura raggiunta dal singolo componente è in funzione sia della temperatura ambiente che della potenza passante:

- per Tamb < 40°C, la potenza sopportata dal trasformatore sarà superiore alla potenza nominale;
- per Tamb > 40°C, la potenza sopportata dal trasformatore sarà inferiore alla potenza nominale.

Nel verificare il coordinamento inverter-trasformatore saranno considerati solo i due punti a temperatura ambiente 25 e 50°C.

In particolare il costruttore è tenuto a condividere la curva potenza in funzione della temperatura ambiente: durante la progettazione esecutiva sarà necessario verificare il completo coordinamento inverter-trasformatore MT/BT lungo tutti i range possibili di temperatura ambiente.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

In Figura 8 è riportata un'immagine esemplificativa della tipologia di trasformatore installato all'interno di ciascuna cabina.



Figura 8 - Trasformatore BT/MT in olio

2.4.1.4 Quadro MT

Il quadro di media tensione (QMT) è classificato in accordo alla Norma di riferimento CEI EN 62271-200 come segue:

36kV-20kA-630A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

ovvero in particolare con l'Internal Arc Certification (IAC) su tutti e 4 i lati (Fronte Lati Retro) a massima sicurezza dell'operatore.

Il quadro sarà composto da tre unità:

- nr. 2 per l'attestazione dei cavi di MT sia lato rete che lato campo;
- nr. 2 (nr.1 in caso di cabina singola) per la protezione trasformatore MT/BT, con un relè di protezione dedicato per le protezioni:
 - massima corrente di fase con ritardo intenzionale (50) ed istantanea (51);
 - massima corrente omopolare per la rimozione dei guasti monofase a terra (51N).

2.4.1.5 Sezione Ausiliari

Nella sezione in bassa tensione saranno ubicati due quadri in bassa tensione contenenti:

- Quadro di alimentazione sezione ausiliari;
- Trasformatori BT/BT (isolato in resina) di potenza nominale pari a 30-50 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
- Un quadro di distribuzione secondaria per l'alimentazione dei carichi della cabina di trasformazione, suddivisi in
 - Sezione "normale" di alimentazione dei servizi non essenziali;
 - Sezione "preferenziale" sotto UPS, dedicata all'alimentazione dei servizi essenziali, quali ad esempio: comandi elettrici di emergenza, SCADA per segnalazione allarmi e stato dei componenti principali.
- Un quadro UPS per alimentazione di emergenza (6kVA – 230/230V, autonomia 2h@ 200 VA).

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.4.2 Cabina MT di smistamento

Lungo il confine Sud dell'impianto fotovoltaico sarà ubicata una cabina di smistamento in media tensione, esercita a 30kV-50Hz, avente lo scopo principale di veicolare la produzione energetica proveniente dalle cabine di trasformazione ubicate nel campo FV verso la stazione elettrica di trasformazione MT/AT, tramite un cavidotto interrato in media tensione.

La cabina sarà costituita da elementi prefabbricati di tipo containerizzato (container marino Hi-Cube da 40'' con dimensioni pari a 12,2x2,44x2,9 m; peso indicativo di 12 t), realizzati in acciaio galvanizzato a caldo e costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP33. Essendo la cabina costruita con un'apposita struttura prefabbricata, tale struttura (precaria) non necessita alcuna autorizzazione urbanistica accessoria.

La cabina sarà posata su apposite fondazioni in calcestruzzo tali da garantirne la stabilità, e nelle quali saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazione per il passaggio dei cavi di potenza e segnale. Per ulteriori dettagli in merito alle fondazioni nonché al sistema di fissaggio del container si rimanda all'elaborato "Particolare cabine elettriche", di cui di seguito si riporta un estratto:

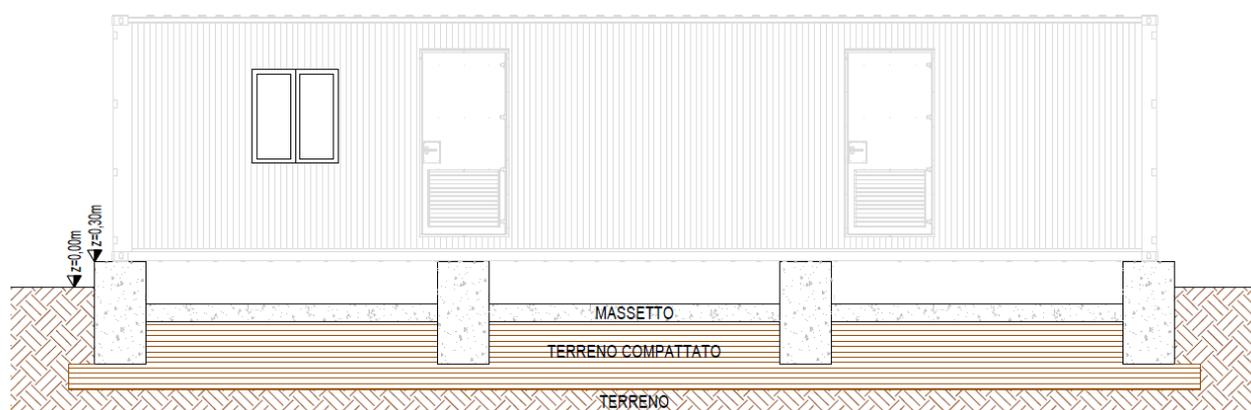


Figura 9 - Cabina MT di smistamento - Vista esterna e fondazioni

All'interno della cabina MT di campo FV sarà essenzialmente previsto:

- Nr. 1 locale tecnico con Quadro MT e sezione ausiliari con trasformatore da 100kVA,
- Nr. 1 locale libero con una postazione SCADA di controllo impianto ed area dedicata ad un minimo di magazzino.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

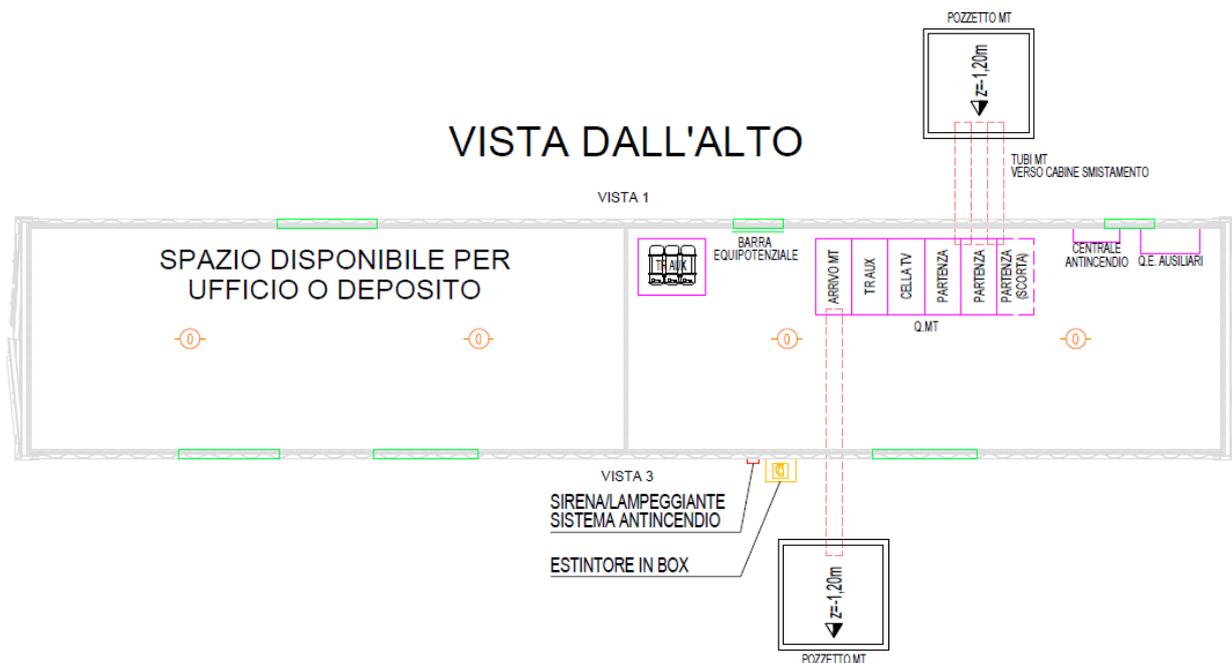


Figura 10 - Cabina MT di smistamento - Vista in pianta

Il quadro di media tensione (QMT) è classificato in accordo alla Norma di riferimento CEI EN 62271-200 come segue:

36kV-16kA-630A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

ovvero in particolare con l'Internal Arc Certification (IAC) su tutti e 4 i lati (Fronte Lati Retro) a massima sicurezza dell'operatore.

Il quadro sarà composto dalle seguenti unità:

- nr. 2 unità per la protezione delle linee MT provenienti dal campo FV, in configurazione radiale, ciascuna di esse è quindi accessoriata con un relè avente le seguenti protezioni MT:
 - massima corrente di fase con ritardo intenzionale (50) ed istantanea (51);
 - massima corrente direzionale omopolare per l'apertura in caso di guasto a terra (67N).
- nr. 1 partenza per la protezione del trasformatore ausiliari con sezionatore-fusibile MT;
- nr. 1 scomparto TV per l'alloggio dei trasformatori di misura di tensione che servono per il controllo dei parametri elettrici di sbarra MT;
- nr. 1 scomparto partenza cavi MT che va verso la cabina MT di SE di Trasformazione;
- nr. 1 scomparto di riserva.

La sezione ausiliari sarà completata da un trasformatore MT/BT (resina E2C2F1, 30/0.4kV, installato nel locale tecnico di cabina) di potenza nominale pari a 100 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari, costituiti da:

- Sezione "normale" di alimentazione dei servizi non essenziali;
- Sezione "preferenziale" sotto UPS, dedicata all'alimentazione dei servizi essenziali, quali ad esempio: comandi elettrici di emergenza, SCADA per segnalazione allarmi e stato dei componenti principali;
- Un quadro UPS per alimentazione di emergenza (6kVA – 230/230V, autonomia 24h@ 200 VA).

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.4.3 Sottostazione Utente di Trasformazione AT/MT

La sottostazione utente sarà ubicata all'interno della sottostazione condivisa da realizzarsi in posizione adiacente al futuro ampliamento della SE Genzano 380/150 kV, ed interesserà una superficie pari a circa 800 m².

Di seguito è riportato il layout della sottostazione utente, per ulteriori dettagli in merito alle modalità di realizzazione delle opere di connessione alla RTN, nonché alle sezioni condivise di tali opere, si rimanda agli elaborati relativi al PTO – Piano Tecnico delle Opere di connessione.

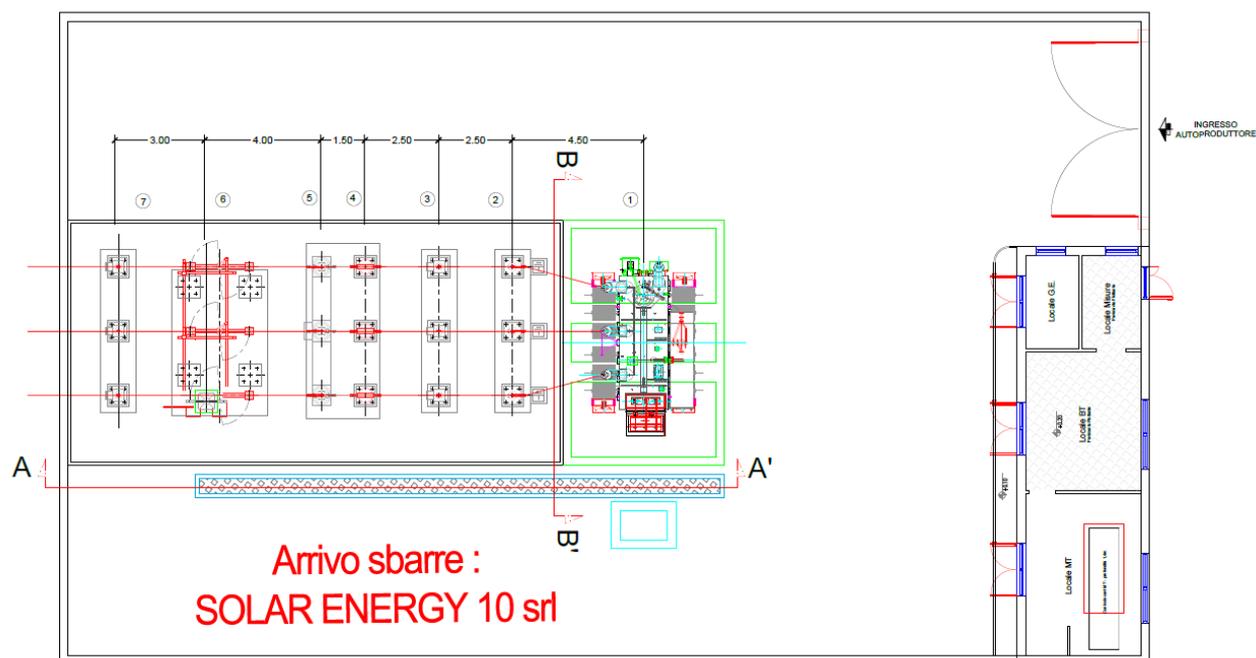


Figura 11 - Layout della sottostazione utente

La sottostazione Utente Produttore è costituita essenzialmente da:

- Componenti ed organi di manovra in Alta Tensione;
- Nr. 1 Trasformatore AT/MT;
- Cabina di Sottostazione;
- Accessori (sistema antintrusione, illuminazione, protezione scariche atmosferiche, etc).

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.4.3.1 Componenti ed organi di manovra in Alta Tensione

I componenti ed organi di manovra in Alta Tensione e le loro funzionalità sono ben indicate nello schema unifilare di PTO, e riassumibili essenzialmente in:

- Nr. 1 terminazione per l'uscita in cavo AT verso la SE Condivisa a 150kV;
- N°1 stallo di Alta Tensione per la manovra e protezione del trasformatore, essenzialmente composta da:
 - Scaricatore di sovratensione AT;
 - Trasformatori di corrente (TA) e di tensione (TV) induttivi;
 - Interruttore tripolare AT;
 - Sezionatore tripolare AT con lame di terra.
- Nr. 1 linea in uscita di Media Tensione, provvisto di sezionatore a doppia apertura laterale con lame di terra.
- Per ulteriori dettagli in merito alle sovramenzionate apparecchiature si rimanda alla relazione dedicata al PTO.

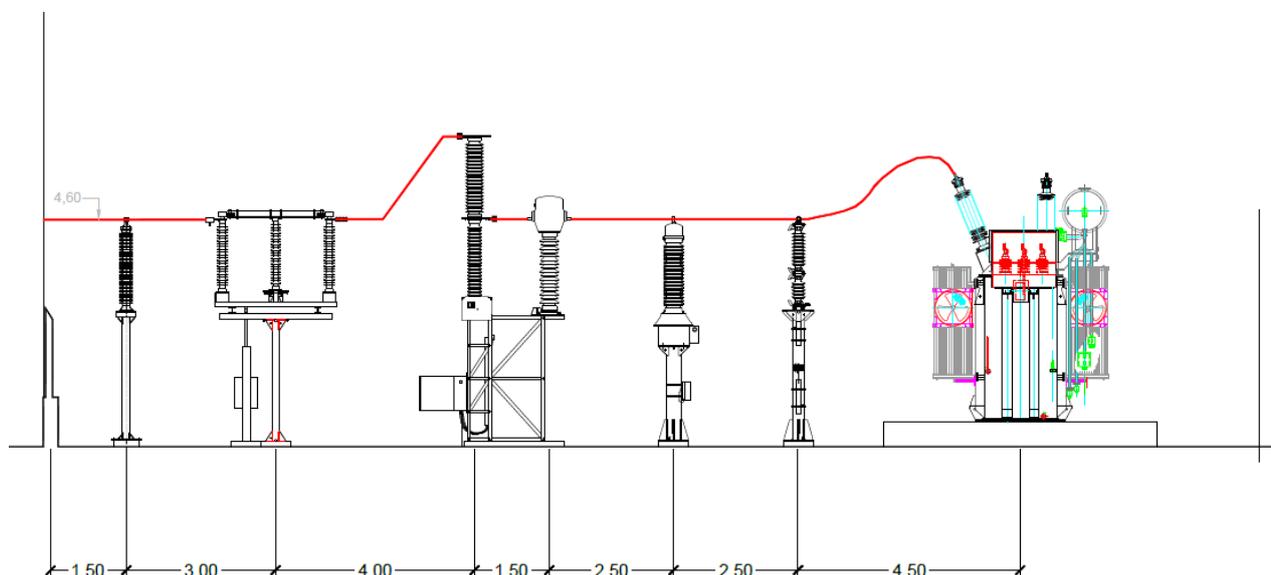


Figura 12 - Vista laterale delle apparecchiature elettromeccaniche in AT

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.4.3.2 Trasformatore AT/MT

È prevista l'installazione di un singolo trasformatore MT/AT da 20 (25) MVA.

Si riportano nella tabella seguente i dati di targa del trasformatore AT/MT.

Caratteristiche costruttive	ONAN / ONAF (Olio minerale)
Potenza	20 / 25 MVA
Gruppo vettoriale	YNd11
Tensione primario - V_1	150'000 V
Tensione secondario - V_2	30'000 V
Regolazione Tensione primaria	$\pm 12 \times 1,25\%$
Frequenza nominale	50 Hz
V_{cc}	10%
Rendimento (indice PEI)	99,684%
Dimensioni	5,6 x 4,8 x 3,5 [m]
Peso	28 t con olio 20 t senza olio

Il massimo volume d'olio previsto per ciascuna macchina sarà non superiore a 9'200 litri.

Il trasformatore sarà installato all'interno di apposita vasca di fondazione per la raccolta oli, realizzata in cemento ed opportunamente trattata al fine di essere impermeabile agli oli stessi.

La superficie in pianta della vasca, al netto dello spazio occupato dal trasformatore, sarà pari a circa 70m², ed avrà un'altezza pari a 0.7m, per un volume utile complessivo pari a 49 m³.

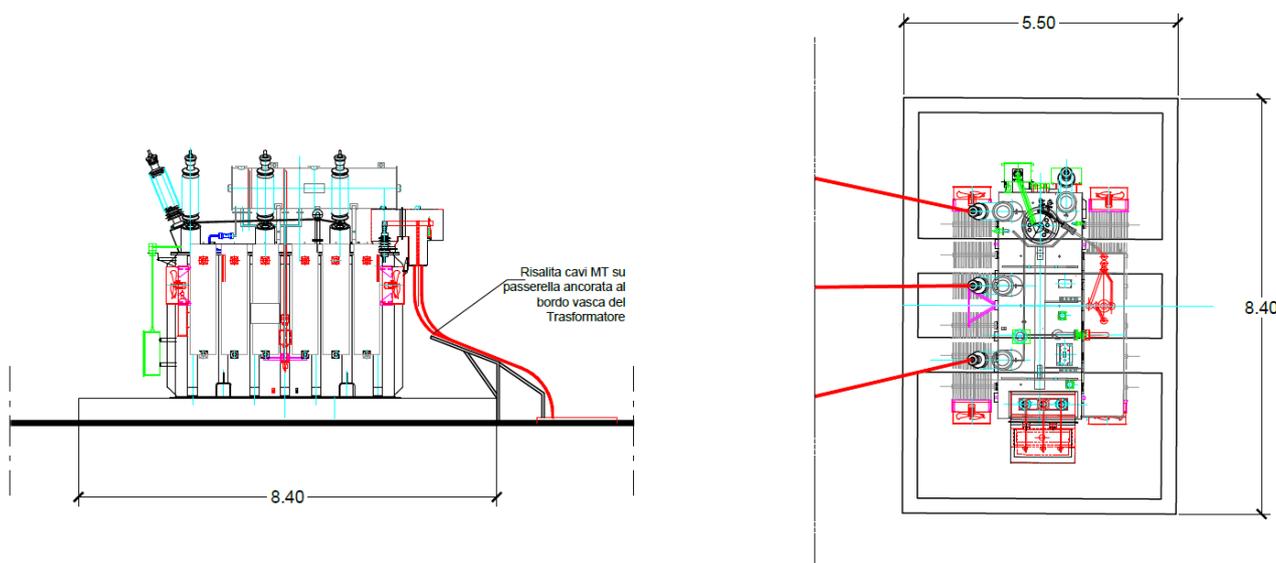
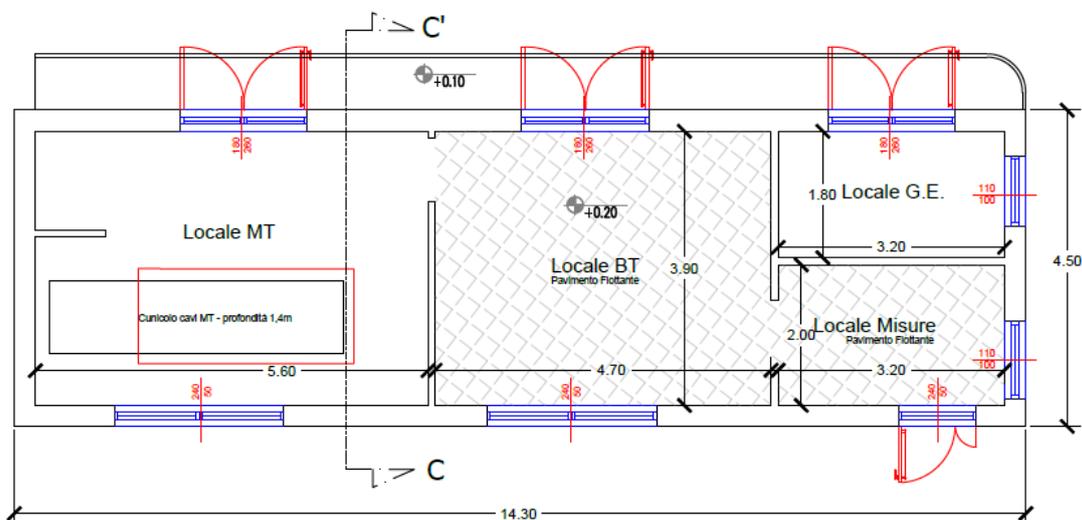


Figura 13 - Viste in sezione e in piante del trasformatore AT/MT

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.4.3.3 Cabina di SE Utente Produttore

La cabina di SE Utente Produttore è essenzialmente costituita da 4 locali tecnici come chiaramente indicato dall'elaborato di riferimento del PTO "Pianta, sezioni e prospetti della stazione utente di trasformazione AT/MT", di cui si riporta di seguito un estratto:



I locali sono:

- Sala di Controllo, dove saranno installati: il quadro di comando delle apparecchiature di AT, i relè di protezione AT, il contatore di energia ed il power plant controller, lo SCADA per la comunicazione con l'operatore di RTN e di supervisione dell'impianto di generazione;
- Locale Bassa Tensione, dove è installato il quadro BT di alimentazione dei servizi ausiliari di SE;
- Il Locale Media Tensione, dove è installato il quadro Media Tensione (QMT) che sarà classificato in accordo alla Norma di riferimento CEI EN 62271-200 come segue:

36kV-25kA-1'250A - LSC2A/PI IAC AFLR 25kA x 3s

ovvero in particolare con l'Internal Arc Certification (IAC) su tutti e 4 i lati (Fronte Lati Retro) a massima sicurezza dell'operatore. Il quadro sarà composto dalle seguenti unità:

- nr. 1 unità di partenza della linea MT diretta verso l'impianto FV;
- Nr. 1 unità TV per i Trasformatori di Misura di Tensione che servono per il controllo dei parametri elettrici del sistema di sbarre MT generale;
- nr. 1 unità per la protezione trasformatore sezione ausiliari di SE;
- Nr. 1 unità di arrivo delle linee MT dal trasformatore AT/MT, le cui protezioni ed il comando saranno necessariamente coordinate con le protezioni lato AT.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.5 Collegamenti elettrici

I cavi previsti nell'impianto di generazione fotovoltaica, sono essenzialmente:

- Cavi in CC - Cavi di stringa: ovvero i cavi CC che collegano la stringa al quadro di parallelo stringa (di seguito SB);
- Cavi in CC - Cavi di SB: ovvero i cavi CC che collegano gli SB all'inverter;
- Cavi in MT: ovvero i cavi MT utilizzati nelle linee radiali interne al campo fotovoltaico verso la Cabina di SE, interna al campo fotovoltaico, e l'elettrodotto MT di connessione del campo FV con la sottostazione di trasformazione AT/MT;
- Altri cavi: quali ad esempio i cavi di alimentazione dei tracker, cavi dei sistemi di sicurezza, etc.

Il dimensionamento dei cavi eserciti in BT (in corrente continua) ed in MT (in corrente alternata), utilizzati per il trasporto di energia dai moduli FV alle cassette di parallelo stringa, quindi alle cabine di trasformazione, ed infine alle cabine di smistamento MT fino al punto di consegna, è stato effettuato tenendo conto dei seguenti criteri di verifica:

- verifica della portata di corrente e coordinamento protezioni;
- verifica della caduta di tensione;
- verifica della tenuta al corto circuito;
- verifica delle perdite.

Per i calcoli dettagliati relativi alle caratteristiche di cavi e cavidotti, nonché al dimensionamento dei cavi si rimanda all'elaborato dedicato "*Relazione preliminare degli impianti*".

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.5.1 Cavi in corrente continua (BT)

I cavi in corrente continua sono necessari per raggruppare i moduli fotovoltaici e rendere disponibile questa energia in ingresso lato CC dell'inverter.

I moduli fotovoltaici di per sé stessi sono forniti già dotati di cavi e relativo connettore CC (uno per il polo negativo, uno per il polo positivo), ma di lunghezza tale da permettere il solo collegamento tra moduli fotovoltaici contigui. Verranno quindi collegati in serie tra di loro fino a comporre una stringa, che in questo progetto è composta dalla serie di 26 moduli FV del costruttore Jinko, serie TigerNeo e modello JKM615N-78HL4-BDV, e presentano una potenza nominale a STC³ pari a 615 Wp.

Il cavo di collegamento di questa stringa è chiamato cavo di stringa e per questo progetto è stato selezionato un cavo del tipo H1Z2Z2-K.

Dato che l'inverter è di tipologia centralizzato, ed in particolare del costruttore Siemens da 4'100 kVA, le stringhe che devono arrivare al suddetto inverter sono in numero considerevole, in particolare fino a 260 stringhe per inverter → 520 cavi di stringa – positivo e negativo – per inverter; risulta quindi evidente la necessità di prevedere direttamente in campo a dei quadri di primo parallelo DC, detti string box (SB di seguito), che in ingresso avranno un certo numero di stringhe (in questo progetto fino a 20 stringhe per SB), che collegheranno in parallelo, rendendo disponibile in uscita una potenza maggiore.

I cavi di collegamento degli SB sono chiamati cavi di SB e per questo progetto è stato scelto il cavo tipo ARG16R16.

La sezione CC verrà esercita con un Sistema Isolato. In accordo con il Sistema Normativo Internazionale, il funzionamento in Sistema Isolato:

- prevede entrambi i poli (Negativo e Positivo) NON connessi a terra in nessun punto ed in nessun caso;
- prevede un controllore di isolamento, che garantisca il continuo monitoraggio del valore di resistenza tra i poli e terra; il cedimento dell'isolamento dovrà essere chiaramente rilevato in modo da permettere al gestore dell'impianto di effettuare i necessari interventi di manutenzione straordinaria alla ricerca del guasto;
- permette il funzionamento del sistema con il primo guasto a terra, a patto che il primo guasto sia chiaramente rilevato e che il secondo guasto determini l'intervento degli organi di protezione atti al sezionamento della parte di circuito sottoposta al doppio guasto.

³ STC - Standard Test Conditions: irraggiamento solare 1000 W/m², temperatura modulo FV 25°C, Air Mass 1,5

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.5.1.1 Cavi di Stringa – Configurazione e modalità di Installazione

I cavi in corrente continua sono necessari per attestare le stringhe, composte da moduli FV collegati in serie, all'inverter. Di seguito sono riassunti i dati principali del cavo in oggetto; si rimanda all'appendice per il datasheet completo.

Tabella 5 - Principali caratteristiche cavi DC-BT.

H1Z2Z2K		
Tratta	Stringhe – Inverter	
Conduttore	Rame stagnato - flessibile	
Isolante	Mescola LSOH (Low Smoke Zero Halogen)	
Guaina esterna	PVC	
Temperatura minima di posa	[°C]	-40
Temperatura massima di esercizio	[°C]	90
Tensione di isolamento DC	[V]	1800
Sezione Minima*	[mm ²]	4
Sezione Massima*	[mm ²]	10
Portata corrente per Sezione Minima*	[A] @ 60 °C	55
Portata corrente per Sezione Massima*	[A] @ 60 °C	95

* Range di sezioni comunemente utilizzate, nelle tabelle seguenti sono riportati i valori di portata per diverse tipologie di sezione.

La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga 500mm e profonda 800mm, che sarà riempita con:

- Sabbia di fiume nella parte più profonda per evitare che i cavi direttamente interrati possano essere a contatto diretto con sassi e/o detriti che ne possano scongiurare l'integrità durante tutti gli anni di esercizio, con:
 - uno spessore pari a circa 100mm sul fondo;
 - uno spessore pari a circa 200mm nel quale verranno installati cavi e corrugati in base alla specificità di ogni tratta;
- Un foglio plastico per la separazione tra strato inferiore e strato superiore, avente anche la funzione di protezione meccanica;
- Terra di riporto per il riempimento dello strato superiore, fino al livellamento nativo della sezione.

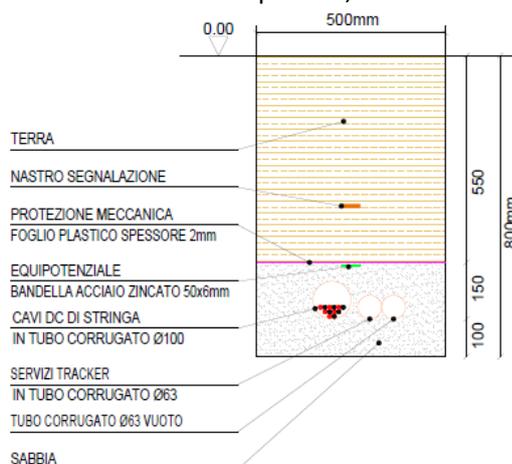


Figura 14 - modalità di installazione cavi DC - BT

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.5.1.2 Cavi SB – Configurazione e modalità di Installazione

I cavi saranno installati:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, disposti in piano nel cavidotto;
- all'interno di tubo corrugato, (un tubo per cavi SB) in uscita dallo SB per evitare l'irraggiamento diretto; l'altra estremità, arrivando già dal terreno, raggiungerà il fondo dell'inverter in aria libera;

Come già specificato nel paragrafo precedente è scelto il cavo in Alluminio, tipo ARG16R16; la configurazione prevista in questa fase di progettazione definitiva è la seguente:

$$2x(1x300) \text{ mm}^2$$

In fase di progettazione esecutiva/costruttiva, potranno essere ottimizzate le configurazioni cavi, prevedendo cavi con sezione inferiore in funzione della distanza del collegamento.

Di seguito si riportano le principali caratteristiche tecniche del cavo selezionato e un estratto delle sezioni tipo dei cavidotti:

ARG16R16		
Tratta	Inverter - QBT	
Conduttore	Alluminio - rigida	
Isolante	HEPR di qualità G16	
Guaina esterna	PVC	
Temperatura minima di posa	[°C]	0
Temperatura massima di esercizio	[°C]	90
Tensione di isolamento U0 - AC	[V]	600
Tensione di isolamento U - AC	[V]	1000
Sezione Minima*	[mm ²]	50
Sezione Massima*	[mm ²]	500
Portata corrente per Sezione Minima*	[A] @ interrato a 20 °C	167
Portata corrente per Sezione Massima*	[A] @ interrato a 20 °C	578

La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga da 500 a 1'200mm (a seconda del numero di cavi DC da posizionare) e profonda 1'000mm, che sarà riempita con:

- Sabbia di fiume nella parte più profonda per evitare che i cavi direttamente interrati possano essere a contatto diretto con sassi e/o detriti che ne possano scongiurare l'integrità durante tutti gli anni di esercizio, con:
 - uno spessore pari a circa 100mm sul fondo;
 - uno spessore pari a circa 200mm nel quale verranno installati cavi SB e corrugati in base alla specificità di ogni tratta;
- Un foglio plastico per la separazione tra strato inferiore e strato superiore, avente anche la funzione di protezione meccanica;

Terra di riporto per il riempimento dello strato superiore, fino al livellamento nativo della sezione.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

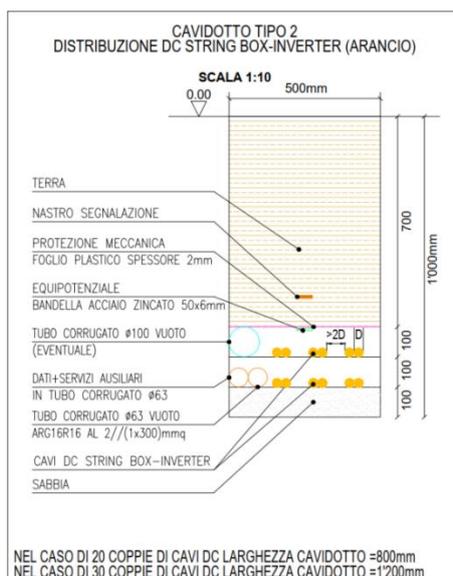


Figura 15 - modalità di installazione cavi String box

2.5.2 Cavi in corrente alternata (MT)

I cavi in Media Tensione sono necessari per collegare in parallelo le varie cabine di trasformazione sparse per il Campo Fotovoltaico fino a raggiungere la Cabina MT di smistamento interna al campo FV e successivamente la sottostazione di trasformazione AT/MT tramite un elettrodotto interrato.

La Media Tensione verrà esercita con un Sistema Trifase Isolato 3F, a tutti gli effetti un sistema IT. In accordo con il Sistema Normativo Internazionale, il funzionamento in IT:

- prevede tutte e tre le fasi (U-V-W) NON connesse a terra in nessun punto ed in nessun caso;
- prevede un coordinamento tra le protezioni di fase e di neutro, in modo che il cavo risulti sempre protetto.

È stata scelta una tipologia di cavo in funzione del tipo di collegamento da effettuare:

- cavo tipo ARP1H5EX per i collegamenti di distribuzione radiali di campo fino alla cabina di smistamento;
- cavo tipo ARP1H5(AR)EX per il collegamento tra la cabina di smistamento e la SE Condivisa di trasformazione.

2.5.2.1 Cavi di Distribuzione MT

I cavi saranno installati:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, disposti a trifoglio nel cavidotto;
- all'interno di tubo corrugato, (un tubo per cavi MT) in entrata/uscita nel tratto di collegamento tra pozzetto e cabine di trasformazione e/o cabina MT di SE Utente Produttore; arrivando in fondazione già sottoterra, raggiungerà il fondo dei quadri MT in aria libera.

Come già specificato nel paragrafo precedente è scelto il cavo in Alluminio tipo ARP1H5EX, mentre la configurazione prevista sarà in funzione del numero di cabine del quale è necessaria trasportare l'energia. Nelle distribuzioni secondarie saranno previste le seguenti configurazioni:

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

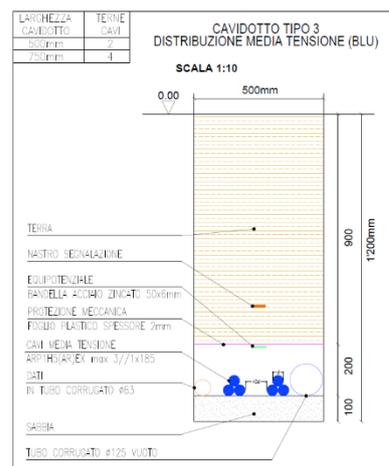
Collegamento cabine di trasformazione →	3// (1x120) mm ²
Collegamento cabine di trasformazione →	3// (1x150) mm ²
Collegamento cabine di trasformazione →	3// (1x185) mm ²

In fase di progettazione esecutiva/costruttiva, potranno essere ottimizzate le configurazioni cavi, prevedendo cavi con sezione inferiore in funzione della distanza del collegamento e della corrente da trasportare.

Si rimanda allo schema unifilare per maggiori dettaglio riguardo ai collegamenti.

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche del cavo selezionato.

Modello	ARP1H5EX
Conduttore	Corda compatta a fili di alluminio (CEI 20-29, classe 2)
Isolante	HPTE (elastomero termoplastico)
Guaina	Polietilene
Temperatura di esercizio	0 – 105°C
Tensione nominale U₀/U (Um)	18/30 (36) kV
Sezione conduttore	120 / 150 /185 mm ²
Portata corrente [A]	A trifoglio direttamente interrati: 120 mm ² : 306 A 150 mm ² : 341 A 185 mm ² : 387 A



La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga da 500 a 750mm (a seconda del numero di cavi MT da posizionare) e profonda 1'200mm, che sarà riempita con:

- Sabbia di fiume nella parte più profonda per evitare che i cavi direttamente interrati possano essere a contatto diretto con sassi e/o detriti che ne possano scongiurare l'integrità durante tutti gli anni di esercizio, con:
 - uno spessore pari a circa 100mm sul fondo;
 - uno spessore pari a circa 200mm nel quale verranno installati cavi e corrugati in base alla specificità di ogni tratta; dovrà essere usata l'accortezza di posizionare i cavi MT opportunamente distanziati tra di loro (>2D con D diametro del cavo MT);
- Un foglio plastico per la separazione tra strato inferiore e strato superiore, avente anche la funzione di protezione meccanica;
- Terra di riporto per il riempimento dello strato superiore, fino al livellamento nativo della sezione.

In talune sezioni il cavidotto potrà essere allargato per evitare che i cavi siano troppo vicini.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.5.3 Elettrodotto MT esterno all'impianto

La Media Tensione verrà esercita con un Sistema Trifase 3F-Neutro Isolato (collegamento lato secondario del trasformatore AT/MT a triangolo).

I cavi saranno installati:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, disposti a trifoglio nel cavidotto;
- all'interno di tubo corrugato, (un tubo per cavi MT) in entrata/uscita nel tratto di collegamento tra pozzetto e cabine di trasformazione e/o cabina MT di SE Utente Produttore; arrivando in fondazione già sottoterra, raggiungerà il fondo dei quadri MT in aria libera.

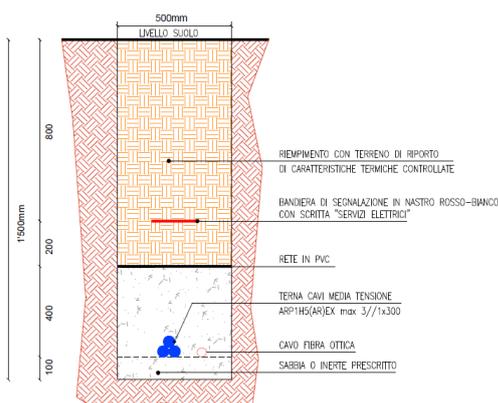
Il cavo selezionato è il cavo in Alluminio tipo ARP1H5(AR)EX, mentre la configurazione prevista sarà:

Cavidotto MT Esterno → 3// [1x(1x300)] mm²

In fase di progettazione esecutiva/costruttiva, potrà essere ottimizzata la configurazione cavi, prevedendo cavi con sezione inferiore in funzione della distanza del collegamento e della corrente da trasportare.

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche del cavo selezionato.

Modello	ARP1H5(AR)EX
Conduttore	Corda compatta a fili di alluminio (CEI 20-29, classe 2)
Isolante	HPTE (elastomero termoplastico)
Guaina	Polietilene (DMP2)
Temperatura di esercizio	0 – 90°C
Tensione nominale U_o/U (Um)	18/30 (36) kV
Sezione conduttore	300 mm ²
Portata corrente [A]	A trifoglio direttamente interrati: 300 mm ² : 486 A



01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

La sezione tipica di questi cavidotti è essenzialmente costituita da una sezione larga da 500mm e profonda 1'500mm, che sarà riempita con:

- Sabbia di fiume nella parte più profonda per evitare che i cavi direttamente interrati possano essere a contatto diretto con sassi e/o detriti che ne possano scongiurare l'integrità durante tutti gli anni di esercizio, con:
 - uno spessore pari a circa 100mm sul fondo;
 - uno spessore pari a circa 400mm nel quale verranno installati cavi e corrugati in base alla specificità di ogni tratta; dovrà essere usata l'accortezza di posizionare i cavi MT opportunamente distanziati tra di loro ($>2D$ con D diametro del cavo MT);
- Un foglio plastico per la separazione tra strato inferiore e strato superiore, avente anche la funzione di protezione meccanica;
- Terra di riporto per il riempimento dello strato superiore, fino al livellamento nativo della sezione.

In talune sezioni, ed in particolare in corrispondenza dell'attraversamento delle interferenze lungo il percorso, il cavidotto sarà differente, per cui ogni terna di cavi, mantenendo la configurazione a trifoglio, entrerà in un tubo corrugato di diametro 300mm e verrà installato posato con la tecnica Trivellazione Orizzontale Controllata (di seguito TOC). Nell'elaborato grafico dedicato (*Cavidotto MT – Interferenze su CTR*) sono state individuate le interferenze del percorso del cavidotto MT ed indicata la modalità di risoluzione di tale interferenza.

2.5.4 Altri cavi

Di seguito l'indicazione delle caratteristiche degli altri cavi previsti all'interno dell'Impianto Fotovoltaico.

2.5.4.1 Cavi nella Cabina di Trasformazione MT/BT

La cabina di trasformazione MT/BT è quell'insieme di componenti atti a rendere disponibile l'energia prodotta da un certo numero di inverter in Media Tensione. I componenti principali sono:

- Inverter centralizzato, ovvero la macchina elettrica che effettua la conversione dell'energia prodotta da corrente continua ad alternata;
- Trasformatore MT/BT, ovvero la macchina elettromeccanica che trasforma l'energia resa disponibile nel QPCA da Bassa a Media Tensione;
- QMT (Quadro Media Tensione), ovvero il quadro che rende disponibile i cavi MT per la distribuzione MT.

La fornitura ed il dimensionamento dei cavi elettrici all'interno di ogni cabina sono da considerarsi come inclusi nella fornitura della cabina di trasformazione.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

2.5.4.2 Cavi nella Sottostazione di Trasformazione AT/MT

La sottostazione di trasformazione AT/MT è quell'insieme di componenti atti a rendere disponibile l'energia da Media Tensione in Alta Tensione, nello specifico caso da 30'000 a 150'000V. I componenti principali sono:

- Componenti ed organi di manovra in Alta Tensione per la protezione e distribuzione dell'Alta Tensione;
- Trasformatore AT/MT, ovvero la macchina elettromeccanica che trasformano l'energia resa disponibile da Media Tensione dal Campo FV ad Alta Tensione per la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN);
- QMT (Quadro Media Tensione), ovvero il quadro che rende disponibile i cavi MT per la distribuzione MT.

È prevista un'unica sottostazione AT/MT. La fornitura ed il dimensionamento dei cavi elettrici all'interno di ogni sottostazione sono da considerarsi come inclusi nella fornitura della sottostazione, per cui il dimensionamento di cavi MT sarà definito in fase di progettazione esecutiva e a cura del fornitore della Sottostazione.

2.5.4.3 Cavi Alimentazione Trackers

I cavi di alimentazione trackers sono cavi di bassa tensione utilizzati per alimentare i motori presenti sulle strutture, responsabili del movimento delle strutture attorno all'asse Nord-Sud, in modo che i moduli fotovoltaici ad essa fissati, siano sottoposti al massimo irraggiamento lungo tutto il movimento giornaliero del sole.

Questi cavi sono alloggiati sia sulle strutture che interrati. Si utilizzerà un cavo per energia, isolato con gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G7, sotto guaina di PVC, non propagante l'incendio, a ridotta emissione di gas corrosivo e con una miscela che lo renda installabile ad aria aperta.

2.5.4.4 Cavi di sicurezza e sorveglianza

Il sistema di sicurezza e videosorveglianza utilizza:

- Telecamere per vigilare l'area della recinzione (motion detection con illuminazione IR notturna);
- Telecamere tipo DOME nei punti strategici ed in corrispondenza delle cabine di trasformazione;
- Sistema di illuminazione da utilizzare come deterrente (nel caso il motion detection rilevi un'intrusione, l'illuminazione relativa a quella zona viene attivata).

2.5.4.5 Cavi Dati

I cavi dati sono i cavi di trasmissione di tutti i dati dei vari sistemi.

Le tipologie di cavo possono essere di due tipi:

- cavo RS485 per tratte di cavo di lunghezza limitata (tipicamente <100m);

cavo in fibra ottica, per tratti di cavo più lunghi.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

3 Verifiche di coordinamento

3.1 Condizioni Ambientali

La verifica del dimensionamento dell'impianto fotovoltaico dipende inevitabilmente dalla definizione delle condizioni ambientali dell'area dove sorgerà l'impianto fotovoltaico.

Il sito di realizzazione dell'impianto presenta un'altitudine di poche centinaia di metri sopra il livello del mare (in particolare tra 430 e 460m slm), per cui elettricamente è una zona standard e non sottoposta ad alcuna limitazione di caratteristiche dielettriche limitate a causa dell'altitudine.

Ai fini del dimensionamento dei componenti d'impianto e dei cavi elettrici, si considera il seguente intervallo di temperature ambiente:

intervallo temperature di funzionamento → +10 ... + 50°C

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

3.2 Coordinamento meccanico

Il coordinamento meccanico consiste nel verificare che la struttura fotovoltaica, installata in questa particolare area geografica ed in questo particolare terreno, sia in grado di sostenere i moduli fotovoltaici.

Per quanto concerne la verifica strutturale relativa agli inseguitori monoassiali si rimanda alla relazione dedicata.

Nell'ambito della presente analisi + stato verificato il coordinamento tra strutture di sostegno e conformazione specifica del terreno, posizionando i moduli solo dove le pendenze lo consentono, come illustrato nell'elaborato "Campo FV – Dettaglio Pendenze Campo", del quale si riporta un estratto in Figura 16.



Figura 16 - Analisi pendenze del campo FV

Si potrà vedere che è tracciata una linea in corrispondenza di ogni struttura, colorandola in:

- * verde, se la pendenza è largamente entro i massimi consentiti;
- * giallo, se la pendenza è entro i massimi consentiti, tracciamento da attenzionare in fase esecutiva;
- * rosso, se la pendenza è oltre i massimi consentiti, per cui saranno necessari alcuni interventi di spostamento terra per la riduzione della pendenza dell'area.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

Essendo il campo privo di alcuna pendenza, il 100% delle strutture risultano verdi.

3.3 Coordinamento Elettrico Lato CC

L'elemento di partenza per il coordinamento lato DC è il modulo fotovoltaico, i cui dati elettrici riportati alle condizioni STC* sono:

Tabella 6 - Datasheet modulo FV

Datasheet modulo		JKM615N-78HL4-BDV	
Lato DC	UDM	Valori da datasheet	coef correttivo
Pannello		STD	%/°C
P	[Wp]	615	-0,29
V _{OC}	[V]	55,44	-0,25
V _{MPP}	[V]	45,77	-0,25
I _{SC}	[A]	14,11	0,045
I _{MPP}	[A]	13,44	0,045
Efficienza modulo STC			
	[%]	22	
Temperatura di funzionamento			
	[°C]	-40 +85	

Si procede quindi con il calcolo dei parametri elettrici del modulo FV in funzione delle condizioni dichiarate nel paragrafo precedente.

Tabella 7 - Condizioni di dimensionamento e funzionamento

Condizioni di dimensionamento		JKM615N-78HL4-BDV	
V _{OC}	[V] @ 10°C		57,52
V _{MPP}	[V] @ 10°C		47,49
I _{SC}	[A] @ 70°C		14,40
I _{MPP}	[A] @ 70°C		13,71
Condizioni di funzionamento		JKM615N-78HL4-BDV	
V _{MPP}	[V] @ 50°C		42,91
I _{MPP}	[A] @ 50°C		13,59

La tensione di esercizio di un impianto FV lato corrente continua è soggetta a variazioni che sono funzione dell'irraggiamento e della regolazione dell'inverter il quale impone una tensione di esercizio in ricerca del punto di massima resa (MPP *Maximum Power Point*). Al fine del dimensionamento e delle condizioni di esercizio si utilizza quindi la tensione di isolamento.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

Si procede con la verifica della tensione di isolamento lato DC secondo la temperatura di dimensionamento indicata in precedenza:

Tabella 8 – Coordinamento tensioni di isolamento

Lato DC		Verifica di tensione JKM615N-78HL4-BDV		
Stringa	UDM	Lato DC	A circuito aperto	Alla max potenza
Nr _{pannelli}	[nr]	26		
V _{OC-stringa}	[V]	1.495		
V _{MPP-stringa}	[V]	1.235		
V _{isolamento-modulo}	[V]	1.500	SI	SI
V _{isolamento-string box}	[V]	1.500	SI	SI
V _{isolamento-cavi}	[V]	1.800	SI	SI

Come per il caso della tensione anche la corrente di esercizio risulta variabile. Si procede quindi con la verifica della corrente di corto circuito lato DC secondo la temperatura di dimensionamento indicata in precedenza:

Tabella 9 - Coordinamento protezioni di intervento

Lato DC		Verifica di corrente JKM560N-72HL4-BDV	
inverter	UDM		
Nr _{max stringhe per String Box}	[nr]	20	
I _{sc max-String Box}	[A]	350	
I _{SC max String Box}	[A]	288,45	SI
Condizioni di funzionamento			
I _{max String Box}	[A]	350	
I _{max String Box funzionamento}	[A] @ 50°C	270,07	SI

Il fusibile di protezione per ogni stringa è correttamente dimensionato a 30A.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

3.4 Coordinamento Elettrico Lato CA

I dati elettrici relativi alle condizioni di esercizio lato AC rispettano il coordinamento tra i vari componenti d'impianto; allo stesso modo sono rispettati i valori di portata di corrente oltre che i rapporti di potenza e tensione. Nel presente paragrafo si riportano le informazioni generiche riguardanti la cabina di trasformazione in quanto il coordinamento della componentistica in oggetto è responsabilità del produttore della stessa. La cabina è composta da due inverter centralizzati del produttore Gamesa:

Tabella 10 - Datasheet singolo inverter centralizzato

Datasheet inverter		
Inverter	UDM	
P_{\max} inverter	[kW]	4.100
V_{nom} inverter	[V]	630
I_{inverter}	[A]	2.500

Il trasformatore è costituito da due avvolgimenti di bassa ciascuno attestato al singolo inverter; si rimanda allo schema unifilare per maggiori informazioni.

Tabella 11 - Datasheet trasformatore

Datasheet trasformatore		
	UDM	
$P_{\text{trasformatore}}$ totale	[kVA]	4.100
V_{MT} trasformatore	[V]	30.000
V_{BT} trasformatore	[V]	630
$V_{\%}$		6%
I_{nom} - trasformatore MT	[A]	78,9
I_{nom} - trasformatore BT	[A]	3.757,4
I_{SC} - trasformatore BT	[A]	62.623

Per gli impianti fotovoltaici al fine di incrementarne l'efficienza è bene dimensionare il rapporto DC/AC in modo che sia compreso tra 1 e 1,5. Questo perché a seconda dei vari orientamenti, per la definizione dei dati di targa⁴ e per i valori medi di irraggiamento i moduli non saranno mai in grado di produrre la potenza dichiarata.

Tabella 12 - Rapporto DC/AC

Rapporto DC/AC		
Potenza di picco lato fotovoltaico DC	[kWp]	20.659,08
Potenza elettrica AC	[kW]	20.500,00
Coordinamento rapporto AC/AC		1,01

⁴ in riferimento alla potenza effettivamente resa disponibile dai moduli FV per effetto degli scostamenti dalle condizioni STC indicate nel paragrafo precedente.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

4 Verifica cavi elettrici

Questo capitolo è dedicato alla verifica della correttezza della tipologia di cavo scelto, verificando per ogni tipologia di cavi e per ogni tratta:

- Verifica portata corrente e coordinamento protezioni;
- Verifica caduta di tensione;
- Verifica tenuta al corto circuito;
- Verifica delle perdite.

4.1 Cavi di Stringa

I cavi in corrente continua da verificare sono di due tipologie: cavi di stringa e cavi di SB.

4.1.1 Tensione di esercizio

In merito alla tensione, il lato continua di un Impianto di Generazione Fotovoltaico ha un valore di tensione di esercizio variabile, a seconda dell'irraggiamento e della regolazione dell'inverter, che impone la tensione di esercizio in ricerca del punto di massima (MPP) o, in rarissimi casi, impone una tensione di esercizio che mantenga in uscita (lato CA) un valore imposto di potenza.

Per conoscere i valori di riferimento di tensione bisogna quindi fare riferimento al dimensionamento campo FV, descritto nella relazione tecnica cavi impianto; per cui il valore di riferimento della tensione è pari a:

$$V_e = 1'500 \text{ V}$$

4.1.2 Corrente di esercizio

In merito alla corrente, analogamente a quanto descritto nel paragrafo precedente, bisogna fare riferimento al dimensionamento campo FV, descritto nella relazione tecnica cavi impianto; in accordo con le Norme di riferimento, la corrente di dimensionamento è pari alla corrente di corto circuito a 70°C di temperatura di cella, per cui il valore di riferimento della corrente è pari a:

$$I_N = 14,40 \text{ A}$$

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

4.1.3 Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni

Per valutare la portata in corrente devono essere determinati su ogni tratta i coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di installazione.

I coefficienti di declassamento sono in funzione della modalità di posa, che per i cavi in Corrente Continua sono:

- in aria, nei tratti lungo la struttura fotovoltaica di sostegno dei moduli fotovoltaici, con più circuiti;
- all'interno di tubo corrugato nei tratti sotterranei per il collegamento tra diverse file strutture fotovoltaiche, con più circuiti.

I coefficienti sono rispettivamente:

Cavi in aria	Cavi in Tubo Corrugato interrato
Temperatura → $k_1 = 1$	Temperatura → $k_1 = 1$
Tipo di posa: stesso piano, circuiti a contatto → $k_2 = 0,80$	Tipo di posa: più circuiti per tubo in aria → $k_2 = 0,6$
	profondità = 0,7m → $k_3 = 1$
	resistività terreno = 1,5 °K x m/W → $k_4 = 1$
fattore di sicurezza → $k_5 = 1$	fattore di sicurezza → $k_5 = 1$
TOTALE → $k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_5 = 0,8$	TOTALE → $k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,6$

(*) = il valore di portata del cavo solare è già dichiarato a 60°C, per cui in via cautelativa si considera un fattore di temperatura unitario.

È evidente che la condizione peggiorativa sia il tratto in cui i cavi sono posizionati all'interno del tubo corrugato: la verifica della portata di corrente deve essere fatta considerando questa condizione peggiorativa: verrà quindi considerato il fattore $k_{TOT} = 0,6$.

La verifica ha esito positivo per ogni tratta della condizione:

$$I_N < I_Z$$

dove:

- I_N è la corrente nominale della linea da proteggere;
- I_Z è la portata del cavo.

Facendo riferimento alla configurazione cavi riportata in relazione tecnica impianto e nello schema unifilare, e al valore di portata lorda dei cavi (portata in aria libera), riportato nel data sheet in appendice, di seguito la tabella riassuntiva di verifica portata di corrente.

(unità di misura: I_N , I_Z e la portata lorda sono espresse in A, la configurazione cavi è espressa in mm²)

I_N	Configurazione Cavo	Potata lorda	ktot	I_Z	Verifica
14,40	2//(1x6)	70	0,6	42	OK

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

4.1.3.1 Coordinamento Protezioni

Ogni cavo di corrente continua sarà protetto direttamente da una coppia di fusibili direttamente installati all'interno del SB, uno collegato in serie al polo positivo, uno in serie al polo negativo. I fusibili selezionati sono di taglia uguale per ogni stringa:

$$I_{FUS} = 30A - \text{tipo gPV, 1'500V}$$

Il fusibile è un organo di protezione termico, il cui valore di intervento (e conseguente apertura del circuito) dipende dal fattore di declassamento per temperatura ambiente. Dato che il fusibile è all'interno del quadro SB, installato all'estero e con grado di protezione pari a IP65, si calcola la corrente reale di intervento del fusibile pari a

$$I_{PROT} = 30A \times 0,8 = 24A$$

La verifica del coordinamento ha esito positivo se è rispettata la seguente condizione:

$$I_N < I_r < I_z$$

dove:

- I_N è la corrente nominale di stringa, pari a 14,40A;
- I_r è la corrente di protezione, appena calcolata, pari a 24A;
- I_z è la corrente del cavo selezionato, calcolata nel precedente paragrafo, pari a 42.

Nel presente caso si ha:

$$14,24 < 24 < 42$$

La portata di corrente e la verifica coordinamento di protezioni di tutte le linee è verificata. OK 

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

4.1.4 Verifica Caduta di Tensione

Per valutare la caduta di tensione sarà applicata la seguente formula:

$$\Delta v\% = \frac{n \times I_e \times L \times r}{V_e}$$

dove:

- n una costante che dipende dal sistema di distribuzione, che nel caso di corrente continua è pari a 2;
- I_e è la corrente della singola stringa, che non può essere la corrente di dimensionamento, ma quella di funzionamento a massima potenza, pari a 14,40A;
- L è la lunghezza del tratto di stringa espressa in km, data dalla somma del cavo di stringa con i cavi di modulo:
 - o il cui computo è riassunto per campo nella tabella seguente:

Stringhe	L tot collegamento [km]	L media tratta [km]	L MAX [m]
1'292	~95	~0,065	~0,110

al fine della verifica del valore della caduta di tensione verrà considerato il valore di lunghezza cavi media e massima, quindi pari rispettivamente a 65 e 110m;

- o i cavi uscenti da ogni modulo hanno una lunghezza pari a 0,3m; dato che la stringa è composta da 26 moduli, i cavi dei moduli hanno lunghezza pari a 15,6m.

La lunghezza totale di stringa è quindi pari a 81 e 126m, ovvero 0,081 e 0,126km;

- r è la resistenza specifica del conduttore, in accordo con data sheet pari a 3,39 Ω /km;
- V_e è la tensione di esercizio della stringa, che come spiegato è variabile durante l'esercizio; si considera il valore di MPP, quindi pari a $V_{MPP} = 1'235V$.

Si può quindi applicare la formula del calcolo della caduta di tensione:

$$\Delta v\%_{media} = \frac{2 \times 14,4 \times 0,081 \times 3,39}{1'235} = 0,64\%$$

Il valore di caduta di tensione per ogni sezione è limitato dalle Norme ed il valore limite è pari al 3%, per cui:

$$\Delta v\%_{MAX} = 0,64\% < 3\%$$

Il dimensionamento del cavo CC rispetta le condizioni di massima caduta di tensione della tratta. OK ✓

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

4.1.5 Verifica Tenuta al corto circuito

Per valutare la tenuta al corto circuito (energia passante) sarà applicata la seguente formula:

$$S_{\min} = \frac{I_{CC} \times \sqrt{t}}{k_C}$$

Il funzionamento della sezione in corrente continua dell'impianto fotovoltaico prevede una corrente di corto circuito pari a 14,4A e quindi la verifica della tenuta al corto circuito altro non è che la verifica della portata del cavo, già verificata nei paragrafi precedenti.

4.1.6 Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni

Per valutare la portata in corrente devono essere determinati su ogni tratta i coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di installazione.

I coefficienti di declassamento sono in funzione della modalità di posa, che per i cavi in Corrente Continua SB sono:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, in formazione in piano;
- all'interno di tubo corrugato per brevi tratti di raccordo (un tubo per cavi SB), in uscita dallo SB per entrare nel terreno ed in ingresso della cabina di trasformazione MT/BT.

I coefficienti sono rispettivamente:

Cavi Direttamente Interrati	Cavi in Tubo Corrugato (un circuito per tubo)
Temperatura → $k_1 = 1$	Temperatura ≤ 45 → $k_1 = 0,87$
Tipo di posa: stesso piano, circuiti a distanza 2D → $k_2 = 0,80$	Tipo di posa: un circuito per tubo in aria → $k_2 = 0,80$
profondità = 0,7m → $k_3 = 1$	
resistività terreno = 1,5 °K x m/W → $k_4 = 1$	
fattore di sicurezza → $k_5 = 1$	fattore di sicurezza → $k_5 = 1$
TOTALE → $k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,8$	TOTALE → $k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,7$

(*) = il valore di portata del cavo solare è già dichiarato a 60°C, per cui in via cautelativa si considera un fattore di temperatura unitario.

Applicando al valore di corrente, l'indicazione fornita dal costruttore a seconda che sia direttamente interrata (497A) o in tubo (548A), calcoliamo la condizione peggiorativa:

Cavi Direttamente Interrati	Cavi in Tubo Corrugato (un circuito per tubo)
Portata Cavo interrato Lorda = 497A	Portata Cavo in aria Lorda = 548A
$k_{TOT} = 0,8$	$k_{TOT} = 0,7$
Portata Cavo Netta = 397,6A	Portata Cavo Netta = 383,6A

La condizione peggiorativa è quindi della tratta in tubo corrugato.

La verifica ha esito positivo per ogni tratta della condizione:

$$I_N < I_Z$$

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

dove:

- I_N è la corrente nominale della linea da proteggere;
- I_z è la portata del cavo.

I_N	Configurazione Cavo	I_z	Verifica
288A	2//(1x300)	383,6	OK

È inoltre necessario tenere presente che gli string box ospitano al massimo 15 stringhe e la corrente risulta nominale risulta in questo modo inferiore a 288A.

4.1.6.1 Coordinamento Protezioni

Ogni cavo di corrente continua sarà protetto direttamente da una coppia di fusibili direttamente installati all'interno dell'inverter, uno collegato in serie al polo positivo, uno in serie al polo negativo. I fusibili selezionati sono di taglia uguale per ogni stringa:

$$I_{FUS} = 400A - 1'500V$$

Il fusibile è un organo di protezione termico, il cui valore di intervento (e conseguente apertura del circuito) dipende dal fattore di declassamento per temperatura ambiente. Dato che il fusibile è all'interno dell'inverter, installato all'esterno e con grado di protezione pari a IP54, si calcola la corrente reale di intervento del fusibile pari a

$$I_{PROT} = 400A \times 0,875 = 350A$$

La verifica del coordinamento ha esito positivo se è rispettata la seguente condizione:

$$I_N < I_r < I_z$$

dove:

- I_N è la corrente nominale di stringa;
- I_r è la corrente di protezione, appena calcolata, pari a 350A;
- I_z è la corrente del cavo selezionato, calcolata nel precedente paragrafo, pari a 383,6.

Nel presente caso si ha:

$$288 < 350 < 383,6$$

La portata di corrente e la verifica coordinamento di protezioni di tutte le linee è verificata. OK 

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

4.1.7 Verifica Caduta di Tensione

Per valutare la caduta di tensione sarà applicata la seguente formula:

$$\Delta v\% = \frac{n \times I_e \times L \times r}{V_e}$$

dove:

- n una costante che dipende dal sistema di distribuzione, che nel caso di corrente continua è pari a 2;
- I_e è la corrente del singolo SB, da determinare come multiplo della corrente di stringa (pari a 14,4), in base al numero di stringhe collegate;
- L è la lunghezza del tratto di stringa espressa in km, computata per ogni singolo SB;
- r è la resistenza specifica del conduttore, in accordo con data sheet pari a 0,1 Ω /km @20°C che riportati a 60°C diventa pari a 0,116 Ω /km;
- V_e è la tensione di esercizio dello SB, che come spiegato è variabile durante l'esercizio; si considera il valore di MPP, quindi pari a $V_{MPP} = 1'235V$.

Si faccia riferimento alla tabella di calcolo della caduta di tensione e perdite su ogni singola tratta riportata alla fine del paragrafo 3.3, dove sono evidenziate in rosso, giallo, verde le tratte con lunghezze superiori rispettivamente a 300, 400, 500m, che identificano valori puntuali di caduta di tensione alti che andranno attenzionati durante la fase costruttiva. Si consideri che:

- la lunghezza media della connessione è pari a 191m;
- la lunghezza più corta della connessione è pari a 35m;
- la lunghezza più lunga della connessione è pari a 460m.

Dal risultato del calcolo della caduta di tensione si ottiene una media pari a:

$$\Delta V\%_{media} = 1\%$$

Il dimensionamento del cavo CC rispetta le condizioni di massima caduta di tensione della tratta. Per un'analisi più dettagliata si dovrà fare riferimento al progetto esecutivo. OK ✓

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

4.1.8 Verifica Tenuta al corto circuito

Per valutare la tenuta al corto circuito (energia passante) sarà applicata la seguente formula:

$$S_{\min} = \frac{I_{CC} \times \sqrt{t}}{k_C}$$

Il funzionamento della sezione in corrente continua dell'impianto fotovoltaico prevede una corrente di corto circuito pari a $20 \times 14,4 = 288A$ e quindi la verifica della tenuta al corto circuito altro non è che la verifica della portata del cavo, già verificata nei paragrafi precedenti.

4.2 Cavi in Media Tensione

I cavi in Media Tensione sono necessari per portare l'energia prodotta dalle Cabine di Trasformazione alla Cabina smistamento di campo (CS) ed infine alla cabina di SE Utente-Produttore.

4.2.1 Tensione di esercizio

La tensione di esercizio della rete di Media Tensione del presente impianto è 30'000V.

La variazione di tensione di rete ammessa su Alta Tensione (Allegato A68) è 85% V_N ... 115% V_N . La stabilità della tensione di esercizio sulla rete Media Tensione è garantita dal commutatore sotto carico che è previsto lato AT sul trasformatore AT/MT di sottostazione, che è posizionata nelle immediate vicinanze del campo. Il commutatore prevede 25 posizioni ($\pm 12 \times 1,25\%$) e la posizione sarà selezionata automaticamente in base alla misura della tensione lato media: verrà impostato un valore ed un ritardo di intervento per evitare le oscillazioni – tarato tipicamente con ritardo pari a 30s –, il commutatore garantisce di operare in maniera continuativa un intorno più ristretto, 95% V_N ... 105% V_N .

In conclusione i valori di riferimento della tensione di esercizio sono:

$$V_e = 30'000 V, \quad \text{con intervallo funzionamento su rete MT pari a } 95\% \dots 108\% V_e$$

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

4.2.2 Verifica Portata di Corrente e Coordinamento Protezioni

La corrente nominale di ogni singola tratta è determinata dalla potenza trasmessa, che in prima approssimazione equivale a dire il numero di inverter che è l'elemento generatore sottesi alla singola tratta.

Per valutare la portata in corrente devono essere determinati su ogni tratta i coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di installazione.

I coefficienti di declassamento sono in funzione della modalità di posa, che per i cavi di Media Tensione sono:

- direttamente interrati lungo tutto il percorso, in formazione a trifoglio;
- all'interno di tubo corrugato agli estremi (un tubo per terna cavi inverter), in ingresso ed in uscita dalle varie cabine di collegamento.

I coefficienti sono rispettivamente:

Cavi Direttamente Interrati	Cavi in Tubo Corrugato (un circuito per tubo)
Temperatura → $k_1 = 1$	Temperatura < 45°C → $k_1 = 0,87$
Tipo di posa: stesso piano, circuiti a distanza 2D → $k_2 = 0,80$	Tipo di posa: più circuiti per tubo in aria → $k_2 = 0,80$
profondità = 0,7m → $k_3 = 1$	
resistività terreno = 1,5 °K x m/W → $k_4 = 1$	
fattore di sicurezza → $k_5 = 0,95$	fattore di sicurezza → $k_5 = 0,95$
TOTALE → $k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,76$	TOTALE → $k_{TOT} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4 \times k_5 = 0,66$

(*) = il valore di portata del cavo solare è già dichiarato a 60°C, per cui in via cautelativa si considera un fattore di temperatura unitario.

Si determina ora la condizione peggiorativa prendendo ad esempio il cavo da 120mm², seguendo l'indicazione fornita dal costruttore a seconda che sia direttamente interrata o in tubo, calcoliamo la condizione peggiorativa:

Cavi Direttamente Interrati	Cavi in Tubo Corrugato (un circuito per tubo)
Portata Cavo interrato Lorda = 306A	Portata Cavo in aria Lorda = 345A
$k_{TOT} = 0,76$	$k_{TOT} = 0,66$
Portata Cavo Netta = 232,56A	Portata Cavo Netta = 227,7A

La condizione peggiorativa è quindi della tratta in tubo corrugato, che verrà verificata per ogni tipologia di cavo e di collegamento.

La verifica ha esito positivo per ogni tratta se:

$$I_N < I_Z$$

dove:

- I_N è la corrente nominale della linea da proteggere;
- I_Z è la portata del cavo.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

4.2.2.1 Coordinamento Protezioni

Nella sezione di verifica della portata di corrente, dovrà essere verificato anche il coordinamento protezioni.

Il criterio per il settaggio delle protezioni lato MT è il seguente:

Protezione linee radiali MT	Relè di protezione elettronica
	51> → $I \geq 1,05 I_N$ t=1s
	51>> → $I \geq 3 I_N$ t=430ms
	51>>> → $I > 5 I_N$ t=100ms

La verifica del coordinamento ha esito positivo se è rispettata la seguente condizione:

$$I_N < I_r < I_z$$

dove:

- I_N è la corrente nominale della linea da proteggere;
- I_r è la corrente regolata, ovvero settaggio della protezione 51>;
- I_z è la corrente del cavo, ovvero quella calcolata con la portata del cavo.

Per tutte le tratte esercite in media tensione la portata del cavo è notevolmente superiore rispetto alla corrente nominale. Per un'analisi più dettagliata si dovrà fare riferimento al progetto esecutivo.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

4.2.3 Verifica Caduta di Tensione

Per valutare la caduta di tensione sarà applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times I_N \times L \times (r \times \cos \phi + x \times \sin \phi)}{V_e}$$

dove:

- I_N è la corrente di riferimento per la tratta, calcolata come multiplo della corrente di ogni cabina;
- L è la lunghezza della tratta, espressa in km, ricavata dal lay-out;
- r è la resistenza specifica, espressa in Ω/km , ricavata dalla tipologia di cavo utilizzata;
- x è la reattanza specifica, espressa in Ω/km , ricavata dalla tipologia di cavo utilizzata;
- $\cos \phi$ è il fattore di potenza del carico, posto pari a 0,99 per il tratto MT;
- $\sin \phi$ si deriva dal fattore di potenza;
- V_e è la tensione di esercizio, pari a 30'000V.

Dovrà essere calcolata la caduta di tensione di ogni singola linea MT, ovvero dalla cabina SSE all'ultima cabina di trasformazione di ogni linea radiale, sommando i vari contributi di ogni tratta che costituisce la linea MT.

In questa sezione si verificano i tratti di distribuzione MT.

Per tutte le tratte esercite in media tensione la caduta di tensione rientra entro la prescrizione normativa che impone che sia inferiore al 3%. Per un'analisi più dettagliata si dovrà fare riferimento al progetto esecutivo.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

4.2.4 Tenuta al corto circuito

Per valutare la tenuta al corto circuito (energia passante) sarà applicata la seguente formula:

$$S_{\min} = \frac{I_{CC} \times \sqrt{t}}{k_C}$$

dove:

- I_{CC} è la corrente di corto circuito sulla tratta in analisi, considerati i dati di targa, abbiamo un massimo pari a 3,85kA dato dalla somma della I_{CC} immediatamente a valle del singolo trasformatore AT/MT (contributo del trasformatore AT/MT);
- t è il tempo di estinzione del guasto, pari a 170ms (100ms ritardo intenzionale del relè protezione MT + 70ms tempo medio dell'effettiva apertura dei circuiti dell'interruttore dal comando del relè);
- k_C è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore, dal materiale isolante e dal tipo di conduttore utilizzato; nel presente caso pari a 116.

La verifica della tenuta al corto circuito ha esito positivo se è rispettata la seguente condizione:

$$S_{\text{tratta}} > S_{\min}$$

Tutte le linee hanno l'ultimo tratto di alimentazione di una singola cabina di trasformazione in configurazione 3//(1x95) mm², che è quindi la sezione minima di ogni tratta.

Si può quindi applicare la formula di verifica di tenuta all'energia passante:

$$S_{\min} = \frac{I_{CC} \times \sqrt{t}}{k_C} = \frac{3'850 \times \sqrt{0,170}}{116} = 13,7 \text{ mm}^2$$

e quindi:

$$S_{\text{tratta}} = 95 > 13,7 = S_{\min}$$

Il cavo è in grado di supportare l'energia passante di corto circuito in ogni sua tratta. OK 

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione

4.3 Verifica Perdite

La perdita di potenza su ogni tratta d'impianto si dimostra essere numericamente uguale alla caduta di tensione; ovviamente data la stessa temperatura di esercizio. Di seguito si dimostra l'uguaglianza tra la caduta di tensione e le perdite in termini di potenza per un sistema trifase, analogamente questo è valido per un sistema in Corrente Continua. Si definisce:

- I_n corrente nominale della tratta;
- L lunghezza della tratta;
- r resistenza specifica del conduttore;
- V_n tensione concatenata (tensione utilizzata per i sistemi trifase e riportata nei datasheet);
- V_t tensione di fase (rispetto a terra);
- P_n potenza attiva nominale in uscita (ad esempio dall'inverter);

Note le formule:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \times I_n \times L \times r}{V_n}$$

$$\Delta P\% = \frac{3 \times I_n^2 \times L \times r}{P_n}$$

Dove:

$$P_n = 3 \times V_t \times I_n = \sqrt{3} \times V_n \times I_n$$

Quindi:

$$\Delta P\% = \frac{3 \times I_n^2 \times L \times r}{\sqrt{3} \times V_n \times I_n} = \frac{\sqrt{3} \times I_n \times L \times r}{V_n} = \Delta V\%$$

Si è quindi dimostrata l'uguaglianza tra la perdita di potenza e la caduta di tensione.

01	16-11-2023	REVISIONE
00	06-08-2021	PRIMA EMISSIONE
Revisione	Data	Descrizione