

PROPONENTE:



SOCIETA' APPARTENENTE AL GRUPPO:



Progetto Definitivo

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DI POTENZA MASSIMA PARI A 41,54 MWp CON SISTEMA DI ACCUMULO ELETTROCHIMICO DI PONTENZA PARI A 20 MW PER 4 ORE E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEL COMUNE DI CHIARAVALLE (AN)

TITOLO ELABORATO

PV – Relazione tecnica dell'impianto fotovoltaico

CODICE ELABORATO

SCALA

FOGLIO

FORMATO

R.01/IMP

-

-

A4

01	24/11/2023	Amicone A.	Giancola F.	Biagiola P.

PROGETTAZIONE:



OIKO ENERGY

Via Monte Pagano 41, 65124 (PE)
www.oikoenergy.it

SmartBuildingDesign

ARCHITECTURE | ENGINEERING | ENERGY

via Mascino 3F 60129 Ancona AN
trav.via Madonna delle Grazie 78 86039 Termoli CB
P.IVA 02566930422
www.smartbuildingdesign.it

Progettazione elettrica

Indice

1	Normativa di riferimento.....	4
2	Premessa e scopo	7
3	Introduzione	9
4	Descrizione impianto	11
4.1	Dati generali	11
4.2	Configurazione	12
5	Componenti impianto.....	15
5.1	Moduli fotovoltaici	15
5.2	Strutture di supporto	17
5.3	Inverter.....	19
5.4	Cabina di campo	21
5.4.1	Quadri elettrici BT	23
5.4.2	Trasformatore MT/BT	24
5.4.3	Quadro elettrico MT	25
5.4.4	Trasformatore BT/BT	26
5.5	Cavi	27
5.5.1	Cavi DC	27
5.5.2	Cavi AC.....	30
5.6	Cabina di smistamento.....	36
5.7	Sistema antintrusione	39
5.8	Recinzione	40
5.9	Viabilità interna	41
5.10	Impianto di terra	42

6	Connessione alla RTN	43
7	Criteri generali di progettazione.....	58
7.1	Protezioni contro i contatti diretti	58
7.2	Protezioni contro i contatti indiretti	58
7.3	Protezioni contro le sovracorrenti	60
8	Verifica requisiti agrivoltaico	46
8.1	Requisito A.....	47
8.2	Requisito B.....	49
8.3	Requisito C.....	52
8.4	Requisito D	53
8.5	Requisito E.....	53

1 Normativa di riferimento

Di seguito si riporta un elenco, non esaustivo, dei principali riferimenti normativi applicabili per la progettazione dell'intervento in oggetto. Le leggi o norme applicabili, anche se non menzionate, andranno comunque applicate.

- Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- DECRETO LEGISLATIVO 9 aprile 2008, n. 81 Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.
- DECRETO 22 Gennaio 2008, n.37, regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11- quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005
- D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380 Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia;
- D.M 17/01/2018 - Aggiornamento delle Norme Tecniche per le Costruzioni;
- MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI CIRCOLARE 21 gennaio 2019, n. 7 C.S.LL.PP. Istruzioni per l'applicazione dell'«Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni”» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018.
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili -Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per b.t.;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;
- CEI 81-10: Protezione delle strutture contro i fulmini e valutazione del rischio dovuto a fulmine;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems;
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 20-11 Caratteristiche tecniche e specifiche e requisiti di prova delle mescole per isolanti e guaine per cavi energia e segnalamento;
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso ingomma per tensioni nominali tra 1- 30KV
- CEI 20-21 Calcolo delle portate dei cavi;
- CEI 20-43 Ottimizzazione economica delle sezioni di condutture dei cavi elettrici per

l'energia

- CEI EN 50522,2011-07 (CEI 99-3) Messa a terra degli Impianti a tensione superiore a 1 kV in c.a.
- CEI EN IEC 61936-1 (CEI 99-2) Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. e 1,5 kV in c.c.
- 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 a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz
- Legge 1 marzo 1968, n. 186 - disposizioni concernenti la produzione di materiali,
- Circolare VFF 1324/2012 - "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici";
- Documento GSE "Impianti fotovoltaici in esercizio - Interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico - Procedure ai sensi del D.M. 23 giugno 2016";
- Altre norme UNI e CEI applicabili.

2 Premessa e scopo

In linea con le strategie nazionali e comunitarie in tema di energie rinnovabili la società Blusolar Chiaravalle 1 Srl intende realizzare un impianto di potenza pari a 41,54 MWp di tipo agro-fotovoltaico avanzato nel Comune di Chiaravalle (AN) accoppiato ad un sistema di accumulo elettrochimico di taglia 20MW-80MWh.

Il sito è identificabile dalle coordinate geografiche: latitudine 43.618243°, longitudine 13.326597°.

L'impianto sarà caratterizzato dall'installazione di soluzioni fotovoltaiche innovative ed integrate con montaggio dei moduli elevati da terra e realizzazione di sistemi di monitoraggio in grado di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, il recupero della fertilità del suolo, il microclima e la resilienza ai cambiamenti climatici.

L'impianto sarà dotato strutture ad inseguimento monoassiale, distribuite su di un'area d'impianto suddivisibile in sette sottocampi fotovoltaici dal punto di vista elettrico, ciascuno connesso ad una Power Station o Cabina di Campo. Le Power station saranno connesse alla Cabina di Smistamento, sita all'ingresso del campo, in media tensione, per il tramite di due linee MT ad anello, ognuna delle quali serve rispettivamente tre e quattro sottocampi.

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico verrà convogliata dalla Cabina di smistamento MT presso la Stazione Utente di trasformazione, connessa a sua volta, mediante cavo AT a 132 kV, alla Stazione Terna di Smistamento di Camerata Picena.

L'area del BESS è sita nelle vicinanze della sottostazione utente ed ospita un sistema di accumulo elettrochimico di taglia 20MW-80MWh.

Scopo del presente documento è fornire una descrizione tecnica del progetto e delle opere da realizzare. Inoltre, essendo il progetto caratterizzato dalla coesistenza di attività di produzione di energia e attività agricola, sono qui esposte le modalità di calcolo e attuazione dei requisiti richiesti dalle Linee Guida Ministeriali in tema agrivoltaico.

3 Introduzione

Il Progetto, caratterizzato dalla produzione di energia rinnovabile, è coerente con gli obiettivi contenuti nei quadri programmatici e nei provvedimenti normativi comunitari, nazionali e regionali. La coerenza si evidenzia sia in termini di adesione alle scelte strategiche di natura energetica sia in riferimento agli accordi globali che si oppongono ai cambiamenti climatici.

Negli ultimi anni, la Commissione Europea ha fatto emergere con forza il legame clima-energia-innovazione, con precise scelte di politica pubblica incentrate sullo sviluppo e sulla diffusione di nuove tecnologie e sul finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo in campo energetico.

La politica integrata in materia di energia e cambiamento climatico preannuncia l'avvio di una nuova rivoluzione industriale, volta a trasformare il modo in cui produciamo ed usiamo l'energia nonché le forme di energia che utilizziamo. L'obiettivo è transitare verso un'economia più compatibile con l'ambiente, basata su una combinazione di tecnologie e di risorse energetiche ad alta efficienza e bassa emissione di gas serra, assicurando allo stesso tempo maggiore sicurezza nell'approvvigionamento.

L'11 dicembre 2019 la Commissione europea ha presentato il Green Deal europeo per rendere sostenibile l'economia dell'Unione Europea, rappresentando i problemi ambientali e climatici come nuove opportunità di sviluppo e rendendo in tal modo la transizione energetica inclusiva per tutti. L'obiettivo principe è raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e il pacchetto legislativo "Fitfor55", approvato dalla Commissione Europea il 15 Luglio 2021, mira a trasformare in realtà tali ambizioni.

Il pacchetto "Fit For 55" promuove entro il 2030 l'incremento dal 32% al 40% della quota di energie rinnovabili nel mix energetico europeo, l'installazione di 560 GW di nuove FER, l'incremento del 9% nell'efficienza energetica. Per raggiungere i target viene promossa l'installazione di impianti di energia rinnovabile per la fornitura di energia elettrica green e viene incoraggiato l'utilizzo di combustibili rinnovabili, promuovendo in particolar modo l'idrogeno verde nei settori più difficili da decarbonizzare come l'industria e i trasporti.

Gli obiettivi del pacchetto Fitfor55 sono stati recentemente modificati e integrati mediante il nuovo pacchetto RePowerEU, proposto lo scorso 17 Maggio 2022, come strumento di risposta alla crisi energetica derivante dell'attuale conflitto in Ucraina, che ha evidenziato la forte

dipendenza dell'Unione Europea dalle importazioni di gas russo.

Nel RePowerEU sono stati potenziati i target del Fitfor55 e introdotti obiettivi ancor più stringenti, al fine di azzerare le importazioni UE di combustibili fossili dalla Russia quanto prima:

- Incremento del target UE per le FER al 2030 dal 40% del Fitfor55 al 45%;
- Installazione di circa 730 GW di nuove FER al 2030 in UE (+170 GW rispetto al Fit for 55), di cui circa 440 di FV;
- Incremento del Target UE di efficienza energetica al 2030 dal 9% al 13%;
- Accelerazione su idrogeno e biometano;
- Semplificazione del permitting per gli impianti rinnovabili.

Gli obiettivi del RePower EU per l'Italia si traducono in:

- Nuova potenza rinnovabile installata al 2030: +85 GW (+70 Fitfor55)
- Accumuli aggiuntivi GWh: +80 GWh (+60 Fitfor55)
- Quota elettricità rinnovabili nel mix elettrico %: 84% (72% Fitfor55)
- Riduzione emissioni di Co2eq del settore elettrico % (base 1990): -75% (-58% 1990)

La realizzazione degli obiettivi sopracitati comporterà benefici ambientali, economici e sociali non trascurabili, con stimati:

- 309 mld€ cumulati al 2030 nel settore elettrico e nella rispettiva filiera industriale;
- 345 mld € in termini di valore aggiunto per la filiera e indotto;
- 470 mila nuovi occupati nella filiera e nell'indotto elettrico nel 2030 (cui si aggiungono i 120 mila odierni);
- non ultima una riduzione pari al 75% delle emissioni di Co2eq del settore elettrico.



Figura 2: Trend potenza installata

4 Descrizione impianto

4.1 Dati generali

L'impianto ha una potenza di picco pari a 41,54 MWp ed è costituito da 71.010 moduli in silicio monocristallino ciascuno di potenza pari a 585 W.

Le macro-componenti che costituiscono l'impianto sono:

- n. 71.010 moduli fotovoltaici:
 - 70.902 installati su strutture metalliche di sostegno del tipo ad inseguimento monoassiale
 - 108 installati sulla copertura di una stalla
- n. 133 inverter di stringa di potenza nominale 330 kVA
- n. 7 Power Station di potenza nominale 6600 kVA
- n. 1 Cabina di Smistamento MT
- n. 1 cavidotto MT interrato interno al campo fotovoltaico
- n. 1 cavidotto MT interrato esterno al campo fotovoltaico
- n. 1 Stazione Utente di trasformazione
- n. 1 cavidotto interrato AT per il collegamento fra la Stazione Utente e la Stazione Terna della RTN Camerata Picena

4.2 Configurazione

L'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente continua è convogliata, per il tramite di cavi elettrici in corrente continua BT, agli inverter di stringa, che effettuano la trasformazione da corrente continua a corrente alternata.

Gli inverter afferiscono, per il tramite di cavi in corrente alternata BT, alle Power Station, nelle quali avviene la trasformazione 800V / 30 kV.

Le PS, a gruppi di 3 e 4, sono fra loro collegate in entra-esce e l'energia raccolta è convogliata su un quadro a 30 kV nella Cabina di Smistamento MT.

Dal punto di vista elettrico, è quindi possibile suddividere l'impianto in 7 sottocampi (da 1 ad 7), ognuno dei quali è dotato della propria Power Station. Mediante 2 linee ad anello interrate in media tensione a 30 kV l'energia è distribuita fra i 2 interruttori MT della Cabina di Smistamento e i sette campi fotovoltaici.

La Cabina di Smistamento sarà connessa, per il tramite di un cavidotto esterno in media tensione, alla nuova Stazione Utente di trasformazione dove la tensione è elevata fino a 132 kV.

Mediante cavidotto AT avverrà quindi il collegamento in antenna a 132 kV su uno stallo a 132 kV presso la Stazione Elettrica (SE) di smistamento della RTN a 132 kV denominata "Camerata Picena", così come previsto da STMG (codice pratica: 202301278).

Le componenti sono distribuite nell'area di impianto come da layout di Figura 4. La distanza fra le file di progetto è pari 5 m; tale valore, solitamente determinato sulla base dell'ombreggiamento, è stato maggiorato per tener conto dell'attività agricola sottostante l'impianto e per rispettare i requisiti di occupazione delle aree di cui ai paragrafi successivi dedicati.

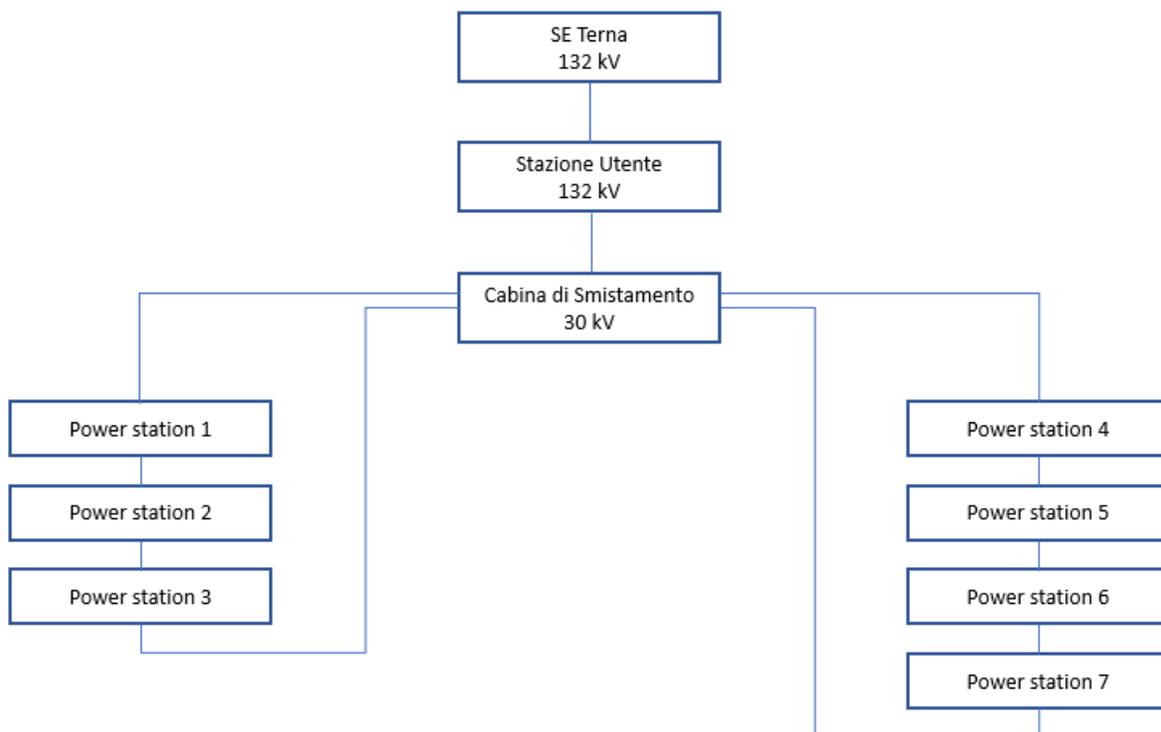


Figura 3: Schema generale impianto

Tabella 1: Configurazione impianto

Sottocampo	PS	N. inverter	N. stringhe	N. pannelli	P DC [kWp]	P AC [kVA]
1	1	19	374	10.098	5907,330	5700,000
2	2	19	375	10.125	5923,125	5700,000
3	3	19	378	10.206	5970,510	5700,000
4	4	19	373	10.071	5891,535	5700,000
5	5	19	379	10.233	5986,305	5700,000
6	6	19	376	10.152	5938,920	5700,000
7	7	19	375	10.125	5923,125	5700,000
TOTALE	7	133	2.630	71.010	41.540,850	39.900

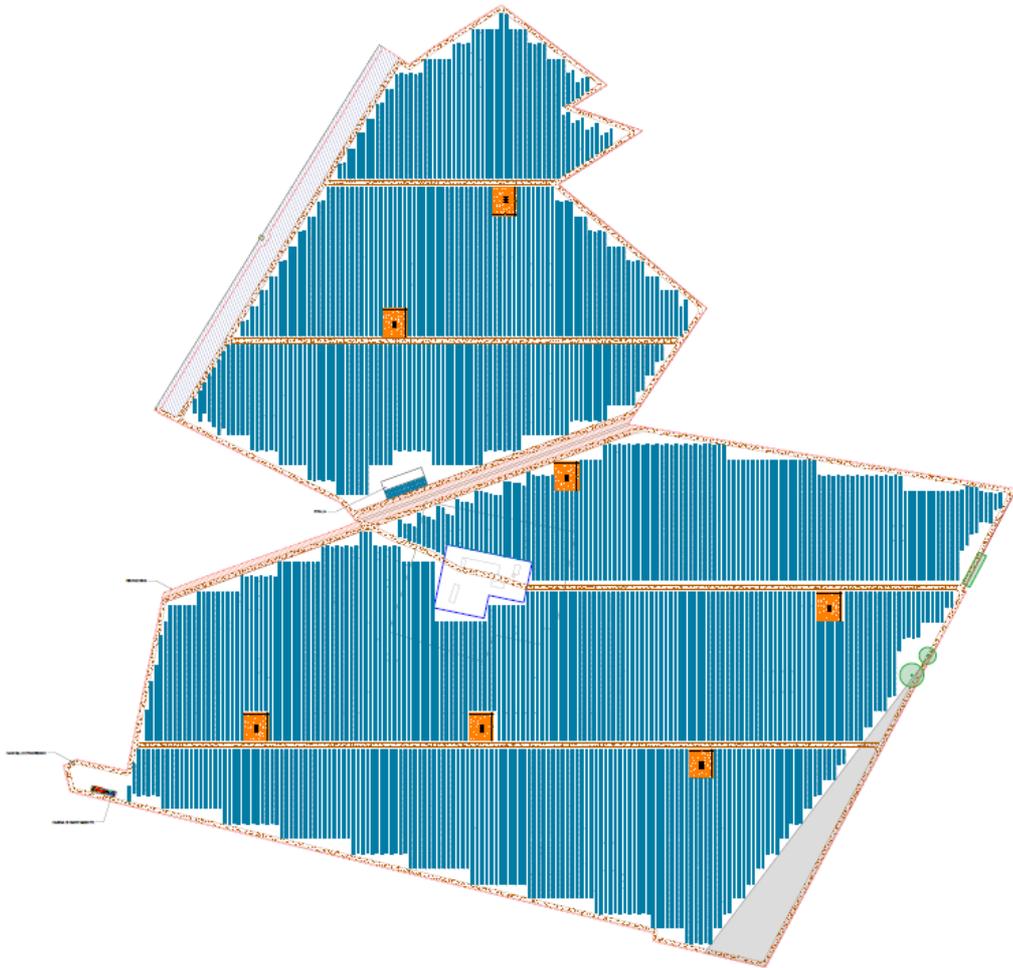


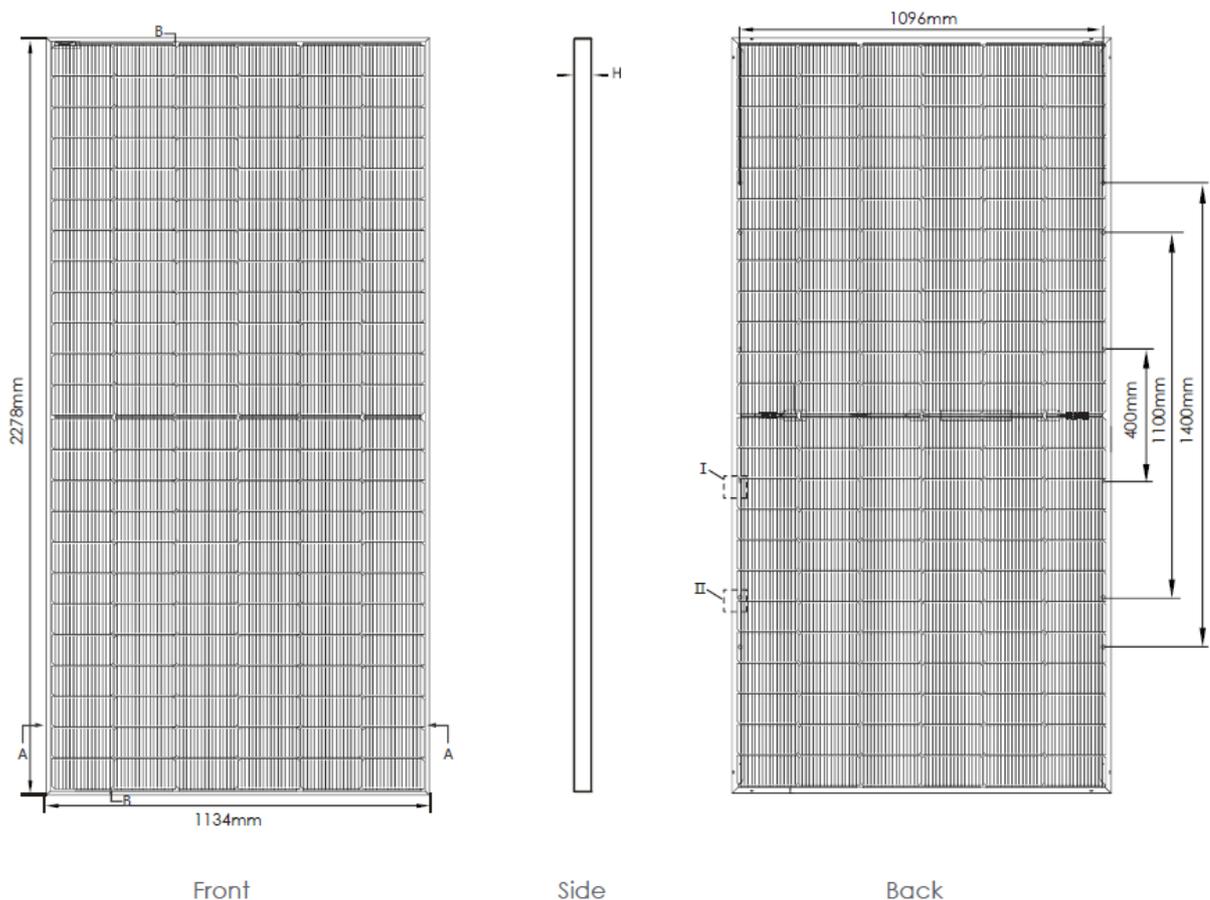
Figura 4: Layout d'impianto

5 Componenti impianto

5.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo fotovoltaico adottato in questa fase è il modulo JKM585N-72HL4-BDV, di potenza unitaria pari a 585 W. È un modulo in silicio monocristallino N-type bifacciale dotati di 144 celle (2x72) con vetro frontale di spessore pari a 2 mm dotato di rivestimento antiriflesso e vetro posteriore di spessore pari a 2 mm.

Prospetto e datasheet del modulo sono riportati nelle figure che seguono; le condizioni standard sono riferite ad un irraggiamento pari a 1000 W/m², Temperatura della cella pari a 25°C e AM=1,5, mentre le condizioni NOCT sono riferite a irraggiamento pari a 800 W/m², temperatura ambiente 20°C, AM=1,5 e velocità del vento 1 m/s.



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (2×72)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM570N-72HL4-BDV		JKM575N-72HL4-BDV		JKM580N-72HL4-BDV		JKM585N-72HL4-BDV		JKM590N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp	580Wp	436Wp	585Wp	440Wp	590Wp	444Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.29V	39.65V	42.44V	39.78V	42.59V	39.87V	42.74V	40.03V	42.88V	40.15V
Maximum Power Current (Imp)	13.48A	10.81A	13.55A	10.87A	13.62A	10.94A	13.69A	10.99A	13.76A	11.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.07V	48.51V	51.27V	48.70V	51.47V	48.89V	51.67V	49.08V	51.86V	49.26V
Short-circuit Current (Isc)	14.25A	11.50A	14.31A	11.55A	14.37A	11.60A	14.43A	11.65A	14.49A	11.70A
Module Efficiency STC (%)	22.07%		22.26%		22.45%		22.65%		22.84%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

Figura 5: Datasheet moduli

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		5%	15%	25%
5%	Maximum Power (Pmax)	599Wp	604Wp	609Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.17%	23.37%	23.57%
15%	Maximum Power (Pmax)	656Wp	661Wp	667Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.37%	25.60%	25.82%
25%	Maximum Power (Pmax)	713Wp	719Wp	725Wp
	Module Efficiency STC (%)	27.58%	27.82%	28.07%

Figura 6: Potenza massima – modulo bifacciale

5.2 Strutture di supporto

L'impianto fotovoltaico è dotato di strutture a inseguimento monoassiali est-ovest (tracker), che consentono di ottimizzare e massimizzare l'energia prodotta dall'impianto.

Le strutture scelte sono realizzate in acciaio trattato galvanicamente resistente alla corrosione, al fine di consentire una protezione adeguata del tracker lungo l'intera vita dell'impianto.

Così come rappresentato nell'immagine di figura e nel relativo elaborato grafico, le strutture sono costituite da pali verticali infissi al suolo, collegati fra loro da una trave orizzontale disposta secondo l'asse N-S e inserita all'interno di appositi cuscinetti comandati da un motore alimentato a batteria, che ne consente la rotazione fra -45° e 45° rispetto all'orizzontale.

In tal modo si realizza l'inseguimento giornaliero del sole lungo l'arco solare E-W, adeguando l'inclinazione del modulo in funzione della posizione del sole, al fine di realizzare la perpendicolarità fra raggio solare e superficie di captazione del modulo, e massimizzare di conseguenza la producibilità dell'impianto.

Il sistema ad inseguimento sarà inoltre dotato di tecnologia "backtracking" che verifica e assicura che ogni stringa di pannelli crei il minimo ombreggiamento possibile alle stringhe adiacenti.

L'altezza di tutte le strutture utilizzate è tale da rispettare i requisiti in merito dettati dalle Linee Guida Ministeriali in materia di agrivoltaico e consentire il passaggio dei mezzi dedicati all'attività agricola. In particolare, l'altezza da terra al bordo inferiore del pannello quando ruotato della sua massima inclinazione (45°) è pari a 2,1 m.

Per via della conformazione dell'area e al fine di ottimizzare l'occupazione della stessa, sono state utilizzate cinque tipologie di tracker, di lunghezza e numero moduli differente, di cui un prospetto è mostrato in figura. In particolare, nella definizione del layout, sono state utilizzate:

Tracker Comal 1x13	146
Tracker Comal 1x14	146
Tracker Comal 1x27	252
Tracker Comal 1x54	250
Tracker Comal 1x81	576

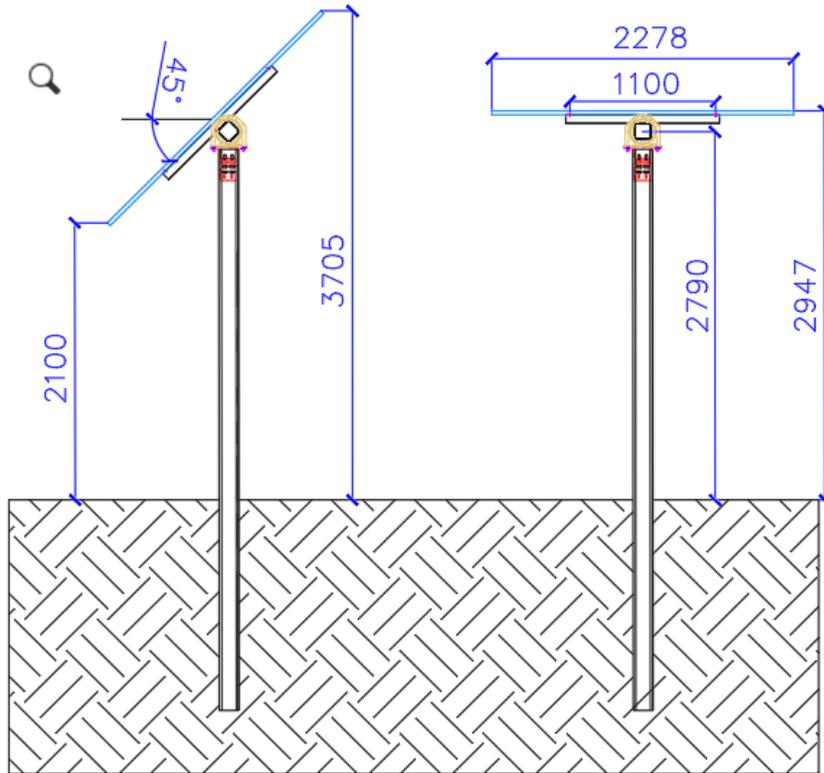


Figura 7: Particolari strutture COMAL

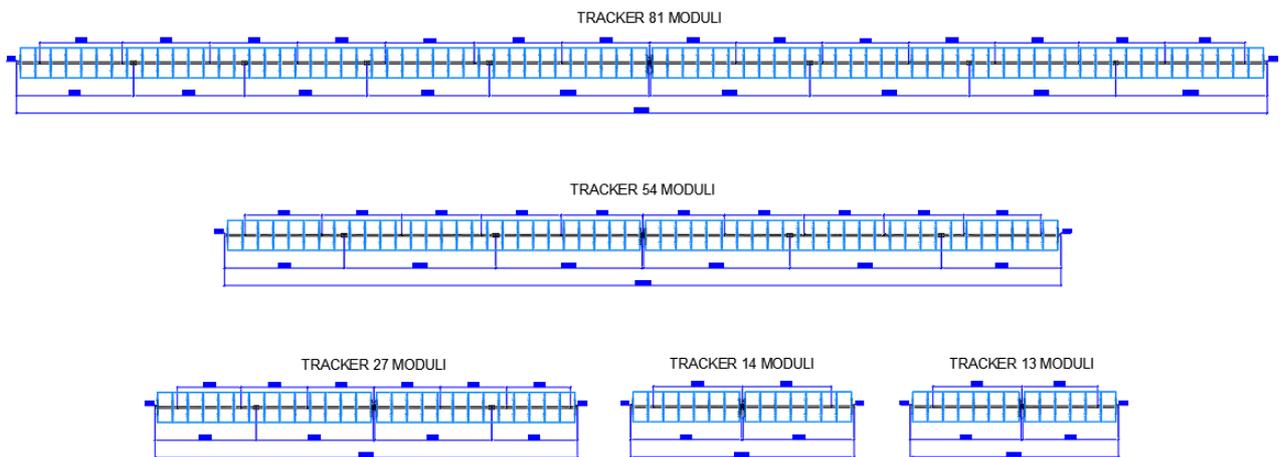


Figura 8: Tipologia tracker utilizzate

5.3 Inverter

L'inverter è il convertitore statico utilizzato per convertire la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata.

L'inverter è costituito da:

- una sezione in corrente continua, in cui sono presenti gli ingressi in corrente continua provenienti dalle stringhe;
- una sezione in corrente alternata, dotata di un sezionatore di protezione, che a seguito della conversione dell'energia in corrente alternata, vede l'uscita di linee di collegamento in BT verso i quadri di parallelo BT delle Power Station.

I convertitori scelti sono inverter di stringa Huawei SUN2000-330KTL-H1 aventi 6 MPPT, 4 dei quali dotati di 5 ingressi e 2 dei quali dotati di 4 ingressi, per totali 28 ingressi disponibili per inverter.

Sono previsti 133 inverter, connessi a gruppi di 19 alle 7 Power Station presenti. Ogni inverter è connesso ad un numero di stringhe di moduli fotovoltaici variabile fra 18 e 22. Tutte le stringhe sono costituite da 27 moduli.

Gli inverter sono posizionati su strutture fisse ancorate al terreno e distribuiti come da layout, in posizione baricentrica rispetto alle stringhe ad essi connesse e compatibilmente alla viabilità dell'impianto, di modo da essere facilmente accessibili.

Il datasheet dell'inverter è riportato nelle immagini che seguono.



Figura 9: Inverter Huawei SUN2000-330KTL-H1

Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless
Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%

Figura 10: Datasheet inverter

5.4 Cabina di campo

Ad ognuno dei 7 sottocampi è associata una cabina di campo o Power Station, del tipo JUPITER-6000-H1, che converte l'energia in bassa tensione proveniente dagli inverter in energia in media tensione.

La PS è costituita da un container 20' HC, realizzato con materiali aventi resistenza alla corrosione C5. L'unità è suddivisa al suo interno in tre spazi, ognuno dotato di porte a doppia anta verso l'uscita:

- 1) Locale MT, al cui interno si trovano il quadro MT e il trasformatore ausiliario BT/BT
- 2) Locale Trasformatore, in cui è alloggiato il trasformatore MT/BT
- 3) Locale BT, in cui sono presenti i quadri di parallelo BT

Inoltre, all'interno della PS verrà installata tutta la componentistica necessaria a consentire le operazioni di misura e controllo sulle apparecchiature installate, l'impianto di terra, l'impianto di illuminazione, prese, ventilatori e sistemi di protezione.

Il datasheet della Power Station è riportato nelle figure che seguono, le componenti principali sono descritte nei paragrafi successivi.



Figura 11: Power Station JUPITER-6000K-H1

Input	
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL
Maximum LV AC Inputs	22 ^[1]
AC Power	6,600 kVA @40°C ^[2]
Rated Input Voltage	800 V
Max. Input Current at Nominal Voltage	2 * 2619.7 A
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 2*1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 2*11 pcs)
Output	
Rated Output Voltage	30 kV
Frequency	50 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type
Tappings	± 2 x 2.5%
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)
Transformer Vector Group	Dy11-y11
Minimum Peak Efficiency Index	99.574%
Transformer Load Losses	43.7 kW (+15%)
Transformer No-load Losses	4.5 kW (+15%)
Impedance	8.6% (+/- 10%)@ 6600 kVA
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated
RMU Transformer Protection Modules	MV Vacuum Circuit Breaker Modules
Auxiliary Transformer	5kVA, li0, 800 V / 230V /127V
Protection	
Transformer Monitoring & Protection	Oil level, oil temperature, oil pressure and buchholz
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s
LV Overvoltage Protection	Type I+II
General	
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)
Weight	< 23 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ^[3]
Relative Humidity	0% ~ 95%
Max. Operating Altitude	1,000 m
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability
Communication	Modbus RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B
Applicable Standards	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 61439-1

Figura 12: Datasheet JUPITER-6000K-H1

5.4.1 Quadri elettrici BT

Il locale BT della cabina di campo ospita due quadri di parallelo BT, denominati “Panel A” e “Panel B”.

Il quadro di parallelo ha la funzione di interconnettere inverter e trasformatore, consentendo il sezionamento delle sezioni di impianto afferenti al trasformatore e le protezioni necessarie alle linee d’impianto.

Le specifiche del quadro BT sono riportate di seguito:

Item	Parameter	Qty.	Remark
ACB	ACB4000-2900A,3P 800V, $I_{cu}=I_{cs}= 50 \text{ kA @800Vac}$	2	Fixed type
SPD	Type I+II: Lightning surge current $I_{imp} \geq 12.5 \text{ kA}$ (10/350 μs), $I_n \geq 20 \text{ kA}$ (8/20 μs), 3+1 $U_c:680\text{V}$	2	For LV main circuit
CT	3000/5 800V, accuracy class 0.2S	6	
MCCB	$I_n=400\text{A}$ $I_{cu}=50\text{kA@800Vac}$ $I_{cs} =35 \text{ kA @800Vac}^{[1]}$	24	2 pcs for SPD; no RCD
Disconnecter	$I_n=100\text{A}$ $I_{cm}=30\text{kA @ 800 Vac}$	1	For auxiliary transformer without RCD
Fuse+ Fuse switch	800Vac-32A	2	For SmartACU
Measurement & Control Device	Integration of STS internal status, alarm and control signals; measurement of LV voltage, current, frequency, active and reactive energy	1	

Figura 13: Caratteristiche quadri BT

5.4.2 Trasformatore MT/BT

Come detto, il trasformatore è alloggiato nel locale trasformatore della Power Station, prefabbricato al suo interno; tale trasformatore è un trasformatore in olio a circolazione naturale, con gruppo vettoriale Dy11-y11 e classe di isolamento A, il cui datasheet è riportato nella figura che segue.

Item	Parameter
Applicable Standard	IEC 60076, EN 50588-1
Type/Design Code	Oil-immersed Conservator type
Cooling Type	ONAN
Rated Power	6600 kVA@40°C
Output Voltage	30 kV
MV Insulation Level	LI 170 / AC 70 kV
DETC Tappings	± 2 x 2.5%
Low Voltage	0.8 kV
Low Voltage Insulation Level	LI-/AC10 kV
Rated Frequency / No. of Phases	50 Hz / 3
Transformer Phase Sequence	MV: 1U-1V-1W; LV1: 2U-2V-2W; LV2: 3U-3V-3W
Impedance	8.6% (+/- 10%)@ 6600 kVA
Impedance (MV-LV1&MV-LV2)	14% (0~+10%) @ 6600 kVA
Vectoring Group	Dy11-y11
PEI	99.574%
Rated Load Loss	43.7 kW (+15%)
Rated No-load Loss	4.5 kW (+15%)
Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)
Winding Material	Al
Insulation Class	A
Average Temperature Rise Winding	65K

Figura 14: Datasheet trasformatore

5.4.3 Quadro elettrico MT

Il quadro elettrico MT presente della Cabina di Campo è un quadro MT isolato con gas SF₆; tutte le componenti MT sono completamente racchiuse in un serbatoio di gas in acciaio inossidabile, per garantire l'isolamento rispetto all'ambiente esterno.

Il quadro è composto dalle seguenti unità:

- Unità di arrivo linea (sezionatore e sezionatore di terra);
- Unità di protezione trasformatore (sezionatore e fusibili);
- Unità di partenza linea (sezionatore e sezionatore di terra).

Le unità di arrivo linea e di partenza linea consentono il collegamento in entrata ed alla power station precedente/cabina MT e alla successiva/cabina MT.

Le specifiche del quadro MT sono riportate nel seguito:

Item	Parameter
Applicable Standards	IEC 62271-1/100/102/103/200
Insulation Type	SF ₆
Rated Voltage	36 kV
Rated Current	630 A
Rated Frequency	50Hz
Rated Power-frequency Withstand Voltage (1min)	70/80 kV (Common Value/ Across the Isolation Distance)
Rated Lightning Impulse Withstand Voltage	170/195 kV (Common Value/ Across the Isolation Distance)
Rated Peak Withstand Current	50 kA
Rated Short-time Withstand current	20 kA / 3s
Internal Arcing Fault	IAC A FLR 20 kA / 1s
IP Protection of RMU	IP 3X
IP Protection of SF6 Gas Tank	IP 67
Relay Protection	50/51, 50N/51N, Inrush Blocking, Watchdog, 49T (External trip), FR
Gas Leakage Rate Per Year	<0.1%
Operating Temperature Range	-25°C ~+65°C [1]
Dimensions	≤ 1500 mm * ≤ 1000 mm * ≤2200 mm
Cabling Routine	Bottom in & out

Figura 15: Datasheet quadro MT

5.4.4 Trasformatore BT/BT

Per ogni PS sarà installato un trasformatore BT/BT per l'alimentazione in bassa tensione dei servizi ausiliari. Il trasformatore BT/BT è dotato delle caratteristiche di seguito riportate.

Item	Parameter
Applicable Standards	IEC60076-11
Type/Design Code	Dry Type
Cooling Type	AN
Rated Power	5 kVA
Input Voltage	0-800 V
Load Voltage	0-127-230 V
Rated Frequency	50 Hz / 60 Hz
Impedance Voltage	4%
Connecting Symbol	li0
Rated Load Loss	200 W
Rated No-load Loss	120 W
Voltage Withstand Test	AC: 3 kV / 1min
Insulation Material	H

Figura 16: Datasheet trasformatore ausiliario

5.5 Cavi

5.5.1 Cavi DC

I cavi DC, utilizzati per il collegamento fra le stringhe e gli inverter, saranno del tipo H1Z2Z2K o equivalenti. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1500 V c.c. per impianti fotovoltaici con isolanti e guaina in mescola elastometrica senza alogeni, non propagante la fiamma.

- Denominazione: H1Z2Z2-K
- Norme: CEI EN 50618; CEI EN IEC 60332-1-2; CEI EN 50525; CEI EN 50289; CEI EN 50396
- Direttive Europee: 2014/35/UE (B.T.) - 2011/65/CE
- Conduttore: a corda flessibile di rame stagnato ricotto, classe 5 CEI EN IEC 60228.
- Isolante: mescola LSOH (low Smoke zero halogen) di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN50618
- Colore anime: nero
- Guaina: Mescola LSOH di gomma reticola speciale di qualità conforme alla norma EN50618
- Colori della guaina: blu, rosso, nero
- Temperatura minima di esercizio: -40 °C
- Temperatura massima di esercizio: 90 °C
- Temperatura massima di corto circuito: 250 °C
- Temperatura minima di posa: -40 °C
- Tensione massima: 1,8 kV in c.c. anche verso terra / 1,2 kV in c.a.

CPR (UE) n° 305/11
E_{ca}

EN 50618
CEI EN 60332-1-2
CEI EN 50525
CEI EN 50289-4-17 A
CEI EN 50396
2014/35/UE
2011/65/CE
CA01.00546

Regolamento Prodotti da Costruzione/Construction Products Regulation
Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014
Class according to standards EN 50575:2014 + A1:2016 and EN 13501-6:2014

Costruzione e requisiti/Construction and specifications
Propagazione fiamma/Flame propagation
Emissione gas/Gas emission
Resistenza raggi UV/UV resistance test
Resistenza ozono/Ozone resistance
Direttiva Bassa Tensione/Low Voltage Directive
Direttiva RoHS/RoHS Directive
Certificato IMQ/IMQ Certificato

DoP n° 1036/17



DESCRIZIONE

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con miscela elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

Conduttore

Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

Isolante

Miscela LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618
LSOH = Low Smoke Zero Halogen

Guaina esterna

Miscela LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618

Colore anime

Nero

Colore guaina

Blu, rosso, nero

Marchatura a inchiostro

BALDASSARI CAVI IEMMEQU <HAR> H1Z2Z2-K 1/1 kV
(sez) (anno) (m) (tracciabilità)

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

Condizioni di impiego

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari.
Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato e per essere utilizzati con apparecchiature di classe II.

DESCRIPTION

Flexible single-core cable for connection in photovoltaic installations. Insulation and sheath made of elastomeric compound, halogen free and flame retardant.

Conductor

Tinned copper flexible wire, class 5

Insulation

Special LSOH cross-linked rubber compound according to EN 50618 quality
LSOH = Low Smoke Zero Halogen

Outer sheath

Special LSOH cross-linked rubber compound according to EN 50618 quality

Cores colour

Black

Sheath colour

Blue, red or black

Inkjet marking

BALDASSARI CAVI IEMMEQU <HAR> H1Z2Z2-K 1/1 kV
(section) (year) (m) (traceability)

TECHNICAL CHARACTERISTICS

Maximum voltage U₀/U: 1800 V d.c. - 1200 V a.c.

Maximum operating temperature: 90°C

Minimum operating temperature: -40°C

Minimum installation temperature: -40°C

Maximum short circuit temperature: 250°C

Maximum tensile stress: 15 N/mm²

Minimum bending radius: 4 x maximum external diameter

Use and installation

For interconnection of photovoltaic elements. Suitable for fixed installation indoor and outdoor, in pipes exposed or embedded or in similar closed systems.
Suitable for laying directly underground or in pipe underground and to be used for class II equipment.



Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Portata di corrente in aria libera Current rating free in air	
Formation	Approx. conductor Ø	Average insulation thickness	Average sheath thickness	Approx. production Ø	Approx. cable weight	Max. electrical resistance at 20°C	Singolo cavo Single cable 60°C	2 cavi adiacenti 2 adjacent cables 60°C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,5	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,0	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,5	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,0	75	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,2	113	1,95	95	95
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,4	168	1,24	130	107
1 x 25	6,2	0,9	1,0	10,3	255	0,795	180	142
1 x 35	7,6	0,9	1,1	11,5	357	0,565	220	176
1 x 50	8,9	1,0	1,2	13,3	509	0,393	280	221
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,3	692	0,277	350	278
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,3	908	0,210	410	333
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,2	1130	0,164	480	390
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,3	1460	0,132	566	453
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,4	1752	0,108	644	515
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,6	2296	0,082	775	620

Figura 17: Datasheet cavo H1Z2Z2K

5.5.2 Cavi AC

5.5.2.1 Cavi BT

I cavi di bassa tensione del tipo ARG16R16 saranno utilizzati per il collegamento tra gli inverter e le power station. La sezione di cavo utilizzata è 300 mm².

I cavi avranno le seguenti caratteristiche generali:

- Regolamento prodotti da costruzione: 305/2011 EU
- Norme: CEI 20-13, CEI EN 60332-1-2
- Direttive Europee: 2014/35/UE (B.T.) - 2011/65/CE
- Conduttore: corda di alluminio rigida, classe 2
- Isolante: miscela di gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16
- Guaina esterna: Miscela di PVC di qualità R16
- Colori della guaina: grigio
- Temperatura minima di esercizio: -15 °C (in assenza di sollecitazione meccaniche)
- Temperatura massima di esercizio: 90 °C
- Temperatura massima di corto circuito: 250 °C fino alla sezione 240 mmq, oltre 220 °C
- Temperatura minima di posa: 0°C
- Tensione nominale U0/U: 0,6/1 kV

CPR (UE) n°305/11
Cca - s3, d1, a3

CEI 20-13
CEI EN 60332-1-2
2014/35/UE
2011/65/CE

Regolamento Prodotti da Costruzione/Construction Products Regulation
Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014
Class according to standards EN 50575:2014 + A1:2016 and EN 13501-6:2014

Costruzione e requisiti/Construction and specifications
Propagazione fiamma/Flame propagation
Direttiva Bassa Tensione/Low Voltage Directive
Direttiva RoHS/RoHS Directive

DoP n°1043/17



DESCRIZIONE

Cavo unipolare per energia con conduttore in alluminio, isolato in gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondente al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR).

Conduttore

Corda di alluminio rigida, classe 2

Isolante

Miscela di gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16

Guaina esterna

Miscela di PVC di qualità R16

Colore anime

Normativa HD 308

Colore guaina

Grigio

Marcatura a inchiostro

BALDASSARI CAVI REPERO® ARG16R16 0,6/1 kV (sez)
Cca-s3,d1,a3 IEMMEGU EFP (anno) (m) (tracciabilità)

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -15°C
(in assenza di sollecitazioni meccaniche)

Temperatura minima di posa: 0°C

Temperatura massima di corto circuito:
250°C fino alla sezione 240 mm², oltre 220°C

Sforzo massimo di trazione: 50 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro esterno massimo

Condizioni di impiego

Per trasporto energia nell'edilizia industriale e/o residenziale.
Adatto per impiego all'interno in locali anche bagnati o all'esterno; posa fissa su murature e strutture metalliche.
Ammissa anche la posa interrata.

DESCRIPTION

Single-core power cable with aluminum conductor, HEPR insulated (G16 quality), PVC sheathed, with special fire reaction characteristics according to Construction Products Regulation (CPR).

Conductor

Aluminium stranded wire, class 2

Insulation

Rubber HEPR compound G16 quality

Outer sheath

PVC compound, R16 quality

Cores colour

HD 308 Standard

Sheath colour

Grey

Inkjet marking

BALDASSARI CAVI REPERO® ARG16R16 0,6/1 kV (section)
Cca-s3,d1,a3 IEMMEGU EFP (year) (m) (traceability)

TECHNICAL CHARACTERISTICS

Nominal voltage U_0/U : 0,6/1 kV

Maximum operating temperature: 90°C

Minimum operating temperature: -15°C
(without mechanical stress)

Minimum installation temperature: 0°C

Maximum short circuit temperature:
250°C up to 240 mm² section, over 220°C

Maximum tensile stress: 50 N/mm²

Minimum bending radius: 6 x maximum external diameter

Use and installation

Power cable for industrial and/or residential uses.
Suitable to be used indoor and outdoor, even in wet environments; it can be fixed on walls and/or metal structures.
Suitable also for laying underground.

Formazione <i>Formation</i>	Ø indicativo conduttore <i>Approx. conductor Ø</i>	Spessore medio isolante <i>Average insulation thickness</i>	Spessore medio guaina <i>Average sheath thickness</i>	Ø indicativo produzione <i>Approx. production Ø</i>	Peso indicativo cavo <i>Approx. cable weight</i>	Resistenza elettrica max a 20°C <i>Max. electrical resistance at 20°C</i>	Portata di corrente <i>Current rating</i>			
							In aria libera <i>Free in air 30°C</i>	In tubo in aria <i>In pipe in air 30°C</i>	Interrato <i>Underground 20°C</i>	In tubo interrato <i>Underground in pipe 20°C</i>
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A	A	A
1 x 16	4,9	0,7	1,4	9,1	109	1,91	70	64	98	75
1 x 25	6,1	0,9	1,4	10,7	151	1,20	102	88	119	95
1 x 35	7,1	0,9	1,4	11,7	185	0,868	136	110	141	115
1 x 50	8,2	1,0	1,4	13,0	230	0,641	164	131	167	134
1 x 70	9,9	1,1	1,4	14,9	315	0,443	218	175	204	173
1 x 95	11,4	1,1	1,5	16,6	405	0,320	261	209	245	196
1 x 120	13,1	1,2	1,5	18,5	510	0,253	310	250	277	238
1 x 150	14,4	1,4	1,6	20,4	620	0,206	350	280	313	250
1 x 185	16,2	1,6	1,6	22,6	750	0,164	415	334	350	300
1 x 240	18,4	1,7	1,7	25,2	955	0,125	490	392	413	331
1 x 300	20,7	1,8	1,8	27,9	1150	0,100	567	-	454	400
1 x 400	23,6	2,0	1,9	31,4	1520	0,0778	665	-	512	450
1 x 500	26,5	2,2	2,0	34,9	1850	0,0605	765	-	578	505
1 x 630	30,2	2,4	2,2	39,8	2415	0,0469	880	-	646	580

N.B. Il coefficiente di resistività termica del terreno preso a riferimento per il calcolo della portata dei cavi interrati è di 1° C.m/W, profondità di posa 0,8 m. Calcolo della portata di corrente eseguito considerando quattro cavi a contatto con temperatura dei conduttori di 90°C.
N.B. The thermal resistivity coefficient used as a reference for the calculation of the underground cables current rating is 1° C.m/W, 0,8 m installation depth. Calculation of current rating performed considering four cables in contact with conductor temperature of 90°C.

Figura 18: Datasheet cavo ARG16R16

5.5.2.2 Cavi MT

Le Power Station saranno collegate fra loro in entra-esce mediante due linee ad anello in media tensione esercite aperte connesse alla cabina di smistamento MT. Per realizzare tale distribuzione MT interna al campo fotovoltaico verranno utilizzati cavi MT di tipo ARE4H5E con sezione 240 e 400 mm². Il numero di terne utilizzato allo scopo varia lungo il percorso dell'elettrodotto in funzione dell'energia trasportata nei diversi tratti considerati.

L'energia prodotta convergerà quindi sul quadro MT presente nella Cabina di Smistamento. Dalla cabina di smistamento, 3 terne di cavi MT di sezione 500 mm² convoglieranno l'energia verso la sottostazione utente di trasformazione.

Il datasheet del cavo utilizzato è rappresentato nelle figure che seguono.

ARE4H5E COMPACT



Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio

Semiconduttivo interno

Miscela estrusa

Isolante

Miscela di polietilene reticolato (qualità DIX 8)

Semiconduttivo esterno

Miscela estrusa

Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroespandente

Schermatura

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
($R_{max} 3\Omega/Km$)

Gualina

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marcatura

PRYSMIAN (**) ARE4H5E <tensione>
<sezione> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei

Terminali

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),
FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132),
FMCTxs-630/C (pag. 136)

Giunti

ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard

HD 620/IEC 60502-2

Cable design

Core

Compact stranded aluminium conductor

Inner semi-conducting layer

Extruded compound

Insulation

Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)

Outer semi-conducting layer

Extruded compound

Protective layer

Semiconductive watertight tape

Screen

Aluminium tape longitudinally applied
($R_{max} 3\Omega/Km$)

Sheath

Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

Marking

PRYSMIAN (**) ARE4H5E <rated voltage>
<cross-section> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications

According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories

Terminations

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),
FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132),
FMCTxs-630/C (pag. 136)

Joints

ECOSPEED™ (pag. 140)

TEMPERATURA
FUNZIONAMENTO /
OPERATING
TEMPERATURE

90°C

TEMPERATURA
CORTOCIRCUITO /
SHORT-CIRCUIT
TEMPERATURE

250°C

SEIZIO /
REED



Condizioni di posa / Laying conditions

TEMPERATURA
MIN. DE POSA -25°C /
MINIMUM
INSTALLATION
TEMPERATURE -25°C



CANALE
INTERRATO /
BURIED
TRough



TUBO INTERRATO /
BURIED DUCT



AREA LIBERA /
OPEN AIR



INTERRATO CON
PROTEZIONE /
BURIED WITH
PROTECTION



ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARE4H5E

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura	sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W
<i>conductor cross-section</i>	<i>conductor diameter</i>	<i>diameter over insulation</i>	<i>nominal outer diameter</i>	<i>approximate weight</i>	<i>minimum bending radius</i>	<i>conductor cross-section</i>	<i>open air installation</i>	<i>underground installation trefoil p=1 °C m/W</i>	<i>underground installation trefoil p=2 °C m/W</i>
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm ²)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	0,2	19,9	20	500	370
70	9,7	20,8	29	650	300
95	11,4	22,1	30	740	400
120	12,9	23,2	32	840	420
150	14,0	24,3	33	930	440
185	15,0	26,1	35	1090	470
240	18,2	28,5	37	1310	490
300	20,8	31,7	42	1560	550
400	23,8	34,9	45	1930	610
500	26,7	37,8	48	2320	650
630	30,5	42,4	53	2800	700

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	106	175	134
70	250	214	164
95	280	256	197
120	323	291	223
150	365	325	250
185	421	360	283
240	500	427	328
300	578	483	371
400	676	551	423
500	787	627	482
630	916	712	547

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	0,2	25,5	34	830	450
70	9,7	25,6	34	870	450
95	11,4	26,5	35	950	470
120	12,9	27,4	36	1040	470
150	14,0	28,1	37	1130	490
185	15,0	29,5	38	1260	510
240	18,2	31,5	41	1480	550
300	20,8	34,7	44	1740	590
400	23,8	37,9	48	2130	650
500	26,7	41,0	51	2550	690
630	30,5	45,6	56	3130	760

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	190	175	134
70	235	213	164
95	285	255	196
120	328	291	223
150	370	324	249
185	425	368	283
240	503	426	327
300	581	480	369
400	680	549	422
500	789	624	479
630	918	709	545

Figura 19: Datasheet cavo MT

5.6 Cabina di smistamento

La cabina di smistamento è ubicata in prossimità dell'ingresso ed è costituita da una struttura di dimensioni 24 x 4 x 3,4 m.

Nella cabina di smistamento sono convogliate le linee a 30 kV provenienti dai sottocampi fotovoltaici ed è realizzata l'interfaccia tra l'impianto fotovoltaico e la sottostazione utente.

Al suo interno, la cabina ospita:

- Control room, in cui sono presenti uffici e relativi servizi
- Locale generatore, in cui sarà presente il gruppo elettrogeno per l'alimentazione dei servizi ausiliari
- Locale MT, nel quale sono alloggiati:
 - n° 2 scomparti di arrivo linea per i cavidotti di connessione alla SE Utente
 - n° 4 scomparti di partenza, ognuno dotato di interruttore isolato in SF6, di sezionatore di linea e sezionatore di messa a terra con sistema di protezione contro i sovraccarichi, i cortocircuiti e contro i guasti a terra di tipo direzionale, i quali consentiranno la protezione delle linee elettriche che collegano alla cabina di smistamento ai due anelli di distribuzione
 - n° 1 scomparto di protezione per l'alimentazione del trasformatore ausiliario, dotato di sezionatore di linea e sezionatore di terra
 - n° 1 scomparto di misure con sezionatore di linea e di terra, dotato di TA e TV

CABINA SMISTAMENTO

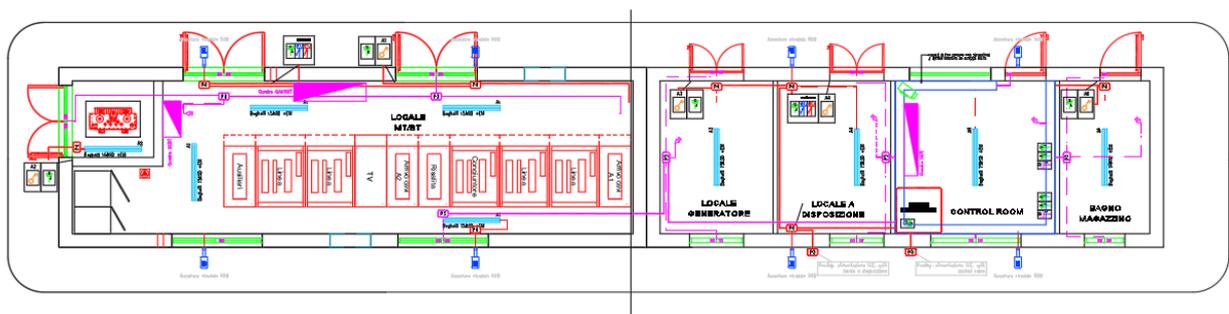


Figura 20: Planimetria cabina di smistamento

5.1 Impianto di terra

L'impianto di terra è conforme alla prescrizione della norma CEI 99-3 e dimensionato sulla base della corrente di guasto a terra sulla rete MT di alimentazione e del tempo di eliminazione del guasto a terra da parte dei dispositivi di protezione MT.

I conduttori a terra e di protezione hanno sezione adeguata a sopportare le eventuali sollecitazioni meccaniche alle quali potrebbero essere sottoposti in caso di guasti, calcolata e/o dimensionata secondo quanto stabilito dalle norme CEI. La sezione dei conduttori è tale che la massima corrente di guasto non provocherà sovratemperature inammissibili.

All'interno del campo è realizzata una rete di terra costituita da conduttori nudi di rame di sezione pari a 50 mm² distribuita lungo le trincee dei cavi MT/BT, la cui sezione rimane invariata per tutta la sua lunghezza.

A tale rete sono collegate tutte le strutture metalliche di supporto dei moduli e tutte le masse estranee (recinzione etc.) e le armature dei prefabbricati. Le giunzioni fra gli elementi del dispersore sono protette contro le corrosioni. Nel seguito è mostrato il dettaglio del collegamento di terra per la cabina di smistamento, le cabine di campo, tracker e inverter. Tale dettaglio è visionabile nelle relative tavole allegate al progetto.

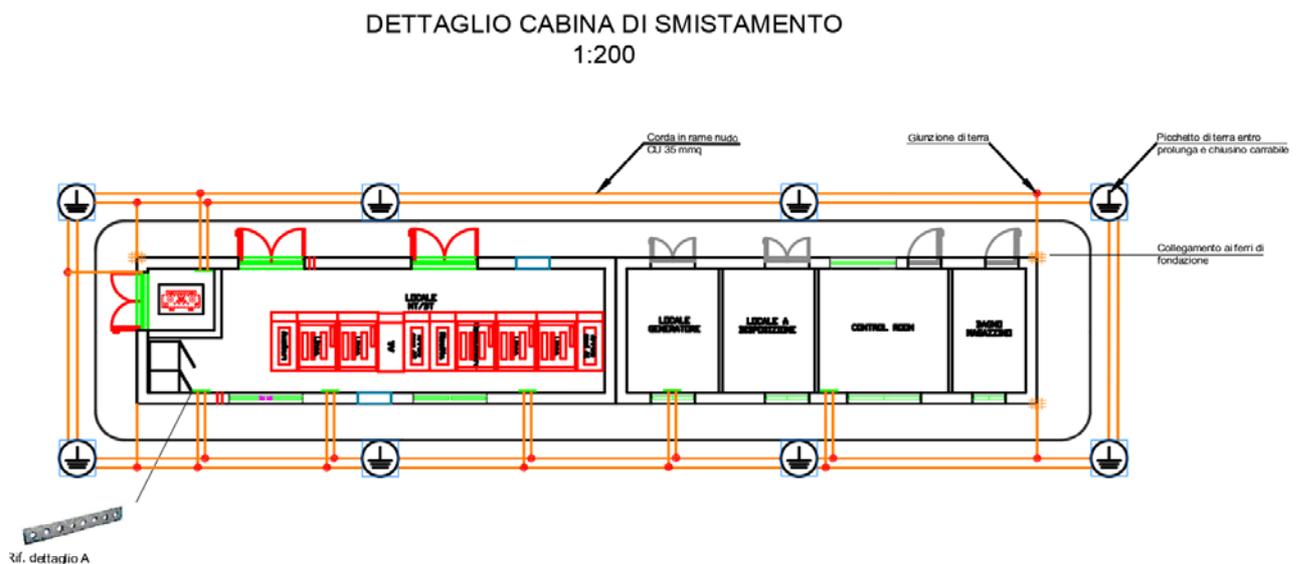


Figura 21: Dettaglio messa a terra – Cabina di smistamento

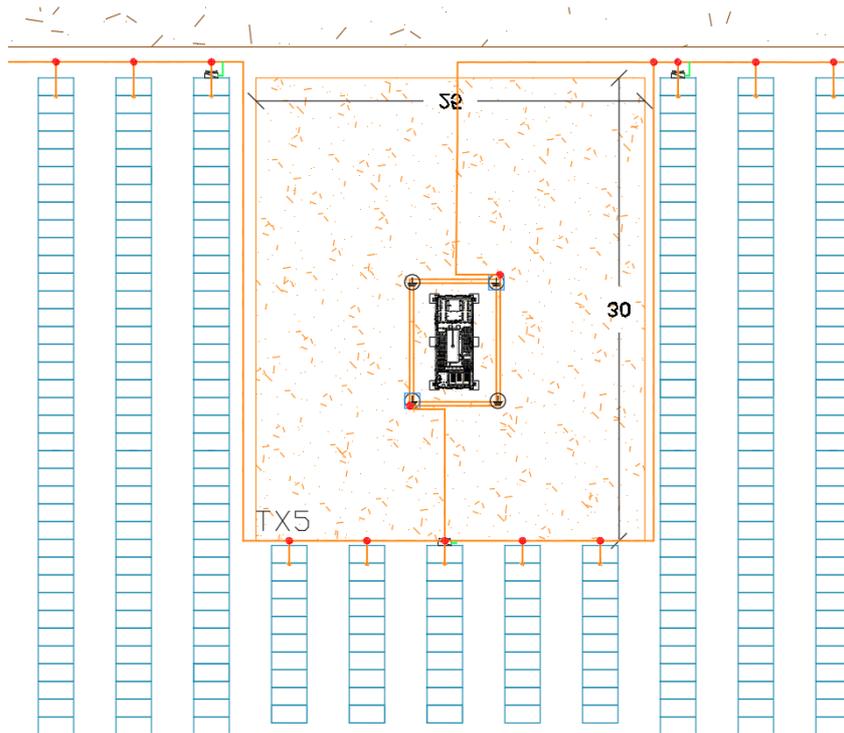


Figura 22: Dettaglio messa a terra – cabine di campo

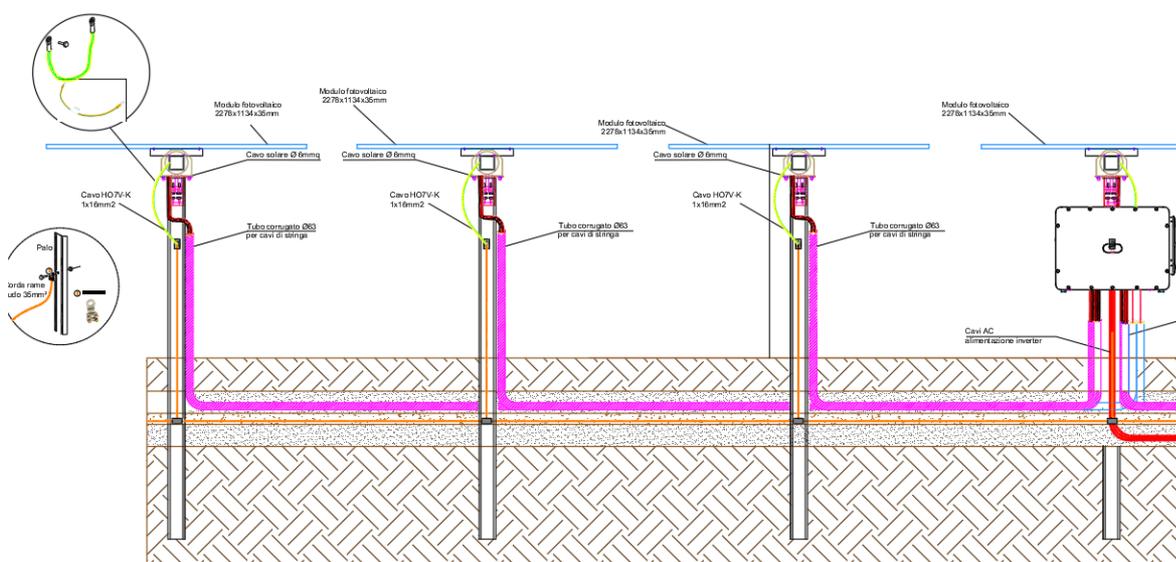


Figura 23: Dettaglio messa a terra – collegamento inverter e tracker

5.2 Sistema antintrusione

È prevista l'installazione di un sistema di videosorveglianza perimetrale costituito da punti di rilevamento montati su pali perimetrali, che consenta il continuo monitoraggio dello stato dell'impianto e la rilevazione di intrusioni in tempo reale, consentendone l'archiviazione in appositi dispositivi e garantendo la trasmissione di eventuali appositi segnali di allarme.

Il sistema di videosorveglianza sarà inoltre presente all'interno dei locali tecnici (Cabine di campo e Cabina di Smistamento) e sarà implementato con sensori volumetrici e magnetici.

5.3 Recinzione

È prevista una recinzione perimetrale realizzata con rete metallica e pali infissi al terreno.

La rete sarà posizionata a circa 20 cm dal piano di campagna per consentire il passaggio della fauna. Nella figura che segue è rappresentato l'aspetto della recinzione.

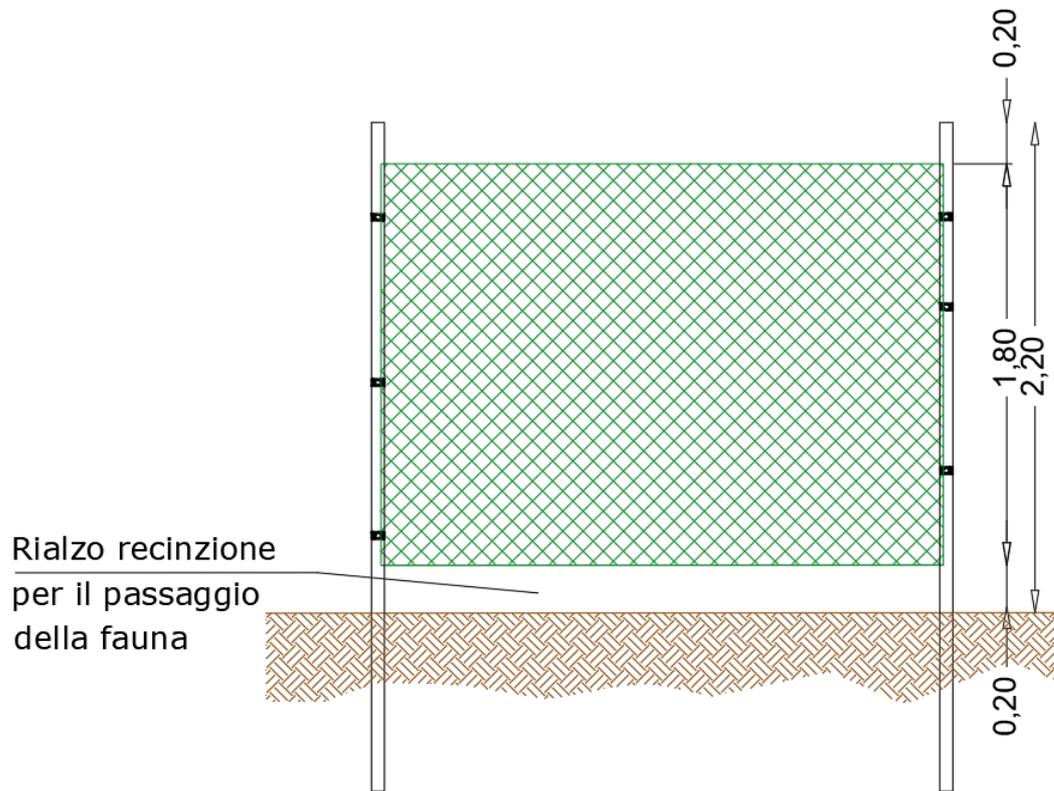


Figure 1: Stralcio recinzione

5.4 Viabilità interna

L'area sarà accessibile da 1 ingresso posizionato in corrispondenza della viabilità locale.

Con l'obiettivo di assicurare la corretta esecuzione delle attività di costruzione e manutenzione, si prevede la realizzazione ex novo di idonea viabilità di servizio, come mostrato negli elaborati grafici, funzionale anche al corretto svolgimento delle attività agricole.

Lo strato di fondazione sarà composto da un aggregato che potrà essere costituito da uno strato di base in misto granulare stabilizzato con materiali di diversa provenienza, le cui proporzioni saranno definite in fase esecutiva.

Un tipologico di come verranno realizzate le strade interne è mostrato in Figura.

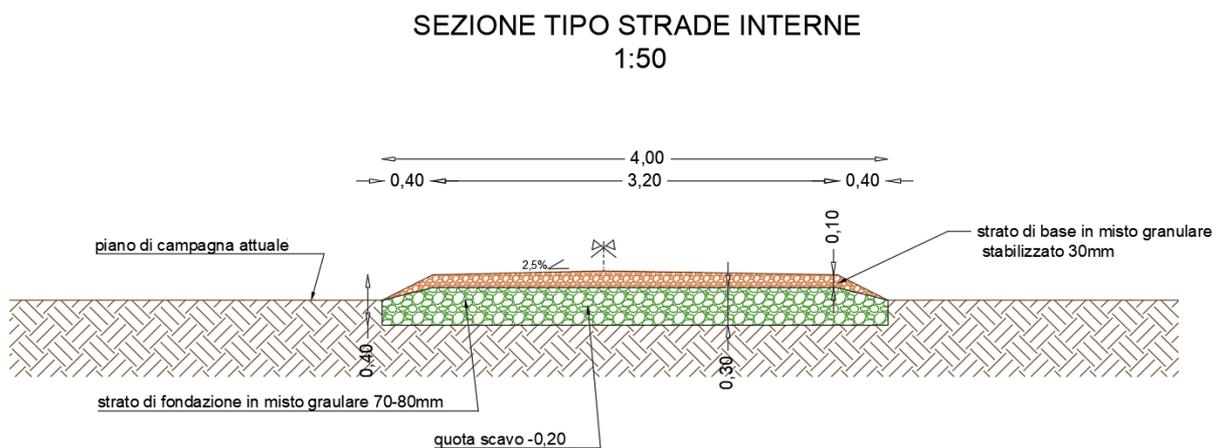


Figura 24: Sezione tipo strade interne

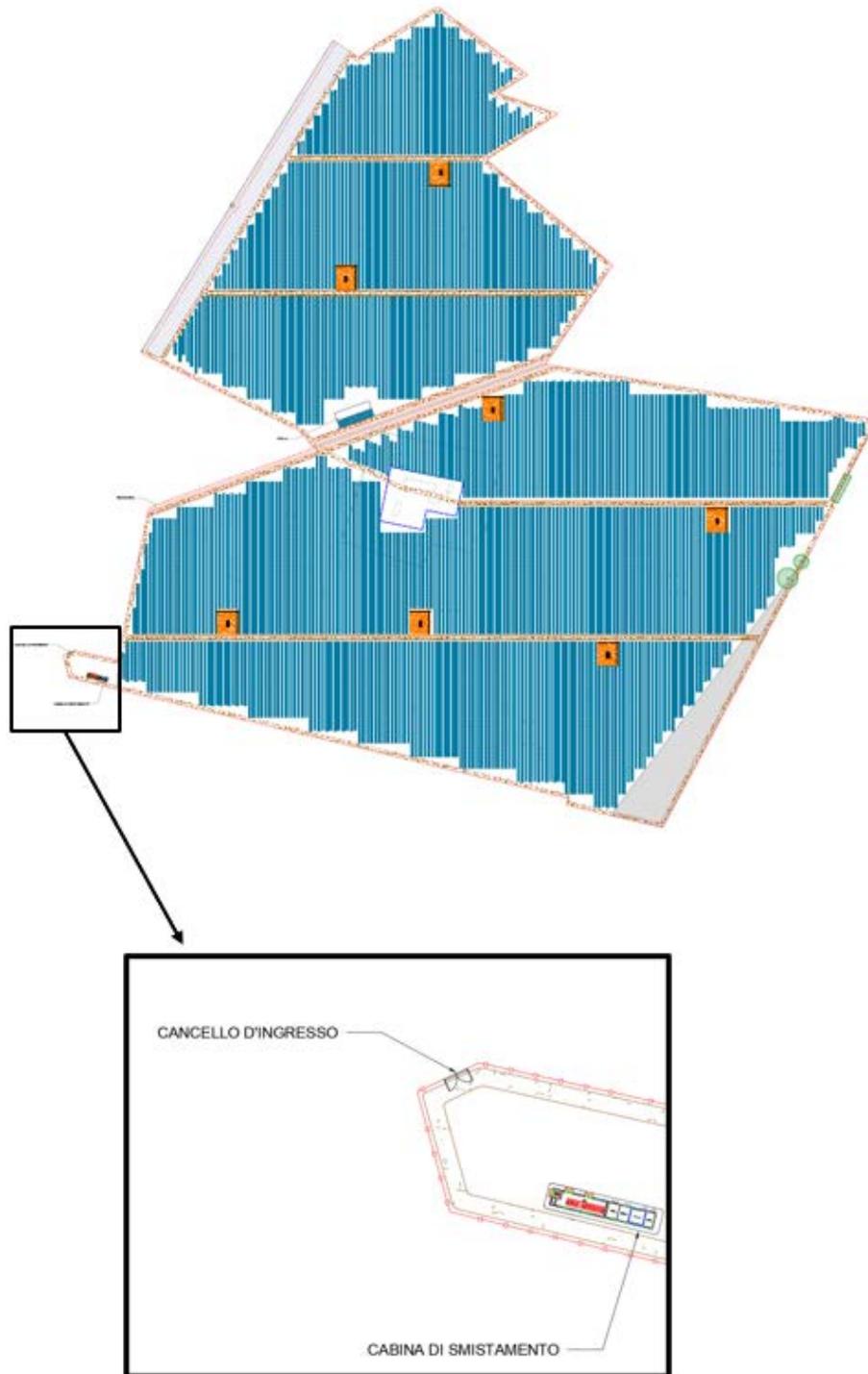


Figura 25: Ingresso campo

6 Connessione alla RTN

Così come da STMG ricevuta da Terna, la soluzione di connessione proposta e accettata, prevede il collegamento in antenna a 132 kV su uno stallo a 132 kV della Stazione Elettrica di smistamento della RTN a 132 kV denominata "Camerata Picena".

Al fine di elevare la tensione ai 132 kV richiesti dal collegamento in antenna, il proponente realizzerà una Stazione elettrica di utenza/trasformazione 30/150 kV, che costituisce l'interfaccia fra l'impianto di utenza e l'impianto di rete, per la cui descrizione si rimanda all'elaborato R.07 IMP SSE – Relazione tecnica sottostazione utente, e ai relativi elaborati grafici allegati al progetto.

Il collegamento fra impianto e sottostazione utente avverrà tramite cavidotto interrato in MT, mentre il collegamento fra stazione utente e SE Terna avverrà mediante cavidotto interrato in AT.

I percorsi dei due cavidotti sono mostrati nelle figure che seguono. Per approfondimenti si rimanda alla documentazione relativa, allegata al progetto.



-  Area interessata dal progetto
-  Percorso elettrodotto in MT
-  Percorso elettrodotto in AT
-  Sottostazione elettrica

Figura 26: Inquadramento Elettrodotti MT – AT

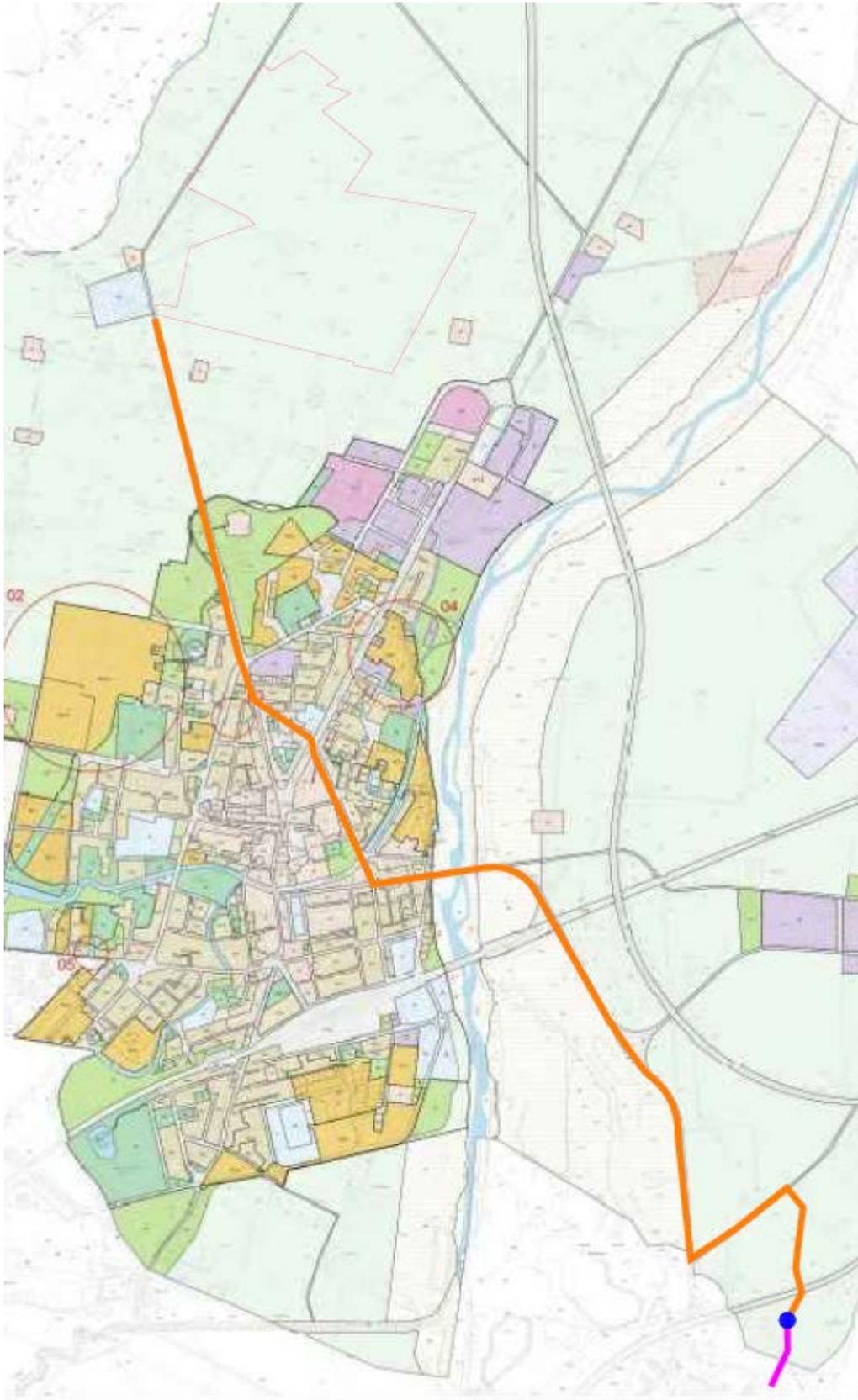


Figura 27: Inquadramento su PRG – Elettrodotti MT e AT

7 Verifica requisiti agrivoltaico

Secondo quanto previsto dalle Linee Guida Ministeriali di giugno 2022 in materia di impianti agrivoltaici, un impianto fotovoltaico è agrivoltaico avanzato se rispetta i seguenti requisiti:

- REQUISITO A: il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;
- REQUISITO B: il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;
- REQUISITO C: l'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
- REQUISITO D: il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
- REQUISITO E: il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Nel seguito sono dettagliate le modalità di verifica del rispetto dei suddetti requisiti.

7.1 Requisito A

Il requisito A ha l'obiettivo di creare le condizioni necessarie a garantire la continuità dell'attività agricola consentendo al contempo una sinergica ed efficiente produzione energetica. In accordo con il requisito A, dovranno essere rispettati i seguenti due sotto-criteri:

Requisito A.1

$$S_{agricola} \geq 0,7 * Stot$$

Requisito A.2

$$LAOR = SPV Stot \leq 40\%$$

dove:

- $S_{agricola} = Stot - SN$, è la superficie che, dopo l'intervento di installazione dell'impianto agrivoltaico, resta utilizzata per l'attività agricola.
- SN è la superficie non utilizzata per l'attività agricola in quanto occupata o impedita dall'installazione e dall'esercizio dell'impianto agrivoltaico. Definita $h1$ l'altezza dei moduli fotovoltaici e fissata $hmin$ a 2,1 m (vedi Paragrafo):
 - se $h1 > hmin$ allora SN è data dalla superficie occupata da cabine, quadri elettrici, inverter o altra componentistica appartenente all'impianto fotovoltaico;
 - se $h1 < hmin$ alle superfici citate deve essere aggiunta la proiezione al suolo di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici installati.
- SPV è la somma delle superfici individuate dalla proiezione al suolo del profilo esterno di massimo ingombro di tutti e soli i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (compresa la loro cornice).
- $Stot$ è la superficie di un sistema agrivoltaico: area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnica e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico. Definita al netto delle tare: stagni, fossi, laghetti, cave, strade, etc. che rientrano nella definizione di "altra superficie" di ISTAT.

Si riassumono di seguito i dati di input dell'impianto agrivoltaico in oggetto, discussi nei paragrafi precedenti:

Input	Denominazione	N. Unità	Sup/unità	Sup totale
Sup recintata	<i>Srecinzione</i>	-	-	523.576 m ²
Sup totale	<i>Stot</i>	-	-	482.277 m ²
Sup pali strutture	<i>S1</i>	14.030	0,25 m ²	3.507,5 m ²
Sup cabine campo	<i>S2</i>	7	750 m ²	5.250,0 m ²
Sup cabina di smistamento	<i>S3</i>	1	1.551,52 m ²	1.551,52 m ²
Sup max moduli	<i>SPV</i>	70.902	2,58 m ²	183.157,73 m ²

Con tali dati di input, si è proseguito al calcolo delle grandezze utili a determinare il rispetto dei requisiti:

- $SN = S1+S2+S3 = 10.309,02 \text{ m}^2$
- $Sagricola = Stot - SN = 471.968,03 \text{ m}^2$

Tabella 2: Verifica Requisito A

Requisito	Calcolo	Esito
Requisito A.1: $Sagricola \geq 0,7 * Stot$	$471.968,03 \geq 0,7 * 482.277 = 337.593,94$	VERIFICATO
Requisito A.2: $LAOR = SPV / Stot \leq 40\%$	$183.157,73 / 482.277 = 37,98\%$	VERIFICATO

7.2 Requisito B

Il requisito B ha l'obiettivo di verificare che, nel corso della vita tecnica dell'impianto, vengano rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

Devono essere verificati:

- **Requisito B1** - Continuità dell'attività agricola sul terreno oggetto di intervento, che avviene attenzionando:

- a) esistenza e resa della coltivazione;
- b) mantenimento dell'indirizzo produttivo

- **Requisito B2** - Producibilità elettrica minima: in base alle caratteristiche degli impianti agrivoltaici analizzati, si ritiene che la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FV_{agri} in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard ($FV_{standard}$ in GWh/ha/anno), non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

$$FV_{agri} \geq 0,6 * FV_{standard}$$

Verifica - Requisito B1

Tale requisito verrà verificato così come descritto negli elaborati agronomici allegati al presente progetto.

Verifica - Requisito B2

La producibilità dell'impianto agrivoltaico è stata presentata all'interno della relazione di calcolo preliminare impianto ed è pari a 70,09 GWh/anno.

Al fine di verificare il confronto con un impianto fotovoltaico standard è stata realizzata un'analisi di producibilità secondo quanto previsto dalla Guida tecnica CEI PAS Paragrafo 3.14:

- Software: PVGIS
- Database solare: PVGIS-SARAH2
- Tecnologia: Si cristallino
- Potenza di picco: somma della potenza nominale a STC dei moduli fotovoltaici dell'impianto agrivoltaico
- Perdite di sistema: 14%

- Posizione di montaggio: a terra
- Inclinazione: come nell'impianto agrivoltaico a cui confrontarlo
- Orientazione: come nell'impianto agrivoltaico a cui confrontarlo

Tabella 3: Confronto impianto agrivoltaico con impianto di riferimento

	Impianto AgroPV	Impianto Rif
Producibilità [GWh/anno]	70,09	75,21
Superficie occupata [ha]	52,4	41,54 (hp: 1MW/ha)
Producibilità/superficie [GWh/anno/ha]	1,34	1,81

Tabella 4: Verifica requisito B2

Requisito	Calcolo	Esito
$FV_{agri} \geq 0,6 * FV_{standard}$	$1,34 > 0,6 * 1,81 = 1,09$	VERIFICATO



Performance of tracking PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs:

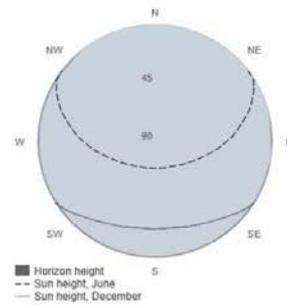
Latitude/Longitude: 43.603,13.325
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 41540.85 kWp
 System loss: 14 %

Simulation outputs

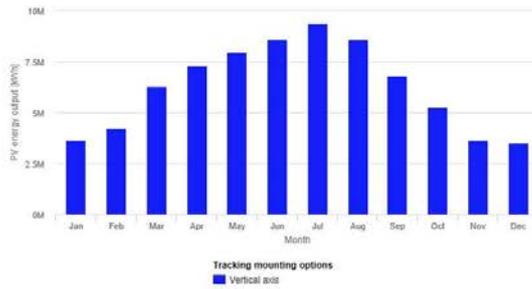
Slope angle [°]: 55 (opt)
 Yearly PV energy production [kWh]: 75217306.6
 Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]: 2314
 Year-to-year variability [kWh]: 3369832.6
 Changes in output due to:
 Angle of incidence [%]: -1.47
 Spectral effects [%]: 1.08
 Temp. and low irradiance [%]: -8.63
 Total loss [%]: -21.75

* VA: Vertical axis

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from tracking PV system:



Month	E_m	H(m)	SD_m
January	36265360.9	966165.4	
February	42345472.3	1143727.3	
March	630032697.0	1206425.6	
April	730279229.9	879445.4	
May	785651245.7	973419.5	
June	856863472.6	679302.3	
July	939656302.7	534460.1	
August	858224279.9	712430.4	
September	681213216.2	584615.6	
October	526259459.1	754968.9	
November	364395607.2	606930.8	
December	351046804.5	617238.4	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh]
 H_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²]
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh]

Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:



The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
 It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our services will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.
 For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

PVGIS © European Union, 2001-2023.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2023/11/23



Figura 28: Calcolo producibilità impianto di riferimento

7.3 Requisito C

Il requisito C è legato alla configurazione spaziale del sistema agrivoltaico, che influenza lo svolgimento delle attività agricole, e in particolare a tre tipi di classificazione proposti dalle linee guida:

TIPO 1)

L'altezza minima dei moduli è studiata in modo da consentire l'attività agricola anche sotto ai moduli PV. Si configura in questo caso una condizione in cui esiste doppio uso del suolo e integrazione fra l'impianto agrivoltaico e la coltura.

TIPO 2)

L'altezza dei moduli da terra non è progettata in modo da consentire lo svolgimento delle attività agricole al di sotto dei moduli fotovoltaici. L'uso del suolo è combinato con grado di integrazione basso.

TIPO 3)

I moduli PV sono disposti in posizione verticale. L'altezza minima dei moduli non incide sulla possibilità di coltivazione.

Considerata l'altezza minima dei moduli fotovoltaici su strutture fisse e l'altezza media dei moduli su strutture mobili, limitatamente alle configurazioni in cui l'attività agricola è svolta anche al di sotto dei moduli stessi, si possono fissare come valori di riferimento per rientrare nel tipo 1) e 3):

- 1,3 metri nel caso di attività zootecnica (altezza minima per consentire il passaggio con continuità dei capi di bestiame);
- 2,1 metri nel caso di attività colturale (altezza minima per consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione).

Gli impianti 1) e 3) sono quelli che rispettano il requisito C.

È evidente che, poiché l'altezza h dei moduli fotovoltaici del presente progetto è pari a 2,1 m l'impianto rientra nel tipo 1) e **il requisito C risulta soddisfatto.**

7.4 Requisito D

Il Requisito D prevede che venga installato un adeguato sistema di monitoraggio che consenta di verificare le prestazioni del sistema agrivoltaico, con particolare riferimento alle seguenti condizioni di esercizio:

Requisito D1 - risparmio idrico;

Requisito D2 - continuità dell'attività agricola, ovvero: impatto sulle colture, produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Tale requisito verrà verificato così come descritto negli elaborati agronomici allegati al presente progetto.

7.5 Requisito E

In aggiunta a quanto previsto dal Requisito D, al fine di valutare gli effetti delle realizzazioni agrivoltaiche, il PNRR prevede il monitoraggio dei seguenti ulteriori parametri:

- Requisito E1 – il recupero della fertilità del suolo;
- Requisito E2 – il microclima;
- Requisito E3 – la resilienza ai cambiamenti climatici.

Si descrivono di seguito le modalità attuative previste dal progetto per il rispetto dei suddetti requisiti.

Tale requisito verrà verificato così come descritto negli elaborati agronomici allegati al presente progetto

8 Verifica requisiti al Codice di Rete Allegato A68

L'Allegato A68 del Codice di Rete Terna descrive i requisiti obbligatori per la connessione di Impianti Fotovoltaici in termini di prestazioni generali, regolazioni e funzionalità.

Più precisamente le prescrizioni contenute descrivono:

- le caratteristiche generali d'impianto ed il campo di funzionamento necessari per la connessione alle reti AT;
- le caratteristiche dei sistemi di protezione ai fini del funzionamento in sicurezza del sistema elettrico;
- le caratteristiche dei sistemi di regolazione e gestione che gli Impianti Fotovoltaici devono fornire in condizioni normali ed in emergenza;
- i requisiti di visibilità sul sistema di controllo del Gestore di Rete (in seguito Gestore) e di monitoraggio degli impianti.

L'Allegato A68 si applica agli Impianti Fotovoltaici connessi direttamente alla RTN o indirettamente alla RTN per il tramite di una porzione di rete con tensione nominale pari o superiore a 110 kV.

8.1 Curve di capability al punto di connessione

Al punto di connessione, la capability equivalente dell'impianto risente della produzione di reattivo eventualmente non compensata della rete in cavo MT e, soprattutto per alti valori di potenza attiva prodotta, delle perdite di potenza reattiva nei trasformatori degli inverter BT/MT e nei trasformatori elevatori MT/AT. Le curve limite in sovra e sotto-eccitazione della capability hanno pertanto un andamento curvo dipendente dal dimensionamento di detti trasformatori e sono quindi differenti da impianto a impianto.

Si richiede che l'impianto nel suo complesso fornisca una regolazione di tipo continuo nell'area minima con campitura rossa scura descritta di seguito e rappresenta in figura.

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata superiore ad una soglia del 10÷20% della Pnd, si richiede che:

- il limite di capability in sotto-eccitazione deve essere almeno pari al 35% Pnd per ogni valore di potenza attiva;

- il limite di capability in sovra-eccitazione può variare secondo una curva (diversa per ogni impianto) dal valore di 35% P_{nd} fino ad un valore minimo di 30% P_{nd} in corrispondenza di un valore di potenza attiva pari alla P_{nd} .

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata inferiore alla precedente soglia del 10÷20% della P_{nd} , (area a campitura grigia) si prefigurano due diverse modalità di funzionamento.

- In caso sia possibile l'erogazione di potenza reattiva anche a potenza nulla, si richiede che il valore massimo erogabile/assorbibile sia ancora pari al 35% P_{nd} .
- In caso non sia possibile tale modalità di funzionamento, si richiede una diminuzione progressiva del valore di potenza reattiva Q erogabile fino ad annullare il contributo per valori di potenza attiva P nulla. Questo funzionamento è richiesto per evitare brusche variazioni a gradini della potenza reattiva a seguito dello stop dell'impianto per discesa dell'irraggiamento al di sotto del valore di arresto. In questo caso non si danno prescrizioni vincolanti sulla forma esatta dei limiti di capability.

Qualora il parco fotovoltaico sia in grado di fornire campi di funzionamento più ampi di quelli prescritti, l'Utente è tenuto a concordare con il Gestore le relative modalità di gestione.

La curva di capability V/Q alla massima potenza P_{nd} richiesta (senza elementi di compensazione capacitivi opzionali) è rappresentata figura con bordo rosso.

Per tensioni esterne al range $\pm 10\% V_n$, si accettano riduzioni sulla capability messa a disposizione dell'impianto.

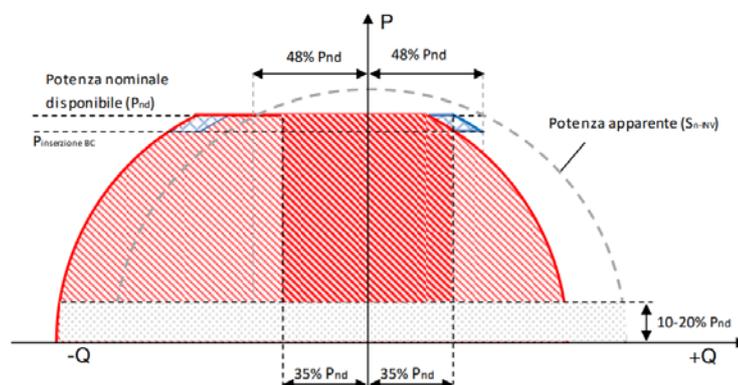


Figura 29 Curva capability P/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla tensione nominale V_n

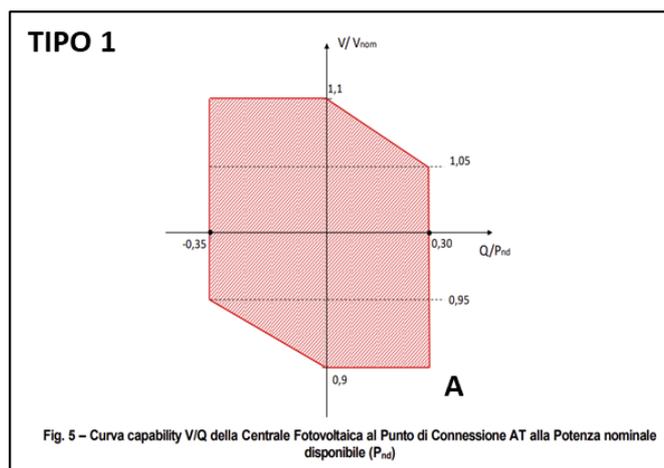


Figura 30 Curva capability V/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla Potenza nominale per impianti di TIPO 1 (>110kV)

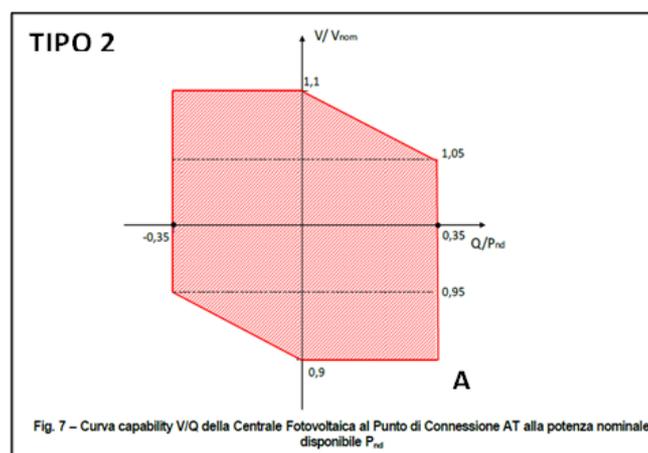


Figura 31 – Curva capability V/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla Potenza nominale per impianti di TIPO 2 (36kV)

Vengono quindi riportati nel seguito gli esiti del dimensionamento e la relativa verifica dei requisiti.

GENERALE		
TENSIONE CONNESSIONE		>=110kV
TIPO CONNESSIONE		TIPO 1
NUMERO MODULI		71.010
POTENZA MODULI		585 W
INVERTER		
NUMERO INVERTER		133
POTENZA APPARENTE NOMINALE INVERTER		300 kVA
POTENZA ATTIVA INVERTER (UTILIZZABILE A68)		259 kW
IMPIANTO		
POTENZA DC INSTALLABILE		41.541 kW
POTENZA APPARENTE NOMINALE		39.900 kVA
POTENZA ATTIVA A68		34.396 kW
RAPPORTO DC/AC		121% 
NOTE		
SOVRADIMENSIONAMENTO A68		16%
SOVRADIMENSIONAMENTO CALCOLATO PER Q E V		16%
SOVRADIMENSIONAMENTO STIMATO PER LOAD FLOW		0%

VERIFICA			
	PUNTO A		
V	90%		
P	100%	34.396	kW
Q	30%	10.319	kVAR
S @Vnom	104%	35.910	kVA
S	116%	39.900	kVA

9 Criteri generali di progettazione

9.1 Protezioni contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti ha come obiettivo la protezione delle persone che accedono all'impianto dalle parti elettricamente attive. La norma CEI 64-8 stabilisce che tutte le componenti dell'impianto debbano essere dotate di protezione contro i contatti diretti. Secondo le modalità stabilite dalla norma CEI 64-8, per i contatti diretti verrà attuata la protezione totale, realizzata mediante l'isolamento delle parti attive e l'uso di involucri e barriere per le parti che possono essere toccate. Verrà impedito sia il contatto accidentale sia quello volontario, in modo idoneo alla destinazione d'uso dei locali.

9.2 Protezioni contro i contatti indiretti

Il lato AC, a monte degli inverter, sarà gestito con sistema TN-S, in accordo con la normativa CEI 64-8, in cui il sistema TN-S è così definito:

- T collegamento diretto a terra di un punto del sistema elettrico
- N collegamento delle masse al punto del sistema elettrico collegato a terra
- S conduttori di neutro e protezione separati

In tale configurazione, nel caso di verificarsi, in tale parte di impianto, un guasto a terra, tale guasto sarà caratterizzato da un'impedenza trascurabile Z_s . Al fine di realizzare correttamente una protezione contro i contatti indiretti, occorre rispettare la seguente relazione:

$$Z_s I_a \leq U_0$$

Tale relazione è indicata dalla Norma CEI 64-8 per gli ambienti ordinari dei sistemi TN, essendo:

- Z_s : l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente;
- I_a : la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro un tempo definitivo, quando si usa un interruttore differenziale, I_a è la corrente differenziale nominale;
- U_0 : la tensione nominale verso terra.

Per i sistemi TN possono essere utilizzati i seguenti dispositivi d'interruzione:

- dispositivi di protezione contro le sovracorrenti (fusibili e interruttori con sganciatori di

massima corrente);

- dispositivi di protezione a corrente differenziale, il cui uso è però vietato nei sistemi TN-C, mentre nei sistemi TN-C-S è possibile usarli, a patto di non utilizzare un conduttore PEN a valle degli stessi; il collegamento del conduttore di protezione al PEN deve essere effettuato a monte dell'interruttore differenziale.

Il tempo massimo d'interruzione del dispositivo di protezione a cui è riferita la corrente I_a è fissato dalla norma CEI 64-8/4 nel modo seguente:

- per i circuiti terminali protetti con dispositivi di protezione contro le sovracorrenti aventi corrente nominale o regolata non superiore a 32 A si applicano i valori della Tabella 14.18 per gli ambienti ordinari e della Tabella 14.19 per gli ambienti e le applicazioni particolari per i quali la tensione di contatto limite convenzionale è limitata a 25 V c.a. e 60 V c.c.;
- per tutti gli altri circuiti sono ammessi tempi d'interruzione convenzionali non superiori a 5 s

Tab. 14.18 Tempi massimi d'interruzione (s) per gli ambienti ordinari dei sistemi TN.

50 V < $U_0 \leq 120$ V		120 V < $U_0 \leq 230$ V		230 V < $U_0 \leq 400$ V		$U_0 > 400$ V	
c.a.	c.c.	c.a.	c.c.	c.a.	c.c.	c.a.	c.c.
0,8	Nota 3	0,4	5	0,2	0,4	0,1	0,1

U_0 è la tensione nominale verso terra in c.a. o in c.c.

Nota 1. Per le tensioni che sono entro la banda di tolleranza precisata nella norma CEI 8-6 si applicano i tempi d'interruzione corrispondenti alla tensione nominale.
Nota 2. Per valori di tensione intermedi si sceglie il valore prossimo superiore della tabella.
Nota 3. L'interruzione può essere richiesta per ragioni diverse da quelle relative alla protezione contro i contatti elettrici.
Nota 4. Quando la protezione viene effettuata mediante l'uso di dispositivi a corrente differenziale, i tempi d'interruzione della presente tabella si riferiscono a correnti di guasto differenziali presunte significativamente più elevate della corrente differenziale nominale dell'interruttore (tipicamente $5 I_{\Delta n}$).

Tab. 14.19 Tempi massimi d'interruzione (s) per ambienti e applicazioni particolari dei sistemi TN.

Tensione U_0 (V) tra fase e terra	Tempo d'interruzione (s)
120	0,4
230	0,2
400	0,06
> 400	0,02

9.3 Protezioni contro le sovracorrenti

Per i vari circuiti verranno utilizzati interruttori automatici magnetotermici, in modo da realizzare la protezione unica per sovraccarico e corto circuito.

Per la protezione contro i sovraccarichi sono state verificate le seguenti condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad I_f \leq 1,45 I_z$$

Dove:

- I_b : corrente di impiego che percorre il cavo;
- I_n : corrente nominale del dispositivo di protezione;
- I_z : portata massima del cavo a regime permanente in funzione del tipo di posa e della temperatura ambiente;
- I_f : corrente convenzionale di funzionamento del dispositivo di protezione.

Tali relazioni, indicate dalla norma CEI 64-8, sono riassumibili soltanto nella prima disequazione per gli interruttori automatici magnetotermici usati, aventi $I_f \leq 1,45 I_n$

Per la protezione contro i cortocircuiti deve essere verificata la seguente condizione:

$$(I^2 t) \leq K^2 S^2$$

- $(I^2 t)$: integrale di Joule in $A^2 s$, che lascia passare il dispositivo di protezione;
- S : sezione del conduttore da proteggere in mm^2 ;
- K : coefficiente pari a 115 per i conduttori in rame isolati;
- t : tempo di intervento del dispositivo di protezione che si assume ≤ 5 s.

La condizione di cui sopra risulta automaticamente verificata, in quanto saranno utilizzati esclusivamente interruttori automatici che integrano in uno stesso dispositivo sia la protezione contro i sovraccarichi sia la protezione contro i cortocircuiti.

Tutti gli interruttori automatici avranno potere di interruzione adeguato al punto di installazione.