

IMPIANTO AGROVOLTAICO "TRIVIGNANO"

E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 17,18 MWp - SISTEMA DI ACCUMULO 1,575 MW
Comuni di Trivignano Udinese (UD) e Santa Maria la Longa (UD)

PROPONENTE

FIRME E TIMBRI

EG NUOVA VITA S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI 22 MILANO (MI)
P.IVA: 11616260961 PEC: egnuovavita@pec.it

EG Nuova Vita S.r.l.

Via dei Pellegrini, 22
20122 Milano
P. IVA/ C.F. 11616260961

PROGETTAZIONE

COORDINAMENTO PROGETTUALE

DOTT.SSA ELIANA SANTORO

Corso Svizzera 30, 10143 Torino (TO)
P.IVA: 03512740048 PEC: e.santoro@conafpec.it



COLLABORATORI

DOTT.SSA EMANUELA GAIA FORNI
DOTT. OLMO FORNI

TITOLO ELABORATO

RISCONTRO RICHIESTA INTEGRAZIONI REGIONE FVG

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	RIFERIMENTO	DATA	SCALA
Definitivo	TRI-VIA-17	-	-	03.04.2023	--

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
00	03.04.2023	-	GM	GM	JM



REGIONE FRIULI



COMUNE DI TRIVIGNANO UDINESE (UD)

COMUNE DI SANTA MARIA LA LONGA (UD)

IMPIANTO AGROVOLTAICO "TRIVIGNANO"

E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 17,18 MWp - SISTEMA DI ACCUMULO 1,575 MW
Comuni di Trivignano Udinese (UD) e Santa Maria la Longa (UD)

PROPONENTE

FIRME E TIMBRI

EG NUOVA VITA S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI 22 MILANO (MI)
P.IVA: 11616260961 PEC: egnuovavita@pec.it

EG Nuova Vita S.r.l.

Via dei Pellegrini, 22
20122 Milano
P. IVA/C.F. 11616260961

PROGETTAZIONE

ING. NICODEMO AGOSTINO

Via Vittorio Veneto 6, 13011 Borgosesia (VC)
P.IVA: 02215010022 PEC: agostino.ing.nicodemo@pec.it



COORDINAMENTO PROGETTUALE

DOTT.SSA ELIANA SANTORO

Corso Svizzera 30, 10143 Torino (TO)
P.IVA:03512740048 PEC: e.santoro@conafpec.it



COLLABORATORI

ING. ANTONIO DE MARCO
ING. MARCO PIGNOLO

TITOLO ELABORATO

RELAZIONE TECNICO-DESCRITTIVA

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	RIFERIMENTO	DATA	SCALA
Definitivo	TRI-REL-01	-	-	03.04.2023	--

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
01	03.04.2023	-	GM	GM	JM



REGIONE FRIULI



COMUNE DI TRIVIGNANO UDINESE (UD)



COMUNE DI SANTA MARIA LA LONGA (UD)

Relazione tecnico descrittiva

Premessa.....	1
1. Obiettivo	2
2. Ubicazione del sito di impianto	2
3. Identificazione del punto di connessione alla rete AT di Terna.....	4
4. Elenco della normativa di riferimento.....	5
5. Descrizione dell'opera da realizzare.....	9
5.1. Caratteristiche delle aree di intervento, accessi ai siti e recinzione.....	11
5.2. Viabilità interna alle aree di impianto.....	12
5.3. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici.....	12
5.4. Moduli fotovoltaici.....	15
5.5. Inverter	17
5.6. Unità di trasformazione e relative fondazioni.....	19
5.7. Cabina utente in campo	23
5.8. Apparecchiature nella cabina di smistamento	25
5.9. Sistema di accumulo e relativa componentistica	26
5.10. Impianto di messa a terra	31
5.11. Sistemi di protezione dalle scariche di origine atmosferica	32
5.12. Cavi elettrici.....	32
5.13. Esecuzione degli scavi per la posa dei cavidotti nelle aree di impianto.....	35
5.14. Cavidotto di connessione tra campo fotovoltaico e stazione TERNA.....	38
6. Producibilità dell'impianto fotovoltaico	43
7. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE	45
8. IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA.....	45
9. METEO STATION	45
10. SISTEMA DI SUPERVISIONE	46
11. Organizzazione del cantiere	48
12. Cronoprogramma	48

Premessa

Il presente elaborato costituisce la REV 02 elaborata per rispondere alle richieste di integrazioni pervenute. Si riportano in verde le modifiche apportate. Il dettaglio delle osservazioni/richiesta integrazioni a cui risponde tale revisione è fornito nella tabella allegata alla lettera di trasmissione.

A circa 1,6 km in direzione Sud dal Comune di Trivignano Udinese e a circa 1 Km sud-ovest dal Borgo di Clauiano, nell'ambito territoriale della provincia di Udine, nella regione Friuli Venezia Giulia, è prevista la realizzazione di un impianto fotovoltaico installato a terra con una potenza di picco complessiva pari a 17,2 MWp con sistema di accumulo da 1,575 MW.

L'opera oggetto della presente relazione illustrativa riveste un ruolo di importanza strategica nell'assetto energetico Nazionale in quanto contribuisce, in modo molto significativo, al raggiungimento degli obiettivi energetici proposti dall'Italia e inseriti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (NECP), come indicato nel documento "National Survey Report of PV Power Application in Italy 2018" redatto a cura del GSE e dell'RSE. A tal proposito, il Paese si è impegnato ufficialmente ad incrementare la quota di energia elettrica consumata e prodotta da fonti rinnovabili (FER), passando di fatto dal 34% nel 2017 al 55% nel 2030. Il raggiungimento di un tale ottimistico risultato non può, in alcun modo, prescindere dal contributo fornito dalla produzione di energia elettrica da fonte solare (fotovoltaica) che rappresenta la quota parte più importante di energia "verde" prodotta in Italia. Quanto sopra descritto si traduce, in pratica, in un necessario incremento della capacità fotovoltaica installata che, per perseguire gli obiettivi prefissati, nel 2030 dovrebbe raggiungere i 50 GW complessivi, attualmente si attesta attorno ai 20 GW complessivi.

Molto è stato fatto in passato da parte del Governo per incentivare la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica, e, dopo un breve periodo di stallo durato circa 4/5 anni, oggi sono state profuse nuove forze e nuove idee propedeutiche al conseguimento dei suddetti obiettivi energetici e dare nuovo slancio al mercato Nazionale delle energie rinnovabili. Tuttavia, da analisi effettuate risulterebbe che tutti gli sforzi profusi non sarebbero sufficienti per il raggiungimento degli obiettivi energetici 2030, e quindi sarebbero destinati a rimanere un miraggio senza l'apporto fornito allo scopo dalle grandi centrali fotovoltaiche, ovvero da impianti in utility scale che producono energia rinnovabile in regime di *grid parity*.

Le stesse considerazioni vanno ovviamente fatte anche in relazione al Piano Energetico Regionale, lo strumento di programmazione strategica con il quale la Regione ha definito gli obiettivi e le modalità per far fronte agli impegni fissati dall'UE attraverso la Roadmap al 2050.

Con il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012, cosiddetto *Burden Sharing*, sono state assegnate alle Regioni le rispettive quote di produzione di energia da fonti rinnovabili elettriche e termiche per concorrere al raggiungimento dell'obiettivo nazionale.

Tra i macro-obiettivi del PER c'è non solo quello di allinearsi alla media nazionale, ma quello di divenire esempio virtuoso per produzione energetica da fonti rinnovabili e nell'innovazione energetica.

In tale contesto le opere oggetto della presente relazione possono essere considerate di importanza fondamentale, quasi strategica, nel panorama energetico Nazionale.

1. Obiettivo

La presente relazione descrive il progetto dell'impianto fotovoltaico. L'impianto sarà di tipo Grid-Connected, l'energia elettrica prodotta sarà ceduta alla rete elettrica al netto degli utilizzi previsti per gli autoconsumi di centrale e della ricarica del sistema di accumulo.

2. Ubicazione del sito di impianto

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà realizzato nelle vicinanze del Borgo di Clauiano nel Comune di Trivignano Udinese (UD), su terreni allibrati al catasto terreni alle particelle già individuate nello specifico piano particellare riassunto nella tabella riportata in Figura 2.



Figura 1. Individuazione dell'area di impianto

Figura 2. Piano Particellare relativo al sito di installazione dell' impianto fotovoltaico

AREA IMPIANTO			
Comune	Foglio	Particella	Superficie
Trivignano Udinese (UD)	14	65	0.42.50
	14	66	0.09.20
	14	67	0.19.30
	14	68	0.31.40
	14	69	0.96.30
	14	70	0.38.30
	14	71	0.56.90
	14	72	0.55.80
	14	73	0.88.80
	14	74	2.18.60
	14	75	0.46.30
	14	76	0.23.70
	14	77	0.10.50
	14	154	0.16.90
	14	155	0.21.30
	14	157	0.09.70
	14	167	0.10.30
	14	169	3.52.00
	14	179	2.06.24
	14	188	0.02.07
	14	190	0.20.04
	14	237	00.41.72
	14	238	00.11.38
	14	239	00.45.29
	14	240	00.00.01
	14	241	00.40.38
	14	242	00.00.62
	15	48	0.26.80
	15	50	1.17.00
	15	51	0.65.70
	15	58	1.83.70
	15	59	2.62.60
	15	68	0.46.90
	15	69	0.30.30
	15	70	0.63.60
	15	71	0.25.80
	15	72	0.32.90
	15	73	0.27.60
	15	74	0.36.10
	15	102	0.87.20
	15	103	0.33.80
	15	153	0.06.20
	15	159	0.11.20
15	185	0.60.60	
		TOTALE	26.33.55

3. Identificazione del punto di connessione alla rete AT di Terna

L'impianto fotovoltaico "Trivignano" sarà collegato sfruttando nuovo standard di connessione a 36 kV alla nuova sezione della Stazione elettrica (SE) della RTN a 380/220 kV denominata "Udine SUD".

A partire dalla stazione **Terna**, il collegamento all'impianto fotovoltaico sarà realizzato in cavo interrato alla tensione di 36 kV fino alla cabina utente (CAVI con UM 36 kV).

Il collegamento in cavo interrato avrà una lunghezza di circa 11 km.

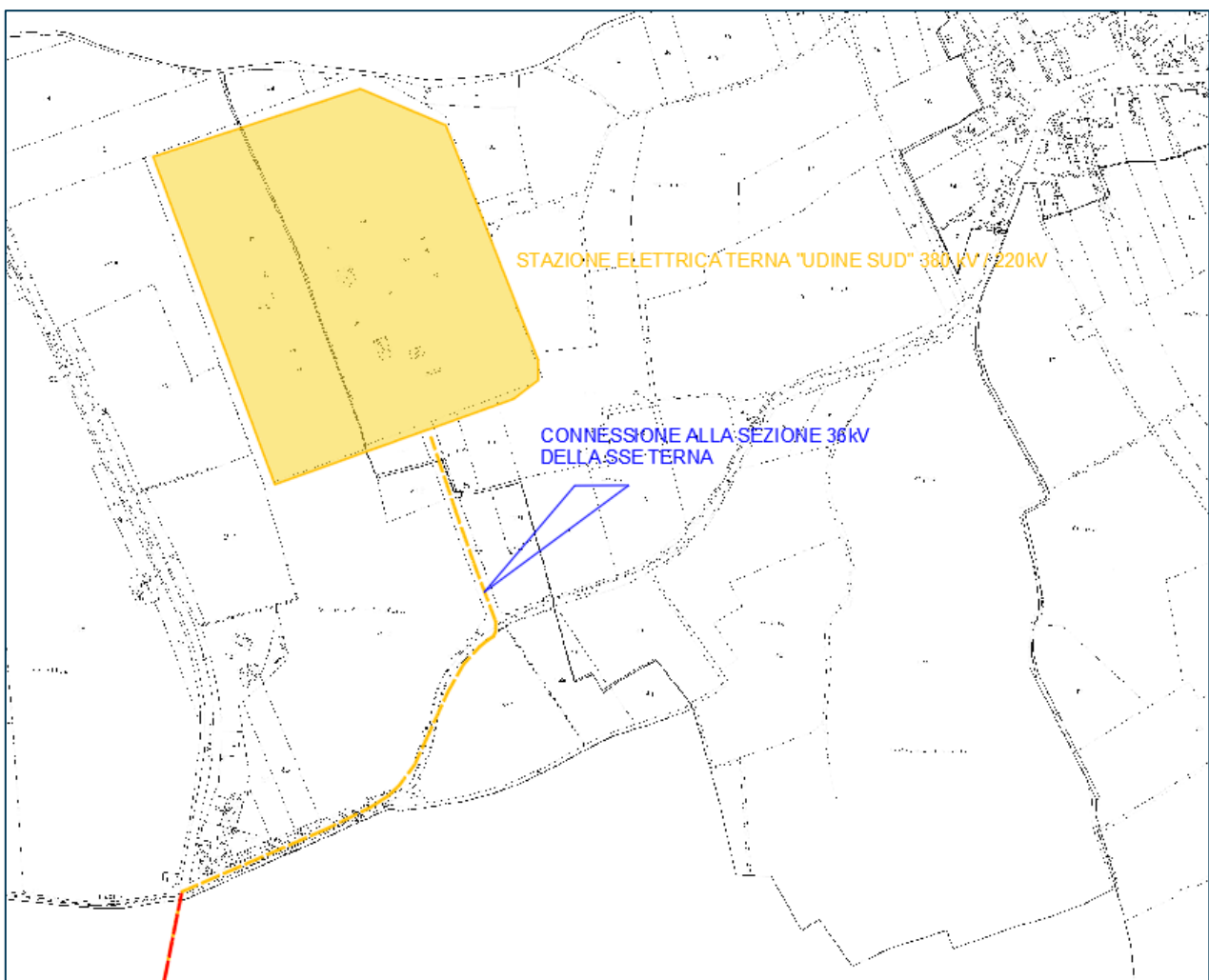


Figura 3. Localizzazione della SE "UDINE SUD" punto di connessione dell'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale

4. Elenco della normativa di riferimento

A titolo indicativo - e non esaustivo - per la redazione del presente progetto sono state prese in considerazione le seguenti leggi e normative di riferimento:

- Delibera ARG/elt 281/05;
- Delibera ARG/elt 179/08;
- Delibera ARG/elt 99/08 e ss.mm.ii.;
- Delibera 564/2018/R/eel;
- DPR 380/2001;
- Legge 36/2001 n. 36
- DPCM 8 luglio 2003;
- Legge 5 novembre 1971 n° 1086;
- Decreto 29 maggio 2008 “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”;
- Decreto 29 maggio 2008 “Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell’induzione magnetica”;
- Direttiva macchine 2006/42/CE
- “Norme Tecniche per le costruzioni 2018” indicate dal DM del 17 gennaio 2018, pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio 2018, in vigore dal 22 marzo 2018, con nota 3187 del Consiglio superiore dei lavori pubblici (CSLLPP) del 21 marzo 2018 e relative circolari applicative della norma;
- Dlgs 81/2008 e ss.mm.ii. “Attuazione dell’articolo 1 della legge 3 agosto 2007 n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza sui luoghi di lavoro”
- CEI EN 50110-1 Esercizio degli impianti elettrici
- CEI 11-27 Lavori sugli impianti elettrici
- CEI EN 61936_1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI EN 50522 Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo
- 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 11-20, V1 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante
- CEI 11-20, V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro generatori
- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici;
- CEI 106-11 Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo;

- CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche;
- CEI 11-37 Guida per l'esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV;
- CEI 11-46 Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione e utilizzo – Criteri generali e di sicurezza
- CEI 11-47 Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa
- CEI EN 50086 2-4 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche parte 2-4: prescrizioni particolari per i sistemi di tubi interrati
- CEI-UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria
- CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata
- CEI 20-40 Guida per l'uso di cavi a bassa tensione
- CEI 20-65 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente
- CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV
- CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici
- CEI EN 50086-1 (CEI 2339) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali
- CEI EN 50086-2-4 (CEI 2346) Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati
- CEI EN 50262 (CEI 20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche
- CEI EN 60423 (CEI 23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori
- CEI EN 61386-1 (CEI 23-80) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali
- CEI EN 61386-21 (CEI 2381) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori
- CEI EN 61386-22 (CEI 2382) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori
- CEI EN 61386-23 (CEI 2383) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori
- CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione
- CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione
- CEI EN 50461 (CEI 82-26) Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino

- CEI EN 50521(82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove
- CEI EN 60891 (CEI 82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento
- CEI EN 60904-1 (CEI 82-1) Dispositivi fotovoltaici –Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaici –Parte 2 Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaici –Parte 3 Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
- CEI EN 60904-4 (82-32) Dispositivi fotovoltaici - Parte 4 Dispositivi solari di riferimento - Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura
- CEI EN 60904-7 (82-13) Dispositivi fotovoltaici -Parte 7 Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici
- CEI EN 60904-8 (82-19) Dispositivi fotovoltaici - Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico
- CEI EN 60904-9 (82-29) Dispositivi fotovoltaici -Parte 9 Requisiti prestazionali dei simulatori solari
- CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 Prove ambientali - Parte 2-21 Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda
- CEI EN 61173 (CEI 82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida
- CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo
- CEI EN 61646 (CEI 82-12) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo
- CEI EN 61277 (CEI 82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida
- CEI EN 61345 (CEI 82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)
- CEI EN 61683 (CEI 82-20) Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza
- CEI EN 61701 (CEI 82-18) Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)
- CEI EN 61724 (CEI 82-15) Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
- CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove
- CEI EN 61829 (CEI 82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
- CEI EN 62093 (CEI 82-24) Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
- CEI EN 61439-1 (CEI 1713/1) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)
- CEI EN 61439-3 (CEI 1713/3) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD

- CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare
- CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione
- CEI EN 60146-1-1 (CEI 22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali
- CEI EN 60146-1-3 (CEI 22-8)
- Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori
- CEI UNI EN 45510-2-4 (CEI 22-20) Guida per l’approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza
- CEI EN 50164-1 (CEI 81-5) Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione
- CEI EN 61643-11 (CEI 37-8) Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1) Protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali
- CEI EN 62305-2 (CEI 8110/2) Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3) Protezione contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone
- CEI EN 62305-4 (CEI 8110/4) Protezione contro i fulmini – Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture
- CEI 110-26 Guida alle norme generiche EMC
- CEI EN 50263 (CEI 95-9) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2) Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni
- CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione
- CEI EN 61000-2-4 (CEI 110-27) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-4: Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti – Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase)
- CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28)
- Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-3: Limiti – Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale 16 A e non soggette ad allacciamento su condizione
- CEI EN 61000-3-12 (CEI 210-81) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-12: Limiti - Limiti per le correnti armoniche prodotte da apparecchiature collegate alla rete pubblica a bassa tensione aventi correnti di ingresso > 16 A e <= 75 A per fase
- CEI EN 61000-6-1 (CEI 210-64) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-1: Norme generiche - Immunità per gli ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera
- CEI EN 61000-6-2 (CEI 210-54) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali
- CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-3: Norme generiche - Emissione per gli ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera
- CEI EN 61000-6-4 (CEI 210-66) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali

- Tabelle e specifiche UE di riferimento per i componenti di impianto
- Norme CEI EN ed UNI di riferimento per i componenti di impianto
- Specifiche tecniche E-Distribuzione
- Normativa ambientale di riferimento locale, regionale e nazionale per la definizione di eventuali vincoli alla realizzazione dell'opera.

5. Descrizione dell'opera da realizzare

La costruzione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica prevede la realizzazione delle opere di seguito sinteticamente descritte:

- Delimitazione delle aree di intervento e cantierizzazione delle stesse;
- Realizzazione delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici, costituite da pali ad infissione su cui saranno installati inseguitori monoassiali;
- Montaggio dei moduli fotovoltaici sugli inseguitori e relativo cablaggio degli stessi;
- Montaggio, in corrispondenza delle strutture di supporto, ma indipendenti dalle stesse, dei convertitori CC/CA;
- Realizzazione delle platee di fondazione delle cabine di trasformazione MT/bt, per la cabina utente MT e per i prefabbricati adibiti ad accumulo;
- Installazione e cablaggio delle cabine prefabbricate per la trasformazione in MT dell'energia prodotta dai moduli fotovoltaici;
- Realizzazione dell'impianto di messa a terra secondo quanto riportato sugli elaborati di progetto;
- Realizzazioni di scavi e cavidotti finalizzati alla posa delle condutture DC, AC sia di Media che di bassa tensione e delle condutture degli impianti di servizio (trasmissione dati, videosorveglianza, antifurto, illuminazione);
- Posa delle apparecchiature e cablaggio della cabina utente MT;
- Realizzazione degli impianti di videosorveglianza, monitoraggio, illuminazione;
- Realizzazione della recinzione e degli accessi definitivi alle aree di impianto.
- Realizzazione del cavidotto di connessione interrato **AT a 36 kV** tra impianto fotovoltaico e stazione **TERNA**

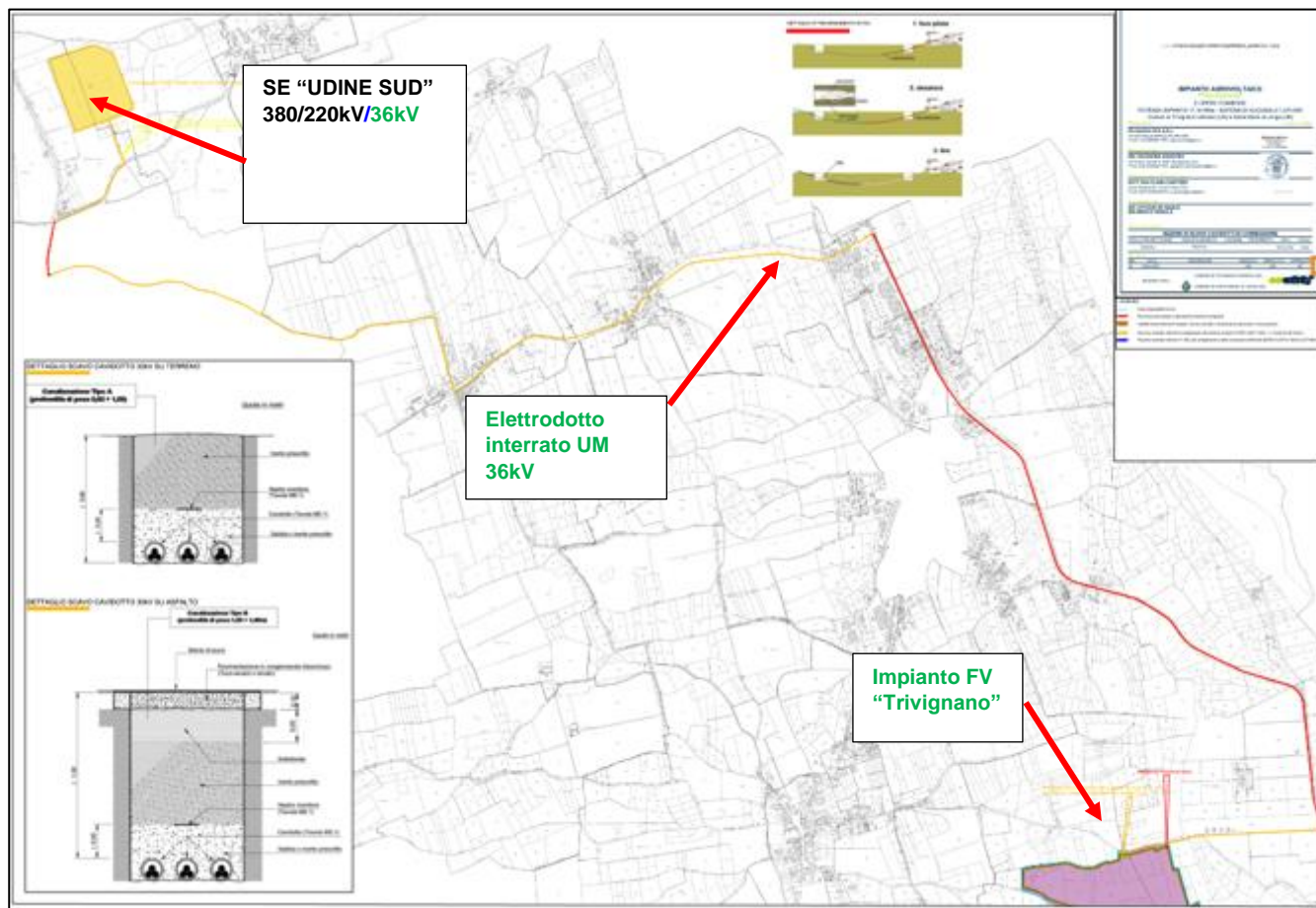


Figura 4. Localizzazione del punto di connessione alla RTN

5.1. Caratteristiche delle aree di intervento, accessi ai siti e recinzione

Le aree di impianto, catastalmente individuate al Capitolo 3, sono così delimitate:

SUPERFICI IMPIANTO FOTOVOLTAICO E RELATIVI LOCALI TECNICI	
Superficie lorda destinata ad impianto e locali tecnici	Circa 244700 m ² (24,47 ha)
Superficie destinata ai locali tecnici	Circa 600 m ²
Superficie occupata dai moduli FV	Circa 82412 m ² (8,24 ha)
Superficie catastale totale disponibile	Circa 263000 m ² (26,30 ha)

Tabella 1. Superfici impegnate sull'area di intervento

I terreni si presentano sub-pianeggianti a destinazione d'uso agricola; nello specifico, le superfici sono adibite a coltivazioni di mais, colza e soia.

Gli accessi alle aree di impianto risultano così definiti:

- n. 1 accesso carrabile a SUD dell'impianto da SP 50
- n. 1 accesso carrabile a NORD in corrispondenza della cabina di smistamento

Gli accessi saranno dotati di cancelli di larghezza non inferiore a 8 metri e altezza del varco non inferiore a 2,3 metri per l'accesso dei veicoli, mentre l'accesso pedonale dovrà essere di larghezza non inferiore a 1 m e altezza 2 m. I cancelli carrabili avranno doppia anta battente (o in alternativa scorrevoli) con cornici costituite da tubi da 2 pollici e profili 60 x 40 mm con uno spessore di 3,5 mm, il tutto in acciaio zincato a caldo con saldature lisce e continue delle varie parti. Ogni cancello di accesso sarà dotato di maniglia e serratura per la chiusura a chiave.

La verniciatura sarà di colore verde con RAL 6005 identico a quello impiegato per la recinzione perimetrale delle aree di intervento.

La recinzione sarà realizzata con pilastri verticali infissi nel terreno e una rete metallica flessibile perimetrale alta 2 m, con luce inferiore di 20 cm per assicurare il transito della fauna. Sarà sormontata da una protezione anti-scavalco di 50 cm e verrà posizionata nel terreno ad infissione, senza l'utilizzo di plinti/pozzetti di fondazione in cemento.

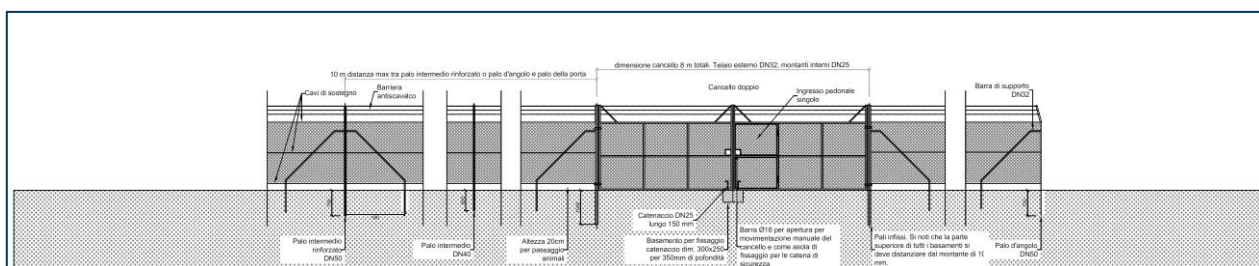


Figura 5. Dettaglio recinzione e accesso

Per la realizzazione delle recinzioni saranno utilizzati i seguenti materiali:

- Pali di metallo trattati per resistere alla durata dell'installazione e alle condizioni atmosferiche;
- Recinzione metallica plastificata colore verde di altezza 2 m;
- Pali per infissione della recinzione in acciaio zincato a caldo;
- Cancelli di ingresso con finitura zincata a caldo predisposto per chiusura di sicurezza;

- Porta pedonale per 1 persona per uscita di emergenza con finitura zincata a caldo predisposto per chiusura di sicurezza.

5.2. Viabilità interna alle aree di impianto

All'interno delle aree di impianto sarà realizzata una viabilità destinata alle operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria; saranno realizzati stradelli destinati principalmente al passaggio veicolare (furgoni, trattori per taglio erba, autocarri, etc.), aventi larghezza di 4 m.

SUPERFICI IMPEGNATE DALLA VIABILITA' INTERNA	
Superficie lorda stradelli perimetrali	Circa 11131 m ² (1,11 ha)
Superficie lorda stradelli interni	Circa 4079 m ² (0,41 ha)
Totale	Circa 15210 m ² (1,52 ha)

Tabella 2. Superfici stradelli sull'area di intervento

Gli stradelli da 4 m saranno principalmente localizzati lungo il perimetro delle aree di impianto e, in alcuni punti, attraverseranno trasversalmente l'area in corrispondenza dei tracker.

Ogni stradello, previa pulizia e scarifica del terreno esistente, sarà composto da una base di materiale inerte (misto di cava), in pezzatura media per uno spessore di circa 15 cm, sormontata da una finitura in materiale inerte (sempre misto di cava), in pezzatura fine per uno spessore di circa 10 cm. Alla finitura dovrà essere garantita un'adeguata pendenza verso cunette laterali opportunamente predisposte per il deflusso delle acque meteoriche.

In Figura 6 si illustra un esempio di stratigrafia degli stradelli.

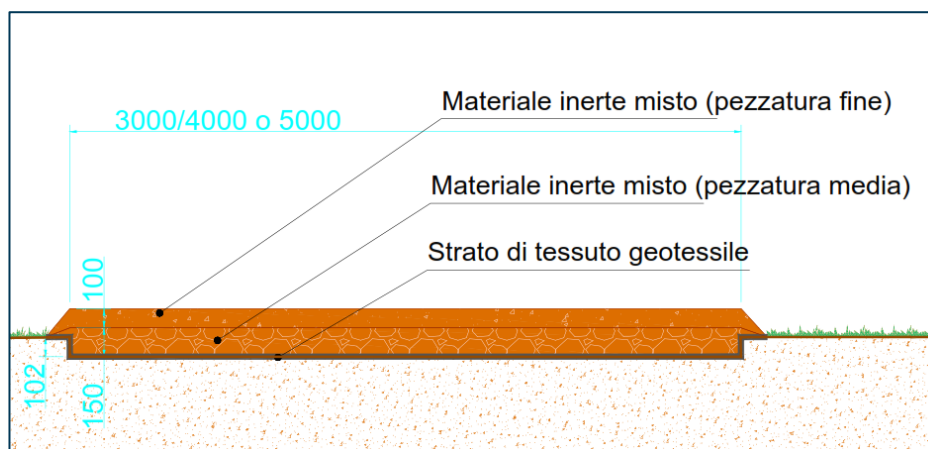


Figura 6. Esempio di stratigrafia stradelli

5.3. Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici saranno installati su inseguitori monoassiali autoalimentati, denominati "tracker", disposti lungo l'asse Nord-Sud, con inclinazione 0° (disposizione orizzontale) ed in grado di ruotare secondo la direttrice Est-Ovest, con escursione angolare fino a valori compresi tra -60° e +60°, rispetto all'asse orizzontale. Gli inseguitori saranno di tipo SF7 BIFACIAL della SOLTEC.

Nell'intervento oggetto della presente relazione è prevista l'installazione di 3 tipologie di tracker monoassiali (7):

- Tracker per sistemi a 1500V del tipo a 96 moduli con cablaggio di n. 3 stringhe da 32 moduli (configurazione 2P48);

- Tracker per sistemi a 1500V del tipo a 64 moduli con cablaggio di n. 2 stringhe da 32 moduli (configurazione 2P32);
- Tracker per sistemi a 1500V del tipo a 32 moduli con cablaggio di n. 1 stringhe da 32 moduli (configurazione 2P16);

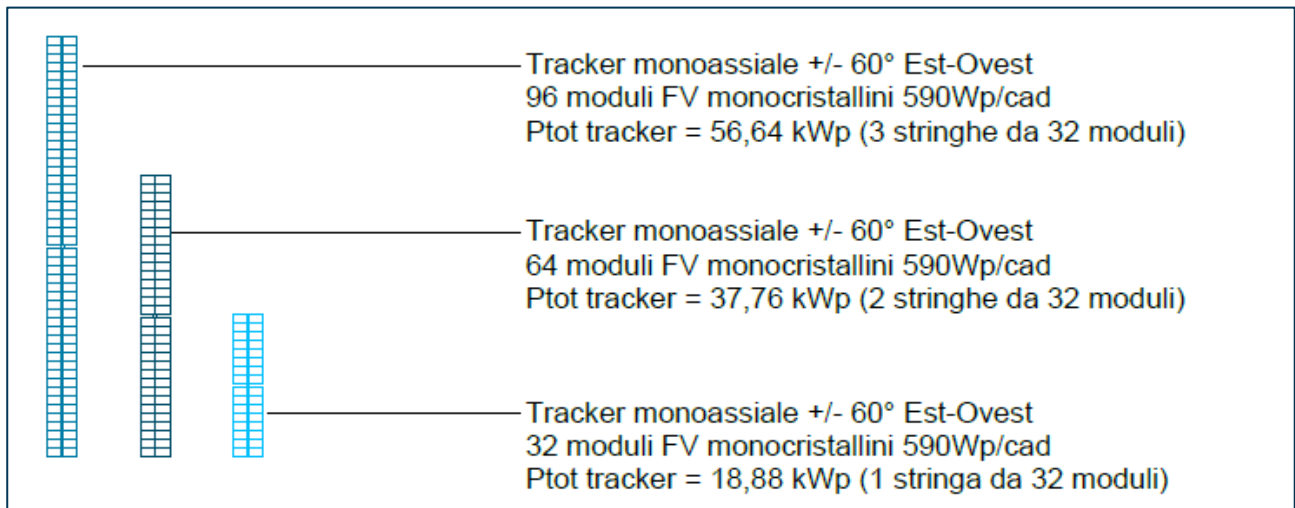


Figura 7. Rappresentazione planimetrica dei Tracker sugli elaborati progettuali

Ciascun tracker è costituito da travi scatolate a sezione quadrata, sorrette da pali con profilo a “H”, incernierate nella parte centrale dell’inseguitore al gruppo di riduzione/motore.

Alle travi vengono ancorati i supporti dei moduli con profilo omega. I moduli fotovoltaici vengono poi fissati con bulloni e con almeno un dado antifurto.

Il numero dei pali necessari al sostegno è variabile in funzione della dimensione di ciascun tracker.

La sezione a “H” dei pali, consente un’agevole infissione in vari tipi di terreno e garantisce la migliore resistenza possibile alle sollecitazioni di movimentazione della struttura e ai carichi vento.

Sul palo centrale dell’inseguitore, viene alloggiato il gruppo motore.

Tutti i pali saranno infissi nel terreno con utilizzo di macchine battipalo. **Non saranno utilizzati plinti di fondazione in cemento, ma solo elementi ad infissione.**

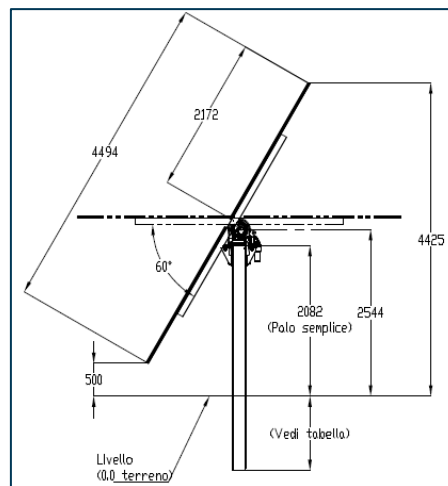


Figura 8. Sezione tipo del tracker

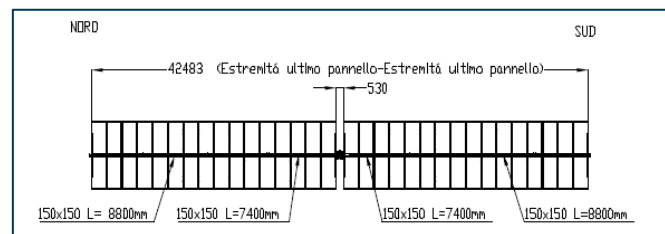


Figura 9. Vista in pianta del tracker

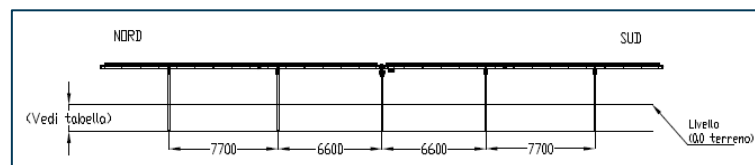


Figura 10. Vista tracker in direzione EST - OVEST

DISLOCAZIONE DEI VARI TIPI DI TRACKER SULLE AREE DI IMPIANTO	
Numero complessivo Tracker 2V16	73 (2336 moduli)
Numero complessivo Tracker 2V32	36 (2304 moduli)
Numero complessivo Tracker 2V48	255 (24480 moduli)
TOTALE TRACKER SULL'INTERA INSTALLAZIONE	364 (29120 moduli)

Tabella 3. Consistenza tracker monoassiali sulle aree di intervento

La gestione della rotazione del tracker è di tipo elettronico. Ogni tracker è dotato di un controller a bordo che contiene la sua logica di funzionamento. Il controller ha la funzione di alimentare il motore elettrico in corrente continua e stabilire la logica di inseguimento. Questa struttura consente l'impiego di moduli bifacciali che determinano, sfruttando l'albedo del luogo, di aumentare la produttività complessiva.

Di seguito sono elencate le principali funzioni di gestione che ogni controller, di ogni tracker, svolge:

- Calcolo della funzione di backtracking finalizzata all'ottimizzazione delle condizioni di ombreggiamento
- Rilevamento dell'assenza di rotazione
- Rilevamento di mancanza alimentazione
- Monitoraggio delle condizioni di sicurezza legate all'azione del vento

In condizioni di emergenza, dovute ad esempio a forti folate di vento, il controller è in grado di posizionare il tracker in stato di sicurezza fino a che la condizione atmosferica avversa non è cessata.

Il controllo dei tracker e la ricezione dei segnali che arrivano dagli stessi può essere effettuata anche in remoto.

5.4. Moduli fotovoltaici

Per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico saranno impiegati complessivamente 29120 moduli fotovoltaici suddivisi in stringhe da 32 moduli ciascuna, collegati in serie. I moduli fotovoltaici previsti hanno le seguenti caratteristiche elettriche e meccaniche:

MODULI FOTOVOLTAICI	
Marca e Modello	TRINA SOLAR – Vertex – TSM-DEG20C.20
Numero totale dei moduli fotovoltaici installati	29120
Potenza nominale unitaria del modulo	590 Wp
Tipologia di materiale semiconduttore	Silicio Monocristallino
Tecnologia del modulo fotovoltaico	Bifacciale
Numero di Celle	120
Efficienza del modulo	20,5%
Tensione massima di sistema	1500V
Tolleranza sulla massima potenza	0/+5W
Dimensioni	2172x1300x40 mm
Peso	35,3 kg
Superficie per singolo modulo fotovoltaico	2,830 m ²
Totale superficie captante frontale	82223 m ²
Grado di protezione	IP68
Cornice	Lega di alluminio anodizzato
Vetro frontale	2 mm di spessore, anti riflesso, alta trasmittanza, temperato

Tabella 4. Caratteristiche dei moduli fotovoltaici

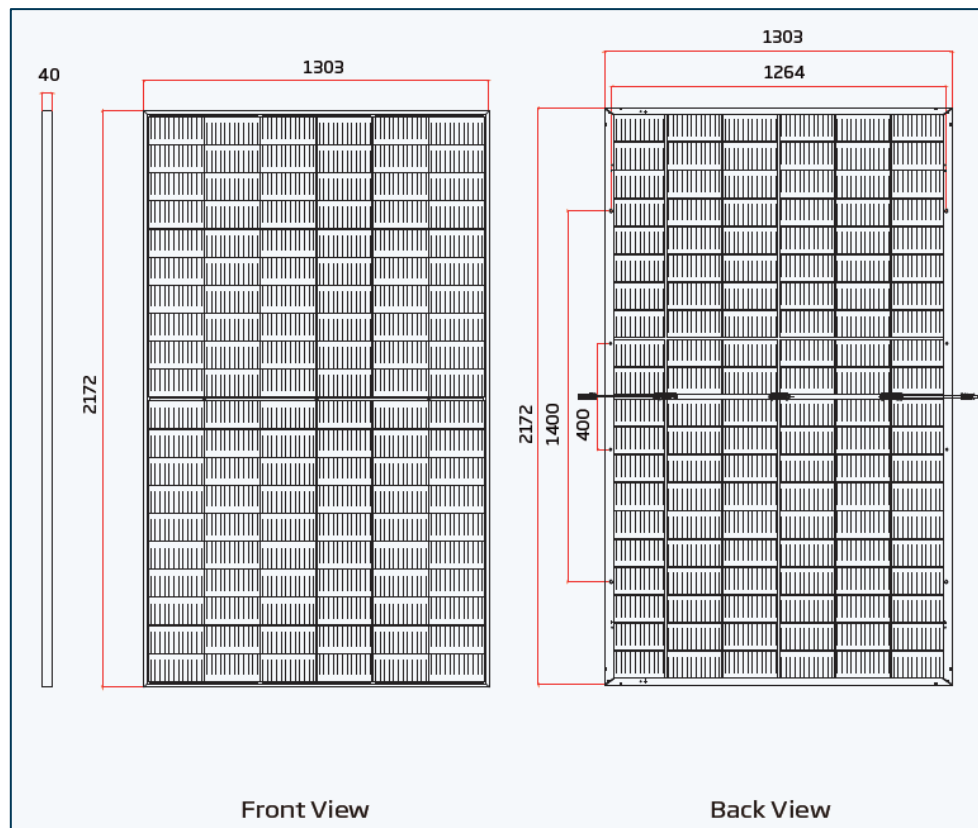


Figura 11. Dimensioni caratteristiche del modulo fotovoltaico

La configurazione elettrica delle stringhe di impianto è riportata nella seguente tabella:

CONFIGURAZIONE DELLE STRINGHE DI IMPIANTO	
Numero di moduli fotovoltaici per ciascuna stringa	32
Numero totale delle stringhe	910
Potenza nominale della singola stringa	18,88 kWp
Numero di stringhe per ciascun tracker da 96 moduli	3
Numero di stringhe per ciascun tracker da 48 moduli	2
Numero di stringhe per ciascun tracker da 32 moduli	1

Tabella 5. Configurazione stringhe di moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici saranno certificati secondo i seguenti standard:

- IEC 61215,
- IEC 61730,
- UL61730,
- ISO 9001:2008 "ISO Quality Management System",
- ISO 14001:2004 "ISO Environment Management System",
- OHSAS 18001:2007, Classe II di sicurezza elettrica, Reazione al fuoco II.

5.5. Inverter

I moduli fotovoltaici producono energia in corrente continua ad una tensione massima di isolamento vicina ai 1500V. La funzione dell'inverter è quella di adattare l'energia elettrica prodotta, da corrente continua a corrente alternata, adeguando il livello di tensione che, in questo caso, è pari a 800V in uscita alternata. Oltre a generare una forma d'onda sinusoidale, l'inverter crea un sistema elettrico trifase equilibrato, adattando la potenza generata ai sistemi convenzionali di distribuzione della potenza elettrica. È stato previsto l'utilizzo di inverter di stringa per la loro efficienza e minor costo. Questo tipo di inverter è stato progettato per impianti con lunga vita utile prevista e ridotta manutenzione.

L'inverter scelto è il modello SUN2000-215KTL prodotto da HUAWEI. Questo fornitore è stato scelto per la sua adattabilità in termini di potenza e tecnologia ad una vasta gamma di progetti fotovoltaici. Nella tabella seguente sono riassunte le principali caratteristiche tecniche dell'inverter.

La logica di controllo opera automaticamente e gestisce l'avvio e lo stop dell'inverter. La macchina incorpora un avanzato sistema di inseguimento del punto di massima potenza ogni due stringhe di moduli connesse in parallelo, al fine di massimizzare l'energia ottenuta dai moduli fotovoltaici. Per minimizzare le perdite durante il processo di conversione viene utilizzata la tecnologia IGBT (insulated gate bipolar transistor). Gli inverter sono progettati secondo le norme Europee di riferimento e sono dotati di marchio CE.

Per quanto riguarda l'utilizzo per connessioni alla rete elettrica, gli inverter sono conformi alle prescrizioni della norma CEI 0-16:2019-04 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di Energia elettrica" (certificato U19-0336 emesso in data 4 giugno 2019 da Bureau Veritas).

Gli inverter saranno posizionati nelle immediate vicinanze delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici ed installati ad una distanza non inferiore a 20 cm rispetto al terreno. Per la loro installazione e collegamento sarà realizzato un idoneo supporto infisso nel terreno, senza l'utilizzo di plinti e/o fondazioni in cemento. In corrispondenza delle morsettiere di ingresso e uscita dagli inverter, i cavi saranno coperti, per essere protetti da eventuali morsi di animali, ma sarà garantita in ogni caso un'idonea ventilazione.

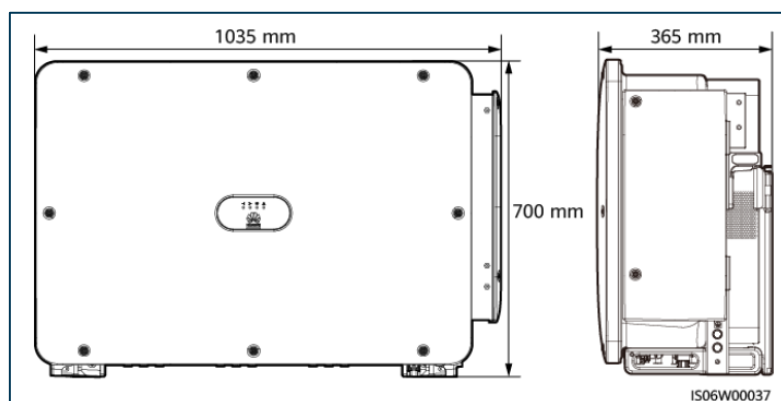


Figura 12. Caratteristiche del convertitore CC/CA

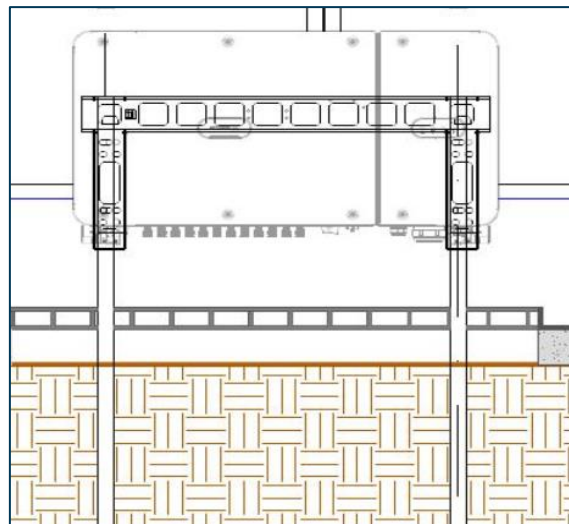


Figura 13. Caratteristiche di installazione dei convertitori CC/CA

Le linee elettriche AC in uscita dagli inverter saranno raggruppate a gruppi di 12 in un quadro elettrico in corrente alternata, prima della connessione al trasformatore MT/bt.

È prevista l'installazione di 70 inverter Huawei SUN2000 215 KTL con una totale potenza nominale AC pari a 14 MW.

CONFIGURAZIONE CONVERTITORI CC/CA	
Marca e Modello	HUAWEI SUN2000-215KTL-H3
Quantità di inverter installati	70
Numero di moduli fotovoltaici per inverter	Da 320 a 352 (gruppi da 10 o 11 stringhe)
Massima tensione in ingresso (V)	1.500
Range di Tensione MPPT (V)	500 – 1500
Massima corrente in uscita (A)	155,20
Numero di ingressi	18
Potenza attiva nominale AC	200kW
Massima Potenza apparente AC	215 kVA
Massima Potenza attiva (cosfi = 1)	215 kW
Corrente nominale in uscita	144,4 A
Tensione nominale di uscita	800 V
Frequenza nominale	50 Hz
Fattore di potenza	0,8 LG ... 0,8 LD
Umidità relativa	0-100%
Numero di inseguitori MPP	9 (2 ingressi per ciascun MPPT)
Massima corrente di input per ciascun MPP (A)	30A
Raffreddamento	Forzato
Protezioni da sovratensione	Scaricatori di tipo II
Connettori AC	Connettori resistenti all'acqua
Rendimento massimo	99,00%
Rendimento europeo	98,60%
Produttore	HUAWEI

Tabella 6. Caratteristiche dei convertitori CC/CA

5.6. Unità di trasformazione e relative fondazioni

L'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico è in corrente continua. Per essere immessa sulla rete elettrica, dopo essere stata convertita in alternata grazie ai convertitori CC/CA, deve essere elevata alla tensione di 36 kV per essere trasmessa alla stazione RTN. **L'impianto si attesterà direttamente su uno stallo con tale livello di tensione, senza necessità di sottostazione ulteriore di trasformazione.**

Nel presente progetto è stato previsto l'impiego di unità di trasformazione "PLUG and PLAY" precablate, contenenti tutti i componenti necessari per interfacciare la produzione di impianto con la rete elettrica.

Le unità impiantistiche assunte a riferimento sono le "SMART TRANSFORMER STATION 3000K", commercializzate dalla HUAWEI per potenza AC fino a 3250 kVA.

L'unità di trasformazione contiene al suo interno:

- Il trasformatore MT/bt;
- I quadri elettrici di Media Tensione;
- Il trasformatore bt/bt per i circuiti ausiliari di cabina;
- I quadri elettrici dei circuiti ausiliari.

Si riportano di seguito le configurazioni impiantistica tipo scelta per le 5 unità di trasformazione presenti in campo.

L'unità monoblocco avrà dimensioni indicative 6058 x 2438 x 2896 mm (lunghezza x larghezza x altezza). Le caratteristiche tecniche dei principali componenti sono indicate nelle successive tabelle:

SPECIFICHE TECNICHE DELL'UNITA' DI TRASFORMAZIONE	
Marca e Modello	HUAWEI STS-3000K-H1
Dimensioni (HxPxL)	6058mm x 2896mm x 2438 mm
Peso	15 tonnellate massimo
Temperatura di esercizio	-25°C + 60°C
Umidità relativa	0% - 95%
Massima altezza s.l.m.	2000 m
Grado di protezione	IP54
Potenza nominale	3250 kVA @40°C
Tensione di ingresso	800V
Tensione di uscita a 50Hz	30kV
Corrente massima in ingresso	2345,5A @40°C
Trasformatore	Olio
Raffreddamento Trasformatore	ONAN
Tipologia di olio	Minerale
Tipologia di collegamento trasformatore	Dy11
Potenza trasformatore	3250kVA
Tensione primaria	30kV
Tensione secondaria	800V
Vcc%	7

Tabella 7. Caratteristiche unità di trasformazione

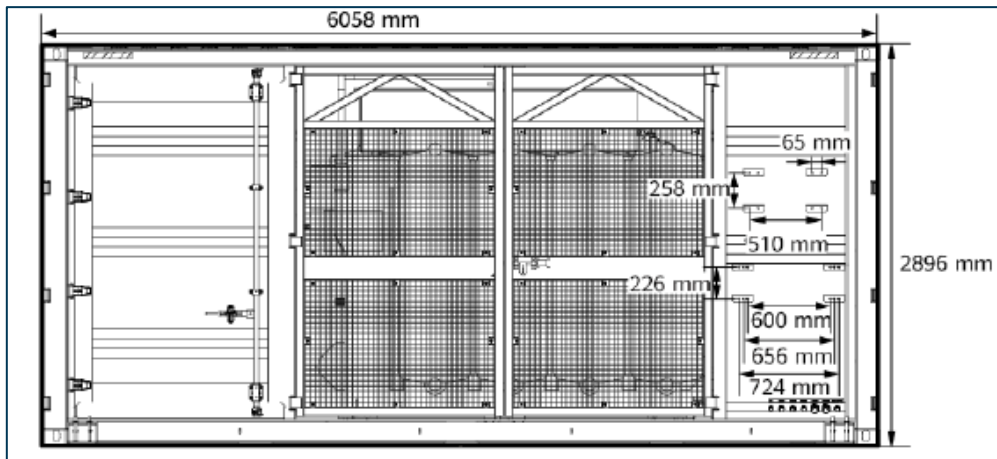


Figura 14. Caratteristiche dimensionali dell'unità di trasformazione_Vista Frontale

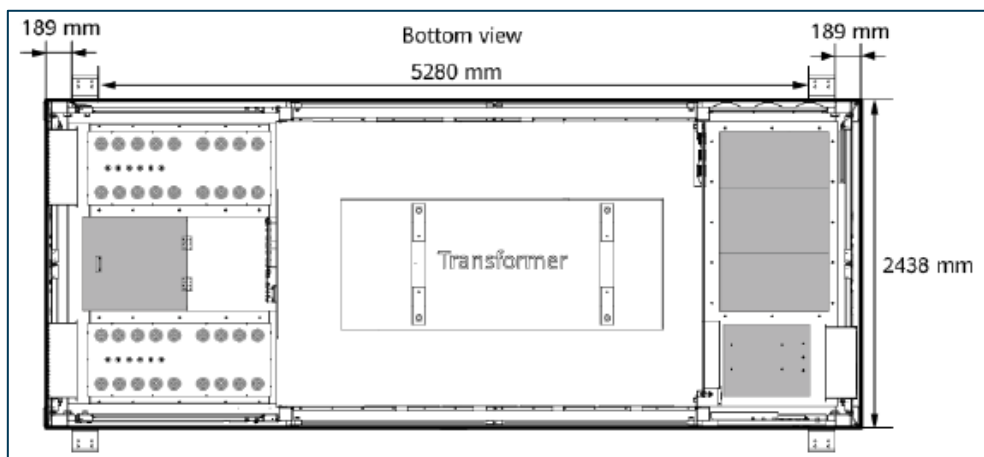


Figura 15. Caratteristiche dimensionali dell'unità di trasformazione_Vista dal basso

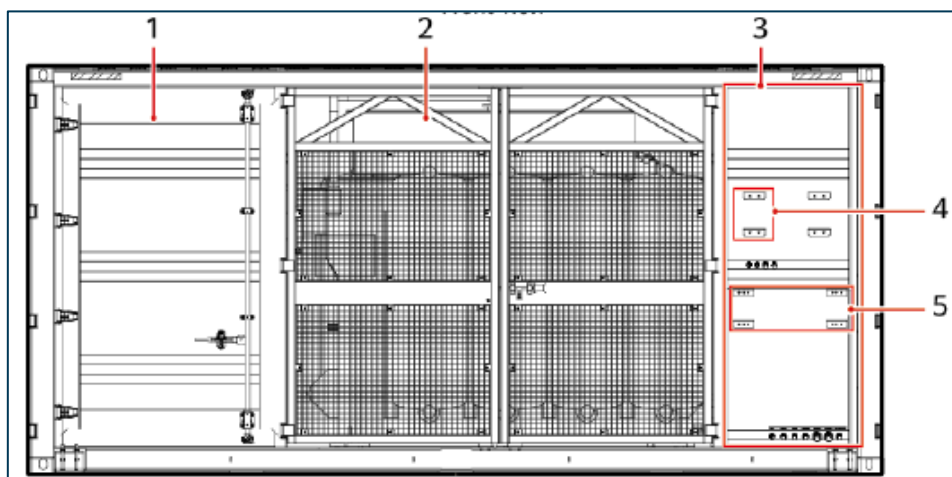


Figura 16. 1=Locale Bassa Tensione; 2= locale trasformazione; 3= locale Media Tensione

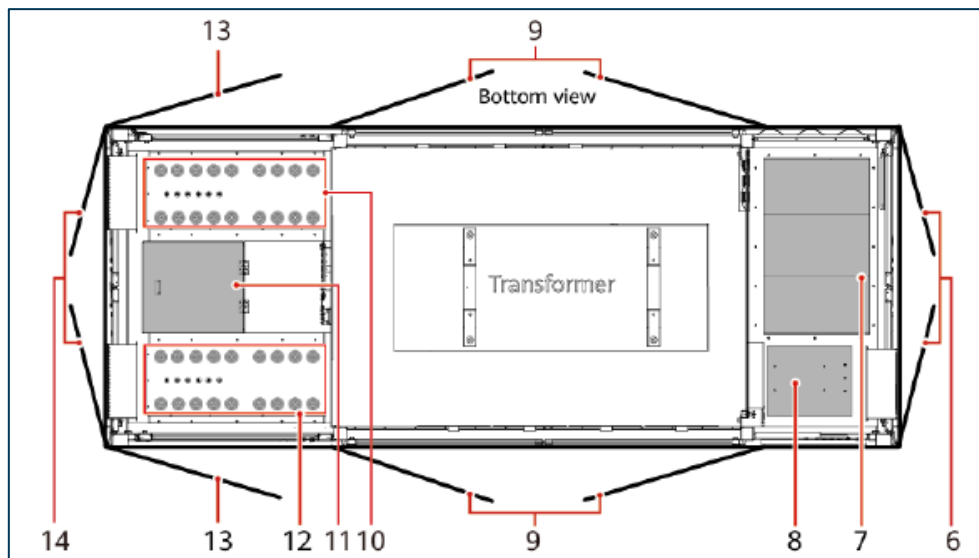


Figura 17. Vista dal basso_6=Accesso locale MT; 7= Quadri MT; 8= trasformatore servizi ausiliari; 9= Accessi locale trasformatore; 10= Roxtec ingresso cavi bt; 12= Roxtec ingresso cavi bt; 13 e 14= accessi locale bt

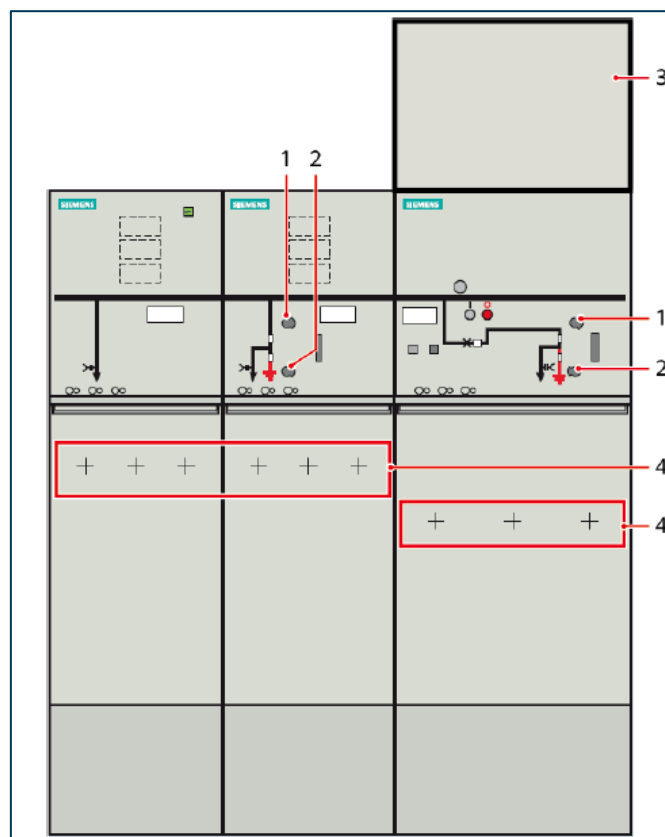


Figura 18. Configurazione tipo delle celle MT

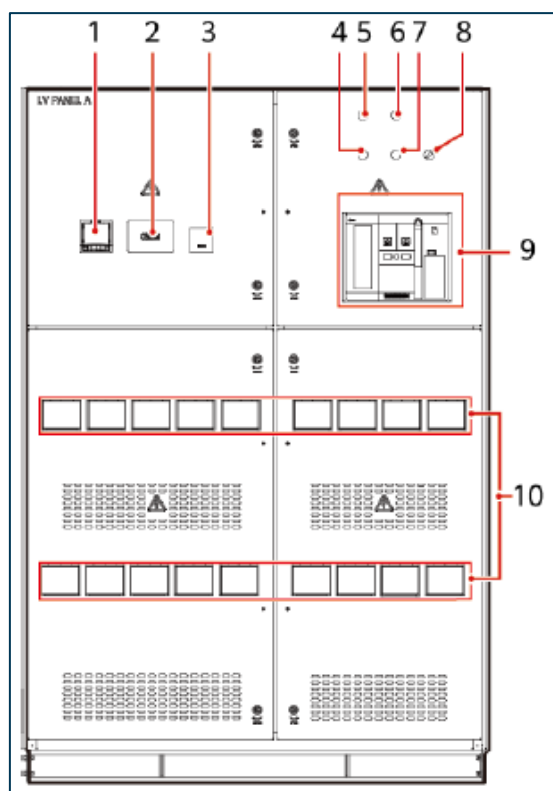


Figura 19. Configurazione tipo quadri bt

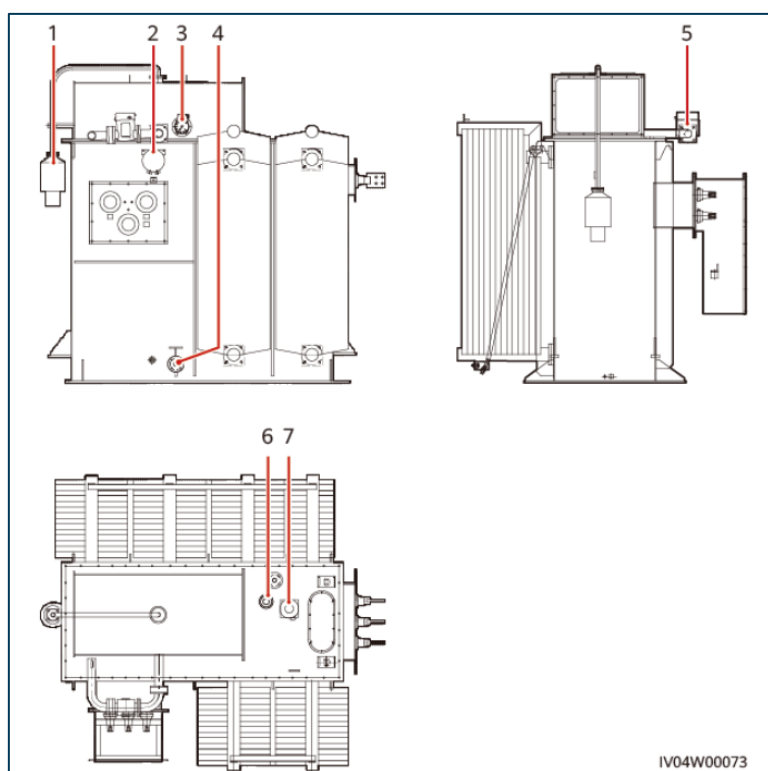


Figura 20. Dettagli costruttivi trasformatore MT/bt in olio inserito nell'unità di conversione

Ogni locale MT conterrà i seguenti scomparti:

- Unità di arrivo linea con sezionatori e/o interruttori con isolamento a 36 kV (nominale 30kV);
- Unità di partenza linea verso altra unità di conversione (nel caso di collegamenti ad anello) completa di sezionatore di linea e sezionatore di terra con interblocchi di manovra con isolamento a 36 kV (nominale 30kV);
- Unità di protezione trasformatore (una o due unità a seconda della presenza di uno o due trasformatori MT/bt) completa di sezionatore di linea, sezionatore di terra e interruttore di protezione in SF6 con interblocchi di manovra con isolamento a 36 kV (nominale 30kV).

Nel locale bt saranno invece alloggiati:

- I quadri elettrici generali bt
- Il quadro elettrico di distribuzione di tutti i servizi di cabina;
- Il quadro elettrico di tutte le utenze alimentate da UPS;
- I contatori di misura dell'energia utilizzata dai servizi ausiliari;
- I dispositivi di controllo dell'isolamento sia sul lato CC che sul lato CA oltre che sulle utenze alimentate da UPS;
- I dispositivi per il monitoraggio degli impianti e delle sicurezze elettriche.

Tutte le parti delle unità di trasformazione saranno posizionate su vasche di fondazione prefabbricate in cemento, posizionate su magrone di circa 10 cm, caratterizzate da:

- Impermeabilità ad acqua e olio
- Capacità di contenimento pari al 120% dell'olio contenuto nel trasformatore
- Sifone di troppo pieno in caso di riempimento d'acqua
- Aperture per lo svuotamento di eventuale acqua e/o olio
- Fori predisposti per il passaggio cavi dall'esterno alle apparecchiature
- Tubazioni di passaggio cavi tra i vari vani della unità di conversione e trasformazione
- Predisposizioni per il collegamento dell'armatura all'impianto di terra

5.7. Cabina utente in campo

La cabina, contenente le apparecchiature di smistamento, sarà realizzata in elementi prefabbricati assemblati in loco, le cui caratteristiche costruttive di dettaglio saranno delineate con il progetto esecutivo delle opere.

Le pareti della cabina saranno realizzate in conglomerato cementizio vibrato, armato, e avranno spessori non inferiori a 9 cm.

I serramenti della cabina saranno in resina.

Il pavimento della cabina dovrà avere una struttura portante e uno spessore minimo di 10 cm. Dovrà essere garantito un carico permanente uniformemente sul pavimento, distribuito di 500 daN/m² e un carico mobile da 3000 daN. Sul pavimento saranno realizzate aperture per l'accesso alla vasca di fondazione, per la posa dei cavi e dei collegamenti e per i cavi di accesso al rack dati. Le aperture saranno complete di plotte di copertura rimovibili.

La copertura della cabina dovrà garantire un coefficiente medio di trasmissione del calore inferiore a $3,1 \text{ W/}^\circ\text{C}$ e dovrà essere protetta da impermeabilizzante (in bitume-polimero) e rivestita in ardesia.

La ventilazione della cabina sarà garantita dalle finestre e da aspiratori eolici in acciaio inox installati in copertura e aventi diametro minimo di 250 mm.

La cabina sarà poggiata su una vasca di fondazione monoblocco con idonei separatori e fori per il passaggio dei cavi MT e bt. Nella vasca di fondazione sarà garantita la presenza di un'intercapedine stagna e la sigillatura di eventuali fori di collegamento con gli altri locali.

Al termine dell'assemblaggio dei vari elementi componenti della struttura di cabina, si provvederà ad un'adeguata sigillatura di tutti i giunti e del perimetro di appoggio delle pareti sul basamento a vasca. Tutte le pareti interne saranno tinteggiate di colore bianco con pitture a base di resine sintetiche, mentre le pareti esterne devono essere trattate con rivestimento murale plastico idrorepellente con resine sintetiche, polvere di quarzo, ossidi coloranti e additivi per garantire un'idonea resistenza agli agenti atmosferici.

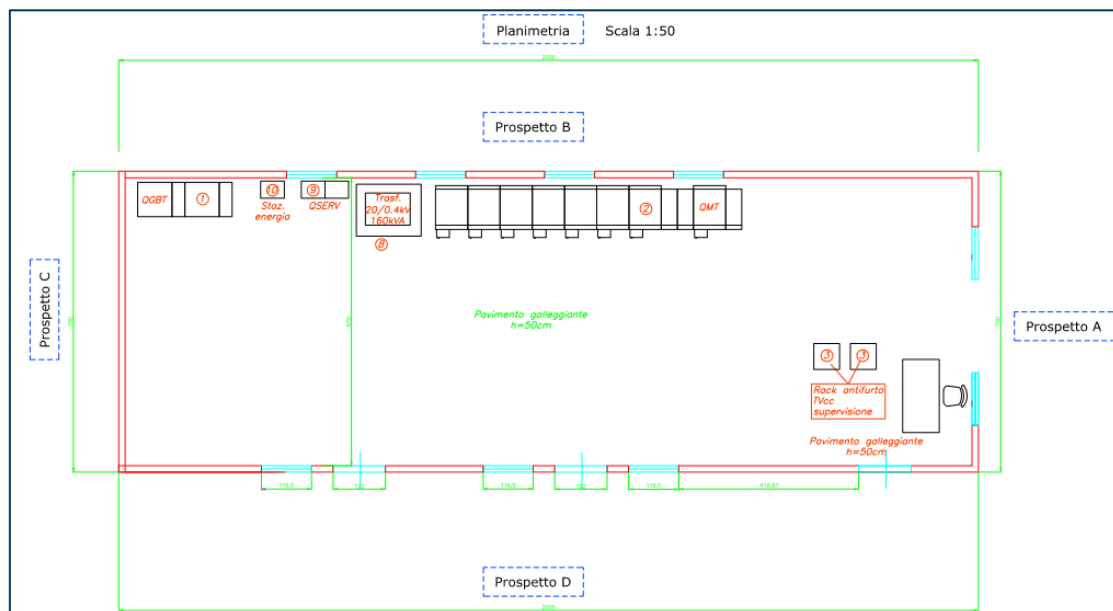


Figura 21. Vista in pianta della cabina di smistamento a 30 kV

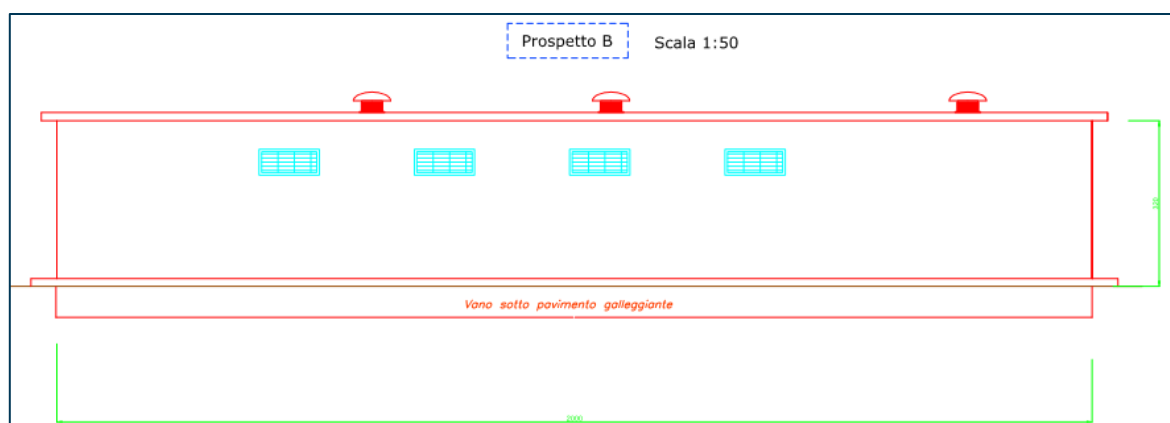


Figura 22. Prospetto lato strada della cabina di consegna dell'Area Nord di Impianto

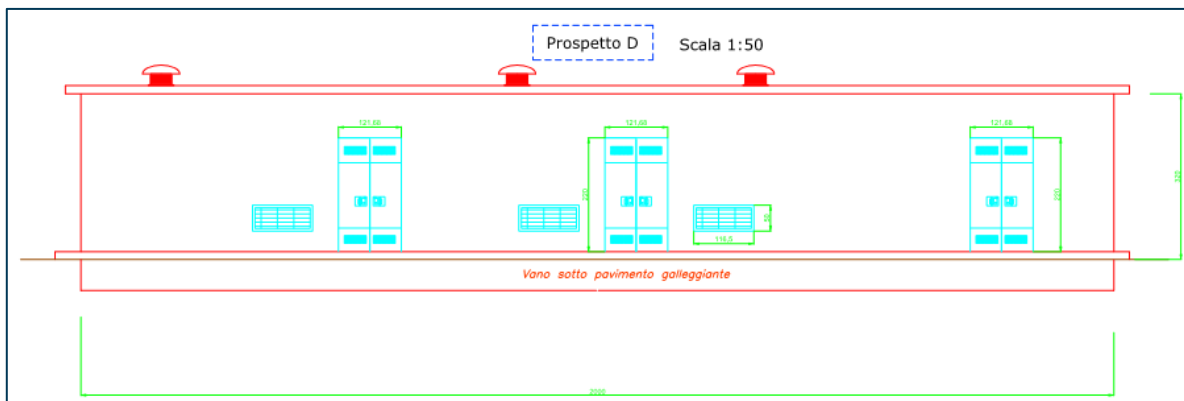


Figura 23. Prospetto lato strada della cabina di consegna dell'Area Nord di Impianto

5.8. Apparecchiature nella cabina di smistamento

All'interno del locale utente della cabina saranno installate le apparecchiature di comando e protezione MT, necessarie al sezionamento e alla protezione delle linee MT di collegamento alle unità di trasformazione dislocate sulle aree di impianto.

Sono previste le seguenti apparecchiature:

- Scomparto MT di risalita cavi
- Scomparto MT con interruttore motorizzato in SF6 e sezionatori di linea e di terra, collegato a Relè di protezione generale (protezioni 50-51-51N-67) e al relè di protezione di interfaccia (protezioni 27 e 81)
- Scomparto MT di risalita sbarre
- N. 6 scomparti di protezione delle linee MT di collegamento alle 6 unità di conversione e trasformazione con sezionatori di linea e di terra e interruttore in SF6 con relè per implementazione delle protezioni da sovracorrenti;
- Scomparto MT con fusibili per la protezione del trasformatore MT/bt destinato ai servizi ausiliari di centrale
- Trasformatore MT/bt 30000/400V, per alimentazione impianti di servizio
- UPS per alimentazione circuiti ed ausiliari delle protezioni generale e di interfaccia
- Apparati del sistema di videosorveglianza e dell'impianto di monitoraggio d'impianto
- Quadro elettrico di bassa tensione per gestione impianti di servizio

Tutti gli scomparti MT impiegati nelle cabine saranno realizzati in lamiere zincate a caldo ed elettrozincate. Le lamiere zincate a caldo sono utilizzate nelle parti interne degli scomparti, quelle elettrozincate per le parti soggette a trattamento di verniciatura. Il livello di isolamento scelto sarà quello previsto per apparecchiature con tensione nominale fino a 36 kV.

Le apparecchiature di protezione e sezionamento saranno dotate di interblocchi di sicurezza a chiave.

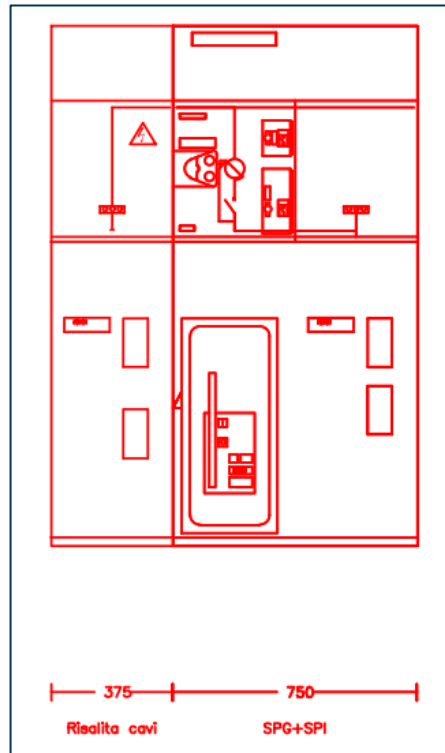


Figura 24. Tipologico fronte quadro scomparti MT di cabina

5.9. Sistema di accumulo e relativa componentistica

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione, sarà anche collegato ad un sistema di accumulo dell'energia prodotta.

Il sistema avrà una potenza nominale di 1,575 MW e una capacità di accumulo pari a circa 3727 kWh.

Saranno utilizzate batterie a ioni di litio da 280Ah, assemblate in moduli da 14,3kWh, a loro volta raggruppati in rack da 372,7 kWh. La componentistica prevista avrà le seguenti caratteristiche:


	Cell Dimension, W x D x H [mm] (excluding terminals)		174 x 72 x 207
	Weight [kg]		c5.4kg
	Capacity [Ah] (nominal)		280
	Design Energy [Wh] (nominal)		896
	Energy Density	Gravimetric [Wh/kg]	165
		Volumetric [Wh/L]	357
	Voltage	Max [V]	3.65
Nominal [V]		3.2	
Min [V]		2.5	

Figura 25. Caratteristiche della singola cella elettrolitica

SPECIFICHE TECNICHE DEL MODULO DA 16 BATTERIE	
Marca e Modello del sistema	SUNGROW M2L – M143
Rapporto di carica e scarica	1C
Tipologia di cella	LFP 280Ah
Configurazione	1P16S
Capacità	280Ah
Energia nominale accumulabile	14,3kWh
Potenza di carica e scarica	14,3kW
Tensione nominale	51,2V
Range operativo di tensione	43,2-58,4V

Tabella 8. Caratteristiche del singolo modulo da 16 batterie


	Configuration		1P16S
	Design Energy [kWh] (nominal)		14.336
	Power [kW]	Continuous (CHG/DCHG)	14.336 (1CP)
		Peak	-
	Operating Voltage(V)		43.2 ~ 58.4
	Dimension (WxDxH)		420 x 760 x 230
	Weight (kg)		~100
	E-Density	Gravimetric [Wh/kg]	141
		Volumetric [Wh/L]	195
	Recommended application		1CP↓

Figura 26. Tipologico del singolo modulo da 16 batterie

Raggruppando 26 moduli di cui alla tabella 8, si ottiene un rack di accumulo avente le seguenti caratteristiche.

SPECIFICHE TECNICHE DEL RACK da 372,7 kWh	
Marca e Modello del sistema	SUNGROW M2L – R372
Rapporto di carica e scarica	1C
Tipologia di cella	LFP 280Ah
Configurazione	1P416S
Capacità	280Ah
Energia nominale accumulabile	372,7 kWh
Potenza di carica e scarica	372,7 kW
Tensione nominale	1331,2V
Range operativo di tensione	1123,2 – 1497,6 V
Dimensioni	1500x2285x760 mm

Tabella 9. Caratteristiche del rack

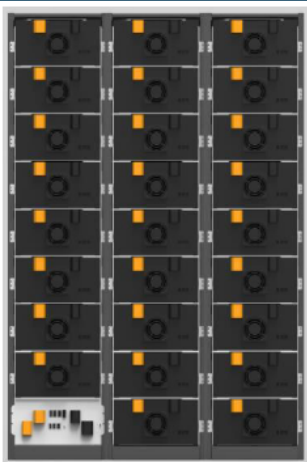
 <p>TBD</p>	Configuration	-	1P416S
	Key component	EA	26 Modules, 1 Switch gear
	Dimension	mm	1620*760*2300
	Nominal Capacity	Ah	280
	Nominal Energy	kWh	372.7
	Nominal Voltage	Vdc	1331.2
	Operating Voltage	Vdc	1,123.2 ~ 1,497.6

Figura 27. Tipologico del singolo rack da 372,7 kWh



Figura 28. Rack batterie da 26 moduli

I rack batterie saranno alloggiati all'interno di un'unità container denominata "Battery Unit" predisposta per una capacità complessiva di 3440 kWh avente le seguenti caratteristiche:

SPECIFICHE TECNICHE DELLA BATTERY UNIT	
Marca e Modello del sistema	SUNGROW ST3440KWH(L)-3150UD-MV (Battery Unit)
Dimensioni	12192x2896x2438 (LxHxP)
Peso indicativo	45,3t
Grado di protezione	IP54
Range operativo di temperatura	-30 – 50°C
Raffreddamento previsto nel container batterie	Riscaldamento, ventilazione e condizionamento
Sistema estinzione incendi nel locale batterie	Spegnimento a gas inerte NOVEC 1230
Comunicazione e monitoraggio	RS485 e ETHERNET

Tabella 10. Caratteristiche del container batterie



Figura 29. Container batterie Sungrow

All'unità di accumulo sopra indicata sarà affiancata un'unità di conversione e trasformazione definita "PCS UNIT" di seguito descritta nel dettaglio:

SPECIFICHE TECNICHE DELLA PCS UNIT	
Marca e Modello del sistema	SUNGROW ST3440KWH(L)-3150UD-MV (PCS Unit)
Dimensioni	6058x2896x2438 (LxHxP)
Peso indicativo	16t
Grado di protezione	IP54
Range operativo di temperatura	-30 – 50°C
Raffreddamento previsto nel container batterie	Raffrescamento ad aria forzata con controllo temperatura
Comunicazione e monitoraggio	RS485 e ETHERNET
Potenza nominale	3150 kVA
Tensione di rete	30kV a 50Hz
Potenza trasformatore	3150 kVA
Raffreddamento trasformatore	ONAN
Olio trasformatore	OLIO MINERALE
Collegamento trafo	DY11

Tabella 11. Caratteristiche dell'unità di potenza del sistema di accumulo



Figura 30. Unità di Potenza PCS

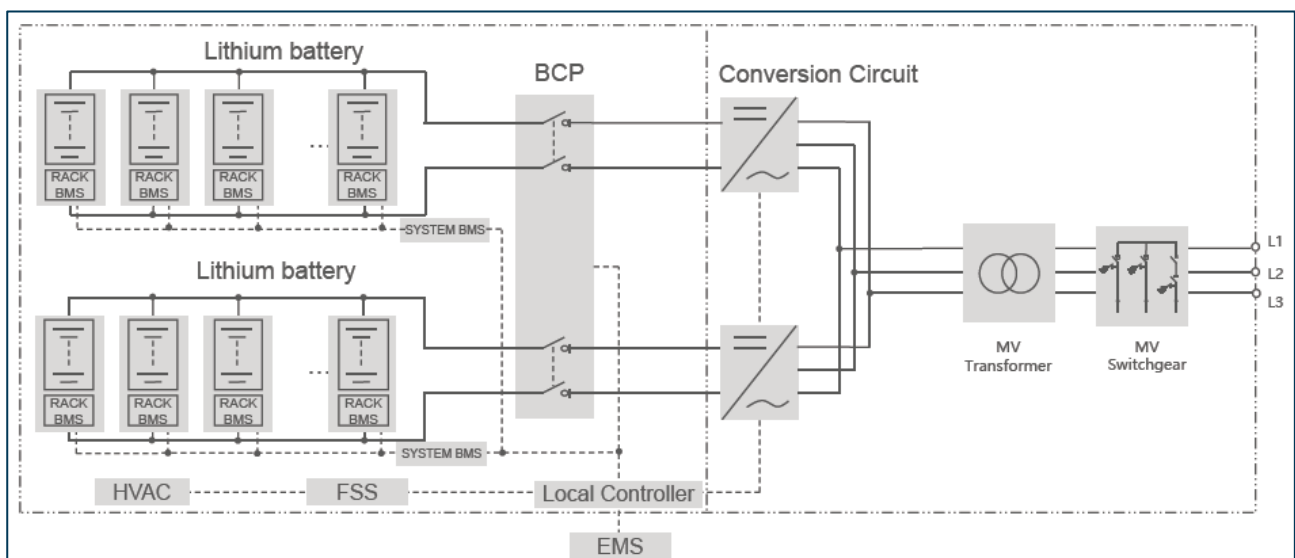


Figura 31. Schema a blocchi del sistema di accumulo con Battery Unit e PCS Unit

Nel campo fotovoltaico, oltre al sistema di accumulo previsto da 3727 kWh, è prevista l'installazione preventiva di ulteriori container batteria e ulteriori PCS unit al fine di consentire un futuro ampliamento del sistema di accumulo.

Il tutto come risultante dagli elaborati progettuali planimetrici.

5.10. Impianto di messa a terra

L'impianto di messa a terra sarà così composto:

- Un anello di terra realizzato con dispersore in corda di rame nudo direttamente interrata, in corrispondenza dell'edificio destinato a cabina utente (smistamento 30kV). I vertici dell'anello saranno collegati a 4 dispersori in acciaio zincato con sezione a croce e lunghezza 1,5 m, infissi nel terreno ed opportunamente identificati. Il dispersore ad anello sarà collegato ai ferri di armatura della cabina;
- Un anello di terra di caratteristiche equivalenti a quello descritto al punto precedente, in corrispondenza di ogni unità di trasformazione;
- Corda di rame nudo di sezione 35 mm² interrata in corrispondenza degli scavi realizzati per il passaggio dei cavidotti di impianto. La corda di rame sarà interconnessa a tutti gli anelli della cabina di consegna e delle unità di conversione e trasformazione, in modo da costituire un unico dispersore su tutta l'area di impianto;
- Barra equipotenziale posizionata in corrispondenza di ciascuna inverter, collegata al dispersore generale di cui al punto precedente finalizzata al collegamento a terra delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici e dell'inverter

I collegamenti tra diversi tratti di corda di rame nudo e tra corda di rame e ferri di armatura degli edifici tecnici e/o delle relative fondazioni, avverrà tramite morsetti a pettine in ottone pressofuso e tramite ancoraggio ai bulloni predisposti sui prefabbricati di cabina.

Il dimensionamento effettivo dell'impianto di terra dovrà essere eseguito nel rispetto delle prescrizioni di cui alla Norma CEI 11-1 e nel rispetto dei parametri di guasto sulla rete a partire dal punto di connessione.

I guasti a terra sulle linee di media tensione presenti nell'impianto fotovoltaico saranno interrotti dalle protezioni presenti nell'impianto.

La sicurezza delle persone sarà sicuramente garantita qualora l'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico garantisca una resistenza di terra R_E tale per cui (CEI 11-1, art. 9.9):

$$R_E \times I_F \leq U_{Tp}$$

dove I_F è la massima corrente di guasto monofase a terra e U_{Tp} è la tensione di contatto limite ammissibile corrispondente al tempo di eliminazione del guasto delle protezioni MT.



Figura 32. Particolari della componentistica impiegata per l'impianto di messa a terra

5.11. Sistemi di protezione dalle scariche di origine atmosferica

Ai sensi della norma CEI 62305-2, è stata prodotta una relazione di valutazione del rischio di fulminazione, la quale definisce i campi come strutture protette. Inoltre, sono stati individuati il rischio di perdita di vite umane R1 - risultato sotto soglia - ed il rischio di perdita economica R4. Per quest'ultimo, in fase di progettazione esecutiva saranno valutate le misure più opportune per la riduzione del rischio stesso. Tali misure saranno concordate con il proponente al fine di stabilire il livello di protezione da fornire, nel rispetto dei limiti di spesa e dell'effettivo beneficio economico. I dettagli sono riportati nell'elaborato "TRI-REL-08", allegato alla documentazione di progetto.

5.12. Cavi elettrici

Per il collegamento tra le varie apparecchiature di impianto e la trasmissione dell'energia elettrica prodotta, è previsto l'utilizzo di varie tipologie di cavi elettrici e di segnale. Di seguito vengono descritti i cavi impiegati per i collegamenti principali.

Collegamento tra stringhe fotovoltaiche e inverter

Saranno utilizzati cavi elettrici idonei alla trasmissione di energia elettrica in corrente continua per tensioni fino a 1500 V aventi le seguenti caratteristiche:

- Anima del cavo in conduttore di alluminio
- Isolamento in mescola LSZH a base di gomma reticolata
- Fasciatura e protezione in nastro di poliestere
- Armatura in treccia o fili di acciaio zincato per consentire idonea protezione contro i roditori
- Guaina esterna in mescola LSZH a base di gomma reticolata speciale resistente ai raggi UV
- Temperatura minima di posa -25°C
- Tensione di esercizio delle anime 1500 Vcc (anche verso terra)
- Massima tensione di esercizio 1800Vcc (anche verso terra)
- Conforme al Regolamento Prodotti da costruzione (CPR UE 305/11)
- Classe di reazione al fuoco EN 50575:2016 Eca
- Sezioni varie a seconda della corrente da trasferire
- Tipologia 1Z2AZ2-K

- Formazione unipolare



Figura 33. Esempio commerciale di cavi elettrici in corrente continua, armati, con conduttore in alluminio

Collegamento da inverter a trasformatore MT/bt (lato bt corrente alternata) e collegamenti in corrente alternata per alimentazione elettrica degli impianti di servizio

Saranno utilizzati cavi elettrici idonei alla trasmissione di energia elettrica in corrente alternata per tensioni fino a 1000 V aventi le seguenti caratteristiche:

- Conduttore in rame rosso, formazione flessibile, classe 5
- Isolamento in gomma, qualità G16
- Riempitivo termoplastico, penetrante le anime nel caso di cavi multipolari
- Guaina in PVC di qualità R16
- Colore Guaina grigio
- Tensione nominale U_0/U 600/1000V
- Tensione massima 1200Vca
- Tensione di prova industriale 4000V
- Temperatura massima di esercizio 90°C
- Temperatura minima di esercizio -15°C
- Temperatura massima di corto circuito 250°C
- Tipologia FG16R16 o FG16(O)R16 in formazione unipolare o multipolare
- Conforme al Regolamento Prodotti da costruzione (CPR UE 305/11)
- Classe di reazione al fuoco EN 50575:2016 CCa-s3,d1,a3



Figura 34. Esempio commerciale di cavi elettrici in corrente alternata

Collegamenti di Media Tensione

Per i collegamenti tra la parte MT dei trasformatori e gli scomparti MT delle unità di trasformazione, da queste ai quadri MT della cabina utente di smistamento 36 kV e dai quadri MT della cabina utente fino alla Stazione di trasformazione AT/MT saranno impiegati cavi di energia aventi le seguenti caratteristiche:

- Cavo tripolare a elica visibile
- Anima in conduttore a corda rotonda compatta di alluminio
- Semiconduttivo interno in mescola estrusa
- Isolante in mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)
- Semiconduttivo esterno in mescola estrusa
- Rivestimento protettivo in nastro semiconduttore igroespandente
- Schermatura in nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
- Guaina in polietilene di colore rosso
- Temperatura di funzionamento 90°C
- Temperatura di corto circuito 250°C
- Tensione di riferimento 18/30 kV (Um 36kV)
- Tipologia ARE4H5EX

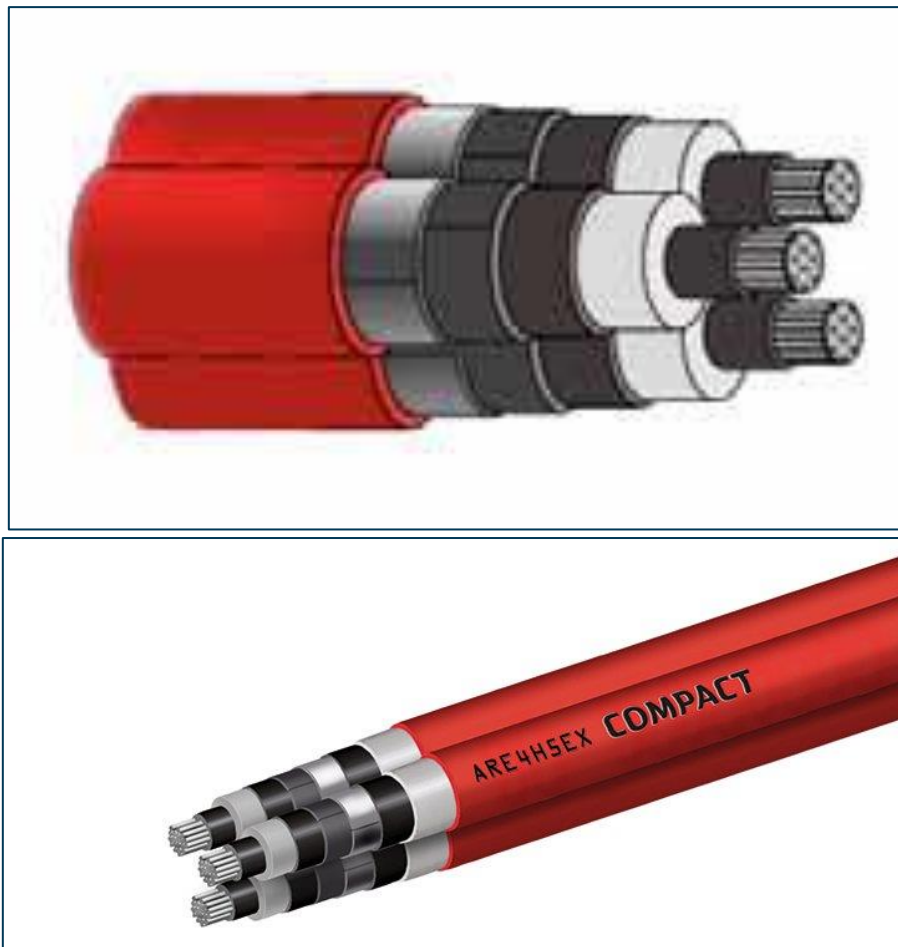


Figura 35. Esempio commerciale di cavi elettrici MT tripolari a elica visibile

5.13. Esecuzione degli scavi per la posa dei cavidotti nelle aree di impianto

La canalizzazione per la posa dei cavi si intende costituita dal canale, dalle protezioni e dagli accessori necessari ed indispensabili per la realizzazione di una linea in cavo sotterraneo.

Gli scavi per il contenimento dei cavidotti, all'interno delle aree di impianto, saranno eseguiti tutti in terreno vegetale. Saranno utilizzate prevalentemente trincee, la cui larghezza è determinata dalla profondità di posa, dalla quantità e dai diametri dei cavidotti impiegati e deve essere tale da consentire la sistemazione del fondo, il collegamento dei cavidotti con specifici manicotti di giunzione e consentire gli interventi di manutenzione. Il terreno rimosso durante le operazioni di scavo delle trincee sarà riutilizzato per il riempimento degli scavi stessi. **Eventuali eccedenze a fine giornata saranno riportate nell'area di deposito temporaneo designata (colonna A) o, in caso di terre e rocce da scavo non conformi alla colonna A, nell'area di deposito temporaneo dedicata (terre e rocce da scavo assimilabili a rifiuti) prima dell'invio a centri di trattamento e smaltimento autorizzati.**

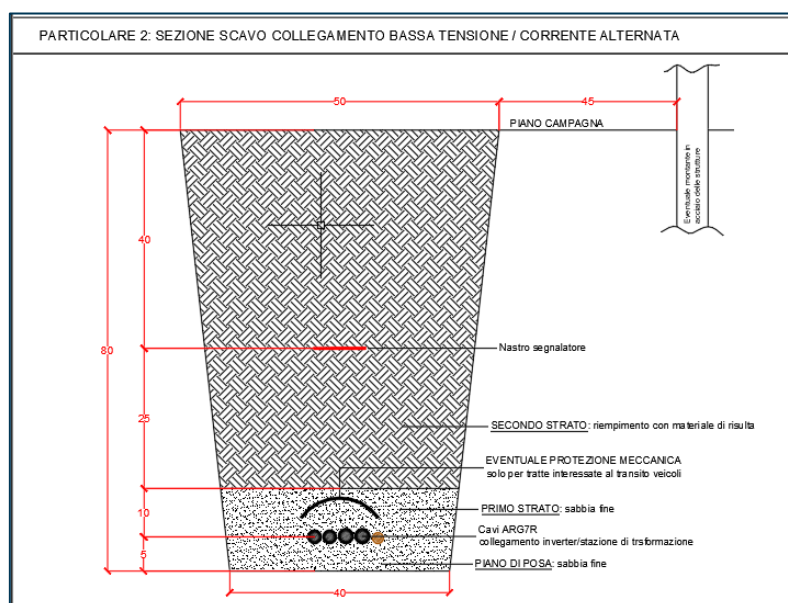
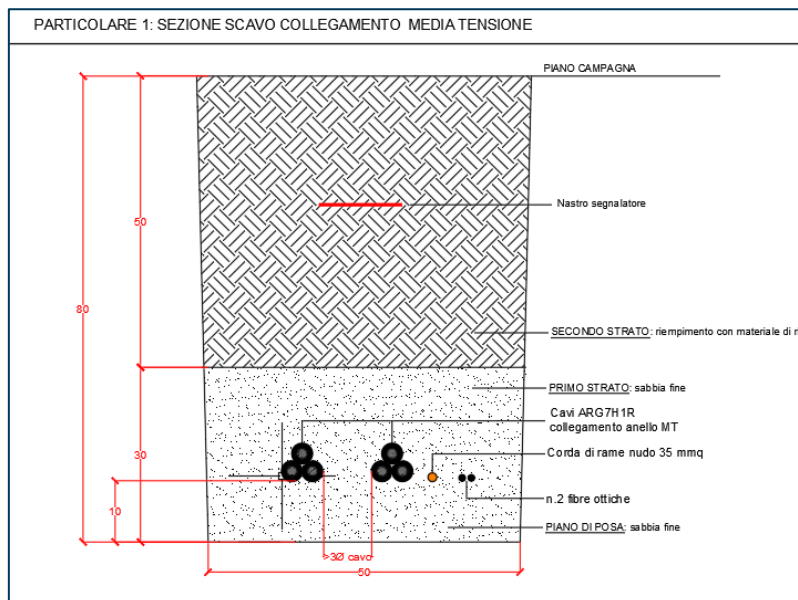
Il fondo delle trincee sarà costituito dal terreno di riporto in modo da consentire un supporto piano e continuo al cavidotto/i. Non è necessario utilizzare gettate di cemento sul fondo delle trincee, poiché i cavidotti scelti avranno la giusta resistenza alle sollecitazioni meccaniche.

Prima della completa stabilizzazione del fondo deve essere costituito il letto di posa con strato di sabbia misto a ghiaia o ghiaia e pietrisco (diametro 10/15 mm).

Il letto di posa dovrà risultare compattato per garantire una ripartizione corretta dei carichi lungo il percorso. Il rinfiacco del cavidotto sarà realizzato in modo da ottenere la migliore costipazione possibile.

Il riempimento dello scavo dovrà essere realizzato per strati successivi, un primo strato di rinfiacco, un secondo strato per la costipazione laterale delle tubazioni, eseguito con lo stesso materiale del letto di posa e gli strati successivi con materiale di riempimento proveniente dallo stesso scavo (depurato dal pietrame superiore a 10 cm di diametro) con successiva stesura di un ultimo strato di terreno vegetale.

Di seguito si riportano le sezioni tipiche di scavo che saranno utilizzate in funzione delle varie tubazioni previste.



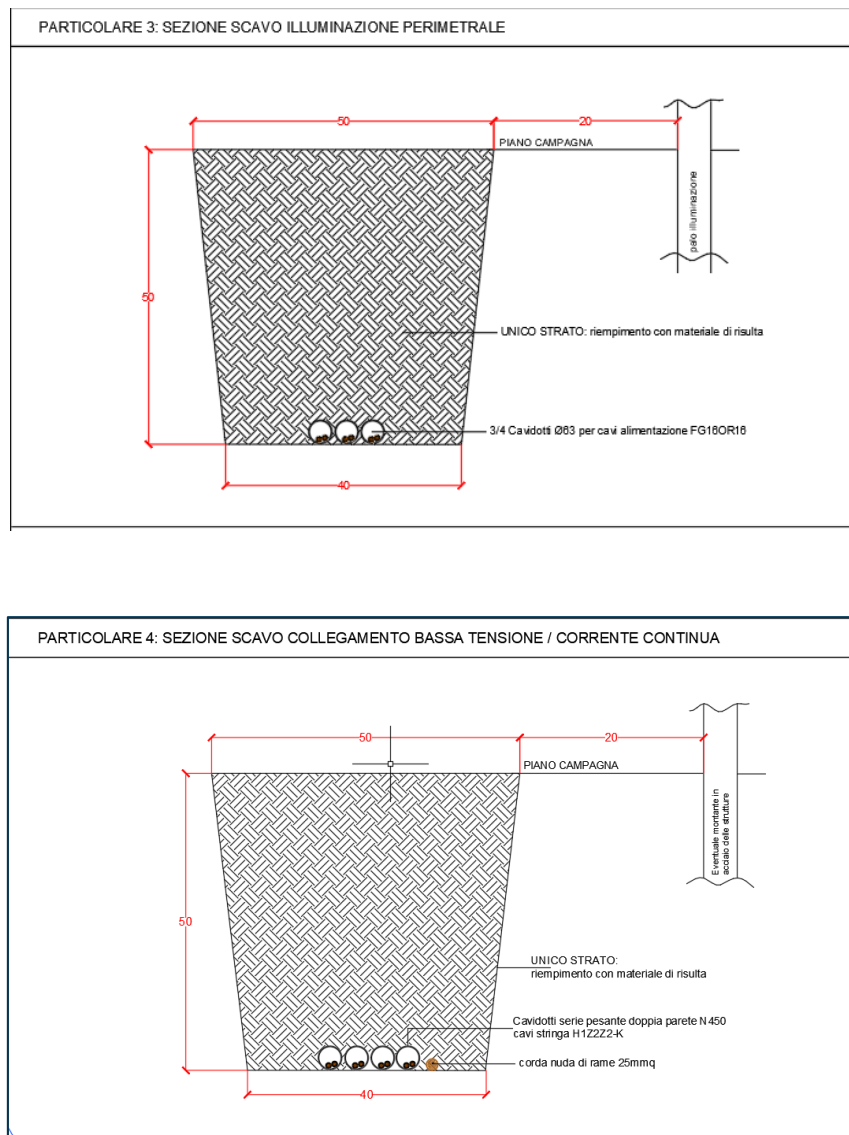


Figura 36. Sezioni di scavo

La presenza dei cavidotti sarà segnalata per mezzo di nastro monitor da posarsi non oltre 0,2 m dall'estradosso delle tubazioni. Le dimensioni previste per gli scavi saranno riviste nel dettaglio in fase di progettazione esecutiva delle opere, allorché, noti i percorsi definitivi, si procederà ad ulteriore ottimizzazione del numero dei cavidotti da utilizzare.

Le tubazioni per il contenimento dei cavi elettrici e di segnale avranno le seguenti caratteristiche:

- Cavidotto a doppia parete corrugato esternamente e liscio internamente
- Realizzazione in mescola di polietilene neutro ad alta densità
- Idoneo alla posa interrata tra -10°C e +60°C
- Raggio di curvatura minimo 8 volte diametro nominale
- Resistenza allo schiacciamento > 450N con deformazione diametro interno pari al 5%
- Completo di manicotti di giunzione in polietilene ad alta densità e, ove necessario, con guarnizioni elastomeriche per la tenuta

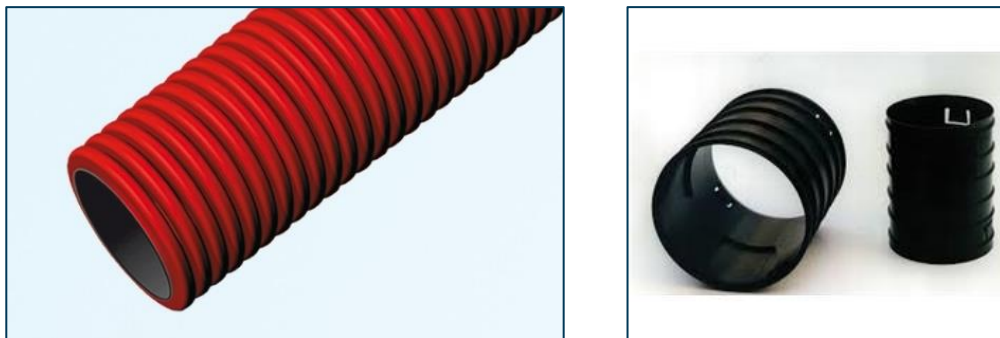


Figura 37. Cavidotto corrugato doppia parete e relativi manicotti di giunzione

5.14. Cavidotto di connessione tra campo fotovoltaico e stazione TERNA

Nel presente paragrafo vengono descritte le modalità di realizzazione delle opere per la connessione necessarie per collegare la cabina utente localizzata nell'impianto fotovoltaico alla stazione di TERNA.

Si tratta di un elettrodotto interrato a tensione 30kV, Um 36kV, in cavo, da realizzarsi in parte su terreno e per la maggior parte su strade pubbliche asfaltate.

Il cavidotto conterrà al massimo tre tubazioni di diametro 160mm, ciascuna destinata al transito di una singola terna di cavi 36kV in formazione tripolare ad elica visibile.

Per la posa interrata dei cavi sarà seguito lo schema di posa di seguito riportato.

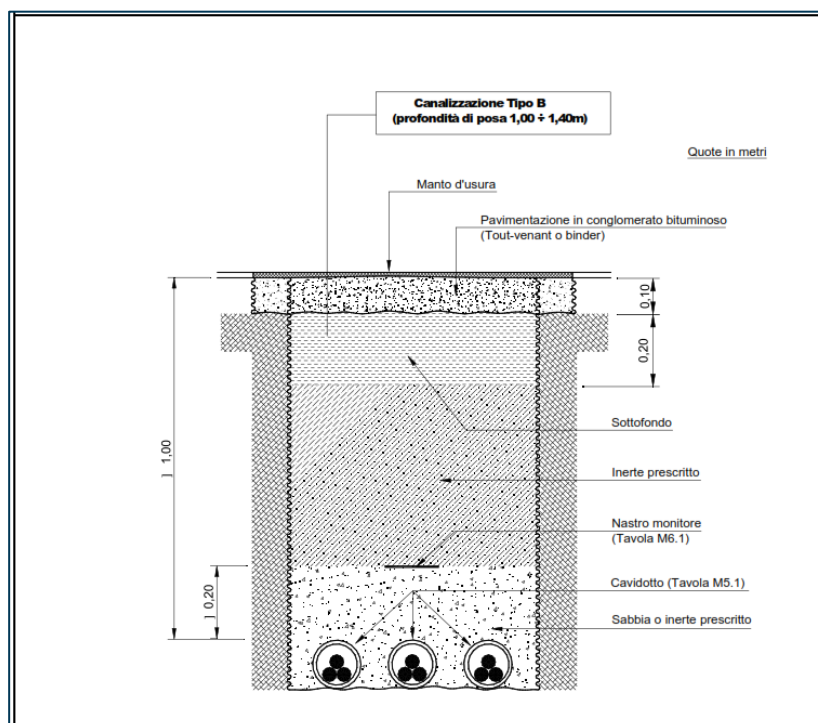


Figura 38. Tripla terna di cavo in cavidotto sotterraneo su strada sterrata o terreno agricolo

Con riferimento al punto n. 2 della comunicazione del Servizio di Valutazioni Ambientali della Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia rispetto al numero di cavi previsti, tale scelta deriva dalla portata di corrente da trasportare e dalla migliore fruibilità dell'impianti in caso di rottura di uno dei cavi. Il proponente conferma la fattibilità e la disponibilità da parte della società a posare una sola terna di cavi (avente diametro di 500mm²), in posa planare in trincea; dalla valutazione delle CEM per i cavi da 500mm² riportata di seguito, si evidenzia però come tale alternativa richieda una profondità di scavo di 1,6m per rispettare il livello di 3 μT

La presenza dei cavi sarà segnalata per mezzo di nastro monitore da posarsi non oltre 0,2 m dall'estradosso della tubazione. I cavi saranno protetti meccanicamente essendo posati in tubazioni in polietilene a struttura esterna corrugata, disposte in barre di diametro 160 mm e lunghezza massima 6 m (3 tubazioni nello stesso scavo). Nell'ambito del percorso previsto per il cavidotto è previsto l'attraversamento di alcuni canali.

L'attraversamento dei canali sarà eseguito in sovrappasso, con staffaggio sulla struttura sovrastante il canale stesso, secondo le modalità di cui alla seguente figura. In assenza di struttura sovrastante il canale si preferirà l'attraversamento in T.O.C. (trivellazione orizzontale controllata).

Anche parte del percorso sarà eseguito con tecnica NO DIG con trivellazione orizzontale controllata.

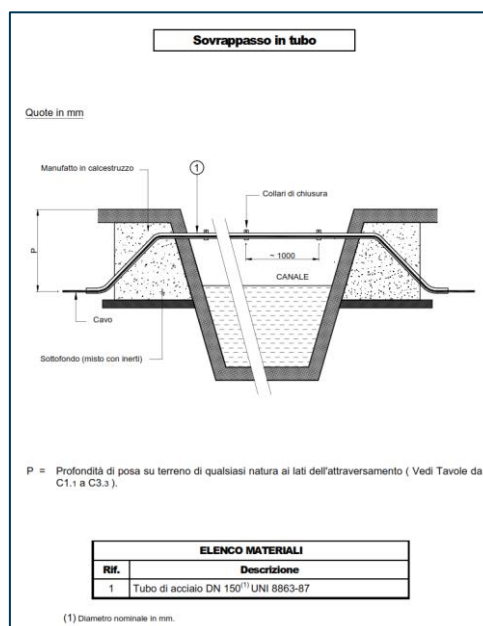


Figura 39. Attraversamento con sovrappasso in tubo su canale

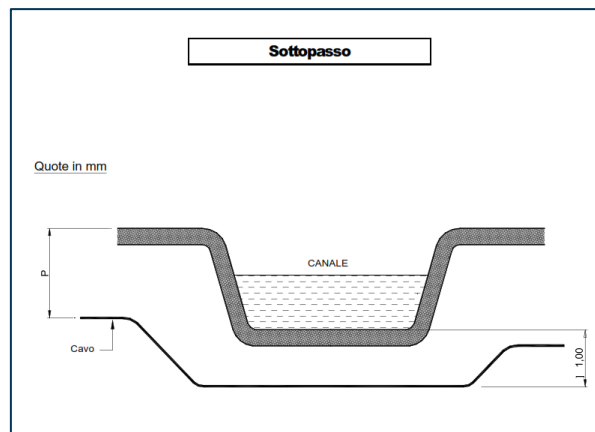


Figura 40. Attraversamento in T.O.C.

Le fasi di esecuzione della T.O.C. possono essere distinte in:

- fase preventiva,
- esecuzione della perforazione pilota
- alesatura e infilaggio della tubazione

La fase preventiva dell'esecuzione consiste nella elaborazione di un piano di perforazione ed è costituita essenzialmente da:

- mappatura e ricostruzione cartografica degli eventuali sottoservizi presenti nella zona di perforazione;
- ricostruzione stratigrafica del terreno nella zona di perforazione per mezzo di utilizzo di georadar;
- definizione del tracciato di perforazione, dei punti di ingresso ed uscita della perforazione, della profondità di posa della tubazione, dell'eventuale distanza della tubazione da eventuali sottoservizi esistenti.

Una volta definiti i tracciamenti in cantiere, sulla base delle informazioni di cui alla fase preventiva, si procederà alla perforazione pilota guidata.

La fase preparatoria della perforazione pilota prevede il posizionamento in sito della macchina perforatrice, su una delle due sponde del canale o nel sito previsto per l'ingresso.



Figura 41. Esempio macchina perforatrice per TOC

La perforazione per la creazione del percorso pilota avviene mediante l'inserimento nel terreno di una batteria di aste in acciaio, che vengono spinte e collegate una dietro l'altra durante la fase di infissione. Sulla prima asta entrante, viene inserita la testa di perforazione che ha una forma asimmetrica a "becco d'oca" necessaria per effettuare la curvatura delle aste nel terreno.

La macchina di perforazione fa avanzare le aste mediante un duplice movimento di rotazione e spinta. In particolare, per effettuare traiettorie rettilinee, si utilizza la rotazione combinata con la spinta, mentre, per le traiettorie curve e/o correzioni di percorso, si procede con la sola spinta delle aste mantenendo ferma la testa di perforazione.

La perforazione del terreno avviene per mezzo dell'erosione dello stesso con acqua ad alta pressione, contenuta in apposite cisterne da cantiere, che viene iniettata lungo le aste e fuoriesce dalla testa di perforazione.

Il controllo della perforazione avviene mediante emissione e ricezione di onde radio. In particolare, la testa di perforazione è dotata di emettitore che, in fase di perforazione, emette le onde ad una certa frequenza. Sul piano terreno o sul piano strada è presente un operatore che tramite apparecchio ricevitore individua costantemente la posizione, l'inclinazione e la profondità della testa, fornendo indicazioni per eventuali correzioni del percorso, rilevando tutti i dati disponibili per riportare, a fine lavoro, su idonee cartografie, il percorso dell'infrastruttura creata.

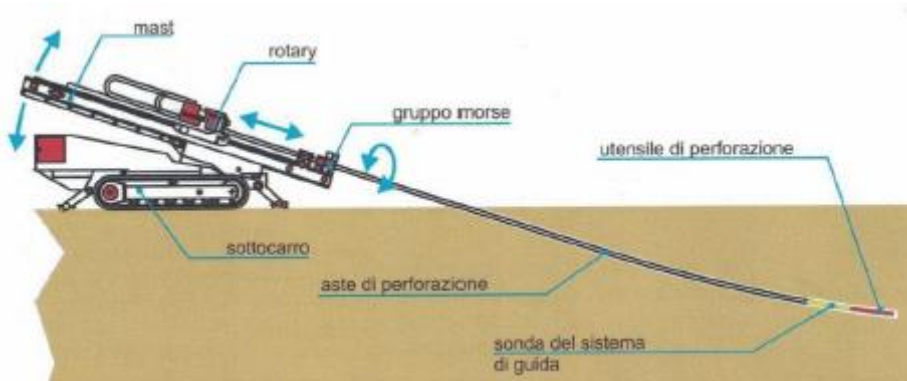


Figura 42. Rappresentazione semplificata della fase di perforazione pilota

La realizzazione dell'attraversamento in trivellazione orizzontale controllata presenta notevoli vantaggi dal punto di vista tecnico, economico ed ambientale, di seguito riassumibili:

- Rapida esecuzione e riduzione dei costi rispetto ad uno scavo classico a cielo aperto;
- Invasività minima;
- Produzione minima di rifiuti e, quindi, assenza di traffico eccessivo di mezzi per il relativo trasporto;
- Massima sicurezza per gli operatori di cantiere.

6. Producibilità dell'impianto fotovoltaico

La resa dell'impianto fotovoltaico è stata valutata con il software PVSYST V7.0.12 ed è riassunta nella seguente tabella. Si allegano, inoltre, alcuni estratti dei report generati direttamente dal software utilizzato.

STIMA DI PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA	
TOTALE PRODUZIONE SULL'INTERA INSTALLAZIONE	Circa 27.000.000 kWh/anno

Tabella 12. Riassunto produttività impianto fotovoltaico

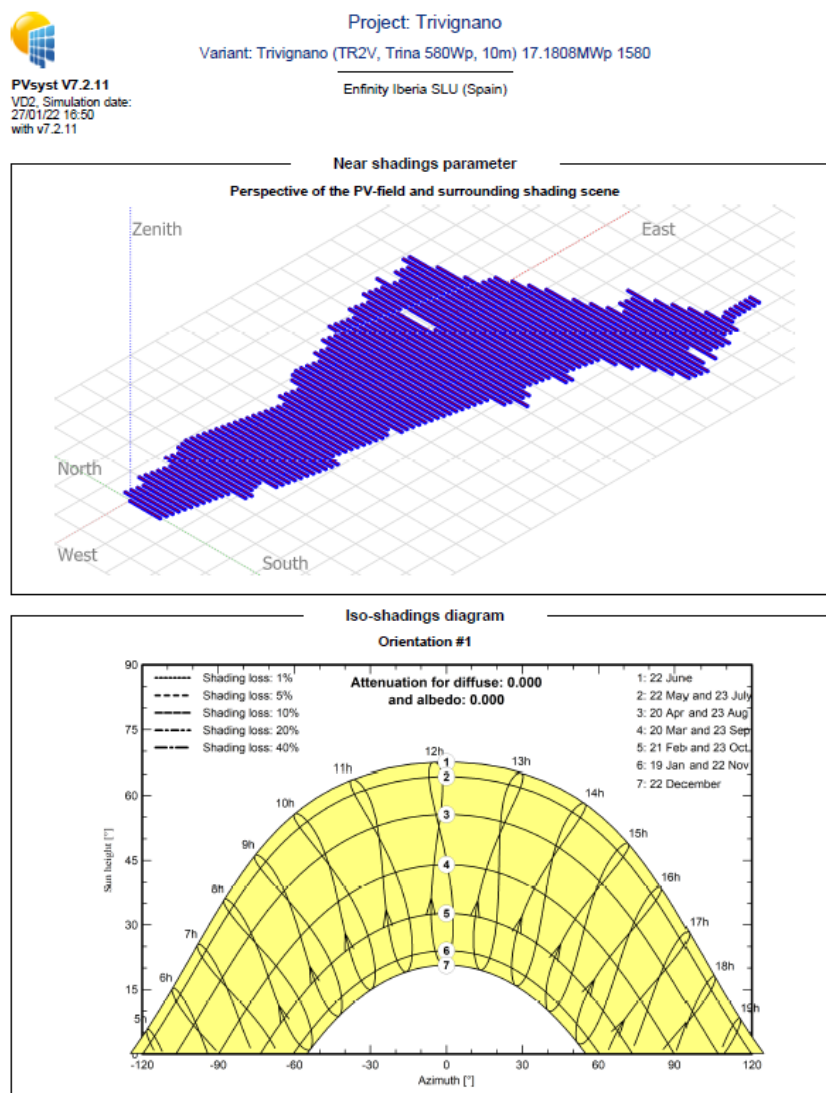


Tabella 13. Estratto report PVSYST



Project: Trivignano

Variant: Trivignano (TR2V, Trina 580Wp, 10m) 17.1808MWp 1580

PVsyst V7.2.11
 VD2, Simulation date:
 27/01/22 16:50
 with v7.2.11

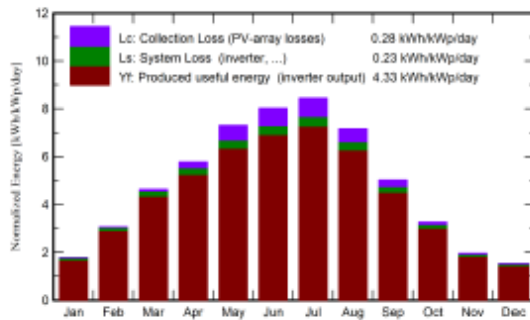
Enfinity Iberia SLU (Spain)

Main results

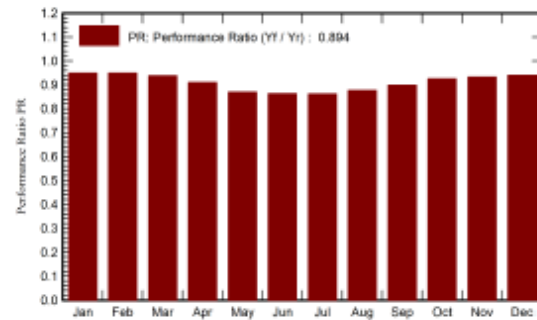
System Production

Produced Energy (P50)	27 GWh/year	Specific production (P50)	1580 kWh/kWp/year	Performance Ratio PR	89.41 %
Produced Energy (P90)	26.5 GWh/year	Specific production (P90)	1542 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95)	26.3 GWh/year	Specific production (P95)	1532 kWh/kWp/year		
Apparent energy	27152 MVAh				

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	42.3	20.50	3.20	55.2	52.6	0.948	0.899	0.948
February	63.7	26.60	4.30	85.8	82.4	1.470	1.399	0.949
March	109.0	46.50	7.70	143.7	138.2	2.434	2.317	0.939
April	135.3	62.70	11.10	173.2	166.7	2.855	2.709	0.910
May	176.8	77.80	16.40	226.6	218.3	3.569	3.385	0.870
June	189.0	82.80	19.80	240.8	232.2	3.767	3.570	0.863
July	201.4	81.20	22.20	261.9	252.9	4.093	3.879	0.862
August	171.1	71.60	22.20	222.0	214.2	3.529	3.345	0.877
September	117.6	54.30	17.40	150.6	144.6	2.451	2.325	0.899
October	76.3	37.50	13.00	101.1	97.0	1.687	1.608	0.925
November	43.9	22.50	8.00	59.0	56.2	0.995	0.945	0.933
December	35.4	17.10	3.90	47.6	45.3	0.813	0.770	0.941
Year	1361.8	601.10	12.48	1767.5	1700.6	28.611	27.152	0.894

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Tabella 14. Estratto report PVSYST

7. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE

L'impianto fotovoltaico sarà corredato di un sistema di illuminazione perimetrale realizzato con corpi illuminanti a led installati su pali di altezza fuori terra pari a 3 metri. L'accensione sarà comandata, tramite contattore, dal sistema antintrusione, in particolare la centrale invierà un segnale attraverso il quale si accenderanno le luci perimetrali. L'accensione sarà inibita durante il giorno mediante l'installazione di un dispositivo crepuscolare, inoltre, l'accensione potrebbe essere anche settorializzata in funzione della tipologia di allarme registrato dalla centrale antintrusione. I pali di illuminazione saranno installati ad una distanza tale da garantire un adeguato livello di illuminamento del campo, indicativamente la distanza tra un palo e l'altro può essere stimata in circa 40 metri, non è richiesta particolare uniformità nell'illuminazione delle zone di interesse. Su ciascun palo di illuminazione si provvederà all'installazione di un corpo illuminante a LED di potenza 50W che sviluppa un flusso luminoso pari a 5500 lm con grado di protezione adeguato alla posa all'aperto.

8. IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA

Il sistema di sicurezza sarà realizzato perimetralmente al campo dove saranno posizionate in modo strategico le telecamere al fine di garantire una corretta copertura di tutto il perimetro. Gli apparati di registrazione e gestione come NVR e switch saranno collocati all'interno della Control Room e tutti gli elementi in campo saranno collegati mediante fibra ottica multimodale.

Oltre al perimetro si prevede di installare anche telecamere tipo dome in corrispondenza delle stazioni di trasformazioni e dell'accesso al campo. Tutte le telecamere saranno dotate di sensore di movimento in modo che si eviti un elevato flusso di segnale da gestire dalla centrale.

9. METEO STATION

La meteo station è un sistema in grado di misurare i parametri ambientali ed inviare informazioni al sistema di supervisione per esseri trattati. Essa è costituita da un anemometro, termometro e piranometro, pertanto, sarà in grado di fornire informazioni in merito a velocità del vento, temperatura ambiente e dei moduli, irraggiamento. Per avere parametri attendibili si potrà provvedere all'installazione di più meteo station in campo.

10. SISTEMA DI SUPERVISIONE

La realizzazione degli impianti prevede anche un sistema per il monitoraggio e il controllo da remoto in grado di fornire informazioni, anche grafiche, dell'intero "percorso energetico". Il sistema sarà collegato, ricevendone informazioni, agli apparati principali del sistema fotovoltaico come: inverter, stazione meteo, quadri elettrici, etc. I parametri gestiti saranno utilizzati per valutare le prestazioni dell'impianto in termini di produzione di energia stimata e reale e quindi con il calcolo del PR (Performance Ratio). Verrà realizzata un'apposita interfaccia grafica per la gestione dell'impianto.

Oltre ai parametri energetici per la valutazione delle prestazioni, il sistema sarà in grado anche di gestire le immagini provenienti dal sistema di videosorveglianza in tempo reale e la possibilità di visione di quelle registrate, trovando quindi applicazione anche in ambito di sicurezza.

Tutti gli apparati interessati dal sistema di supervisione saranno ad essi collegati mediante fibra ottica (multimodale e ridondante) in posa interrata in appositi cavidotti, in corrispondenza degli apparati saranno previsti dei dispositivi transponder per la conversione dei segnali da fibra in rame. Inoltre, per la gestione delle informazioni si prevede l'installazione in campo di diversi cassette ottici in appositi involucri protettivi dagli agenti atmosferici. Gli apparati principali per la gestione del sistema saranno invece collocati all'interno della Control Room.

Il sistema di supervisione e telecontrollo riveste un ruolo di fondamentale importanza nella gestione dell'impianto in quanto, oltre a trovare applicazioni in ambito di sicurezza e di valutazione delle prestazioni, esso rappresenta lo strumento attraverso il quale il distributore di rete (Terna) può agire sull'impianto. Infatti, inviando le direttive al gestore di impianto quest'ultimo può settare i parametri di rete con cui l'impianto si interfaccia alla RTN oppure disconnettere l'impianto in caso di necessità.

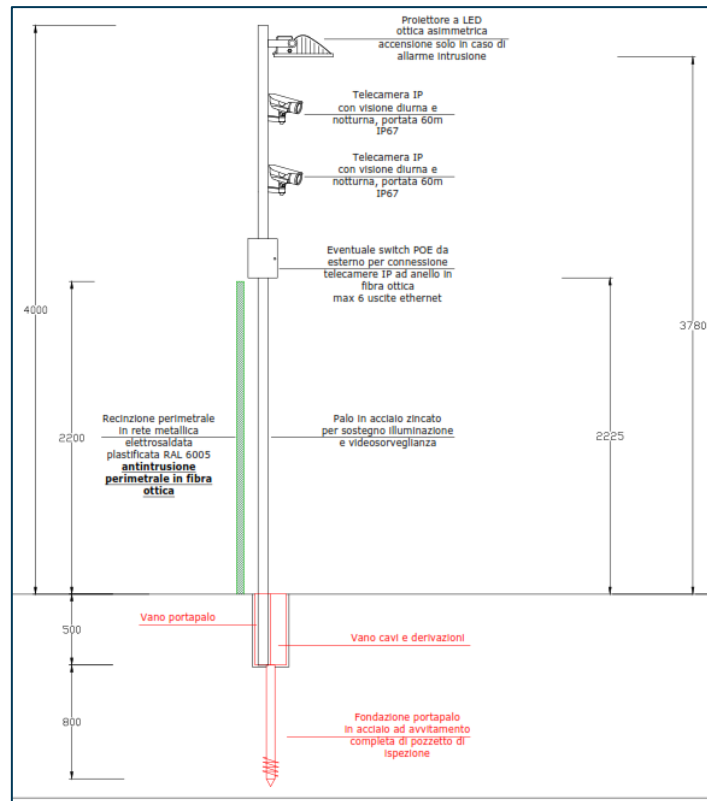


Figura 43. Tipologico palo per illuminazione e videosorveglianza con fondazione a vite

11. Organizzazione del cantiere

Si veda nel dettaglio quanto riportato nell'elaborato "TRI-REL-06".

12. Cronoprogramma

Si veda nel dettaglio quanto riportato nell'elaborato "TRI-REL-11".

Ing. Nicodemo Agostino

